

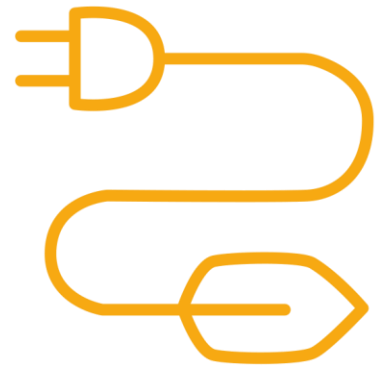


# CANARIAS

Por la transición energética

Plan de Transición  
Energética de Canarias

Versión inicial



DILIGENCIA que se extiende para hacer constar que el presente documento se corresponde con la versión inicial del PTECan 2030, tomado en consideración por Resolución DGE-558/2023, de 8 de mayo.

En Las Palmas de Gran Canaria

La Jefa de Servicio de Desarrollo Energético  
Alicia Velduque Ramos

**Versión Inicial del Plan de Transición Energética de Canaria (PTECan)**

**Promotor:** Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias.

**Elaboración:** Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Las Palmas de Gran Canaria, abril 2023

## Índice

<b>0. Índice general .....</b>	<b>i</b>
<b>1. Resumen ejecutivo.....</b>	<b>1</b>
1.1 Necesidad del Plan de Transición Energética de Canarias .....	2
1.2 Síntesis de la situación actual del sector energético de Canarias .....	6
1.3 Definición de horizontes, escenarios y alternativas .....	13
1.4 Estructura del PTECan.....	20
1.5 Resumen de objetivos PTECan .....	24
1.6 Políticas energéticas y plan de acción .....	25
1.7 Estimación presupuestaria .....	28
1.8 Alternativa seleccionada.....	29
<b>2. Proceso de desarrollo del PTECan.....</b>	<b>34</b>
2.1 Descripción general del proceso de desarrollo del PTECan .....	34
2.2 Marco normativo e interacción con otros Planes y Programas .....	38
2.2.1 Planes Estratégicos Europeos relativos al Cambio Climático, el desarrollo sostenible y el uso de las energías limpias .....	38
2.2.2 Marco Estratégico de Energía y Clima de España.....	42
2.2.3 Estrategia a Largo Plazo para una economía española moderna, competitiva y climáticamente neutra .....	46
2.2.4 Estrategias Nacionales de la Energía .....	47
2.2.5 Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia .....	49
2.2.6 Planificación Autonómica en materia de energía.....	53
2.2.7 Estrategias Autonómicas de la Energía.....	57
2.2.8 Planificación territorial .....	65
2.2.9 Biodiversidad, Espacios Naturales protegidos y red Natura 2000 .....	66
2.3 Consulta pública.....	67
2.4 Descripción general del sector energético de Canarias .....	69
2.5 Proyecciones de evolución del sector energético de canarias.....	78
2.5.1 Proyecciones de datos socioeconómicos .....	78
2.5.1.1 Evolución prevista de la población en Canarias .....	78
2.5.1.2 Evolución prevista del Producto Interior Bruto en Canarias .....	80
2.5.2 Estimaciones del parque automovilístico de Canarias .....	82
2.5.3 Proyección de demanda eléctrica de Canarias.....	84
2.5.3.1 Evolución prevista de demanda eléctrica general .....	84
2.5.3.2 Evolución prevista de demanda vehículo eléctrico.....	86

2.5.3.3	Evolución prevista de demanda del transporte marítimo eléctrico .....	88
2.5.3.4	Evolución prevista de demanda eléctrica (total).....	89
2.5.4	Proyección de demanda de combustibles en Canarias .....	90
2.5.4.1	Evolución prevista de gasolinas.....	91
2.5.4.2	Evolución prevista de gasóleos .....	92
2.5.4.3	Evolución prevista de Diésel oíl.....	93
2.5.4.4	Evolución prevista de Fuel oíl.....	94
2.5.4.5	Evolución prevista de Queroseno .....	94
2.5.4.6	Evolución prevista de Gases Licuados del Petróleo .....	95
2.5.4.7	Resumen de consumos estimados de combustibles fósiles .....	96
2.5.5	Proyección de demanda térmica de Canarias .....	98
2.5.5.1	Demanda de calor en el sector hotelero .....	98
2.5.5.2	Demanda de calor en el sector residencial .....	100
2.5.5.3	Demanda total de calor en Canarias hasta el año 2040.....	101
2.5.6	Puntas de demanda eléctrica .....	103
2.5.7	Evolución técnica de tecnologías relevantes para Canarias y efecto sobre los costes de inversión .....	104
2.6	Análisis estratégico DAFO .....	108
2.6.1	Sector eléctrico .....	109
2.6.1.1	Energías Renovables.....	109
2.6.1.2	Almacenamiento energético .....	111
2.6.1.3	Generación térmica convencional.....	112
2.6.1.4	Redes eléctricas de transporte y distribución .....	112
2.6.2	Sector transporte.....	113
2.6.3	Sector del calor .....	115
<b>3</b>	<b>Alternativas de planificación .....</b>	<b>117</b>
3.1	Alternativas al modelo energético de canarias .....	117
3.1.1	Alternativa 0 .....	117
3.1.2	Alternativa 1 .....	119
3.1.3	Alternativa 2 .....	123
3.2	Singularidad de las Islas Canarias en materia energética.....	126
3.3	Bases técnicas de modelización.....	130
3.4	Estado del arte de las tecnologías propuestas para Canarias .....	131
3.5	Otras hipótesis consideradas en los estudios.....	131
<b>4</b>	<b>Producción de energía eléctrica.....</b>	<b>135</b>

4.1	Análisis del modo de operación o despacho de la generación térmica convencional de Canarias .....	135
4.2	Análisis de la vida útil de la generación actual y proyectos en el horizonte de planificación .....	143
4.3	Posibilidades para la transición de la generación síncrona hacia su descarbonización en los horizontes de planificación .....	153
4.4	Seguridad y garantía del suministro .....	160
4.5	Suministro de combustibles para generación eléctrica en el horizonte de planificación .....	166
4.5.1	Alternativa 0 .....	167
4.5.2	Alternativa 1 .....	168
4.5.3	Alternativa 2 .....	170
4.6	Tecnologías de generación de energía eléctrica .....	172
4.6.1	Alternativa 0 .....	173
4.6.2	Alternativa 1 .....	178
4.6.3	Alternativa 2 .....	183
4.7	Cogeneración .....	188
4.8	Modelización energética (Generación de energía) .....	191
4.8.1	Alternativa 0 .....	192
4.8.1.1	Gran Canaria .....	192
4.8.1.2	Tenerife .....	193
4.8.1.3	Lanzarote .....	194
4.8.1.4	Fuerteventura .....	195
4.8.1.5	La Palma .....	196
4.8.1.6	La Gomera .....	197
4.8.1.7	El Hierro .....	198
4.8.2	Alternativa 1 .....	199
4.8.2.1	Gran Canaria .....	200
4.8.2.2	Tenerife .....	201
4.8.2.3	Lanzarote .....	203
4.8.2.4	Fuerteventura .....	204
4.8.2.5	La Palma .....	206
4.8.2.6	La Gomera .....	207
4.8.2.7	El Hierro .....	209
4.8.3	Alternativa 2 .....	210
4.8.3.1	Gran Canaria .....	210

4.8.3.2	Tenerife .....	212
4.8.3.3	Lanzarote .....	213
4.8.3.4	Fuerteventura .....	214
4.8.3.5	La Palma .....	216
4.8.3.6	La Gomera .....	217
4.8.3.7	El Hierro .....	218
4.8.4	Resumen de alternativas al modelo energético de Canarias .....	220
4.9.	Ubicación geográfica de la generación .....	227
<b>5</b>	<b>Almacenamiento energético .....</b>	<b>230</b>
5.1	Necesidad del almacenamiento energético .....	230
5.2	Almacenamiento a nivel de usuario .....	234
5.3	Almacenamiento distribuido .....	237
5.4	Almacenamiento a gran escala .....	243
5.5	Coordinación de los distintos sistemas de almacenamiento energético .....	246
5.6	Necesidades de almacenamiento energético en el horizonte de planificación PTECan .....	251
5.6.1	Alternativa 0 .....	251
5.6.2	Alternativa 1 .....	252
5.6.3	Alternativa 2 .....	253
5.7	Modelización .....	254
<b>6</b>	<b>Transporte y distribución de energía eléctrica .....</b>	<b>258</b>
6.1	Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2021-2026 .....	259
6.2	Actuaciones previstas en el Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2021-2026 .....	262
6.2.1	Actuaciones en red de partida .....	263
6.2.2	Nuevas actuaciones .....	268
6.3	Análisis de la red de transporte .....	270
6.4	Análisis de la red de distribución .....	277
6.5	Interconexiones eléctricas .....	283
<b>7</b>	<b>Movilidad sostenible y gestión de demanda .....</b>	<b>286</b>
7.1	Aspectos generales del sector del transporte de Canarias .....	286
7.2	Movilidad terrestre .....	289
7.2.1	Vehículos eléctricos .....	289
7.2.2	Gestión de demanda asociada al vehículo eléctrico .....	295
7.2.3	Infraestructuras de puntos de recarga .....	298

7.2.4	Vehículos de hidrógeno .....	302
7.2.5	Otras opciones tecnológicas.....	307
7.3	Movilidad marítima .....	310
7.3.1	Estimación de la demanda de combustibles para el transporte marítimo insular.....	311
7.3.2	Uso de amoníaco como combustible de navegación .....	315
7.3.3	Movilidad marítima de cercanías basada en barcos eléctricos.....	320
7.4	Movilidad aérea .....	321
7.4.1	Estimación de la demanda de queroseno insular.....	321
7.4.2	Objetivo de descarbonización del transporte aéreo .....	331
7.5	Modelización.....	332
<b>8</b>	<b>Políticas sectoriales y Ahorro y Eficiencia energética .....</b>	<b>335</b>
8.1	Sector residencial.....	337
8.2	Sector turístico.....	338
8.3	Industria del agua .....	339
8.4	Industria .....	342
8.5	Administraciones públicas .....	343
8.6	Sector Servicios .....	344
8.7	Sector del transporte .....	344
8.8	Agricultura, ganadería y pesca .....	345
8.9	Investigación e innovación .....	347
8.10	Medidas horizontales .....	348
8.11	Cumplimiento mínimo del objetivo de eficiencia energética .....	350
8.11.1	Correspondencia con escenarios PNIEC .....	350
8.11.2	Justificación del cumplimiento del objetivo .....	351
8.12	Evolución del sistema de ahorro y eficiencia energética .....	352
<b>9</b>	<b>Protección de los consumidores y pobreza energética .....</b>	<b>361</b>
9.1	Estrategia Nacional contra la pobreza energética y objetivos establecidos en el ámbito Nacional.....	361
9.2	Situación de la pobreza energética en el ámbito de Canarias .....	372
9.3	Medidas para la protección de los consumidores.....	374
9.4	Medidas para concienciación, información y formación de los consumidores	378
9.5	Plan de acción de lucha contra la pobreza energética .....	382
<b>10</b>	<b>Externalidades del sector energético de Canarias .....</b>	<b>387</b>
10.1	Emisiones.....	387

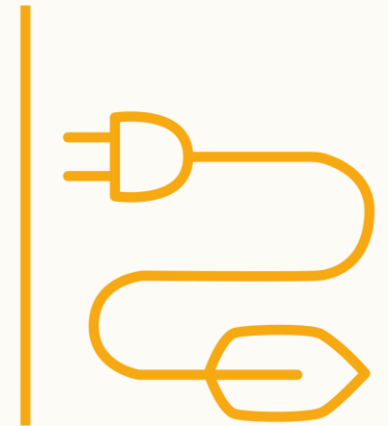
10.1.1	Introducción a la situación actual.....	387
10.1.2	Factores de emisión considerados en este estudio.....	389
10.1.3	Emisiones por combustión estacionaria.....	390
10.1.4	Emisiones por combustión móvil.....	395
10.1.5	Análisis de la huella de carbono .....	398
10.1.6	Desagregación de emisiones por sectores .....	400
10.2	Ocupación del territorio .....	401
10.3	Externalidades medioambientales.....	402
10.4	Externalidades socioeconómicas .....	403
10.5	Descarbonización de la economía.....	404
10.6	Cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) .....	408
10.7	Canarias como exportador del conocimiento en materia energética .....	408
<b>11</b>	<b>Modelo energético de Canarias. Alternativa seleccionada .....</b>	<b>411</b>
11.1	Selección de alternativa .....	411
11.2	Análisis por sectores de la energía .....	417
11.2.1	Sector del transporte.....	417
11.2.2	Sector eléctrico .....	418
11.2.3	Sector del calor .....	419
11.3	Objetivos de la planificación .....	421
11.3.1	Seguridad del suministro energético.....	421
11.3.2	Eficiencia energética.....	422
11.3.3	Energías Renovables .....	423
11.3.3.1	Cobertura de demanda eléctrica.....	423
11.3.3.2	Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios .....	424
11.3.3.3	Cobertura de demanda de calor.....	426
11.3.4	Movilidad sostenible.....	426
11.3.5	Innovación, investigación y desarrollo tecnológico.....	428
11.3.6	Aspectos socioeconómicos de la energía .....	429
<b>12</b>	<b>Plan de medidas y sistema de gobernaza.....</b>	<b>431</b>
12.1	Plan de medidas .....	431
12.1.1	Seguridad del suministro energético.....	431
12.1.2	Eficiencia energética.....	433
12.1.3	Energías renovables.....	437
12.1.3.1	Cobertura de demanda eléctrica.....	437
12.1.3.2	Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios .....	440



12.1.3.3	Cobertura de demanda de calor .....	443
12.1.4	Movilidad sostenible.....	445
12.1.5	Innovación, investigación y desarrollo tecnológico.....	448
12.1.6	Aspectos socioeconómicos de la energía .....	451
12.2	Estrategia de gobernanza .....	452
12.2.1	Modelos de gobernanza .....	453
12.2.2	Modelo de gobernanza del PTECan.....	457
12.3	Sistema de indicadores del PTECan.....	458
12.3.1	Indicadores generales.....	459
12.3.2	Seguridad del suministro energético.....	459
12.3.3	Eficiencia energética .....	460
12.3.4	Energías renovables.....	461
12.3.4.1	Cobertura de demanda eléctrica .....	461
12.3.4.2	Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios .....	462
12.3.4.3	Cobertura de demanda de calor .....	462
12.3.5	Movilidad sostenible.....	463
12.3.6	Innovación, investigación y desarrollo tecnológico.....	463
12.3.7	Aspectos socioeconómicos de la energía .....	464
12.3.8	Emisiones por sectores de la economía .....	465
<b>13</b>	<b>Impacto social y creación de nuevos modelos de negocio y empleo .....</b>	<b>467</b>
13.1	Nuevos modelos de negocio .....	467
13.1	Creación de empleo .....	474
13.2	Formación y fomento .....	478
13.3	Igualdad de género.....	480
13.4	Comunidades energéticas y la figura del prosumidor .....	483
13.5	Recuperación post-COVID-19.....	488

# 1

## Resumen ejecutivo



## 1. Resumen ejecutivo

---

El **Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan)** se desarrolla en virtud del Acuerdo de Gobierno aprobado mediante el [Decreto 9/2021, de 18 de febrero](#), por el que se encomienda a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial la elaboración de un plan de transición energética para la Comunidad Autónoma de Canarias.

En el citado decreto se recoge que acometer el objetivo de descarbonizar la economía canaria pasa, inevitablemente, por promover y liderar un cambio profundo del actual modelo energético canario, caracterizado por su gran dependencia del exterior, basado en el consumo de combustibles fósiles y, por tanto, con elevados impactos negativos sobre el medio ambiente. El sector “procesado de la energía” es el que contribuye, en mayor medida, a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), alcanzando valores en torno al 85% de las emisiones GEI totales en Canarias (equivalente a unas seis de cada siete toneladas GEI). Esta necesidad urge todavía más cuando el objetivo de descarbonización para Canarias se quiere alcanzar en el año 2040, con arreglo a la declaración de emergencia climática en Canarias: es decir, diez años antes que el objetivo de descarbonización fijado a nivel nacional.

Por ello, mediante el Decreto 9/2021, el Gobierno de Canarias acordó iniciar, de inmediato, las actuaciones necesarias para elaborar, en el plazo más breve posible, un plan de transición energética, en el marco de las competencias autonómicas en materia de energía, de acuerdo con las bases del régimen energético en el ámbito estatal y en el marco de la legislación básica del Estado y de los acuerdos internacionales favorecedores de la lucha contra el cambio climático.

Según el citado decreto, el PTECan tendrá un horizonte temporal hasta 2030, y será el instrumento de planificación sectorial que tendrá como objetivo avanzar en la descarbonización de Canarias, promoviendo el desarrollo de un modelo energético sostenible, basado en la eficiencia energética y las energías renovables, identificando las acciones que contribuirán a la descarbonización de la economía en el horizonte de 2040.

Además, sin perjuicio de lo dispuesto en el citado Decreto 9/2021, de 18 de febrero, este plan también está alineado con la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias (LCCTEC).

Se identifican retos y oportunidades de desarrollo en el sector energético fomentándose la eficiencia energética, el uso de las energías renovables y el mantenimiento de las condiciones de seguridad y garantía de suministro energético en cada territorio insular de las Islas Canarias.

El PTECan se estructura en 13 capítulos y varios anexos, en los que se tratan asuntos de diversa índole pero naturalmente interrelacionados entre sí. En este primer capítulo se sintetiza la estructura del plan y se resume los objetivos así como las principales políticas a implementar en cada sector energético de Canarias.

Debe tenerse en cuenta que el PTECan no forma parte, como tal, de los tipos de instrumentos de ordenación ambiental, territorial o urbanísticos del artículo 83 de la Ley 4/2017 pero dado su incidencia en el territorio se considera a éste como un Plan Territorial Espacial en lo concerniente a sus efectos sobre el uso del suelo y su interacción con los demás planes de ordenación.

## 1.1 NECESIDAD DEL PLAN DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE CANARIAS

En la situación actual, la mayor parte de la demanda energética en Canarias está siendo atendida por combustibles fósiles, con los elevados impactos negativos que ello supone sobre el medio ambiente. De hecho, el sector energético es el que contribuye en mayor medida a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), alcanzando valores superiores al 85% de las emisiones totales, lo que equivale a unas seis de cada siete toneladas GEI. Por tanto, se debe avanzar cuanto antes en la descarbonización de este sector. A modo indicativo, en este documento se usan las cifras oficiales publicadas en los Anuario Energéticos de Canarias, considerando las del año 2019 como las más próximas a la situación real de prepandemia y las de 2020 como las últimas disponibles durante la redacción de este documento. Así pues, en el año 2019 se recibieron en Canarias 7.032,3 kTep de productos petrolíferos. De ese total, 2.306 kTep se destinaron a bunkering y el resto, en su mayoría, a dar soporte a los distintos sectores productivos del archipiélago canario. La energía primaria en las islas ascendió hasta las 4.844 kTep, de las cuales solo 146 kTep representaron la producción interior a partir de energías renovables. Esto se traduce en que, en 2019, el grado de autoabastecimiento energético de Canarias se situó en un 2,9%.

En el mes de marzo de 2020 se declara en España el estado de alarma por la alerta sanitaria provocada por la COVID-19, disminuyéndose la actividad del país a la estrictamente necesaria. Ello propició una drástica disminución del consumo energético y de manera específica, en el consumo de combustibles. Sin embargo, la estructura del sistema eléctrico permanecía prácticamente invariable. Según el Anuario Energético de Canarias 2020, se recibieron en ese año un total de 5.854,6 kTep de productos petrolíferos, un 16,10% menos que en el año 2019. De este total, 2.157,1 kTep se emplearon en bunkering. Asimismo, la energía primaria en Canarias disminuyó hasta las 3.541,9 kTep, un 27,49% menos que el año anterior, de las cuales la producción interior a partir de energías renovables alcanzó las 141,97 kTep, un 2,61% menos que en 2019. Sin embargo, la presencia de las renovables sobre el total de energía primaria de ese año 2020 aumentó, debido a la disminución del consumo total de energía primaria producida por la crisis sanitaria COVID-19. De esa forma, mientras que en 2019 el grado de autoabastecimiento energético con renovables en Canarias era del 2,9%, en 2020 pasaba a ser del 4%.

En términos de demanda final de energía, el sector del transporte (en sus tres modalidades terrestre, marítimo y aéreo) es tradicionalmente el mayor consumidor de energía final, situándose en el año 2019 en las 2.743,7 kTep, lo que supuso el 74,7% del total de la energía final (excluyendo usos no energéticos). Sin embargo, en el año 2020 dicho sector experimentó una reducción considerable, directamente achacable a las restricciones de movilidad producidas por la crisis sanitaria, situándose en las 1.698,7 kTep, reduciéndose de esta manera su participación en el consumo final de energía al 67,8%.

También es importante mencionar que la evolución de la situación es dispar por sectores energéticos. Así, durante los años 2018 y 2019 se produjo un incremento de la potencia renovable instalada asociada al sector eléctrico, aumentando también su producción, pasando de los 739,7 GWh en 2017 a los 1.480,6 GWh en 2019. Esto permitió alcanzar una cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables del 15,9% en ese mismo año, frente al 7,6%

en 2017. En el año 2020 la producción renovable se situó en los 1.416,8 GWh, lo que supuso una reducción del 4,3% respecto al año 2019. No obstante, la contribución de las energías renovables en el total de la demanda eléctrica en 2020 se situó en un 16,9%, es decir, un 1% más que en 2019. Este nivel de penetración de las renovables en el sector eléctrico, si bien no es suficiente, marca un considerable grado de avance en un corto espacio de tiempo. Por el contrario, en el sector de la movilidad sostenible, las mejoras siguen siendo insuficientes. A modo de referencia, según los datos publicados por la Dirección General de Tráfico, el número de vehículos de cero emisiones matriculados en Canarias en 2019 ascendió a 2.578 vehículos, representando solo el 0,15% del total del parque de vehículos de las islas de ese año. En 2020, el número de vehículos de cero emisiones alcanzó los 3.806 vehículos, si bien esta cifra representó únicamente el 0,22% del total del parque de turismos de ese año.

A esto se suma las consecuencias del Cambio Climático previstas a medio plazo. Siguiendo la metodología establecida por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) y usándose como referencia el modelo Weather Research Forecast (WRF) ejecutado con datos de asimilación proporcionados por el National Center for Atmospheric Research (NCAR), se estima en el ámbito del PTECan el aumento de las temperaturas previsto para los próximos años. El modelo se ejecuta con una resolución espacial de 1,2 km determinándose las principales variables meteorológicas para los horizontes a 2050 y 2100. De acuerdo con el procedimiento mencionado, se determinó que para 2050 la temperatura media incrementará en 1,2 °C para el escenario RCP4.6 (escenario intermedio), situándose las máximas en incrementos de 2,5 °C respecto al valor de 2019. El IPCC fija como objetivo que a nivel mundial no se supere el límite de incremento de 4 °C en 2100 y, según las estimaciones, en Canarias se alcanzarían incrementos de temperatura de 2,7 °C en 2100. El riesgo es cada vez mayor y la no actuación tendrá consecuencias graves (ya evidenciadas) en el archipiélago canario, máxime teniendo en cuenta nuestras condiciones de insularidad. A los problemas relativos al cambio climático se suma el agotamiento de los combustibles fósiles, su encarecimiento progresivo y nuestra alta dependencia del exterior. En la última década se ha puesto de manifiesto el efecto que tiene sobre la economía canaria el aumento del precio de los combustibles.

Por otra parte, las Islas Canarias cuenta con seis sistemas eléctricos independientes entre sí y sin posibilidad de conexión con ningún sistema eléctrico continental. Esta condición y la elevada importancia que tiene la generación térmica convencional, hace que se produzca una diferencia entre el coste de generación de energía eléctrica reconocido y el precio de la demanda. Según datos publicados por el Operador del Sistema, el coste medio de la generación eléctrica en Canarias se situó en los 152,84 €/MWh en el año 2019 y 121,64 €/MWh en el 2020 (precio distorsionado por la pandemia), y el precio de la demanda (unificado para toda España) se situó en los 47,68 €/MWh en 2019 y los 33,96 €/MWh en 2020 (este último también distorsionado por la pandemia). Esta diferencia entre el coste de generación en las islas y el precio de la demanda da lugar al denominado extracoste de generación de los sistemas eléctricos no peninsulares, que se retribuye con cargo al Sistema eléctrico (50%) y a los Presupuestos Generales del Estado (50%). Este hecho también motiva que las medidas de fomento de la generación renovable en Canarias sean prioritarias, siendo aconsejable que la descarbonización se logre incluso antes de lo establecido en la estrategia nacional.

Siendo conscientes de estos problemas estructurales, el Gobierno de Canarias declaró el 30 de agosto de 2019 la situación de emergencia climática en la Comunidad Autónoma. Esta decisión fue ratificada y ampliada por unanimidad en el Parlamento de Canarias el 20 de enero de 2020. La citada declaración de emergencia climática fija como principal objetivo alcanzar la descarbonización en Canarias en el año 2040, es decir, diez años antes que el objetivo de descarbonización establecido a nivel nacional, lo que supone todo un reto teniendo en cuenta la situación específica y singular de Canarias y su actual dependencia del petróleo, pero que también puede convertirse en una gran oportunidad.

Asimismo, la declaración de emergencia contemplaba la necesidad de elaborar y aprobar la Ley Canaria de Cambio Climático, que fijaría los objetivos que habrán de marcar la acción de gobierno y, a la vez, de los distintos planes de actuación necesarios para conseguirlos. La Ley 6/2022, de 27 de septiembre de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias (LCCTEC) establece las siguientes finalidades, que, de manera directa o indirecta, están relacionadas con el sector energético:

- a) Desarrollo e implementación del conjunto de medidas que garanticen un balance neutro de emisiones de gases de efecto invernadero en las islas, teniendo presente el hecho insular y la situación ultraperiférica de Canarias.
- b) La reducción progresiva de la utilización y el consumo de combustibles fósiles.
- c) El establecimiento de un modelo energético basado en el uso racional de la energía, el incremento planificado y ordenado de las energías renovables y su capacidad de gestión a través del almacenamiento energético y la gestión de la demanda en todos los sectores de la economía de Canarias.
- d) La mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático para la reducción de la vulnerabilidad de las personas y sus bienes, los recursos naturales, las infraestructuras, los servicios públicos y los ecosistemas terrestres, costeros y marinos.
- e) El fomento de la resiliencia de los sectores sociales y económicos frente a los efectos del cambio climático.
- f) La promoción de la educación, la formación, la innovación, la investigación, el desarrollo, la competitividad, la transferencia tecnológica, así como la difusión del conocimiento en materia de mitigación, adaptación y gobernanza de la acción climática.
- g) La integración de la salud pública y del bienestar social en las políticas de acción climática como mecanismo para la prevención y gestión de riesgos.
- h) La promoción de las políticas de transición ecológica, cohesión social y acción climática que atiendan las peculiaridades de las regiones ultraperiféricas y otros territorios.
- i) El apoyo al fomento, mejora y perdurabilidad de las infraestructuras verdes.
- j) La adquisición del objetivo de la neutralidad en emisiones de carbono.

La Ley 6/2022 (LCCTEC) estructura la acción climática mediante los siguientes instrumentos de planificación, expuestos de manera jerárquica:

1. La planificación en materia de acción climática se llevará a cabo a través de dos estrategias.
  - a. La Estrategia Canaria de Acción Climática.
  - b. La Estrategia Canaria de Transición Justa y Justicia Climática.
2. La Estrategia Canaria de Acción Climática se desarrollará a través de los siguientes instrumentos:
  - a. Plan Canario de Acción Climática.
  - b. Planes de Acción Insulares y Municipales de Clima y Energía.
  - c. Plan de Transición Energética de Canarias.

Respecto al Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), el artículo 18 de la LCCTEC establece disposiciones específicas sobre su contenido, procedimiento de aprobación y vigencia. En concreto, establece que el PTECan contendrá el conjunto de acciones dirigidas a la consecución en plazo de los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Este conjunto de acciones deberá ser desarrollo de las directrices que, al efecto, haya establecido la Estrategia Canaria de Acción Climática y se dividirá en los siguientes tipos:

- a) Acciones dirigidas específicamente a una disminución del montante total de emisiones difusas y emisiones sometidas al comercio internacional (UE ETS) del conjunto del archipiélago, así como a aumentar la capacidad de absorción en la medida de lo posible y en función de la tecnología analizada.
- b) Acciones destinadas a la reducción de emisiones mediante el fomento de la eficiencia energética a todos los niveles, implantación de energía renovable, aumento de la seguridad de abastecimiento energético, movilidad sostenible, almacenamiento y edificaciones e infraestructuras en las materias competenciales de la Administración pública; y cualesquiera otras que contribuyan a esta reducción.

También se establece que, para la consecución en plazo del objetivo previsto, el PTECan deberá como mínimo:

- a) Repartir la responsabilidad en su consecución mediante la asignación de cuotas de emisiones entre los distintos sectores de actividad, islas y municipios.
- b) Incorporar en sus previsiones los objetivos de reducción de emisiones que establezca la normativa básica estatal.
- c) Valorar, en el conjunto del archipiélago y por islas, los impactos reales y potenciales en los distintos sectores, en función del conocimiento científico y el estado de la técnica, de la política energética, la afección a las circunstancias de competitividad, la localización de los centros emisores y cualesquiera otras variables que resulten relevantes a tales efectos.
- d) Establecer la programación temporal de la implantación de fuentes de generación de energía de origen renovable en el sistema eléctrico regional.
- e) Tener en cuenta las circunstancias reales y potenciales de penetración de las fuentes de generación de energía renovable y la capacidad de soporte de cada sistema eléctrico insular.

Asimismo, dispone que el PTECan establecerá los criterios de localización de las instalaciones de energía renovable conforme a las previsiones que al respecto se prevean.

Por otra parte, establece que el PTECan tendrá una vigencia de diez años a partir de su publicación, pudiendo ser prorrogado por el Gobierno de Canarias. Sin perjuicio de lo anterior, dicho plan podrá ser revisado cada cinco años para actualizar los escenarios y objetivos. Y también establece que una vez publicado, las determinaciones del PTECan serán de obligado cumplimiento.

Por lo que respecta al procedimiento de aprobación, el citado artículo 18 de la LCCTEC establece que el PTECan será elaborado por la Agencia Canaria de Acción Climática, Energía y Agua en coordinación con los departamentos de la Administración pública de la Comunidad Autónoma de Canarias. Y también que su tramitación se acompañará a la tramitación del procedimiento instrumental de evaluación ambiental estratégica, debiendo someterse a información pública por un plazo mínimo de cuarenta y cinco días hábiles.

No obstante, la citada LCCTEC incluye una disposición transitoria tercera en la que se dispone que se mantendrán cuantas actuaciones se lleven a cabo por la consejería competente en materia de cambio climático y el Gobierno de Canarias para la elaboración, tramitación, aprobación y publicación de la Estrategia Canaria de Acción Climática, la Estrategia Canaria de Transición Justa y Justicia Climática, el Plan Canario de Acción Climática, y el Plan de Transición Energética de Canarias, mientras no se constituya la Agencia Canaria de Acción Climática, Energía y Agua.

Por todo ello, el PTECan se desarrolla en virtud del Acuerdo de Gobierno aprobado mediante el Decreto 9/2021, de 18 de febrero, por el que se encomienda a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial la elaboración de un plan de transición energética para la Comunidad Autónoma de Canarias. Y también está alineado con la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias (LCCTEC).

## **1.2 SÍNTESIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO DE CANARIAS**

Como ya se adelantaba al inicio del apartado 1.1, los datos que se aportan en esta sección están referidos principalmente a las anualidades 2019 y 2020, como últimos datos oficiales disponibles en el momento de la elaboración de este documento de planificación, y publicados en los Anuarios Energéticos de Canarias. Para el sector eléctrico también se aportan datos relativos al año 2021, disponibles a partir de otras fuentes estadísticas. No obstante, se debe indicar que, en general, las estimaciones de evolución de la demanda realizadas en el marco de esta planificación y la configuración del sistema en su conjunto se han establecido tomando como año de referencia la situación energética de Canarias en el año 2019. Esto se debe a que, como consecuencia de la crisis sanitaria provocada por la COVID-19, los datos del año 2020 no son lo suficientemente representativos de la realidad de Canarias, y a pesar de que son datos reales, a nivel de modelo matemático dicha condición es interpretada por el algoritmo de aprendizaje utilizado como un outlier (valor atípico que produce ruido en la serie temporal).



Dicho lo anterior, cabe indicar que la principal característica del sistema energético de Canarias es su elevada dependencia del consumo de combustibles fósiles. Los últimos datos oficiales publicados en el Anuario Energético de Canarias 2020, muestran que las importaciones de combustibles alcanzaron los 3.668,7 kTm clasificadas por grupos en gasóleos (un 44% del total), fuelóleos (31%), querosenos (11%), gasolinas (9%), GLP (1%) y un 4% de crudo, que reaparece tras no ser importado a Canarias desde el año 2016, tal y como se expone en la siguiente ilustración.

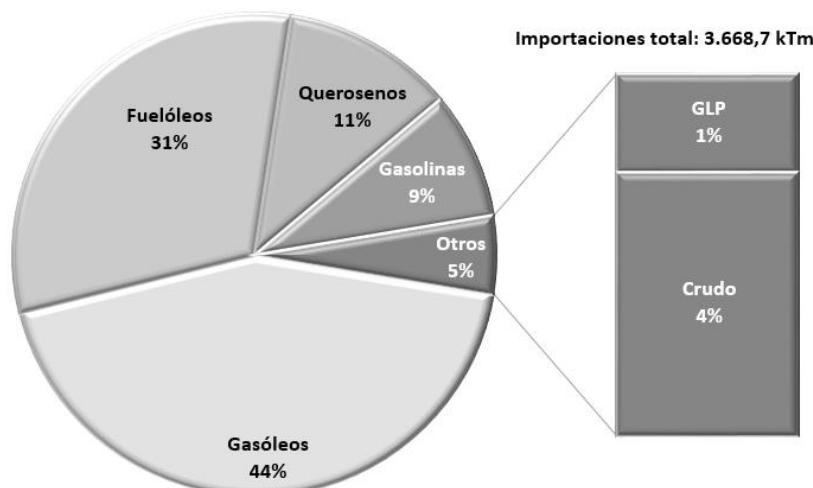


Ilustración 1 Importaciones de combustibles fósiles en Canarias [Año 2020]

La energía primaria, entendida como la energía contenida en los combustibles y las energías renovables utilizadas para el abastecimiento energético, descendía desde los 4.844 kTep en 2019 hasta los 3.542 kTep en el año 2020. La totalidad de los derivados del petróleo fueron transportados desde la península (debido al cierre de la refinería de Tenerife).

Por su parte, la energía final, definida como aquella que es directamente consumida por los distintos sectores productivos de Canarias, se situó durante el año 2020 en 2.583 kTep (2.504 kTep sin incluir los usos no energéticos), distribuyéndose entre productos petrolíferos (73,63%), seguido de la electricidad (25,65%) y la solar térmica (0,71%). Estos porcentajes están referidos a la cifra considerando usos energéticos. La Ilustración 2 muestra la distribución por sectores.

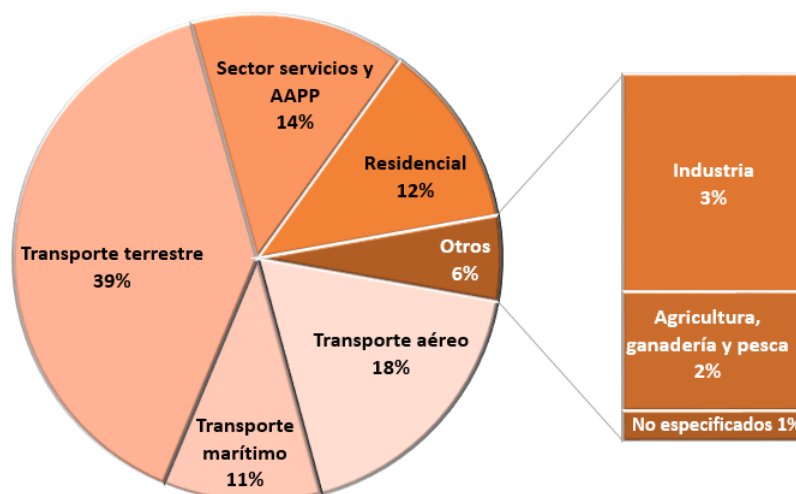


Ilustración 2 Distribución de la demanda de energía final por sectores en Canarias [Año 2020]

Por lo que respecta al consumo de combustibles fósiles para dar soporte al transporte aéreo y marítimo, en el año 2020 se importó para la navegación aérea un total de 439 kTm de queroseno, mientras que para la navegación marítima se importó un total de 2.499 kTm de combustibles repartidos entre fuelóleos, gasóleos y diésel oil. Por su parte, para el transporte terrestre se consumió un total de 1.010 kTm, repartidos entre gasóleos y gasolinas.

También el transporte terrestre está soportado por combustibles fósiles. En el año 2020, el parque automovilístico de Canarias ascendía a 1.731.366 vehículos (excluyendo remolques y semirremolques), de los cuales el 66,3% eran de gasolina y el 33,3% de gasoil, correspondiendo el 0,4% restante a otro tipo de combustibles. A pesar de que el número de vehículos de gasolina era superior al número de vehículos de gasoil, el consumo de gasóleos para automoción rebasaba las 602 kTm mientras que las gasolinas se establecían en 408 kTm en 2020. Respecto a los vehículos alternativos, se situaba en un 0,3% de la flota, siendo 3.806 vehículos eléctricos y 2.270 vehículos propulsados por Gases Licuados del Petróleo (GLP), que consumieron 1.275 Tm de autogás. La Ilustración 3 muestra el porcentaje de consumos por medio de transporte.

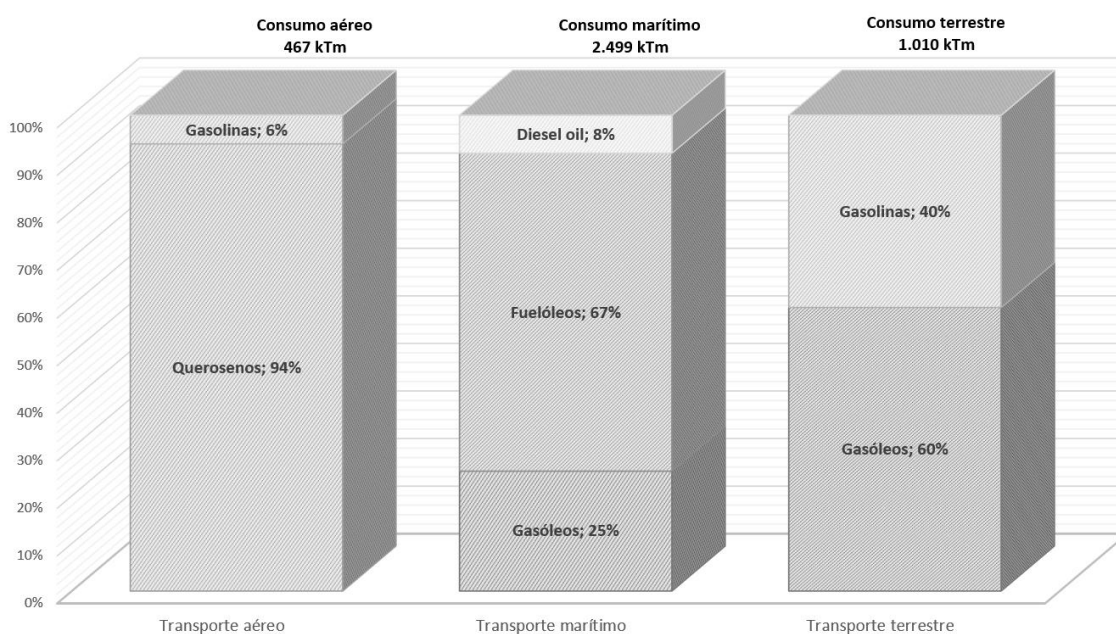


Ilustración 3 Distribución de demanda de productos petrolíferos por sectores de la movilidad [Año 2020]

Donde existe mayor presencia de energías renovables es en el sector eléctrico. El parque de generación eléctrica de Canarias tenía una potencia total de 3.350,1 MW en el año 2020, distribuidos en 2.696,36 MW en centrales térmicas convencionales y 653,71 MW de generación renovable.

La producción bruta de energía eléctrica alcanzó los 8.355,1 GWh en el año 2020, un 10,5% menos que en el año 2019, siendo el 16,96% energías renovables y el 83,04% de origen fósil. De las tecnologías de generación convencionales, los grupos térmicos que más aportaron a la cobertura de la demanda fueron los ciclos combinados, seguidos de los grupos diésel y las turbinas de vapor. En cuanto a la generación renovable, la fuente de mayor importancia fue la eólica terrestre, que se situaba como la tercera en el total. La Ilustración 4 muestra el desglose por tecnología.

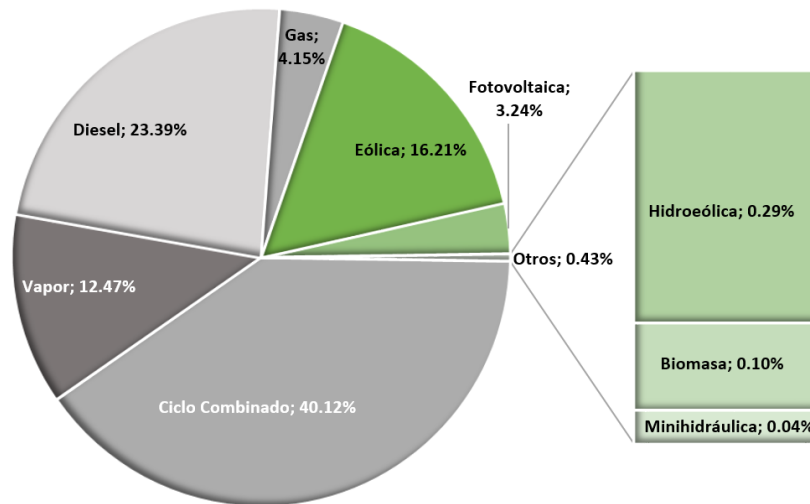


Ilustración 4 Cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías [Año 2020]

También relacionado con el sector eléctrico, la potencia total instalada en almacenamiento energético en Canarias alcanzaba los 16,8 MW en 2020, dato que no cambiaría respecto al año 2019. El sistema de almacenamiento energético de mayor tamaño sigue siendo la central de bombeo reversible de Gorona del Viento localizada en El Hierro, con una potencia total de 11,3 MW, cuya generación cubrió el 54,3% de la demanda energética bruta de la isla durante 2020. También existe un ultracondensador de 4 MW en la isla de La Palma, un banco de baterías de Litio-Ion de 1 MW localizado en El Hierro y un volante de inercia de 0,5 MW situado en La Gomera.

Respecto a la demanda térmica, ésta se soporta fundamentalmente a partir de tecnologías fósiles, como el GLP (butano y propano), fuelóleo industrial y diésel oíl industrial. En el año 2020, se registró un consumo de 31.840 Tm en butano, 28.423 Tm en propano, 18.900 Tm en fuelóleo industrial y las 13.500 Tm en diésel oíl industrial. Dentro de las tecnologías renovables, destaca la solar térmica, la geotermia y la biomasa. La superficie total de paneles solares térmicos ascendía hasta los 125.019 m<sup>2</sup> con una capacidad térmica total de 87.513 kW<sub>t</sub>. Además, se disponía de un total de 32 instalaciones de geotermia de baja entalpía con una potencia térmica de 23.500 kW<sub>t</sub>.

Así como la solar térmica se ha venido instalando en edificios tales como viviendas unifamiliares y edificios de vivienda, la geotermia se ha utilizado mayormente en complejos turísticos, centros comerciales, piscinas municipales o parques acuáticos. También se recurre en Canarias a la instalación de calderas de biomasa, las cuales queman pellets. Este tipo de instalaciones carecen de un inventario e incluso se venden en grandes superficies comerciales de Canarias para el sector doméstico, por lo que no se dispone de cifras oficiales del desarrollo de esta tecnología.

El uso de combustibles fósiles en el sector energético supone el mayor propulsor de contaminación en Canarias. De acuerdo con los últimos datos publicados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, las emisiones GEI totales de Canarias alcanzaron en el año 2019 los 13.038 Gg CO<sub>2</sub>eq, (4,14% del total nacional), de los cuales 11.456 Gg CO<sub>2</sub>eq se debían al sector del procesamiento de la energía, equivalente a casi el 88% del total de emisiones en Canarias.

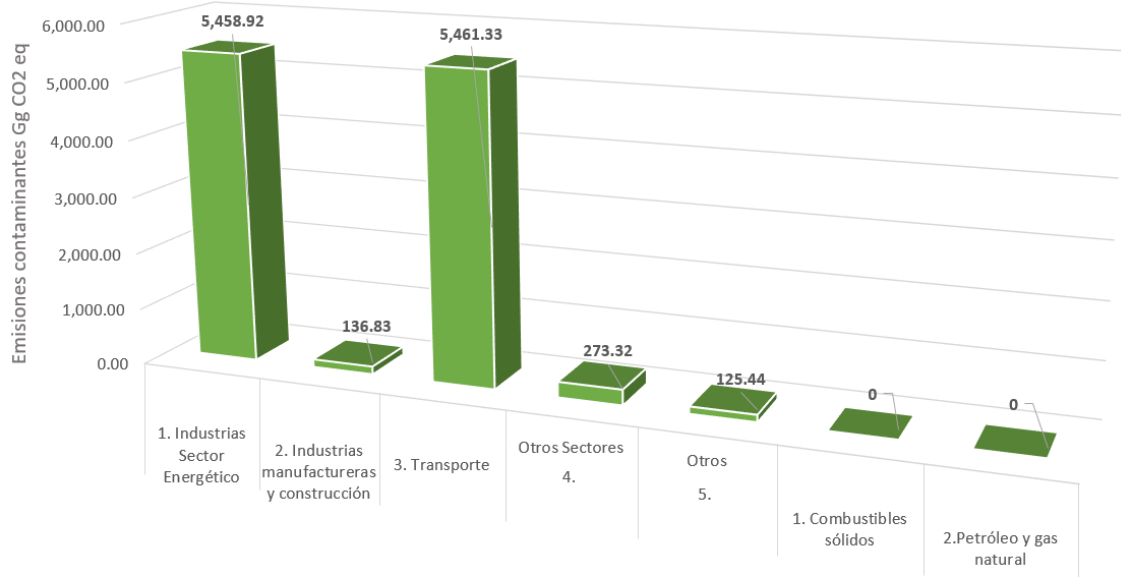


Ilustración 5 Emisiones contaminantes Gg CO<sub>2eq</sub>. [Año 2019]

Por sectores, el transporte es el responsable de la mayor cantidad de emisiones contaminantes de Canarias con un 57,62%, seguido del sector terciario con un 20,38%, el sector residencial con un 14,45%, el industrial con un 3,74% y el primario con un 1,33%. Existe un grupo extra con una importancia del 2,49% que engloba el resto de los usos no clasificables en los grupos anteriores. En la Ilustración 5 se muestra cada uno de los grupos.

Otra de las características específicas de las Islas Canarias es su heterogeneidad. En este sentido, el archipiélago canario está formado por ocho islas y siete sistemas energéticos diferenciados en escala y estructura del sistema. Las islas más densamente pobladas (Tenerife y Gran Canaria) son las que presentan una mayor demanda energética, seguidas de Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro. La Ilustración 6 muestra el consumo de combustibles fósiles total del mercado interior de Canarias.

De los 2.579.673 Tm de combustibles importados para dar soporte al mercado interior de las islas en 2020, el 40,55% (1.046.055 Tm) se destinan a Tenerife y un 38,79% (1.000.572 Tm) a la isla de Gran Canaria. A la isla de Lanzarote se destinaba el 9,03% del total (232.907 Tm), seguido de Fuerteventura con el 6,55% (168.920 Tm), La Palma con el 3,75% (96.682 Tm), La Gomera con el 0,88% (22.781 Tm) y El Hierro con el 0,46% (11.756 Tm)

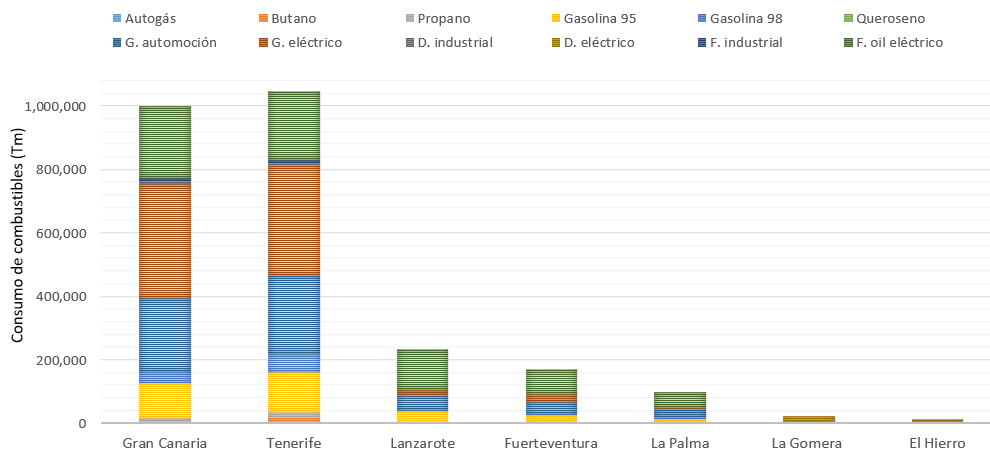


Ilustración 6 Consumo de combustibles fósiles en el mercado interior de Canarias [Año 2020]

El grado de participación de las energías renovables por isla también es irregular. En general, la potencia renovable instalada es mayor en las islas de mayor demanda. La Tabla 1 muestra la configuración del parque de generación eléctrica de cada isla para el año 2020.

Fuentes de energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
<b>PRODUCTOS DERIV. PETRÓLEO</b>								
Centrales térmicas	999,18	1.046,50	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	<b>2.606,38</b>
Refinería	-	25,90	-	-	-	-	-	<b>25,90</b>
Cogeneración	24,88	39,20	-	-	-	-	-	<b>64,08</b>
<b>Total productos deriv. petróleo</b>	<b>1.024,06</b>	<b>1.111,60</b>	<b>232,26</b>	<b>187,02</b>	<b>105,34</b>	<b>21,17</b>	<b>14,91</b>	<b>2.696,36</b>
<b>FUENTES RENOVABLES</b>								
Eólica	193,94	195,65	31,50	28,66	6,97	0,36	0,00	<b>457,08</b>
Fotovoltaica	37,23	107,21	7,39	11,91	4,34	0,01	0,03	<b>168,12</b>
Minihidráulica	-	1,22	-	-	0,80	-	-	<b>2,02</b>
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	22,80	<b>22,80</b>
Biogás (vertedero)	-	1,60	2,10	-	-	-	-	<b>3,70</b>
<b>Total fuentes renovables</b>	<b>231,17</b>	<b>305,67</b>	<b>40,99</b>	<b>40,57</b>	<b>11,80</b>	<b>0,37</b>	<b>22,83</b>	<b>653,71</b>
<b>TOTAL</b>								
<b>TOTAL</b>	<b>1.255,23</b>	<b>1.417,27</b>	<b>273,25</b>	<b>227,59</b>	<b>117,14</b>	<b>21,54</b>	<b>37,74</b>	<b>3.350,07</b>

Tabla 1 Configuración del parque de generación por isla según potencia eléctrica (MW) [2020].

Como ya se ha indicado, la situación energética en el año 2019 puede ser considerada la última referencia disponible en el momento de elaboración del presente documento de lo que sucede en un año estándar en Canarias. Por otra parte, y aunque los datos de 2020 estuvieron claramente afectados por la crisis sanitaria, parece que los consumos de energía comienzan a estabilizarse en el año 2021, si bien se siguen produciendo anomalías derivadas de la sucesión de olas de aumento y reducción de contagios que afectan a la actividad económica y, por ende, al consumo energético. En la siguiente gráfica se aprecia cómo ha sido la evolución de la importación de productos petrolíferos en los últimos tres años, existiendo fuertes descensos en determinados período mensuales.

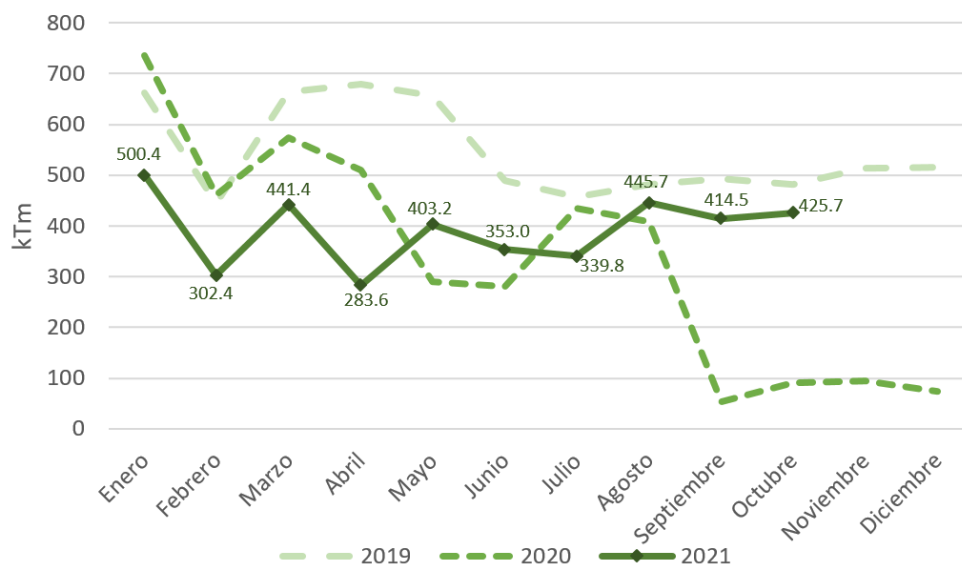


Ilustración 7 Importaciones en Canarias de productos petrolíferos [Año 2019 – 2020 - 2021]

Destaca la reducción, nunca antes vista, del consumo de combustibles en el año 2020, donde durante los últimos tres meses del año apenas se superaban las 100 kTm cuando en el año 2019 los valores mensuales más bajos prácticamente rozaban las 500 kTm. Se aprecia también que, en el año 2021, las importaciones mensuales de combustible continúan siendo bajas, pero considerablemente más estables que en el año 2020.

Según datos publicados en la web de REE (datos provisionales), el incremento de la potencia renovable instalada en las islas (en barras de central) en el año 2021 ha sido notoria, sobre todo la de tecnología eólica, que ha ascendido a 105,7 MW. La fotovoltaica también ha aumentado, pero sólo con 10,9 MW adicionales. El resto de tecnologías permanecen en la misma potencia que en 2020, tal y como se aprecia en la siguiente tabla.

Evolución de la potencia de generación eléctrica en Canarias (MW)					
Tecnología de generación	2017	2018	2019	2020	2021
Hidráulica	2	2	2	2	2
Motores diésel	496	496	496	496	496
Turbina de gas	557	557	557	557	557
Turbina de vapor	483	483	483	483	483
Ciclo combinado	864	864	864	864	864
Hidroeólica	11	11	11	11	11
Eólica	206,9	417,7	430,3	430,3	536,01
Solar fotovoltaica	167,3	167,3	167,1	167,1	178,09
Otras renovables	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7

Tabla 2 Evolución de la potencia de generación eléctrica en Canarias, en MW. [Fuente: Red Eléctrica de España]

En la ilustración 8 puede verse también la evolución de la demanda de energía eléctrica en los últimos tres años. En el año 2021 se ha ido incrementando la demanda eléctrica de manera progresiva hasta casi rozar la situación vivida antes de la pandemia, pero aún si superarla.

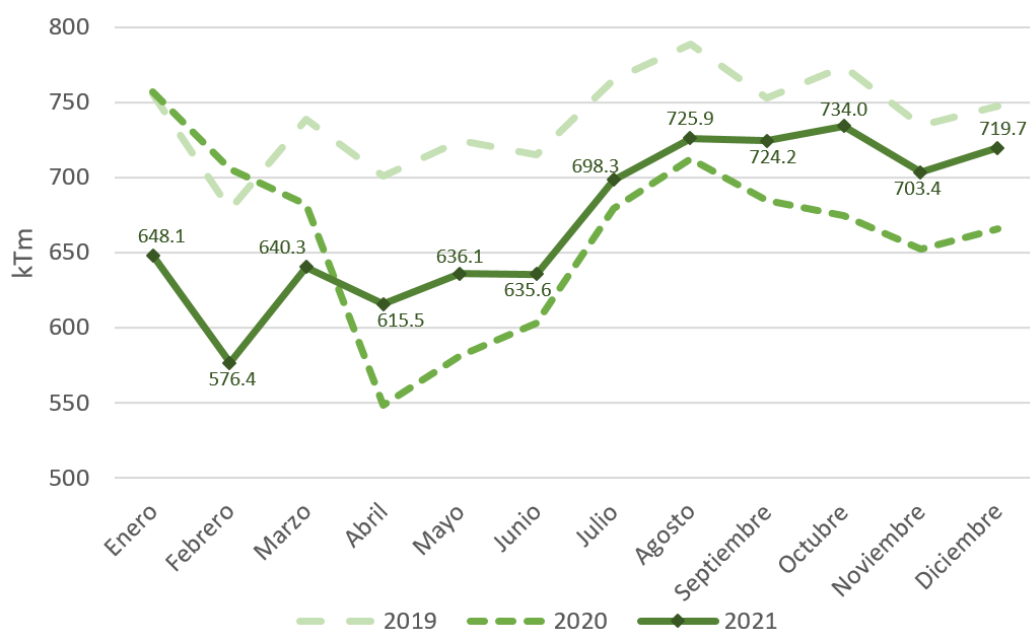


Ilustración 8 Demanda de energía eléctrica [Año 2019 – 2020 - 2021]

La Ilustración 9 muestra la evolución de la generación eléctrica de origen renovable y no renovable en Canarias entre los años 2020 y 2021. Se observa que, de manera general, las diferencias en generación renovable por meses para los años 2020 y 2021 no han sido muy importantes a excepción de en los meses de mayo y junio de 2020 donde si se produjeron diferencias a la baja apreciables.

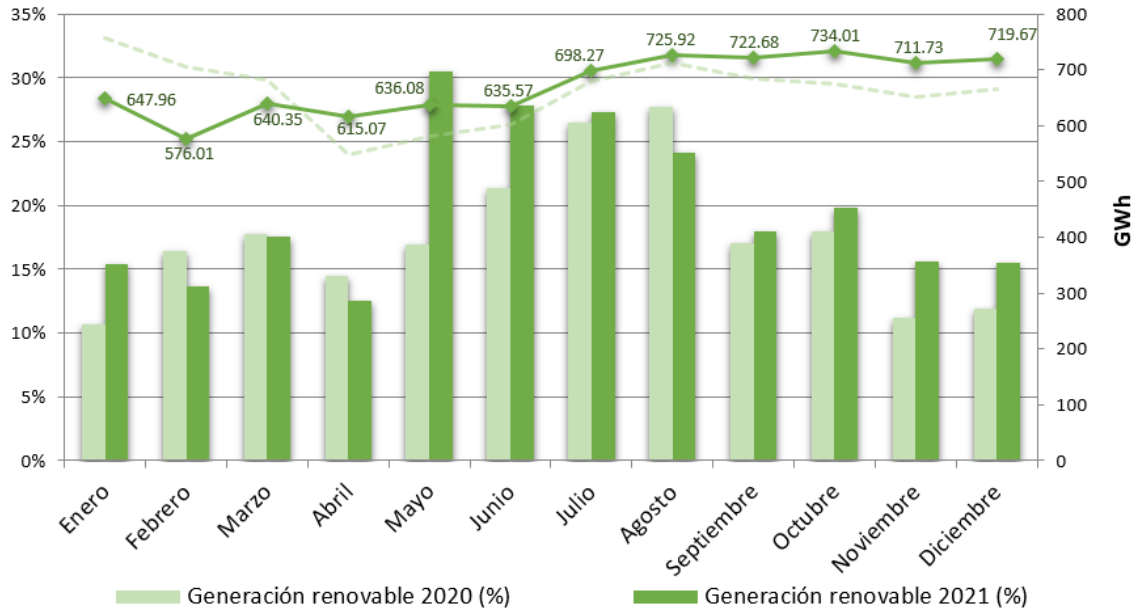


Ilustración 9 Generación renovable y porcentajes de generación eléctrica renovable [Año 2020 - 2021]

### 1.3 DEFINICIÓN DE HORIZONTES, ESCENARIOS Y ALTERNATIVAS

El Plan de Transición Energética de Canarias se ordena mediante la definición de horizontes, escenarios y alternativas al modelo energético del archipiélago.

#### **Horizonte:**

Se define como horizonte al espacio temporal en el que se plantean los distintos modelos energéticos para el estudio de la situación tendencial y las distintas posibilidades de descarbonización de acuerdo con lo establecido en la Declaración de Emergencia Climática (DEC) de Canarias.

Conforme al Decreto 9/2021, de 18 de febrero, el PTECan debe desarrollarse con un horizonte temporal hasta el año 2030. Además, las proyecciones consideran situaciones en las que la descarbonización se logra en el año 2040.

#### **Escenarios:**

Para llevar a cabo la modelización energética es necesario establecer un conjunto de escenarios que definan la variación prevista de la demanda en los horizontes temporales de planificación considerados (2030 y 2040). Para la situación específica de Canarias se establecen los siguientes escenarios de demanda:

- \* Demanda de productos petrolíferos hasta una situación de total descarbonización.
- \* Evolución del parque automovilístico de Canarias por tipo de motorización.
- \* Demanda de energía eléctrica.

- ✧ Demanda de energía eléctrica derivada del vehículo eléctrico.
- ✧ Demanda de energía calorífica.

Cada uno de los escenarios se establece en función de variables socioeconómicas tales como la población, el Producto Interior Bruto (PIB), el número de pernoctaciones, la evolución de los precios del petróleo y otras variables tales como las previsiones de Cambio Climático hasta 2050 en concordancia con la metodología IPCC y mejoras de resolución de datos de asimilación con el modelo WRF. Estos datos de partida son establecidos en base a fuentes oficiales en su totalidad si bien en algunos casos, en los que no se logra una proyección hasta el año 2040 se emplean métodos de regresión multivariable para completar la serie.

### **Alternativas:**

Se definen alternativas a las distintas opciones de configuración del modelo energético de Canarias en el horizonte de planificación y en base a los escenarios de previsión previsto en dicho periodo. El PTECan propone tres alternativas básicas:

- ✧ **Alternativa 0:** Modela la situación en la cual no se implementan medidas adicionales a las que ya vienen desarrollándose en el sector energético de Canarias. En este caso, no se potenciarían las actuaciones en materia de eficiencia energética o el uso de las energías renovables como referencia principal para satisfacer la demanda eléctrica de las islas. Sí existiría un aumento de las potencias instaladas en renovables pero en coherencia con las tendencias históricas de cada tecnología. La demanda de productos petrolíferos seguiría siendo clave para dar soporte a los sectores productivos del archipiélago como lo vienen siendo históricamente según el análisis llevado a cabo en el apartado 0.
- ✧ **Alternativa 1:** Apuesta por un cambio drástico del sistema energético de Canarias para avanzar en su total descarbonización, la cual se alcanzaría en 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática. En este caso la eficiencia energética, las energías renovables, el almacenamiento energético y el resto de eslabones asociados tales como la gestión de demanda, el uso de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno, la generación distribuida o la mejora en la capacidad de gestión y evacuación de la energía generada de manera distribuida en redes de distribución y transporte se convierten en una prioridad y tratan de desplazar, en el menor tiempo posible, el uso de combustibles fósiles para la producción de energía a todos los niveles.
- ✧ **Alternativa 2:** Aunque la descarbonización también se conseguiría en el año 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática de Canarias, se plantea una solución en la que la implementación de tecnologías no maduras se retrasa ligeramente a la década 2031-2040. Esta alternativa tiene la ventaja de que determinadas tecnologías disruptivas como el almacenamiento energético podrían alcanzar una fase de madurez suficiente para que los costes asociados a éstas se reduzcan y la acción de descarbonización sea económicamente más atractiva en términos de inversión (CAPEX).

Para cada una de las alternativas se han marcado los medios técnicos necesarios así como las implicaciones medioambientales, sociales, económicas y legislativas a fin de que éstas sean evaluadas por los distintos agentes del sector y comience su implementación. A modo de referencia, se presenta en la siguiente tabla una comparación de los objetivos definidos para cada una de las alternativas en el horizonte 2030.



Alternativas al modelo de energético de Canarias según PTECan - 2030			
Eslabón	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2
<b>Sector del transporte</b>			
Fomento del transporte colectivo	0,717 Veh./hab.	0,717 Veh./hab.	0,717 Veh./hab.
Vehículo eléctrico	33.397 Veh.	380.480 Veh.	225.424 Veh.
Red de puntos de recarga eléctrica (lenta)	36.953 Puntos	420.381 Puntos	249.765 Puntos
Red de puntos de recarga eléctrica (semi-rápida)	842 Puntos	9.580 Puntos	5.692 Puntos
Red de puntos de recarga eléctrica (rápida)	252 Puntos	2.862 Puntos	1.700 Puntos
Vehículo de hidrógeno	0 Veh.	34.895 Veh.	7.183 Veh.
Hidrogeneras	0 Hidrogeneras	23 Hidrogeneras	17 Hidrogeneras
Otras alternativas CERO	0 Veh.	23.252 Veh.	13.847 Veh.
Transporte marítimo (electrificación)	0 GWh	503 GWh	168 GWh
Transporte marítimo toneladas de hidrógeno (tH <sub>2</sub> ) para producir amoníaco (tNH <sub>3</sub> )	0 tH <sub>2</sub> 0 tNH <sub>3</sub>	13.668 tH <sub>2</sub> 76.976 tNH <sub>3</sub>	6.834 tH <sub>2</sub> 38.488 tNH <sub>3</sub>
<b>Sector eléctrico</b>			
Eficiencia energética (respecto tendencial – Alt 0)	-	30%	27%
Potencia térmica convencional	2.476 MW	1.210 MW	1.440 MW
Térmica convencional - Combustibles sintéticos	0 MW	50 MW	45 MW
Potencia eólica On-shore	702 MW	2.262 MW	1.706 MW
Potencia eólica Off-shore	5 MW	494 MW	330 MW
Potencia fotovoltaica On-shore	210 MW	995 MW	759 MW
Potencia fotovoltaica Off-shore	0 MW	43 MW	31 MW
Potencia fotovoltaica en autoconsumo	34 MW	807 MW	524 MW
Gestión de demanda	No	VE/ACS	VE
Almacenamiento a nivel de usuario	10 MWh	1.297 MWh	827 MWh
Almacenamiento en redes	20 MWh	244 MWh	162 MWh
Almacenamiento a gran escala	3.350 MWh	6.350 MWh	3.350 MWh
Producción de hidrógeno	0 MW	904 MW	601 MW
Interconexiones entre islas	60 MW	210 MW	210 MW
Generación distribuida	1 MW	74 MW	57 MW
Comunidades energéticas	0 MW	12 MW	9 MW
Minihidráulica	2 MW	3 MW	2 MW
Potencia geotérmica de media/alta entalpía	0 MW	60 MW	30 MW
Potencia biomasa	8,75 MW	20 MW	18 MW
Potencia undimotriz	0 MW	2 MW	4 MW
Potencia termosolar	0 MW	3 MW	6 MW
<b>Sector del calor</b>			
Superficie de paneles solares instalada	200.000 m <sup>2</sup>	544.846 m <sup>2</sup>	456.272 m <sup>2</sup>
Geotermia de baja entalpía	40 MW	67 MW	59 MW
Calderas de biomasa	5.400 Tep/año	16.165 Tep/año	15.423 Tep/año
Cogeneración renovable	0 MW	11 MW	8 MW

Tabla 3. Alternativas al modelo energético de Canarias según PTECan-2030

Como se ha justificado en el apartado 1.1, la movilidad sostenible y el fomento del transporte colectivo es clave en el sector energético de Canarias, por esa razón, para las tres alternativas, se fija un objetivo de reducción del ratio de vehículos por habitante del 20% en el año 2040 (como horizonte extremo de la planificación) respecto al existente en el año 2020. Por tanto, este ratio sería de 0,717 Vehículos/habitante en 2030 y 0,617 Vehículos/habitante en 2040.

En la **Alternativa 0**, aunque se fomente la movilidad sostenible, el transporte terrestre seguiría estando ampliamente soportado por vehículos de gasolina y gasoil. El parque automovilístico se situaría sobre los 2.024.668 vehículos en el año 2030, sólo alcanzándose una cifra de vehículos eléctricos de 33.397 vehículos (1,6% del parque automovilístico). En este caso no se plantearían otras alternativas de vehículo cero emisiones y el número de puntos de recarga sería proporcional al parque automovilístico eléctrico definido.

En el sector eléctrico la importancia de la generación térmica convencional seguiría siendo alta en esta alternativa, incluso ligeramente superior a la existente en la actualidad debido al aumento natural de la demanda eléctrica y el incremento en el uso del vehículo eléctrico. Además, existirían unos 961,75 MW instalados en generación renovable pero sólo serían gestionables 10,75 MW (biomasa y minihidráulica). En esta situación sólo existiría el almacenamiento a gran escala de la central hidroeléctrica de El Hierro (150 MWh), Chira-Soria en Gran Canaria (3.200 MWh) y 30 MWh adicionales en almacenamiento a nivel de usuario y en redes eléctricas.

Los medios para la producción de energía térmica renovable tendrían un crecimiento tendencial, existiendo una superficie de paneles solares térmicos total de 200.000 m<sup>2</sup>, 40 MW de geotermia de baja entalpía y una potencia de 5.400 Tep/año en calderas de biomasa.

En la **Alternativa 1** el parque automovilístico se situaría sobre los 1.669.825 vehículos en el año 2030. Se potenciaría el uso de vehículos cero emisiones. Los vehículos de menor peso (turismos, furgonetas y motos) tenderían al uso de motores eléctricos mientras que el transporte pesado (autobuses y camiones) sería prioritariamente descarbonizado con el uso de vehículos de celda de combustible (hidrógeno). En el camino hacia la total descarbonización del transporte terrestre en 2040 sería necesario que la cifra de vehículos eléctricos existente en Canarias en el año 2030 ascendiera hasta los 380.480 vehículos. Adicionalmente, existirían 34.895 vehículos propulsados con hidrógeno y también se ha considerado la existencia de 23.252 vehículos que usarían otros combustibles renovables alternativos como los biocarburantes o combustibles sintéticos producidos con energías renovables. El total del parque automovilístico descarbonizado sería de 438.627 vehículos lo que supondría el 26% del parque total de Canarias. Para dar suministro a estos vehículos sería necesaria la instalación de 420.381 puntos de recarga vinculados (en viviendas, lugares de trabajo y vía pública), 9.580 puntos de apoyo (centros comerciales, parkings) y 2.862 puntos de emergencia (estaciones de servicio). Además se requeriría 23 hidrogeneras para dar soporte a los vehículos de hidrógeno, donde además fuera posible el repostaje con biocarburantes en función de la demanda existente.

La descarbonización del transporte marítimo se ha centrado en el transporte interinsular (dentro del archipiélago canario) y pasa por dos puntos clave, el uso de amoniaco verde para buques de transporte de personas y mercancías regular entre islas y la electrificación de los barcos de recreo y de pesca de cercanías (pequeño calado) cuando ello sea técnicamente viable. De la misma forma, los barcos atracados en puertos deberán conectarse a la red eléctrica insular para evitar emisiones en estas regiones, siempre sujeto a que el sistema eléctrico sea capaz desde el

punto de vista técnico para aumentos de la demanda asociados a estos buques sin desestabilizar el sistema eléctrico de la isla a la cual se conecta.

De acuerdo con lo mencionado, para avanzar hacia el objetivo de la descarbonización del sector del transporte marítimo a 2030, se plantea que el 22,8% de los combustibles usados para el transporte marítimo entre islas (aproximadamente 150 kTep/año) sea sustituido por amoníaco verde, requiriéndose el desarrollo de investigaciones durante la primera década para posteriormente llevar a cabo la descarbonización completa de esta modalidad de transporte interinsular antes del final del 2040. Por otra parte, se propone que el 60% de la flota insular de cercanías y de pequeño calado que actualmente consumen gasolinas y gasóleos puedan funcionar con motores eléctricos.

En el ámbito del transporte aéreo, la única opción tecnológicamente válida para la descarbonización de este subsector es el uso de combustibles sintéticos producidos mediante energías renovables (tecnologías Power To Liquid). Esta medida ya ha sido contemplada a nivel nacional por el PNIEC, sugiriéndose la producción de queroseno sintético. Para la producción de este queroseno se requeriría la producción previa de hidrógeno verde y una fuente de carbono (captura de carbono en centrales eléctricas, vertederos o biogás) haciendo reaccionar termoquímicamente ambos elementos para transformar a través del proceso Fisher-Tropsch en combustible líquido apto para aviones. Existen experiencias en investigación pero esta solución aún no ha alcanzado su fase de desarrollo comercial. Por esta razón se considera prudente optar a efectos de la planificación por la puesta en marcha de un proyecto piloto en alguno de los aeropuertos de Canarias que sirva para demostrar la tecnología y que, posteriormente en el horizonte 2031-2040, se opte por su inclusión para soportar la demanda de este subsector a nivel insular (vuelos regulares entre islas). Alternativamente, se podría importar dicho combustible sintético de otra región española donde se implemente esta solución a gran escala.

El cambio en el sector eléctrico sería trascendental y tendría cuatro claves, el incremento de la potencia renovable total instalada hasta los 4.689 MW, la instalación de sistemas de almacenamiento energético hasta alcanzar una capacidad total de gestión de 7.891 MWh, la ejecución de las interconexiones eléctricas proyectadas (Tenerife – La Gomera y Fuerteventura – Gran Canaria) y la reducción progresiva en el uso de la generación térmica convencional hasta alcanzar una potencia de 1.210 MW debiendo estos sistemas ser reemplazados por otros grupos que sean capaces de proveer los mismos servicios (generadores de categoría A) pero basados en energías renovables. Las alternativas de generación síncrona pasan por el almacenamiento a gran escala mediante hidrobombes, turbinas de gas accionadas con hidrógeno (almacenamiento a través de hidrógeno) y geotermia de alta entalpía si definitivamente se llevan a cabo sondeos de investigación y se reconoce recurso extraíble en condiciones adecuadas. Debe ser tenido en cuenta que los 4.689 MW de potencia renovable incluyen los medios de generación necesarios para el suministro eléctrico tradicional (aproximadamente unos 2.500 MW) y los nuevos consumos eléctricos derivados del vehículo eléctrico y la producción de hidrógeno para el sector del transporte marítimo y terrestre.

Es especialmente importante la necesidad de disponer de sistemas de almacenamiento energético a gran escala en 2030 no sólo en El Hierro (150 MWh) y Gran Canaria (3.200 MWh) sino también en Tenerife (3.000 MWh). A esto se uniría unos 1.541 MWh de capacidad de almacenamiento distribuidos a nivel de usuario y en redes. Sin estos medios de gestión sería imposible reducir la potencia térmica convencional para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema en el corto/medio plazo de tiempo.

Además, insistir en que la producción de hidrógeno en sí misma es un sistema de almacenamiento energético (en otro vector energético), lo que ayudaría a mejorar de forma muy importante los sistemas eléctricos de Canarias en lo que respecta a estabilidad. Al ser producidos a nivel local, las reservas estratégicas establecidas por CORES para otros combustibles afines como el GNL (20 días) podrían reducirse, asemejándose más a las reservas consideradas para hidrobombes (12 horas). En este caso, si se consideran reservas para 2 días, se necesitarían 75 tH<sub>2</sub> para el transporte marítimo y 826 tH<sub>2</sub> para el transporte terrestre. Si se almacenan a 350 bares, exigiría una capacidad de almacenamiento total de 35.426 m<sup>3</sup>. Esto se sumaría a la capacidad de gestión aportada por el resto de soluciones de almacenamiento configuradas para Canarias y mencionadas en el párrafo anterior.

Como medida adicional de gestión el vehículo eléctrico estaría ligado a la aplicación de políticas de gestión de demanda priorizando su carga en horas en las cuales se prevea vertidos de generación renovable no gestionable.

Entre las renovables se incluirían nuevas tecnologías tales como la eólica off-shore, la fotovoltaica off-shore, la energía undimotriz y la energía termosolar. También se ha considerado la entrada de 60 MW de geotermia de alta entalpía pero esto dependerá de que finalice la fase de investigación y se demuestre su viabilidad técnica. La prioridad es que se instale en La Palma al ser una isla eléctricamente aislada del resto del archipiélago y sin posibilidad de conexión, pero también existen muchas opciones de que pueda instalarse en la isla de Tenerife.

En cuanto al sector del calor, se incentivaría el uso de captadores solares térmicos hasta alcanzar los 544.846 m<sup>2</sup>, la geotermia de baja entalpía hasta disponer de una potencia de 67 MW y las calderas de biomasa hasta producir anualmente unos 16.165 Tep/año.

La **Alternativa 2** también propone un cambio profundo del sistema energético de Canarias con medidas semejantes a las evaluadas en la Alternativa 1. No obstante, aunque la descarbonización también se conseguiría en el año 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática de Canarias, se plantea una solución en la que la implementación masiva y más costosa se retrasa ligeramente a la década 2031-2040. Esta alternativa tiene la ventaja de que determinadas tecnologías disruptivas como el almacenamiento energético podrían alcanzar una fase de madurez suficiente para que los costes asociados a éstas se reduzcan y la acción de descarbonización sea económicamente más atractiva en términos de inversión (CAPEX). Esta solución podría tener interés a nivel económico, pero también presenta ciertos inconvenientes como el retraso en el cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones o el aumento de la presión en el esfuerzo de descarbonización en la década 2031-2040.

En la Alternativa 2, el parque automovilístico se situaría también sobre los 1.669.825 vehículos en el año 2030, si bien en este caso, el número de vehículos eléctricos se situaría en 225.424 potenciándose igualmente en transporte ligero mientras que para el transporte pesado se requerirían 7.183 vehículos de hidrógeno (vehículos especialmente de masa máxima autorizada superior a los 3.500 kg). El número total de puntos de recarga vinculados necesario sería de 249.765, a los que se sumarían 5.692 puntos de apoyo y 1.700 puntos de emergencia. Para dar soporte a los vehículos de hidrógeno se requeriría en esta alternativa al menos 17 hidrogeneras. También se asumiría la entrada de vehículos de biocarburantes (13.847 vehículos). El total del parque automovilístico descarbonizado sería de 262.987 vehículos, lo que supondría el 16% del parque total de Canarias.

En la Alternativa 2 se apostaría de igual forma por la reconversión del transporte marítimo interinsular aplicándose criterios semejantes a los mencionados en la Alternativa 1, pero retrasando ligeramente el despliegue definitivo a la segunda década del horizonte de descarbonización de manera más acentuada que en la Alternativa 1. Así pues, habría que intensificar las medidas de descarbonización de este subsector en el periodo 2031-2040.

En este caso se marcaría como objetivo la electrificación del 20% de la flota de barcos insular de cercanía que actualmente es atendida con gasolinas y gasóleos. La demanda eléctrica asociada a estos barcos sería de 168 GWh/año. Asimismo, se implementarían proyectos piloto de buques regulares en tránsito entre islas, representando un valor del 11% respecto al consumo total interinsular, cuantificado en 150 kTep/año. Así pues, se necesitaría de una cantidad próxima de 38,5 ktNH<sub>3</sub> (amoníaco verde) para lo cual se necesita como elemento intermedio 6.834 tH<sub>2</sub>. Si el hidrógeno necesario para esa síntesis se produjera en Canarias (6.834 tH<sub>2</sub>), se necesitaría de la instalación de una potencia de electrolización de aproximadamente 400 MW y una capacidad de almacenamiento de 598,8 m<sup>3</sup> para mantener las reservas de 2 días exigidas por CORES tanto para las aplicaciones asociadas a la movilidad terrestre como marítima.

En el subsector del transporte aéreo también se optaría por la investigación en la producción de querosenos sintéticos con al menos una planta experimental vinculada a alguno de los aeropuertos de Canarias. Dicha experiencia será clave para formular objetivos más ambiciosos en el segundo horizonte de planificación (años 2031-2040) con el resto del transporte insular.

Nuevamente, el sector eléctrico sería clave en esta transformación. Ahora no sólo soportaría los consumos eléctricos del mercado interior que actualmente soporta, sino que a esto se añadirían los consumos relativos al vehículo eléctrico y el transporte marítimo en los términos anteriormente expresados. La potencia renovable instalada ascendería a los 3.410 MW repartidos entre generación eólica terrestre (1.706 MW), eólica off-shore (330 MW), fotovoltaica on-shore (759 MW), fotovoltaica off-shore (31 MW), fotovoltaica en autoconsumo (524 MW), biomasa (18 MW), undimotriz (4 MW), geotermia de alta entalpía (30 MW), solar térmica (6 MW) y minihidráulica (2 MW). Además, se incluirían 45 MW de generación con combustibles sintéticos con EERR como paso previo a usar esta tecnología en un mayor porcentaje de participación en Canarias para momentos en los que aún se requiera el uso de grupos de generación térmicos convencionales.

En materia de almacenamiento, se dispondría del hidrobombeo de El Hierro (150 MWh) y el hidrobombeo de Gran Canaria (3.200 MWh) como formas de almacenamiento a gran escala. Se añadirían a los anteriores 989 MWh adicionales en almacenamiento en redes y a nivel local (autoconsumos). En materia de almacenamiento también se debe considerar el uso del hidrógeno. Contándose las necesidades de reserva de hidrógeno para transporte por carretera y transporte marítimo, se dispondría de una capacidad total de 23.549 m<sup>3</sup>. En este caso, para el año 2030 ya se debería disponer de sistemas que permitan la carga inteligente de vehículos eléctricos como principal medida de gestión de demanda. Además, se debería disponer de la interconexión eléctrica proyectada en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte y aún no ejecutada, Tenerife – La Gomera. En este caso, el parque de generación térmica convencional sería de aproximadamente 1.440 MW.

En cuanto al sector del calor, se incentivaría el uso de captadores solares térmicos hasta alcanzar los 456.272 m<sup>2</sup>, la geotermia de baja entalpía hasta disponer de una potencia de 59 MW y las calderas de biomasa hasta producir anualmente unos 15.423 Tep/año.

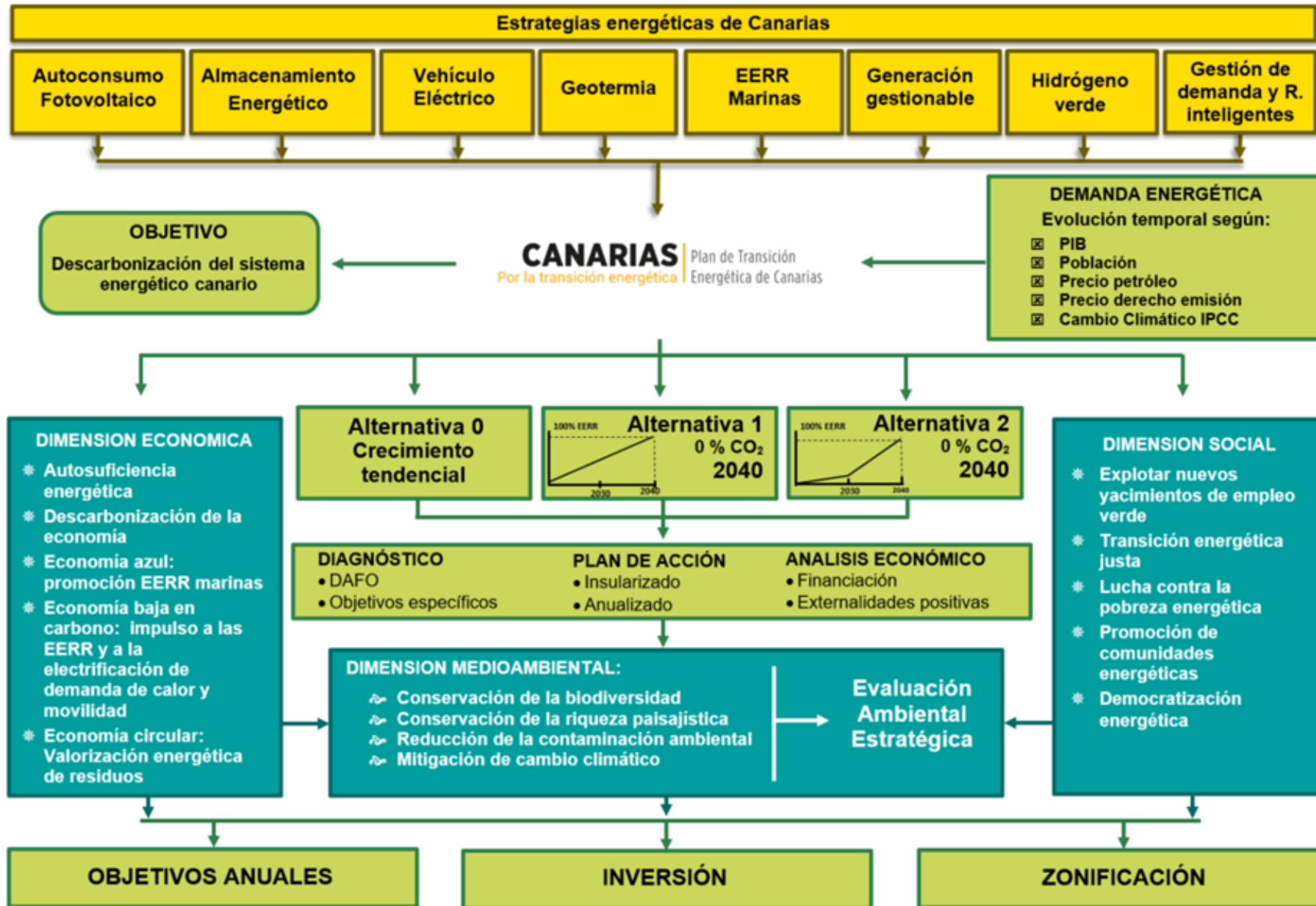
**Estrategias:**

De modo paralelo, y como apoyo al PTECan, el Gobierno de Canarias ha venido desarrollando varias estrategias específicas que profundizan en eslabones de la cadena o sectores energéticos considerados prioritarios para avanzar en la descarbonización del sector energético. En este contexto, el PTECan ha tenido en cuenta en la definición de sus objetivos el potencial y los resultados obtenidos en dichas estrategias. Se citan a continuación las estrategias elaboradas que han sido consideradas para el desarrollo de esta planificación.

- ∞ Estrategia del autoconsumo fotovoltaico.
- ∞ Estrategia del almacenamiento energético.
- ∞ Estrategia del vehículo eléctrico.
- ∞ Estrategia de la geotermia (baja, media y alta entalpía).
- ∞ Estrategia de la generación gestionable.
- ∞ Estrategia de las energías renovables marinas.
- ∞ Estrategia del hidrógeno verde.
- ∞ Estrategia de gestión de demanda y las redes inteligentes.

**1.4 ESTRUCTURA DEL PTECAN**

En coherencia con lo descrito a lo largo del apartado 1.3 se muestra en el siguiente cuadro sinóptico la estructura general sobre la que se desarrolla el Plan de Transición Energética de Canarias.



El PTECan ha sido estructurado en 13 capítulos, una memoria económica y un volumen anexo. Se define en los siguientes puntos el objetivo principal de cada uno de estos capítulos.

- ✳ **Capítulo 1. Resumen ejecutivo:** El objetivo de este apartado es ofrecer un resumen concreto de la problemática que pretende ser solucionada con el PTECan y cómo se acomete el objetivo de total de descarbonización de la economía canaria y cuál debería ser la configuración en el horizonte temporal comprendido entre los años 2021 y 2030.
- ✳ **Capítulo 2. Proceso de desarrollo del PTECan:** Describe de manera más amplia cuál es la situación actual del sector energético de Canarias y qué problemas pretenden ser corregidos con el desarrollo de esta planificación. También se describe cuál es el procedimiento de desarrollo del PTECan, desde su inicio hasta su aprobación definitiva.

En este apartado también se presentan las proyecciones de evolución de la demanda y los datos de partida considerados para su definición. Además, se incluye las condiciones que han sido tenidas en cuenta desde la perspectiva espacial para la localización de infraestructuras energéticas. El capítulo 2 finaliza con un DAFO en el cual se presenta las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades del sector energético de Canarias.

- ✳ **Capítulo 3. Alternativas de planificación:** Se analizan otros aspectos que han sido considerados para poder simular la situación de total descarbonización del sector energético de Canarias en 2040 y su ordenación a 2030. Se incluye el análisis de las singularidades de Canarias, las bases de modelización, el estado del arte de las tecnologías propuestas y otras hipótesis consideradas.
- ✳ **Capítulo 4. Producción de energía eléctrica:** Se describen todos los aspectos relativos a la producción de energía eléctrica en un escenario en el que se tiende progresivamente hasta su total descarbonización. Según la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, de cambio climático y transición energética de Canarias (LCCTEC) (BOE-A-2023-2941), el PTECan debe fijar los criterios y los plazos para proceder a la sustitución o cierre de los grupos de generación térmicos de origen fósil existentes. En esta proyección la garantía y seguridad de suministro es especialmente clave y ha requerido de un análisis detallado.
- ✳ **Capítulo 5. Almacenamiento energético:** En este modelo el almacenamiento energético es otra de las claves vitales para el éxito del objetivo de total descarbonización. En esta sección se incluyen las medidas definidas en la estrategia de almacenamiento de Canarias aunque se introducen otros aspectos como consecuencia de la interacción con otros elementos estratégicos, tales como el hidrógeno.
- ✳ **Capítulo 6. Transporte y distribución de energía eléctrica:** Plantea el desarrollo de un estudio de las necesidades de refuerzo de la actual red de transporte y distribución de energía eléctrica de Canarias, identificando las vulnerabilidades y oportunidades de mejora, a partir de los informes y datos disponibles.

Se tiene en cuenta que las propuestas de desarrollo de las redes de transporte de energía eléctrica deberán propiciar la maximización de la penetración renovable en los sistemas eléctricos canarios, previendo las infraestructuras necesarias para permitir la evacuación de energías renovables, tanto en tierra como en el medio marino. La distribución de unidades de generación en Canarias (resultados de fases anteriores) sirve para identificar las necesidades de infraestructuras de evacuación futuras.



- ✳ **Capítulo 7. Movilidad sostenible y gestión de demanda:** Analiza las actuaciones que deben ser acometidas en Canarias para la descarbonización del sector del transporte, especialmente por carretera y marítimo mediante el uso masivo de EERR, la electrificación del transporte y la integración del hidrógeno y los biocarburantes como nuevos vectores energéticos. Estos medios no sólo aportan capacidad para proveer servicios energéticos sino complementarios de ajuste al sistema.
- ✳ **Capítulo 8. Políticas sectoriales y ahorro y eficiencia energética:** Recorre todos los sectores económicos de Canarias, pasando por el sector residencial, turístico, la industria, el sector servicios, la administración pública, la agricultura, ganadería, pesca y el transporte, estableciéndose medidas de actuación y cuantificándose el ahorro conseguido mediante la aplicación de las medidas definidas. Además, incluyen las directrices y medidas que se recogen en la LCCTEC.
- ✳ **Capítulo 9. Protección de los consumidores y pobreza energética:** En la línea de lo definido en la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética se desarrollan acciones específicas para la situación particular de las Islas Canarias. Entre estas acciones se contempla las posibilidades del autoconsumo compartido, la venta de acciones de participación en plantas de generación de carácter público o la adecuación de la red de puntos de recarga de vehículos eléctricos para que sea accesible a cualquier ciudadano.
- ✳ **Capítulo 10. Externalidades del sector energético de Canarias:** Analiza las que son conocidas como externalidades del sector energético y que incluyen aspectos tales como la huella de carbono, el ciclo de vida de las instalaciones, el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) o la situación de Canarias como exportador de conocimiento en materia energética.
- ✳ **Capítulo 11. Modelo energético de Canarias. Alternativa seleccionada:** Se razona cuál debería ser la alternativa seleccionada comentando sus características fundamentales, para los tres sectores de la energía, sector eléctrico, del transporte y del calor.
- ✳ **Capítulo 12. Plan de medidas y sistema de gobernanza:** Plantea un plan de medidas específico para Canarias, adaptado a nuestras peculiares características como región ultraperiférica. Asimismo, y con el fin de garantizar la consecución de las metas y objetivos fijados en el PTECan, se incluye el modelo de gobernanza del plan, identificando los actores que formarán parte del mismo, los mecanismos de evaluación y seguimiento del plan, y el sistema de indicadores del PTECan.
- ✳ **Capítulo 13. Impacto social y creación de nuevos modelos de negocio y empleo:** Desarrolla un estudio de las implicaciones que sobre la creación de empleo tendría la apuesta por un modelo energético basado en las energías renovables, en la que se fomente la generación distribuida y políticas de lucha contra la pobreza energética en coherencia con lo establecido por el PNIEC. Se analizan aspectos sociales y cómo debería ser ajustado nuestro modelo productivo actual a este nuevo paradigma.

## 1.5 RESUMEN DE OBJETIVOS PTECAN

En coherencia con los escenarios y alternativas al modelo energético definido por el PTECan y resumido en el apartado 1.3 de este resumen ejecutivo, se define como objetivo principal de la planificación:

### OBJETIVO PRINCIPAL

Progresar hacia la total descarbonización de la economía de Canarias mediante la actuación en el sector energético el cual es responsable del 88% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero producidas en el archipiélago.

De la misma forma, se definen una serie de objetivos estratégicos alineados con el objetivo principal del PTECan:

- ✳ **Objetivo estratégico 1.** Garantizar el suministro energético para el desarrollo de los diferentes sectores de la actividad de las Islas Canarias, priorizando el uso de tecnologías eficientes, sostenibles y gestionables en todos los eslabones de la cadena de valor de la energía.
- ✳ **Objetivo estratégico 2.** Acelerar las iniciativas que sean capaces de favorecer la entrada masiva de las energías renovables en los sistemas energéticos de Canarias y, en particular, el almacenamiento energético, la gestión de demanda, la interconexión entre sistemas eléctricos insulares, el uso de nuevos vectores energéticos y las energías renovables originalmente gestionables, como la biomasa o la geotermia.
- ✳ **Objetivo estratégico 3.** Disminuir al máximo posible la dependencia energética del exterior de Canarias mediante el uso de energías renovables tales como la eólica (on-shore y off-shore), la fotovoltaica (on-shore y off-shore), la biomasa, la solar térmica, la geotermia (somera y media/alta entalpía), la minihidráulica o la undimotriz.
- ✳ **Objetivo estratégico 4.** Considerar el sector del transporte como una de las claves fundamentales en la estrategia de descarbonización, apoyándose en medidas de transporte sostenible como el fomento del transporte colectivo, la electrificación de vehículos ligeros y el uso de nuevos combustibles como los que supone el hidrógeno para vehículos pesados, los biocombustibles y los combustibles sintetizados mediante energías renovables.
- ✳ **Objetivo estratégico 5.** Combatir la pobreza energética en todos los grupos sociales utilizando como instrumento modelos donde se implementen soluciones relativas a la eficiencia energética, el autoconsumo, la generación distribuida, la puesta en marcha de comunidades energéticas y, en general, la mayor involucración de la ciudadanía en el mercado energético.
- ✳ **Objetivo estratégico 6.** Reducir progresivamente los costes variables de explotación de los sistemas energéticos de Canarias y, con ello, el extracoste anual de los sistemas eléctricos de Canarias.
- ✳ **Objetivo estratégico 7.** Priorizar medidas que supongan el cumplimiento de objetivos coherentes con la estrategia ODS, las nuevas economías energéticas (azul, circular y baja en carbono), la igualdad de género, la transición justa y la democratización de la energía.

- ✱ **Objetivo estratégico 8.** Promover la creación de modelos de negocio vinculados a la estrategia de descarbonización y, con ello, al empleo verde regional.
- ✱ **Objetivo estratégico 9.** Contribuir al desarrollo tecnológico y la innovación con soluciones adaptadas a las especificidades de los sistemas energéticos de Canarias y que puedan ser exportadas a otros lugares de semejantes características en el mundo.
- ✱ **Objetivo estratégico 10.** Aprovechar las oportunidades de Canarias como laboratorio natural para la investigación, el desarrollo y ensayo de tecnologías verdes y de redes de distribución inteligentes.
- ✱ **Objetivo estratégico 11.** Promover la transferencia tecnológica de instituciones de investigación a la empresa privada en materia de energías renovables y la cooperación en materia de investigación a todos los niveles.
- ✱ **Objetivo estratégico 12.** Tener en cuenta las implicaciones medioambientales, sociales, económicas y legislativas derivadas del modelo energético definido por el PTECan.
- ✱ **Objetivo estratégico 13.** Progresar hacia un modelo que no deje de lado los aspectos relacionados con la ciberseguridad, estableciéndose protocolos que permitan gestionar las instalaciones sin que estas sean vulnerables ante ataques externos.
- ✱ **Objetivo estratégico 14.** Implementar una estrategia de seguimiento en el cumplimiento de los hitos marcados en el PTECan para alcanzar la descarbonización lo antes posible.

Tras la selección de la alternativa idónea, se presentan estos y otros objetivos de planificación acompañándose de su cuantificación a efectos de que éstos puedan ser medidos a través de indicadores de seguimiento los cuales ayudarían a identificar desviaciones en la planificación.

## 1.6 POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y PLAN DE ACCIÓN

Para alcanzar los objetivos definidos, se requiere de la implementación de las siguientes medidas en materia de política energética. Las medidas han sido divididas por ejes de acción.

Resumen de políticas energéticas PTECan	
Seguridad de suministro energético	
<b>Medida 1.1</b>	Mantener las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos mientras su consumo sea necesario para el funcionamiento de los sectores productivos de Canarias pero tratando de avanzar de manera acelerada en la reducción de la dependencia energética del exterior a través del uso de energías renovables en sustitución de los combustibles fósiles y derivados del petróleo en general.
<b>Medida 1.2</b>	Asegurar el cumplimiento de las condiciones de cobertura de demanda eléctrica conforme a las normas particulares aplicables en los sistemas eléctricos de Canarias, promoviendo el uso de grupos generadores a partir de fuentes renovables gestionables, de infraestructuras de almacenamiento que faciliten la integración de la energía renovable en el mix eléctrico y de nuevos grupos generadores que permitan la utilización de combustibles no contaminantes.
<b>Medida 1.3</b>	Refuerzo de la red de transporte y distribución. Impulsar la ejecución de las instalaciones contempladas en la Planificación de la Red de Transporte eléctrico y las actuaciones en las redes de distribución necesarias para garantizar la seguridad del suministro, y especialmente, impulsar las interconexiones eléctricas entre sistemas eléctricos insulares de Canarias donde técnica y económicamente sea viable el enlace como medio para mejorar la robustez del sistema eléctrico canario en su conjunto y reforzar de esta forma la garantía y calidad del suministro de energía eléctrica.

<b>Medida 1.4</b>	Implementar protocolos de ciberseguridad en la gestión de redes de suministro energético.
<b>Eficiencia energética</b>	
<b>Medida 2.1</b>	Reducir el consumo derivado de la movilidad terrestre fomentando políticas de movilidad colectiva, el cambio modal y, en los casos necesarios, el uso de vehículos preferiblemente de tecnologías sostenibles.
<b>Medida 2.2</b>	Adaptar las infraestructuras del sector del agua para reducir el consumo energético y evitar al máximo posible las pérdidas de agua en la distribución e incluso adaptando los horarios de consumo energético a los periodos en los que se producen vertidos de fuentes renovables no gestionables.
<b>Medida 2.3</b>	Promover la sostenibilidad y la eficiencia energética en la contratación pública.
<b>Medida 2.4</b>	Desarrollar actuaciones que permitan incrementar todo lo máximo posible la eficiencia energética en el sector residencial reduciendo el consumo energético y combatiendo de esa forma la pobreza energética en Canarias.
<b>Medida 2.5</b>	Desarrollar actuaciones que permitan incrementar la eficiencia energética en el sector turístico y el sector servicios en general.
<b>Medida 2.6</b>	Desarrollar actuaciones que permitan incrementar la eficiencia energética en el sector industrial.
<b>Medida 2.7</b>	Promover en el sector primario (agricultura, ganadería y pesca) la adopción de medidas que mejoren la eficiencia energética de sus procesos, especialmente en actividades relacionadas con la gestión energética derivada del ciclo del agua, la movilidad y el consumo de energía eléctrica en equipos.
<b>Energías renovables: Cobertura de demanda eléctrica</b>	
<b>Medida 3.1</b>	Apostar por el autoconsumo como una de las claves fundamentales del nuevo modelo energético de Canarias, priorizando las tecnologías que requieran un menor uso del espacio, cubiertas de edificios o la ocupación racional de suelo ya antropizado.
<b>Medida 3.2</b>	Fomentar las actuaciones de repotenciación y re-maquinación de parques eólicos incrementando la potencia instalada en Canarias sin que ello suponga un aumento del suelo ya antropizado.
<b>Medida 3.3</b>	Optar por el despliegue de las energías marinas como elemento clave para alcanzar el objetivo de potencia renovable necesario para la descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias.
<b>Medida 3.4</b>	Incrementar la potencia renovable instalada de aquellas fuentes de generación que actualmente son las referencias en el archipiélago canario debido a las magníficas condiciones del recurso disponibles.
<b>Medida 3.5</b>	Avanzar en la reducción progresiva de la potencia gestionable vinculada a la generación térmica mediante su sustitución con otro tipo de fuentes renovables.
<b>Energías renovables: Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios</b>	
<b>Medida 4.1</b>	Promover la implantación de sistemas de almacenamiento a gran escala para maximizar la integración de energía renovable no gestionable.
<b>Medida 4.2</b>	Promover la instalación de sistemas de almacenamiento energético distribuido en las redes de distribución y transporte vinculados a generación renovable no gestionable y la mejora de las condiciones de calidad y garantía de suministro de la red.
<b>Medida 4.3</b>	Promover que los consumidores finales de energía en modalidad de autoconsumo incorporen sistemas de almacenamiento energético para optimizar el aprovechamiento de la instalación renovable y lograr un mayor nivel de autosuficiencia energética.
<b>Medida 4.4</b>	Incrementar la flexibilidad de los grupos de generación gestionable que contribuyen a asegurar la garantía de suministro.
<b>Medida 4.5</b>	Incentivar el uso de soluciones de gestión de demanda como medio para promover la integración de energías renovables no gestionables al menor coste posible.

<b>Energías renovables: Cobertura de demanda de calor</b>	
<b>Medida 5.1</b>	Promover el uso de la solar térmica para la cobertura de energía térmica de Canarias en los diferentes sectores.
<b>Medida 5.2</b>	Promover el uso de la biomasa y el biogás en sustitución de calderas que actualmente utilizan combustibles fósiles, así como la producción de combustibles renovables líquidos.
<b>Medida 5.3</b>	Promover el uso de la geotermia de baja entalpía para la cobertura de energía térmica de Canarias y, en especial, de grandes consumidores.
<b>Movilidad sostenible</b>	
<b>Medida 6.1</b>	Fomentar el transporte colectivo en detrimento del vehículo particular y, principalmente, para rutas dentro de ciudad y zonas de alta densidad poblacional.
<b>Medida 6.2</b>	Progresar en el objetivo de descarbonización del transporte terrestre mediante el uso del vehículo eléctrico y, especialmente, para vehículos ligeros de menos de 3.500 kg.
<b>Medida 6.3</b>	Progresar en el objetivo de descarbonización del transporte terrestre mediante el uso de vehículos de celdas de combustible para el transporte pesado de más de 3.500 kg.
<b>Medida 6.4</b>	Promover el despliegue de una infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos, imprescindible para alcanzar una verdadera electrificación del parque de vehículos en Canarias.
<b>Medida 6.5</b>	Planificar la puesta en marcha de estaciones de servicio que garanticen el suministro de nuevos combustibles renovables, como el hidrógeno o los biocombustibles.
<b>Medida 6.6</b>	Avanzar en la descarbonización del sector de la movilidad marítima y del consumo asociado a los puertos de Canarias, prestando especial atención al transporte interinsular.
<b>Medida 6.7</b>	Avanzar en la descarbonización del sector de la movilidad aérea y del consumo asociado a los aeropuertos de Canarias, prestando especial atención al transporte interinsular.
<b>Innovación, investigación y desarrollo tecnológico</b>	
<b>Medida 7.1</b>	Consolidar Canarias como Living Lab de las tecnologías marinas, a través del desarrollo de proyectos I+D+i que contribuyan a reducir el coste de estas tecnologías (LCOE) y posibilitar su posterior explotación, situando a las islas en la punta de lanza de las renovables marinas.
<b>Medida 7.2</b>	Promover el desarrollo de proyectos de investigación relativos a la producción de hidrógeno verde y de combustibles de síntesis renovables, que contribuyan a mejorar su rentabilidad.
<b>Medida 7.3</b>	Promover el desarrollo de proyectos de investigación que posibiliten mejorar la capacidad de las soluciones de electrónica de potencia para proveer servicios de garantía de suministro equivalentes a la generación síncrona.
<b>Medida 7.4</b>	Fomentar la transferencia de conocimiento de los organismos de investigación a la empresa, así como la coordinación entre ambos entes para generar soluciones aplicadas a la realidad de Canarias.
<b>Medida 7.5</b>	Garantizar la existencia en Canarias de las infraestructuras y equipamiento científico-técnico necesarios para el desarrollo de actividades de I+D orientadas a luchar contra el cambio climático y la transición energética.
<b>Aspectos socioeconómicos de la energía</b>	
<b>Medida 8.1</b>	Combatir la situación de pobreza energética en los hogares canarios.
<b>Medida 8.2</b>	Aprovechar las oportunidades de creación de empresas y de empleo asociadas a la transición energética en Canarias.
<b>Medida 8.3</b>	Desarrollar acciones de formación y divulgación en materia de eficiencia energética, energías renovables y otras tecnologías para la descarbonización de los sistemas energéticos insulares.

Tabla 4. Resumen de políticas energéticas PTECan

## 1.7 ESTIMACIÓN PRESUPUESTARIA

El análisis detallado del coste de descarbonización para el horizonte comprendido entre los años 2022 – 2030 se presenta en la memoria económica del PTECan. No obstante, a modo de resumen general, se expone en las siguientes tablas los resultados generales en términos de inversión por alternativa, año e islas. Se exponen los datos para las dos alternativas que supondrían un cambio de modelo, las Alternativas 1 y 2.

Estructura de costes de inversión del sistema energético de Canarias [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
2022	350 M€	251 M€	41 M€	40 M€	15 M€	56 M€	4 M€	<b>758 M€</b>
2023	312 M€	474 M€	46 M€	45 M€	18 M€	5 M€	5 M€	<b>905 M€</b>
2025	377 M€	453 M€	76 M€	173 M€	54 M€	6 M€	18 M€	<b>1.158 M€</b>
2030	521 M€	904 M€	216 M€	226 M€	135 M€	28 M€	44 M€	<b>2.074 M€</b>
<b>Total</b>	<b>4.439,50 M€</b>	<b>4.460,98 M€</b>	<b>961,77 M€</b>	<b>1.171,53 M€</b>	<b>439,56 M€</b>	<b>169,57 M€</b>	<b>126,46 M€</b>	<b>11.769,37 M€</b>

Tabla 5 Estructura de costes del sistema energético de Canarias [Alternativa 1]

Estructura de costes de inversión del sistema energético de Canarias [Alternativa 2]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
2022	108 M€	169 M€	27 M€	27 M€	9 M€	55 M€	3 M€	<b>397 M€</b>
2023	112 M€	123 M€	28 M€	28 M€	24 M€	3 M€	3 M€	<b>320 M€</b>
2025	177 M€	192 M€	107 M€	53 M€	16 M€	11 M€	3 M€	<b>559 M€</b>
2030	174 M€	242 M€	66 M€	75 M€	19 M€	6 M€	5 M€	<b>587 M€</b>
<b>Total</b>	<b>2.459,88 M€</b>	<b>2.229,23 M€</b>	<b>542,69 M€</b>	<b>630,03 M€</b>	<b>194,27 M€</b>	<b>125,84 M€</b>	<b>66,00 M€</b>	<b>6.247,94 M€</b>

Tabla 6 Estructura de costes del sistema energético de Canarias [Alternativa 2]

De la misma forma, se presenta en las dos siguientes tablas el coste hasta alcanzar la total descarbonización en el año 2040 para ambas alternativas.

Estructura de costes de inversión del sistema energético de Canarias [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
Acumulada hasta 2030	4.439,50 M€	4.460,98 M€	961,77 M€	1.171,53 M€	439,56 M€	169,57 M€	126,46 M€	11.769,37 M€
2035	952 M€	1.002 M€	293 M€	318 M€	96 M€	35 M€	36 M€	<b>2.731 M€</b>
2040	1.246 M€	1.269 M€	382 M€	416 M€	128 M€	46 M€	46 M€	<b>3.533 M€</b>
<b>Total</b>	<b>14.570,82 M€</b>	<b>14.792,30 M€</b>	<b>4.285,32 M€</b>	<b>4.758,71 M€</b>	<b>1.553,82 M€</b>	<b>540,48 M€</b>	<b>502,51 M€</b>	<b>41.003,95 M€</b>

Tabla 7 Estructura de costes del sistema energético de Canarias [Alternativa 1]

Estructura de costes de inversión del sistema energético de Canarias [Alternativa 2]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€	M€
Acumulada hasta 2030	2.459,88 M€	2.229,23 M€	542,69 M€	630,03 M€	194,27 M€	125,84 M€	66,00 M€	6.247,94 M€
2035	1.053 M€	1.109 M€	322 M€	363 M€	113 M€	34 M€	40 M€	<b>3.036 M€</b>
2040	1.379 M€	1.395 M€	428 M€	493 M€	151 M€	45 M€	52 M€	<b>3.942 M€</b>
<b>Total</b>	<b>13.816,66 M€</b>	<b>13.980,75 M€</b>	<b>4.116,90 M€</b>	<b>4.785,35 M€</b>	<b>1.489,41 M€</b>	<b>491,84 M€</b>	<b>488,93 M€</b>	<b>39.169,84 M€</b>

Tabla 8 Estructura de costes del sistema energético de Canarias [Alternativa 2]

El planteamiento seguido en estas alternativas es el que se muestra en la siguiente ilustración. Se representa mediante áreas el coste anual para la descarbonización por islas y para el total del archipiélago bajo el supuesto de la Alternativa 2. Por su parte, con barras se muestra el

coste anual asumido en la Alternativa 1, la cual asume un incremento progresivo de la inversión mientras que en la Alternativa 2 se deberán reforzar las políticas en la segunda década.

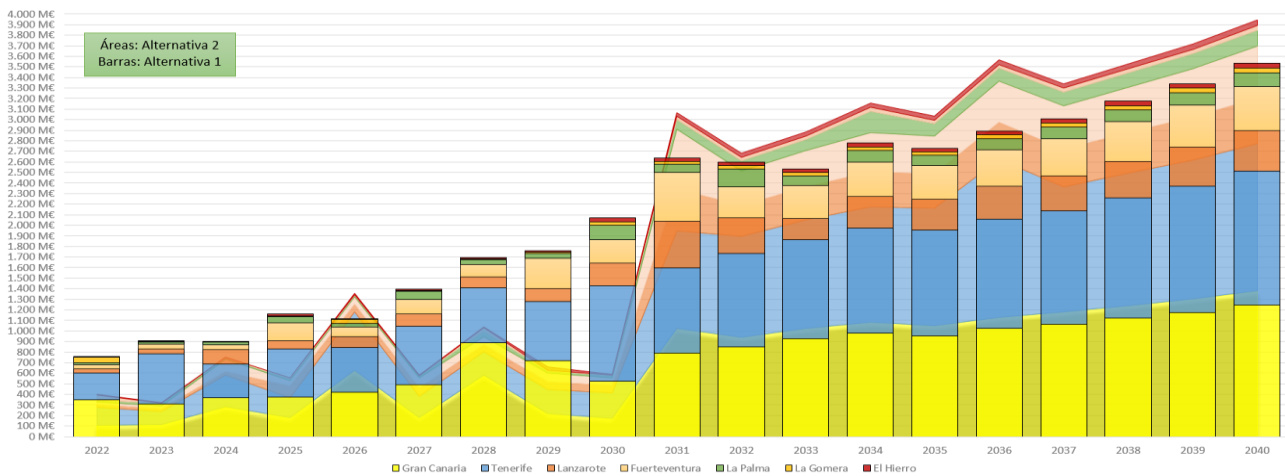


Ilustración 10 Coste anual de inversión para las Alternativas 1 y 2 al modelo energético según PTECan

Finalmente, se expone en la Tabla 9 una comparativa del coste de inversión (CAPEX) en el horizonte 2030 para ambas Alternativas y por islas con el ahorro que se obtendría en términos de costes variables de operación (OPEX) para cada alternativa.

Dichos ahorros se han obtenido como diferencia con los costes de explotación actuales y, adicionalmente, se añade la reducción de emisiones contaminantes cuantificándolo económicamente mediante derechos de emisión, los cuales iban incrementándose a lo largo del horizonte temporal de análisis siguiendo las expectativas de este mercado al medio/largo plazo.

Comparativa entre alternativas CAPEX y Ahorro en OPEX (M€)								
Alternativa	Término	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote y Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Alternativa 1	CAPEX (M€)	4.461	4.440	1.611	440	170	126	<b>11.769</b>
	Ahorro OPEX (M€/año)	156,31	128,19	103,89	19,88	14,10	6,84	<b>1.142</b>
Alternativa 2	CAPEX (M€)	2.229	2.460	1.173	194	126	66	<b>6.248</b>
	Ahorro OPEX (M€/año)	117,40	85,82	88,45	15,66	13,50	6,20	<b>1.047</b>

Tabla 9 Comparativa entre alternativas CAPEX y Ahorro en OPEX (M€)

## 1.8 ALTERNATIVA SELECCIONADA

La **Alternativa 0** no se considera una solución a perseguir ya que no contribuiría a alcanzar el objetivo de descarbonización del sistema energético de Canarias en el año 2040 de acuerdo con lo establecido en la Declaración de Emergencia Climática de Canarias. En cualquier caso, su estudio ha sido necesario para estimar determinados factores como el grado de avance en políticas de eficiencia energética, puesto que se compara con la situación para el mismo año evaluado en el caso de que no se aplicaran políticas energéticas.

Por todo ello, la decisión de cuál es la alternativa óptima pasará por la selección de la **Alternativa 1** o la **Alternativa 2**. En este sentido, se muestra en la siguiente ilustración una

comparativa entre los principales indicadores de cumplimiento bajo las configuraciones proyectadas para ambos casos:

Indicador	Alternativa 1	Alternativa 2
Reducción de emisiones contaminantes respecto a 1990	5,5%	-2,6% (Supera emisiones de 1990 en un 2,6%)
Reducción de emisiones contaminantes respecto a 2010 (referencia PNIEC)	42%	37%
Energías renovables sobre el uso final de la energía	39%	29%
Mejora de la eficiencia energética	30%	27%
Energía renovable en la generación eléctrica	70%	62%
Inversión total (2022 – 2030)	11.769 M€	6.248 M€
Inversión total (2022 – 2040)	41.004 M€	39.170 M€
Ahorro en costes de explotación de los sistemas energéticos de Canarias	1.009 M€/año	937 M€/año

Ilustración 11 PTECan – Comparativa de alternativas al modelo energético

En términos de reducción de emisiones contaminantes **se puede concluir que ambas opciones son muy positivas ya que reducen drásticamente las emisiones, si se toma como base las producidas en el año 2010 (referencia usada también en el PNIEC)**. Con la Alternativa 1 las emisiones GEI se reducirían en un 42% mientras que con la Alternativa 2 podría lograrse una mejora del 37%.

Si por el contrario se utiliza como base el año 1990, la única opción con la que se reducirían las emisiones sería la Alternativa 1. En este sentido, es importante tener en cuenta que en los últimos 30 años, las emisiones GEI han crecido notoriamente en Canarias. En concreto, las emisiones derivadas del sector procesado de la energía ascendían a 7.956 GgCO<sub>2</sub> en el año 1990, mientras que en el año 2019 (último dato oficial publicado para Canarias) estas emisiones alcanzaron los 11.456 GgCO<sub>2</sub>eq, es decir, el nivel de emisiones producidas por el sector energético canario en el año 2019 fue un 44% superior al nivel de emisiones del año 1990. Por tanto, resulta muy difícil lograr en Canarias un objetivo de reducción de emisiones GEI en el horizonte 2030 en línea con el establecido por Europa y para España (en torno al 40% de reducción en 2030 respecto a 1990), dadas las características y situación de su actual modelo energético.

Asimismo, cabe indicar que en el PNIEC no solo se ha fijado un objetivo a nivel de España de reducción de emisiones GEI en el horizonte 2030, del 23% respecto a 1990, sino que también se ha justificado que dicho objetivo equivale a una reducción del 38% respecto a las emisiones brutas totales del año 2010 (357.677 MtCO<sub>2</sub>-eq.), en línea con lo demandado por el IPCC a la comunidad internacional en su informe especial 1,5°C y que este objetivo es totalmente coherente con una trayectoria equilibrada hacia la neutralidad climática de España en 2050). En el caso de Canarias, tanto para la Alternativa 1 como para la Alternativa 2, en el paso por el año



2030 las emisiones se situarían en prácticamente la mitad de las estimadas para la situación tendencial en ese año, restando unos 7.500 GgCO<sub>2</sub> (valor aproximado coherente con las cifras obtenidas para ambas alternativas) hasta la total descarbonización del sector energético en el año 2040.

Por otra parte, según los análisis realizados para la Alternativa 1 las renovables abastecerían en aproximadamente un 40% los consumos de energía final de Canarias mientras que para la Alternativa 2 ese valor se situaría en el 29%. Este indicador también puede ser estimado considerando únicamente la energía eléctrica. Así pues, para la Alternativa 1 la cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables se establecería en el 70% mientras que para la Alternativa 2 promediaría el 62%. A modo de referencia de lo que se obtendría en la situación de la Alternativa 0, la demanda de energía eléctrica cubierta mediante energías renovables ascendería al 26%, mientras que en energía final este indicador se establecería en el 9%.

Como juicio general se observa que, a pesar de que la Alternativa 1 sea más favorable desde el punto de vista del cumplimiento con los indicadores de descarbonización del sistema energético de Canarias, requiere de un enorme esfuerzo, no sólo en tecnologías maduras, sino también en otras tecnologías más innovadoras como las que supone el almacenamiento en sus distintas formas, el hidrógeno verde, la producción de amoníaco verde para el transporte marítimo o la producción de combustibles sintéticos como el queroseno para la aviación. Por consiguiente, **la Alternativa 2 apunta a ser una alternativa más razonable teniendo en cuenta los tiempos que se requieren en este tipo de proyectos los cuales deben ser ejecutados a gran escala y en cumplimiento con todas las normas establecidas en la legislación actual.**

Lo dicho en el párrafo anterior se pone de manifiesto en la inversión. En el horizonte de planificación del PTECan (hasta el año 2030), la inversión requerida para la Alternativa 1 sería 5.521 M€ superior a la que se plantea en la Alternativa 2. Naturalmente, determinadas actuaciones son desplazadas a la década 2031-2040 y la inversión a acometer en este periodo sería mayor para la Alternativa 2 que para la Alternativa 1. **No obstante, en cómputo global, la inversión de la Alternativa 2 sería inferior a la de la Alternativa 1 en 1.834 M€.** Esto se debe a que las inversiones que serían aplazadas son fundamentalmente aquellas que aún no están tan maduras y se espera, tal como se predice en el informe World Energy Outlook 2020, que en años venideros se reduzca progresivamente los costes de inversión a tecnologías de descarbonización y, en especial, los sistemas de almacenamiento energético. Por otra parte, aunque con la Alternativa 1 se consigue una mejora en términos de reducción del coste de explotación del sistema energético respecto a la Alternativa 2, esa mejora es de tan sólo 72 M€ (un 7% del total de ahorro de la Alternativa 1)

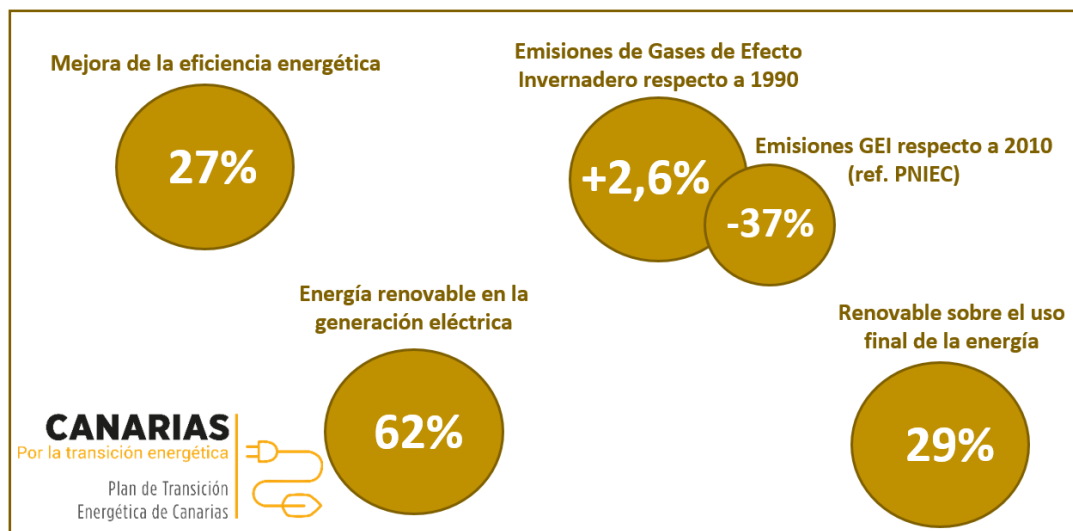
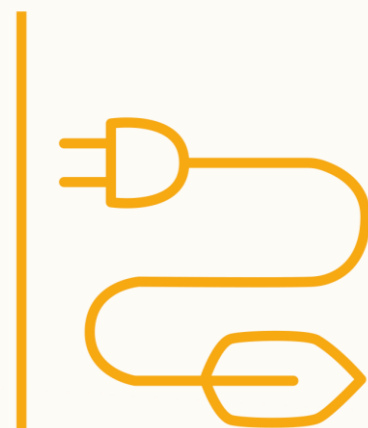


Ilustración 12 Indicadores de cumplimiento

En general, ambas opciones son muy adecuadas para mejorar la situación del sector energético de Canarias y conseguir el objetivo de descarbonización del sector energético de Canarias en el año 2040. No obstante, **teniendo en cuenta que para ambos casos se alcanzaría la descarbonización en el mismo año (2040), se apuesta por la alternativa de mayor eficiencia económica, la Alternativa 2.** Esta solución es además la más realista, siendo conscientes de los tiempos de trámite y despliegue que se requieren principalmente para proyectos a gran escala como los que supone la transformación de la generación eléctrica de categoría A o la descarbonización del transporte marítimo o aéreo interinsular.

# 2

## Proceso de desarrollo del PTECan



## 2. Proceso de desarrollo del PTECan

---

Este capítulo se inicia explicando cuál es el proceso que ha sido seguido para el desarrollo del Plan de Transición Energética de Canarias teniendo en cuenta el marco normativo vigente que ha sido definido para su ordenamiento.

Posteriormente, considerando que el sector energético presenta una alta transversalidad con múltiples normas sectoriales e instrumentos de planificación, se identifican los principales decretos y planes de ordenación que, de una u otra forma, son considerados para la elaboración del PTECan, tratando de asegurar que existan sinergias para que el cumplimiento de los objetivos sea aún más si cabe viable.

Continuando con el análisis, se profundiza en el estudio de la situación del sector energético de Canarias para finalmente presentar los escenarios y desarrollar un estudio estratégico DAFO que marque la línea base de actuación en esta planificación.

### 2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE DESARROLLO DEL PTECAN

El PTECan se elabora y tramita en virtud del Decreto 9/2021, de 18 de febrero, por el que se encomienda a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial la elaboración de un plan de transición energética para la Comunidad Autónoma de Canarias. Conforme a este decreto el citado plan tiene un horizonte temporal hasta 2030, pudiendo servir tras su aprobación como instrumento de planificación sectorial que tendrá como objetivo avanzar en la descarbonización de Canarias, promoviendo el desarrollo de un modelo energético sostenible, basado en la eficiencia energética y las energías renovables, identificando las acciones que contribuirán a la descarbonización de la economía en el horizonte de 2040.

Conforme a lo establecido en el Resuelvo quinto del Decreto 9/2021, el plan será aprobado por el Gobierno de Canarias, a propuesta de la persona titular de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, debiendo publicarse en el Boletín Oficial de Canarias.

Asimismo, se encomienda al órgano promotor la evacuación de los siguientes trámites, además de los que resulten preceptivos con arreglo a la normativa aplicable (incluyendo la evaluación ambiental estratégica en la categoría que corresponda):

- a) El plan se acompañará de una memoria económica que analice las repercusiones presupuestarias del mismo, incluyendo la afección al presupuesto de otras Administraciones, y que deberá someterse a informe de la Dirección General de Planificación y Presupuesto.
- b) Someter el plan a información pública y a consulta de los órganos y Administraciones afectadas, trámites que podrán simultanearse con los equivalentes en el procedimiento de evaluación ambiental estratégica.
- c) En todo caso, deberá efectuarse una consulta a todos los Departamentos de la Administración Pública de la Comunidad Autónoma de Canarias.

De la misma forma, el proceso de elaboración del PTECan está guiado por las bases establecidas en la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética y, más concretamente, por lo definido en su artículo 18. En este artículo se define lo siguiente:

**“Artículo 18. Plan de Transición Energética de Canarias.**

1. *El Plan de Transición Energética de Canarias contendrá el conjunto de acciones dirigidas a la consecución en plazo de los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Este conjunto de acciones deberá ser desarrollo de las directrices que, al efecto, haya establecido la Estrategia Canaria de Acción Climática y se dividirán en los siguientes tipos:*
  - a. *Acciones dirigidas específicamente a una disminución del montante total de emisiones difusas y emisiones sometidas al comercio internacional (UE ETS) del conjunto del archipiélago, así como a aumentar la capacidad de absorción en la medida de lo posible y en función de la tecnología analizada.*
  - b. *Acciones destinadas a la reducción de emisiones mediante el fomento de la eficiencia energética a todos los niveles, implantación de energía renovable, aumento de la seguridad de abastecimiento energético, movilidad sostenible, almacenamiento y edificaciones e infraestructuras en las materias competenciales de la Administración pública; y cualesquiera otras que contribuyan a esta reducción.*
2. *El Plan de Transición Energética de Canarias establecerá los criterios de localización de las instalaciones de energía renovable conforme a las previsiones que al respecto se prevean.*
3. *Para la consecución en plazo del objetivo previsto, el Plan de Transición Energética de Canarias deberá como mínimo:*
  - a. *Repartir la responsabilidad en su consecución mediante la asignación de cuotas de emisiones entre los distintos sectores de actividad, islas y municipios.*
  - b. *Incorporar en sus previsiones los objetivos de reducción de emisiones que establezca la normativa básica estatal.*
  - c. *Valorar, en el conjunto del archipiélago y por islas, los impactos reales y potenciales en los distintos sectores, en función del conocimiento científico y el estado de la técnica, de la política energética, la afección a las circunstancias de competitividad, la localización de los centros emisores y cualesquiera otras variables que resulten relevantes a tales efectos.*
  - d. *Establecer la programación temporal de la implantación de fuentes de generación de energía de origen renovable en el sistema eléctrico regional.*
  - e. *Tener en cuenta las circunstancias reales y potenciales de penetración de las fuentes de generación de energía renovable y la capacidad de soporte de cada sistema eléctrico insular.*

4. *El Plan de Transición Energética de Canarias tendrá una vigencia de diez años a partir de su publicación, pudiendo ser prorrogado por el Gobierno de Canarias. Sin perjuicio de lo anterior, dicho plan podrá ser revisado cada cinco años para actualizar los escenarios y objetivos.*
5. *El procedimiento de aprobación del Plan de Transición Energética de Canarias deberá respetar en todo caso las siguientes reglas, que podrán ser desarrolladas y completadas reglamentariamente:*
  - a. *El plan será elaborado por la Agencia Canaria de Acción Climática, en coordinación con los departamentos de la Administración pública de la Comunidad Autónoma de Canarias.*
  - b. *Asimismo, corresponderá a dicha agencia el inicio y tramitación del procedimiento de aprobación del plan.*
  - c. *Su tramitación se acompañará a la tramitación del procedimiento instrumental de evaluación ambiental estratégica.*
  - d. *Cuando esté ultimada su elaboración, deberá someterse a información pública por un plazo mínimo de cuarenta y cinco días hábiles.*
  - e. *Los departamentos autonómicos con competencia en materia de energía e industria deberán ser consultados preceptivamente de forma simultánea a los periodos de información pública que se celebren, sin perjuicio de la oportunidad de consulta del resto de departamentos autonómicos y otras administraciones públicas.*
  - f. *Igualmente, deberán ser preceptivamente consultados de forma simultánea a los periodos de información pública que se celebren los ayuntamientos y cabildos insulares.*
  - g. *Su aprobación definitiva corresponderá al Gobierno de Canarias por decreto, previo informe de la Comisión Interdepartamental de Acción Climática.*
  - h. *Se procederá a su publicación íntegra en el Boletín Oficial de Canarias.*
6. *Una vez publicado, las determinaciones de este plan serán de obligado cumplimiento.”*

De la misma forma, según la disposición transitoria tercera de la Ley 6/2022, de 27 de diciembre (LCCTEC), se mantendrán cuantas actuaciones se lleven a cabo por la consejería competente en materia de cambio climático y el Gobierno de Canarias para la elaboración, tramitación, aprobación y publicación de la Estrategia Canaria de Acción Climática, la Estrategia Canaria de Transición Junta y Justicia Climática, el Plan Canario de Acción Climática y el Plan de Transición Energética de Canarias, mientras no se constituya la Agencia Canaria de Acción Climática.

Por otra parte, de acuerdo con lo recogido en el artículo 14 de la Ley 6/2022 (LCCTEC), el PTECan se integraría dentro del ámbito de la acción climática, junto con el Plan Canario de Acción Climática y los Planes de Acción insulares y municipales para el Clima y la Energía Sostenible (PACES), y como desarrollo de la Estrategia Canaria de Acción Climática.

Cabe resaltar que conforme a lo dispuesto en el Decreto 9/2021, de 18 de febrero, el PTECan debe someterse al procedimiento de evaluación ambiental estratégica. En concreto, este plan será sometido al procedimiento previsto en el Capítulo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Esta Ley establece la necesidad de llevar a cabo una Evaluación Ambiental Estratégica, entendida como un instrumento de prevención que permita la integración de los aspectos ambientales en la toma de decisiones de los planes y programas públicos. Para ello se preparará un Estudio Ambiental Estratégico y atendiendo a uno de los principios de dicha Ley (participación pública) se celebrarán consultas cuyos resultados serán tenidos en cuenta. La evaluación ambiental estratégica tiene como fin orientar desde el principio la elaboración del plan hacia los objetivos ambientales, integrando éstos con los de la planificación, para hacerla más sostenible. Se fundamenta en el principio de cautela y en la necesidad de protección del medio ambiente a través de la integración de esta componente en las políticas y actividades sectoriales. Y esto para garantizar que las repercusiones previsibles sobre el medio ambiente de las futuras actuaciones inversoras sean tenidas en cuenta durante la preparación del plan.

De manera simplificada, los trámites desarrollados para obtener la Declaración Ambiental Estratégica (DAE), son los que se mencionan a continuación:

- a) **Solicitud de inicio.** Debe ser presentada ante el órgano ambiental la solicitud de inicio de tramitación mediante el borrador del PTECan y de su documento inicial estratégico que contendría los aspectos claves en relación con los objetivos, alcance, programa de desarrollo, potenciales impactos e incidencias previsibles.

En base a esta solicitud, el órgano ambiental se pronuncia en un plazo de 20 días hábiles informando de si el plan se atiende a trámite o, por el contrario, es inviable por razones ambientales.

- b) **Consultas previas y determinación del alcance del Estudio Ambiental Estratégico.** Si se supera la primera fase, el borrador del plan y el documento inicial estratégico es sometido a consultas por parte de la administración pública a efectos de definir o ajustar el alcance del EAE. En este trámite se requiere un plazo de 30 días hábiles desde su recepción.
- c) **Elaboración del Estudio Ambiental Estratégico del PTECan.** De acuerdo con las bases establecidas en el documento de alcance, debe elaborarse el Estudio Ambiental Estratégico del PTECan y la versión inicial del PTECan. Este EAE se considera parte integral del PTECan y para su elaboración se sigue lo establecido en el Anexo IV de la Ley 21/2013.
- d) **Información pública y consultas a las Administraciones Públicas afectadas y personas interesadas.** La versión inicial del PTECan es posteriormente sometida a información pública y a consulta de las Administraciones Públicas afectadas. El trámite de información pública es de 45 días mientras que las consultas deben permanecer abiertas durante 30 días.
- e) **Propuesta final del PTECan.** Atendiendo a las alegaciones de personas interesadas y respuestas de las Administraciones Públicas afectadas, se elabora la versión final del PTECan con la que se afronta las fases finales del trámite.

- f) **Análisis técnico del expediente.** El expediente al completo es remitido al órgano ambiental para su evaluación completa e íntegra. Este órgano deberá realizar un análisis técnico del expediente donde se atiende a los impactos significativos detectados y las actuaciones que del PTECan se deriven considerándose, incluso, aspectos relacionados con el Cambio Climático. El órgano ambiental debería concluir su informe en un periodo no superior a tres meses. Éste podrá requerir información adicional la cual debe ser proporcionada en un plazo no superior a tres meses.
- g) **Declaración Ambiental Estratégica.** Sería otorgada en el caso de que el análisis técnico del expediente fuera positivo. El DAE tendría la naturaleza de informe preceptivo y contendría una exposición de los hechos que resume los principales hitos del procedimiento incluyendo los resultados de los procesos de información pública y consultas.

Finalmente, debe también mencionarse que antes del comienzo del proceso de elaboración del PTECan se llevó a cabo una fase de consulta pública a efectos de conocer la opinión de la ciudadanía y empresas interesadas en el sector de los aspectos que debían ser plasmados en este plan. Los resultados de dicha consulta pública se presentan en el apartado 2.3.

## 2.2 MARCO NORMATIVO E INTERACCIÓN CON OTROS PLANES Y PROGRAMAS

Este apartado no pretende hacer un análisis detallado de todos los instrumentos legales, marcos normativos, planes y programas vigentes que serían de aplicación para el sector energético de Canarias sino, más bien, presentar aquellos que tienen altas sinergias con los objetivos del PTECan o que deben ser considerados para su tramitación. En este ámbito son especialmente relevantes los documentos estratégicos que están siendo publicados en fechas recientes por distintos entes, tales como la Unión Europea, el Gobierno de España y otros órganos de la Comunidad Autónoma y los Cabildos Insulares.

### 2.2.1 PLANES ESTRATÉGICOS EUROPEOS RELATIVOS AL CAMBIO CLIMÁTICO, EL DESARROLLO SOSTENIBLE Y EL USO DE LAS ENERGÍAS LIMPIAS

El 28 de noviembre de 2019 el Parlamento Europeo declaró la **Emergencia climática y ambiental**, y unos días después, el 12 de diciembre de 2019, presentó el Pacto Verde Europeo como una de las prioridades fijadas por el Consejo Europeo y la Comisión Europea en la **Agenda Estratégica de la UE para 2019-2024**, estableciéndolo como la hoja de ruta para dotar a Europa de una economía sostenible. El Pacto Verde Europeo se estructura principalmente en 7 elementos clave, de los cuales se resumen a continuación los más relacionados con el sector energético:

- **Energía limpia:** los principios clave de este ámbito de actuación son impulsar la eficiencia energética y desarrollar un sector eléctrico basado, en fuentes de energía renovables, garantizar un suministro energético seguro y asequible para la UE, y poner en marcha un mercado de la energía europeo plenamente integrado, interconectado y digitalizado.
- **Movilidad sostenible:** se busca reducir las emisiones de GEI en el transporte un 90% de aquí a 2050 mediante la digitalización, el impulso del suministro de combustibles alternativos, el uso de modos de transporte menos contaminantes y la reducción de la contaminación en el transporte terrestre, marítimo y aéreo.
- **Industria sostenible:** este elemento busca la transformación ecológica de la industria de acuerdo con los principios de la economía circular. Uno de sus objetivos será estimular el



desarrollo de nuevos mercados para productos climáticamente neutros y circulares, así como descarbonizar y modernizar los sectores de gran consumo de la energía (como son el acero y el cemento).

- **Construcción Sostenible:** partiendo de la premisa de que los edificios representan el 40% de la energía consumida, la UE pretende poner en marcha una ola de renovación de edificios mediante la mejora de la eficiencia energética, haciendo especial hincapié en la renovación de viviendas sociales, escuelas y hospitales.

En esta misma línea, en 2016, la Comisión Europea presentó el denominado “paquete de invierno” como “Energía limpia para todos los europeos” (COM(2016)860 final), que se ha desarrollado a través de diversos reglamentos y directivas, en el que se incluyen propuestas en materia de eficiencia energética, energías renovables, mercado eléctrico y reglas de gobernanza en el horizonte 2030. Posteriormente, en diciembre de 2018, se aprueba el Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, la Directiva UE 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y la Directiva UE 2018/2002, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE sobre eficiencia energética. Estos tres documentos establecen los nuevos objetivos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea en materia de energía y clima para 2030:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. Para los sectores de la economía incluidos en el RCDE (Régimen de Comercio de Derechos de Emisión), las emisiones deben reducirse en un 43% con respecto a 2005 y para los sectores no incluidos en el RCDE un 30% respecto a 2005.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta, para toda la UE.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.
- Al menos el 14% de los combustibles para el transporte deberán proceder de fuentes renovables.

En cuanto al objetivo de emisiones GEI, el Reglamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018 (que modifica el anterior Reglamento (UE) nº 525/2013), establece las reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero en sectores no incluidos en el RCDE por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030. Además, este Reglamento crea un mecanismo de flexibilidad por el cual cada Estado Miembro puede recurrir, como máximo, a una cantidad de absorciones igual a la suma de las absorciones netas totales y las emisiones de GEI netas totales de las categorías contables combinadas de tierras forestadas, tierras desforestadas, cultivos gestionados y pastos gestionados (LULUCF).

Para España, este Reglamento establece una reducción, como mínimo, del 26% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 en los sectores difusos, respecto a niveles de 2005, y una cantidad máxima de absorciones para el periodo 2021-2030 de 29,1 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>.

Por otro lado, en enero de 2020 se presenta el **Plan de Inversión para una Europa Sostenible**, una estrategia para financiar el Pacto Verde Europeo mediante la movilización de, al menos, un billón de euros de inversión pública y privada. En concreto, se movilizará el 25% del presupuesto de la Unión Europea para la financiación de objetivos climáticos y ambientales entre 2021-2027, el 30% de InvestEU a proyectos de lucha contra el cambio climático y se estimulará la inversión verde con el apoyo del Banco Europeo de Inversiones (BEI).

Dentro de esta estrategia destaca el Mecanismo para la Transición Justa, que proporciona apoyo específico para ayudar a movilizar al menos 100.000 millones de euros durante el periodo 2021-

2027 en las regiones más afectadas, a fin de mitigar el impacto socioeconómico de la transición hacia una Europa climáticamente neutra. Así, el Plan de Inversión para una Europa Sostenible, también llamado Plan de Inversión del Pacto Verde Europeo permitirá:

- Ayudar a los Estados miembros a acelerar la transición hacia la neutralidad climática mediante el Fondo de Transición Justa, cuya finalidad es prestar apoyo al reciclaje de los trabajadores y la creación de oportunidades para Pymes en las regiones más afectadas por la transición. Para esto se movilizarán recursos FEDER (Fondo Europeo de Desarrollo Regional) y FSE+ (Fondo Social Europeo+).
- Facilitar la inversión privada mediante la financiación de proyectos de empresas que puedan demostrar que contribuyen a lograr los objetivos de descarbonización de la economía europea, bien a través del programa InvestEU o bien a través de otros programas como LIFE o Horizon Europe (dentro de sus cuatro “Green Deal Missions”), que impulsarán la innovación de las Pymes europeas.

Fomentar la inversión pública mediante el Banco Europeo de Inversiones (BEI), que movilizará hasta 30.000 millones de euros en inversiones para que el sector público pueda aplicar las medidas necesarias en el periodo 2021-2027 en la transición hacia la neutralidad climática. Además, el BEI se ha fijado el objetivo de duplicar su meta de lucha contra el cambio climático del 25% al 50% para 2025, convirtiéndose así en el banco europeo del cambio climático.

En cuanto a la planificación a largo plazo, en 2011 la Comisión Europea presentó una hoja de ruta hacia una Europa competitiva con bajas emisiones de carbono en 2050, materializada en tres documentos: la **Hoja de Ruta de la Energía para 2050**, la **Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050**, y el Libro Blanco: **Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte**. Estos documentos prevén los siguientes objetivos para 2050:

- Descarbonización de la economía entre un 79% y un 82% (en función de los escenarios).
- Descarbonización de la electricidad entre un 93% y un 99%.
- Descarbonización del transporte entre un 54% y un 67%.
- Reducción del consumo de energía primaria entre un 32% y un 41%.
- Aporte de energías renovables entre un 55% y un 75%.

La gran noticia para el sector energético es que la UE sitúa la transición ecológica como motor de la recuperación económica, habiendo establecido en el acuerdo del Plan de Recuperación el objetivo de destinar el 30% de los fondos totales a acciones climáticas, consolidando así el **Pacto Verde Europeo** (“European Green Deal”) presentado en noviembre de 2019. A septiembre de 2020, se ha anunciado que se pretende aumentar este objetivo hasta el 37%, lo que demuestra una clara apuesta de la UE por situar la agenda climática en el centro del proyecto europeo.

Todos los fondos del Plan Europeo de Recuperación se canalizarán a través de los distintos programas de la UE: el Pacto Verde Europeo, un mercado único más profundo y digital, una recuperación justa e integradora y la construcción de una Unión más resiliente.

Las medidas relacionadas con el ámbito energético están fundamentalmente recogidas en El Pacto Verde Europeo, una estrategia de crecimiento destinada a transformar la Unión Europea en una sociedad equitativa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva, en la que no habrá emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050 y el crecimiento económico estará disociado del uso de los recursos.

En marzo de 2020, la Comisión Europea propone la **Ley Europea del Clima**, cuya finalidad es convertir el compromiso político de alcanzar la neutralidad climática en 2050 en una obligación jurídica y en un incentivo para la inversión. En septiembre de 2020 la Comisión Europea presenta un nuevo objetivo de reducción de emisiones para 2030 respecto a 1990 del 55% (el inicial era

del 40%), pero los eurodiputados han ido más allá y piden una reducción del 60% del nivel de emisiones para 2030, además del establecimiento de un objetivo intermedio para 2040.

Otros cambios normativos y estrategias aprobadas o propuestas durante este año 2020 son:

- La **nueva estrategia industrial para Europa** y la **nueva estrategia para Pymes**, ambas dirigidas a garantizar la transición hacia la neutralidad climática y un futuro digital por medio de la innovación, la reducción de la burocracia y un mejor acceso a las finanzas.
- El **Plan de Acción para la Economía Circular de la UE**, que incluye medidas a lo largo de todo el ciclo de vida de los productos para promover la economía circular, fomentar el consumo sostenible y garantizar que haya menos residuos.
- El **Reglamento UE 2020/ 852 relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles**, cuya finalidad es definir qué tipo de actividades económicas se pueden considerar medioambientalmente sostenibles.
- Las **estrategias de la UE para la integración del sistema energético y para el hidrógeno** a fin de preparar el camino hacia un sector energético totalmente descarbonizado, más eficiente e interconectado. Ambas estrategias presentan una nueva agenda de inversión en energías limpias con potencial para estimular la recuperación económica, crear empleo y reforzar la competitividad de las industrias energéticas europeas.

Dada la relevancia y el impacto de estas dos últimas estrategias mencionadas (presentadas en julio de 2020), se resumen a continuación los objetivos principales de cada una de ellas.

La **Estrategia de la UE sobre la integración del sistema energético** se articula como alternativa al sistema energético actual, basado en cadenas de valor, verticales e independientes, que vinculan rígidamente recursos energéticos específicos con sectores de uso final específicos. Lo que se propone con esta estrategia es un sistema energético que se planifique y se gestionen en su conjunto, uniendo los diferentes sectores energéticos, infraestructuras y sectores de consumo en un sistema más conectado con el que se logre una mayor eficiencia y reducción de costes para la sociedad. Los pilares fundamentales de esta estrategia son:

- Un sistema energético más circular: Aplicar el principio de “la eficiencia energética primero” y utilizar las fuentes de energía de manera más eficaz. Un ejemplo de este sistema circular sería aquel en el que la electricidad necesaria para abastecer a los vehículos eléctricos provenga de paneles solares en las viviendas, mientras que la temperatura en estas viviendas se mantiene con el calor residual de una fábrica cercana y que ésta se alimente, a su vez, de hidrógeno renovable producido por energía eólica marina.
- Mayor electrificación directa en los sectores de uso final: la Comisión aboga por utilizar cada vez más la electricidad, tanto en los edificios e industrias o mediante vehículos eléctricos y por la expansión de la energía solar y eólica.
- Promover combustibles limpios en los sectores en los que es difícil la electrificación: como el hidrógeno renovable, los biocarburantes y el biogás sostenible. Además, la Comisión propondrá un nuevo sistema de clasificación y certificación para los combustibles renovables y con bajas emisiones de carbono.

Esta nueva estrategia establece 38 acciones, entre las que se incluyen la revisión de la legislación vigente, el apoyo financiero, la investigación y el despliegue de nuevas tecnologías y herramientas digitales, las orientaciones para los Estados miembros sobre medidas fiscales y la eliminación progresiva de las subvenciones a los combustibles fósiles, la reforma de la

gobernanza del mercado y la planificación de las infraestructuras, así como una mejor información a los consumidores.

Por otro lado, en la **Estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra** se establece el hidrógeno renovable como una alternativa para aquellos sectores que no son adecuados para la electrificación y como una solución para el sector del transporte por carretera a largo plazo, en línea con la estrategia anterior. Para llevar a cabo esta estrategia la Comisión Europea ha establecido un enfoque mediante fases:

- De 2020 a 2024: la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable en la UE y la producción de hasta un millón de toneladas de hidrógeno renovable.
- De 2025 a 2030: la instalación de 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable y la producción de hasta diez millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE.
- De 2030 a 2050: etapa en la que se espera que las tecnologías del hidrógeno renovable alcancen la madurez y se desplieguen a gran escala en todos los sectores de difícil descarbonización.

Además, la Comisión Europea también ha puesto en marcha la **Alianza Europea del Hidrógeno Limpio**, que desempeña un papel crucial a la hora de facilitar e implementar las acciones de la nueva Estrategia Europea del Hidrógeno, especialmente, en lo relativo a su agenda de inversiones. Se trata de una organización que cuenta con líderes de la industria, sociedad civil y autoridades estatales y regionales, así como el Banco Europeo de Inversiones, y a la que se puede adherir cualquier actor público o privado que esté dispuesto a contribuir activamente a los objetivos marcados por esta alianza.

### 2.2.2 MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA DE ESPAÑA

Siendo coherentes con la Estrategia definida a nivel europeo, en España se configura el Marco Estratégico de Energía y Clima, el cual está compuesto por tres instrumentos principales, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y la Estrategia de Transición Justa. Así pues, las directrices de la política energética europea han determinado la estrategia energética española en cuanto al ahorro y la eficiencia energética, las energías renovables, la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de energía primaria y el cambio climático.

Los compromisos de España para el año 2020 en estas materias se recogen en los diferentes planes que se han venido aprobando, fundamentalmente: el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) 2011–2020, revisado por el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020; el Plan de Energías Renovables (PER) 2011–2020 y la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, que, para el sector eléctrico, ha sido sustituido por el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020. Respecto al Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica, de considerable importancia para los fines perseguidos en el PTECan, se encuentra en proceso de elaboración la nueva edición, cuyo horizonte se establece para el periodo comprendido entre los años 2021 y 2026, por tanto, el primer subperiodo del PTECan.

Para 2030, la política energética de España está recogida en el “**Marco Estratégico de Energía y Clima: una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo**”, aprobado por el Gobierno estatal en febrero de 2019, en la línea de las obligaciones derivadas del Acuerdo de París y de los compromisos adquiridos con la UE para la reducción de las emisiones GEI.

En ese mismo mes, el Gobierno remitió a la UE el borrador del **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)**, plan que cada Estado miembro debe remitir aportando su contribución al cumplimiento de los objetivos establecidos para el conjunto de la UE a 2030. La versión actualizada del Plan fue remitida a la Comisión Europea en mayo de 2020.

El Marco Estratégico de Energía y Clima, sienta las bases para la transformación de la economía española hacia la innovación, la capacidad de producir con mayor eficiencia y el refuerzo de la competitividad de las empresas, con el objetivo de constituir una economía neutra en carbono en 2050.

#### **Ley de Cambio Climático y Transición Energética.**

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética fue enviada a las Cortes para su tramitación en mayo de 2020 y ha sido aprobada a mayo de 2021. Constituye el marco normativo e institucional que facilitará y orientará la descarbonización de la economía española a 2050, en consonancia con lo que establece la Unión Europea y el compromiso del Acuerdo de París.

Esta Ley fija los objetivos de reducción de emisiones, penetración de energías renovables y eficiencia energética para 2030 y 2050 en España. En este sentido, se trata de favorecer la incorporación de energías renovables en los sistemas eléctricos y limitar los nuevos proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. De la misma forma, promueve la utilización de biocombustibles y el gas renovable e impulsar la movilidad eléctrica.

El objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 ha sido establecido en un 20% respecto a los niveles de 1990, siendo el objetivo final que España alcance la neutralidad climática, como muy tarde, en 2050. Además, la penetración de energías renovables en el consumo de energía final debe ser para 2030 superior al 35%, siendo especialmente importante la participación en el sector eléctrico donde se debe alcanzar el 70%. Por último, el consumo de energía primaria debe reducirse en un 35%.

En esta Ley se crearían dos instrumentos fundamentales de planificación en consonancia con el marco estratégico de actuación contra el cambio climático: el Plan Nacional de Energía y Clima y la Estrategia de Descarbonización a 2050, los cuales deberán ser coherentes entre sí y con las disposiciones legales del citado documento.

Finalmente, la ley también recoge la definición de un sistema de indicadores en relación a los impactos y la adaptación al cambio climático, así como las medidas necesarias para realizar una transición energética justa. Además, aborda la movilización de recursos económicos en la lucha contra el cambio climático y plantea medidas de eficiencia energética para la contratación pública.

#### **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.**

El Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) es la herramienta de planificación estratégica nacional en materia de energía y clima y principal referencia de los objetivos establecidos en el PTECan. Su finalidad es reflejar la contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos en materia de Energías Renovables y de descarbonización de la generación de energía por la Unión Europea.

A modo de resumen, el plan identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, en concreto, la descarbonización (donde se integran las energías renovables), la eficiencia energética, la seguridad energética, el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad. Conforme a lo establecido en esta planificación, la ejecución de este Plan transformaría de manera notable el sistema energético

de España hacia una mayor autosuficiencia energética sobre la base de aprovechar de manera sistemática y eficiente el potencial renovable, en especial, para los recursos renovables solar y eólico. Esta transformación incide positivamente en la seguridad nacional, ya que permitirá al país ser menos dependiente de las importaciones de derivados del petróleo, lo que conlleva reducir costes y no estar tan sometidos a los vaivenes geopolíticos y a las volatilidades en los precios de estos mercados.

Las medidas contempladas en el PNIEC pretenden alcanzar los siguientes objetivos en 2030:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,6% de mejora de eficiencia energética.
- 74% de renovables en la generación de electricidad.

Por su relevancia para Canarias, se destaca que el PNIEC reconoce en la Medida 1.12 el potencial de las islas para ser las arquitectas de su propia transición energética y también que la Administración General del Estado promoverá una estrategia de energía sostenible en las Islas Canarias, en colaboración con los Gobiernos autonómico e insulares, que permita a su vez reducir los correspondientes sobrecostes energéticos. En particular se aspirará a una adecuada integración de las renovables en el territorio y que éstas puedan suministrar también potencia firme y otros servicios como estabilización de frecuencia o arranque autónomo en caso de ceros de tensión, así como la movilidad cero emisiones y la integración del cambio de modelo energético en el ciclo del agua. También será necesario avanzar en la interconexión entre los sistemas extrapeninsulares y reducir la dependencia energética de estos territorios, tal como recoge la Medida 3.2 de este Plan.

Dicha Medida 3.2 prevé la reducción en al menos un 50% de la contribución en el mix eléctrico de las centrales de combustible fósil ubicadas en las Islas Canarias en el año 2030 respecto de la situación en 2019. De esta forma, y considerando que en el año 2019 la contribución de las centrales de combustión fósil en el mix eléctrico canario fue del 83,6%, este porcentaje de contribución en el año 2030 debería ser, como máximo del 41,8%, lo que supone que al menos el 58,2% de la generación eléctrica deberá ser de origen renovable en el año 2030.

Asimismo, la citada Medida 1.12 del PNIEC prevé un plan de desarrollo de proyectos singulares, donde la singularidad no solo corresponde a proyectos innovadores, sino que se refiere también a los retos a enfrentar. Por ejemplo, el geográfico (la insularidad) o de mercado, como es el caso de la geotermia de alta temperatura para generación eléctrica a gran escala, que no dispone de mercado en España a pesar de ser una tecnología madura, o el caso de la eólica marina que en el caso de desarrollarse alrededor de los territorios insulares cumpliría con los dos principales aspectos de singularidad buscados. Además, se recoge en la medida que se ha detectado la oportunidad en el corto plazo que tendría la utilización de estos territorios insulares como tractores y “punta de lanza” para el despliegue de la eólica marina, asociado a la incorporación de requerimientos de almacenamiento y apoyo al sistema eléctrico, con un mayor impacto en la reducción de emisiones de GEI e incluso evitando costes actuales para el sistema eléctrico y asociados a los Presupuestos Generales del Estado. Es fundamental que el sector público, en colaboración con el sector privado, pueda liderar proyectos piloto o demostrativos que demuestren la viabilidad o necesidad de nuevos modelos o sistemas que todavía no están en pleno desarrollo comercial.

Y también se contempla en la Medida 1.1 del PNEIC un programa específico para los territorios extrapeninsulares. En concreto se plantean programas de ayuda para nuevas instalaciones renovables, en particular aquellas que puedan aportar garantía de potencia. Este programa se justifica en el hecho de que los sistemas eléctricos de los territorios extrapeninsulares están sujetos a una reglamentación singular, que conlleva que las tecnologías convencionales de respaldo se estén utilizando en mayor medida y que los costes de generación sean más elevados. Además, los costes de inversión y de explotación son superiores a los de los emplazamientos en la península, de manera que no se encontrarían en disposición de competir en igualdad de condiciones con ellos en subastas de renovables.

### **Estrategia de Transición Justa.**

La Estrategia de Transición Justa incluye los instrumentos necesarios para garantizar el empleo y la calidad de vida en los territorios afectados por la transición hacia una economía baja en carbono. Esta estrategia tiene por objetivo maximizar las oportunidades de empleo derivadas de la transición hacia un modelo energético más económicamente sostenible y libre en carbono. Esta estrategia forma parte del Marco Estratégico de Energía y Clima y se ajusta a las directrices de Ordenación Internacional del Trabajo.

A partir de las medidas propuestas por el PNEIC, se identifican un conjunto de acciones de creación de empleo, entre ellas la rehabilitación de edificios, las energías renovables (subasta, repotenciación, autoconsumo, etc.), el desarrollo del almacenamiento energético, la movilidad eléctrica, los combustibles alternativos y el hidrógeno. Además de la detección de las necesidades, se articulan una serie de medidas que incentiven acciones de investigación y desarrollo, formación y creación de empresas especializadas.

El documento plantea la necesidad de transformar la economía española para contribuir a la lucha contra el cambio climático, ya que, hasta la fecha, no se ha conseguido desacoplar el crecimiento de la economía a las emisiones de GEI. El citado plan trata de manera especial a las comarcas más desfavorecidas por la transición energética, promoviéndose la firma de Convenios de Transición Justa que definirían el plan de acción específico orientado a generar los proyectos integrales de desarrollo territorial que garanticen el empleo a medio y largo plazo. Estos planes de acción estarían reforzados con financiación a través de líneas de apoyo de la Administración General del Estado.

Otra de las líneas propuestas en este plan es la creación de empleo verde asociado al mundo rural. Dicha acción estaría conectada con la Estrategia Española contra la Despoblación. En conexión con el sector energético, se plantean acciones relacionadas con el impulso de las energías renovables, en especial para el fomento de la biomasa o el biogás. Además, se pretende desarrollar líneas de formación basadas en la transición ecológica asociada a la enseñanza secundaria obligatoria.

En cuanto a las medidas que pueden tener un mayor impacto en Canarias, se hace mención en el documento a la vulnerabilidad del sector turístico frente al cambio climático, sector que es el principal motor de empleo en varias regiones del territorio nacional, entre ellas, Canarias.

El sector de la edificación parece ser uno de los que presenta mayores oportunidades de empleo durante la transición energética, sobre todo por la previsible renovación del parque y la nueva construcción de edificios con criterios de baja o nula huella de carbono. Además, este ofrece la oportunidad de impulsar la economía circular utilizando materiales para la construcción provenientes de residuos. En relación a las medidas planteadas para impulsar el empleo en este sector, resalta la elaboración de un Plan de Rehabilitación Integral de Edificios 2021-2030, cuyo

objetivo es rehabilitar 1.200.000 viviendas integrando objetivos de economía circular, o la renovación de al menos el 3% anual de la superficie de edificación de AAPP.

En cuanto a la generación con energías renovables, las medidas más destacadas para el impulso del empleo en el sector son los 3.000 MW anuales de potencia renovable contemplados en la Ley de Cambio Climático, la promoción y el apoyo a instalaciones de autoconsumo o el plan de renovación tecnológica de instalaciones existentes contemplado en el PNIEC. Por otro lado, en relación con el sector del transporte, se resaltan las oportunidades de empleo derivadas del impulso de la movilidad eléctrica y la instalación de puntos de recarga, así como del desarrollo de una planificación y diseño urbanístico que favorezca la accesibilidad y la movilidad sostenible así como el aumento en el uso del transporte público.

También puede tener un alto impacto en Canarias el sector de la gestión de residuos, que ofrece oportunidades de empleos locales desde la prevención, la recogida, el tratamiento de los mismos y su reutilización o reciclaje. Así, los bajos niveles de reciclado de España en comparación con la media europea abren importantes oportunidades para la creación de empleo en esta materia. En este sentido, el documento también plantea aprobar una Estrategia de Economía Circular y los correspondientes planes de acción con el fin de cumplir con los objetivos europeos contemplados en el Plan de Acción sobre Economía Circular de la Comisión Europea. Además, se contempla también el apoyo a la creación de empleo en otro ámbito importante para Canarias, como es la gestión del agua, a través del Plan de Depuración, Saneamiento, Eficiencia, Energía, Ahorro y Reutilización del Agua.

Por último, resaltar que esta Estrategia dedica un apartado a las medidas de I+D+I, entre las que destaca el apoyo a la innovación y el desarrollo de tecnologías para alcanzar un sistema 100% renovable a través del almacenamiento, la hibridación de tecnologías y la digitalización de las redes eléctricas, el apoyo en el desarrollo de proyectos singulares o demostrativos de colaboración público-privada, incluyendo los proyectos para la prueba de tecnologías o políticas en territorios insulares, la creación de una Red de Centros Tecnológicos de Excelencia para potenciar la investigación y la innovación o la implementación del plan SET (Strategic Energy Technology Plan de la UE) que consiste en acelerar el desarrollo y despliegue de tecnologías bajas en carbono.

### **2.2.3 ESTRATEGIA A LARGO PLAZO PARA UNA ECONOMÍA ESPAÑOLA MODERNA, COMPETITIVA Y CLIMÁTICAMENTE NEUTRA**

El siguiente paso en la planificación energética estatal es la aprobación por parte del Gobierno de una Estrategia de Descarbonización a 2050 cuyo borrador fue sometido a consulta pública a mediados de 2020. Este documento marca las líneas a seguir para lograr que las emisiones de GEI en España sean neutras, como muy tarde en 2050, al tiempo que incluye las oportunidades que ofrece la descarbonización en términos de empleo, atracción de inversiones, activación económica, modernización y mejora de la competitividad empresarial e industrial.

El objetivo principal de esta planificación es la reducción de las emisiones contaminantes en un 90% respecto al año 1990. De la misma forma, el 10% restante será absorbido por sumideros de carbono con el objetivo de alcanzar el objetivo de neutralidad climática.

En esta estrategia se establece la senda general que debe ser seguida para alcanzar el objetivo de descarbonización mediante el desarrollo de sectores estratégicos tales como las energías renovables, el hidrógeno verde, el almacenamiento energético o el autoabastecimiento. Además, se consideran especialmente claves aspectos tales como la cohesión territorial, la



equidad, la justicia social y el fomento del empleo en un modelo energético donde todo gira alrededor de la ciudadanía.

Para conseguir la reducción de emisiones se pone especial énfasis en las medidas de ahorro energético y el fomento de las energías renovables, representando las energías renovables el 97% del consumo final de la energía a 2050. Se estima que España deberá reducir sus importaciones de combustibles desde el 73% al 13% en 2050. Por sectores, el eléctrico será 100% renovable, mientras que en la movilidad se alcanzaría el 79% y en el sector del calor sería del 97%.

Con la reforestación de 20.000 hectáreas se conseguirá un aumento de la superficie de tierras forestales del 4%, siendo una pieza clave en la estrategia de descarbonización al servir como sumidero de CO<sub>2</sub>.

Finalmente, en esta estrategia se identifican oportunidades económicas y de generación de empleo existiendo ya mecanismos como la propia inversión derivada de los Fondos de Recuperación y Resiliencia con la que se conseguirá acelerar la transición ecológica en España.

#### 2.2.4 ESTRATEGIAS NACIONALES DE LA ENERGÍA

Desde mediados del 2020 se han venido desarrollando y publicando documentos estratégicos complementarios a las determinaciones establecidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 y la Estrategia a Largo Plazo para una economía española moderna, competitiva y climáticamente neutra. Estas estrategias se elaboran para dar cumplimiento a los objetivos de carácter general establecidos principalmente por el PNIEC y el ELP. A continuación se expone una relación de los documentos y estrategias que hasta el momento han sido publicadas o las que ya han iniciado proceso de tramitación mediante el desarrollo de una consulta pública.

- ✳ **El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2023-2030** fue aprobado en septiembre de 2020. Se trata de un instrumento de planificación básico que tiene como principal objetivo establecer una hoja de ruta que dé respuesta a las crecientes necesidades de adaptación al cambio climático en España, con el fin último de evitar o reducir los riesgos económicos, sociales y ecológicos y favorecer una mejor preparación para la recuperación tras los impactos.
- ✳ **Estrategia a largo plazo para la Rehabilitación Energética en el Sector de la Edificación en España (ERESEE 2020)**. El artículo 2 bis de la Directiva 2010/31/UE de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de los edificios, modificada por Directiva (UE) 2018/844, establece que cada Estado Miembro elaborará una estrategia a largo plazo para apoyar la renovación de sus parques nacionales de edificios residenciales y no residenciales, tanto públicos como privados, transformándolos en parques inmobiliarios con alta eficiencia energética y descarbonizados antes de 2050, facilitando la transformación económicamente rentable de los edificios existentes en edificios de consumo de energía casi nulo. En cumplimiento de este mandato, España ha desarrollado la ERESEE 2020.
- ✳ **Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable**. Fue aprobada en octubre de 2020. El documento establece al hidrógeno como un vector energético que será clave para alcanzar la neutralidad climática con un sistema eléctrico 100% renovable en 2050 y asegura que el desarrollo del hidrógeno renovable incentivará la creación de cadenas de valor industrial innovadoras, el conocimiento tecnológico y la generación de

empleo sostenible, contribuyendo a la reactivación hacia una economía verde de alto valor añadido. Como principales objetivos se incluyen la instalación de 4GW de electrolizadores en 2030 y entre 300 y 600 MW en 2024; que el 25% del consumo de hidrógeno industrial en 2030 sea renovable y que haya al menos una flota de 150 autobuses, 5.000 vehículos ligeros y pesados y 2 líneas de trenes comerciales propulsadas con hidrógeno renovable para ese mismo año.

- ✳ **España Circular 2030: Estrategia Española de Economía Circular (EEEC).** Fue aprobada en junio de 2020. Este documento sienta las bases para impulsar un nuevo modelo de producción y consumo en el que el valor de productos, materiales y recursos se mantengan en la economía durante el mayor tiempo posible, se minimice la generación de residuos y se aprovechen, con el mayor alcance posible, aquellos residuos que no se pueden evitar. Los objetivos principales de este documento son alcanzar en 2030 una reducción del 30% del consumo nacional de materiales, el recorte del 15% en la generación de residuos respecto al año 2010 y mejorar un 10% la eficiencia en el uso del agua, entre otros.
- ✳ **Estrategia de Almacenamiento Energético.** Esta Estrategia aborda el análisis técnico de las distintas tecnologías y soluciones para el almacenamiento de energía, la diagnosis de los retos actuales que enfrenta su despliegue, el análisis de su cadena de valor para establecer las herramientas necesarias para reforzar la competitividad de la industria nacional, las líneas de acción para avanzar en el cumplimiento de los objetivos previstos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país.
- ✳ **Hoja de ruta del autoconsumo.** Esta hoja de ruta establece las líneas de actuación para promover el autoconsumo renovable, situando al ciudadano en el centro del sistema energético, y activando su uso como herramienta clave en la lucha contra la pobreza energética. Por otro lado, la hoja de ruta aborda el potencial en un contexto de reactivación económica, en la que el autoconsumo puede ser una fuente de generación de empleo y ejerce un efecto tractor sobre el conjunto de la cadena de valor.
- ✳ **Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar en España.** La finalidad de esta hoja de ruta es marcar la importancia de la energía marina, en especial la eólica off-shore, para dar soporte a este nuevo subsector de la generación de energía renovable, marcándose un conjunto de medidas estratégicas que deberían ser adoptadas en los próximos años en coordinación con los POEM.
- ✳ **Hoja de Ruta de Biogás.** Esta Hoja de Ruta tiene por objeto ser la herramienta nacional para guiar y fomentar el despliegue y desarrollo del biogás en España, debido al importante papel que puede jugar en la transición energética hacia la descarbonización de la economía en 2050. La importancia del biogás se asocia a su capacidad para integrar la economía circular en la generación de energía renovable y su posterior uso en los distintos sectores económicos, principalmente en transporte, generación eléctrica o sistemas de calor y energía, desplazando el uso de materias primas de origen fósil por materia prima renovable.
- ✳ **Estrategia de Comunidades Energética.** Plantea la figura de las comunidades energéticas como una solución que trasciende de lo meramente técnico e integra el concepto de generación distribuida con otros elementos de la cadena de valor tales como los aspectos sociales, medioambientales y, en muchas ocasiones, priorizándose estos aspectos incluso a consideraciones de tipo económicas con el objetivo de abastecer todas las formas de consumo existentes en dicha comunidad.

Los aspectos tratados en estos documentos tienen especial interés a efectos de conocer cuáles son las medidas que se establecen a nivel nacional y, con ellas, tratar de alinearlos conforme a las características singulares de Canarias.

En el marco del PTECan, se han desarrollado las estrategias sectoriales de fotovoltaica en autoconsumo, almacenamiento energético, vehículo eléctrico, geotermia de baja y media entalpía, energías renovables marinas, generación gestionable, hidrógeno verde y gestión de demanda y redes inteligentes. Estas se ejecutan de manera particular para las Islas Canarias estando en consonancia con las determinaciones de las hojas de ruta nacionales cuando las medidas planteadas son de aplicación para el archipiélago canario.

### 2.2.5 PLAN DE RECUPERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y RESILIENCIA

La pandemia COVID-19 y las restricciones de movilidad produjeron un frenazo de la economía sin precedentes desde los últimos 50 años. En este sentido, con el objetivo de reactivar la economía, la Unión Europea estableció un mecanismo conocido como el Plan de Recuperación para Europa que tiene como fin último ayudar a las economías nacionales de la Unión Europea a reponerse ante los efectos provocados por la pandemia.

A mediados del 2020 los líderes europeos alcanzaron un acuerdo sobre este plan de recuperación, estableciéndose un marco financiero plurianual para el periodo comprendido entre 2021 y 2027. Así, la UE movilizará, en respuesta a esta situación excepcional, 750.000 millones de euros, financiados mediante la emisión de deuda comunitaria que, juntos a los 1,074 billones del Marco Financiero Plurianual 2021-2027 permitirá abordar un volumen de inversiones sin precedentes en los próximos años. **El acuerdo del Consejo Europeo prevé una financiación por hasta 140.000 millones de euros en transferencias y créditos para España, en los próximos seis años**, mediante el nuevo Fondo de Recuperación *Next Generation EU*. Esto permitirá a España movilizar un volumen de inversión sin precedentes.

España también ha presentado su plan de recuperación económica nacional y, en Canarias, se ha establecido el denominado *Plan Reactiva*. Estos tres planes, europeo, nacional y regional, proporcionan un marco fundamental a la transición ecológica como palanca para reactivar la economía. Además de lo anterior, a nivel normativo, 2020 está siendo un año especialmente activo en el sector energético, tanto en el ámbito europeo como a nivel nacional y autonómico.

En el ámbito europeo, cabe destacar que en el Plan Europeo de Recuperación se ha establecido que un 30% de los fondos tendrá que ir destinado a acciones climáticas, canalizadas a través del denominado Pacto Verde Europeo. Además, también se ha propuesto una la Ley europea del clima que establece un objetivo más ambicioso en cuanto a la reducción de emisiones que se debería alcanzar en 2030 respecto a 1990, pasando del 40% inicial a un 55%.

Tal y como se establece desde la UE, el 37% de las transferencias europeas estarán destinadas a proyectos de inversión vinculados con la transición ecológica. El Gobierno concentrará el esfuerzo de movilización de los cerca de 72.000 millones de transferencias en los primeros tres años (2021-2023), para maximizar su impacto sobre la reconstrucción rápida de la economía, y empleando los préstamos para complementar, posteriormente, la financiación de los proyectos en marcha. A ello se suman los más de 79.000 millones de euros previstos por los fondos estructurales y por la Política Agrícola Común para 2021-2027.

A nivel nacional, el Gobierno de España ha elaborado su Plan de recuperación, transformación y resiliencia. Este plan traza la hoja de ruta para la modernización de la economía española, la

recuperación del crecimiento económico y la creación de empleo, para una reconstrucción económica sólida, inclusiva y resiliente tras la crisis del COVID-19 y, así, poder responder a los retos de la próxima década. La canalización de los fondos destinados a España se realizará a través de dos de los instrumentos principales de los que consta el Fondo de Recuperación Europeo: el Mecanismo para la Recuperación y la Resiliencia, y REACT-EU.

El Plan se estructura en cuatro ejes transversales (transición ecológica, transformación digital, igualdad de género y cohesión social y territorial) y diez políticas palanca que contemplan, a su vez, 30 líneas de acción. Las diez políticas palanca tienen una alta capacidad de arrastre sobre la actividad y el empleo para la modernización de la economía y la sociedad española.

En la siguiente tabla se muestran las diez políticas palanca y las líneas de acción contenidas en cada una de ellas.

Políticas palanca del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Gobierno de España	
Política palanca	Línea de acción
Agenda urbana y rural y lucha contra la despoblación	Plan de choque de movilidad sostenible, segura y conectada en entornos urbanos y metropolitanos
	Plan de rehabilitación de vivienda y regeneración urbana
	Transformación y digitalización de la cadena logística del sistema agroalimentario y pesquero
Infraestructuras y sistemas resilientes	Conservación y restauración de ecosistemas y su biodiversidad
	Preservación del espacio litoral y los recursos hídricos
	Movilidad sostenible, segura y conectada
Transición energética, justa e inclusiva	Despliegue masivo del parque de generación renovable dirigido al desarrollo de energía
	Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento
	Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial
	Estrategia de Transición Justa
Administración para el siglo XXI	Modernización de las AAPP (entre sus acciones se encuentra la transición energética de la Administración General del Estado)
Modernización y digitalización del tejido industrial y de las PYMES, recuperación del turismo e impulso a una España Nación Emprendedora	Política Industrial España 2030 (incluye, entre otras medidas, un plan de modernización y sostenibilidad de la industria; un plan de impulso de las industrias tractoras “verdes” y digitalización; y una estrategia de economía circular en el sector)
	Impulso a la PYME
	Plan de modernización y competitividad del sector turístico
	Conectividad Digital, impulso de la ciberseguridad y despliegue del 5G
Pacto por la ciencia y la innovación; refuerzo de la capacidad del Sistema Nacional de Salud	Estrategia Nacional de Inteligencia Artificial
	Reforma institucional y fortalecimiento de las capacidades del sistema nacional de ciencia, tecnología e innovación
	Renovación y ampliación de las capacidades del Sistema Nacional de Salud
	Plan Nacional de capacidades digitales ( <i>digital skills</i> )

<b>Educación y conocimiento, formación continua y desarrollo de capacidades</b>	Plan Estratégico de Impulso a la Formación Profesional
	Modernización y digitalización del sistema educativo, con un fuerte impulso de la educación de 0 a 3 años.
<b>Nueva economía de los cuidados y políticas de empleo</b>	Plan de choque para la economía de los cuidados y refuerzo de las políticas de igualdad e inclusión
	Nuevas políticas para un mercado de trabajo dinámico, resiliente e inclusivo
<b>Impulso de la industria de la cultura y el deporte</b>	Revalorización de la industria cultural
	Spain Audiovisual Hub (incluye sector videojuegos)
	Fomento del sector del transporte
<b>Modernización del sistema fiscal para un crecimiento sostenible e inclusivo</b>	Ley de medidas de prevención y lucha contra el fraude fiscal
	Adaptación del sistema impositivo a la realidad del siglo XXI
	Mejora de la eficacia del gasto público
	Sostenibilidad del sistema público de pensiones en el marco del Pacto de Toledo

Tabla 10. Políticas palanca del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Gobierno de España.

Se han indicado en negrita las más destacadas en el ámbito del sector energético y que presentan mayor coherencia con los objetivos específicos del PTECan:

- **Plan de choque de movilidad sostenible, segura y conectada en entornos urbanos y metropolitanos**, incluyendo el despliegue masivo de infraestructura de recarga como clave para el impulso del vehículo eléctrico.
- **Plan de rehabilitación de vivienda y regeneración urbana** centrado en la eficiencia, incluyendo el despliegue de “techos solares”, el impulso al despliegue de renovables distribuidas y alumbrado público inteligente y eficiente. Comprende un plan de transición energética para la España vaciada que pretende impulsar las comunidades energéticas, la rehabilitación y el apoyo a la energía sostenible y asequible en municipios de menos de 5.000 habitantes como palanca de generación de empleo y atracción de actividad.
- **El despliegue masivo del parque de generación renovable eléctrica**, que incluye un subplan específico para el desarrollo de energía sostenible en los territorios no peninsulares. En esta actuación se encuentra la Estrategia Nacional de Autoconsumo, la Hoja de Ruta del Biogás, la Hoja de Ruta para el despegue de la Eólica Marina y programas de apoyo al desarrollo tecnológico asociado a la economía azul.
- **Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento**. Prevé el impulso al despliegue y la actualización tecnológica de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica de cara a la integración de las energías renovables, la gestión de la demanda, el desarrollo del agregador independiente y los recursos energéticos distribuidos, la progresiva electrificación de la movilidad y del sector de la edificación.
- **Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable y su integración sectorial**. Se trata de una apuesta de país por el hidrógeno renovable con el objetivo de descarbonizar la economía, reducir los costes energéticos para la industria, el sector servicios y los hogares y favorecer la competitividad.

- **Estrategia de Transición Justa** para garantizar el mantenimiento del empleo y la creación de actividad en los territorios afectados por la transición energética.
- **Transición energética de la Administración General del Estado**, incluyendo la rehabilitación energética del parque edificado público, el desarrollo de la movilidad sostenible en la propia Administración y el despliegue de renovables térmicas y eléctricas en la edificación pública.
- **Política Industrial España 2030**, en donde se incluye un Plan de modernización y sostenibilidad de la industria, un Plan de impulso y digitalización a las industrias tractoras “verdes” y la Estrategia de Economía Circular para la eficiencia material, el aprovechamiento de los recursos y la competitividad de los sectores económicos, en especial en sectores estratégicos como los de la construcción, el textil, la agroindustria y la electrónica.

Por su relevancia para Canarias, se destaca que el citado Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia recoge, entre los retos y objetivos del “**Componente 7. Despliegue e integración de energías renovables**”, que España está en disposición de abordar la necesaria descarbonización del sistema energético, incluyendo **una visión de la especificidad insular en la transición energética** y el fomento de las energías renovables en las islas, la mejora del funcionamiento de sus sistemas energéticos a través del almacenamiento y la implementación de proyectos de “Smart Islands”, así como la participación ciudadana a través de las comunidades de energías renovables. Para ello, contempla específicamente **la inversión “C7.12 Energía sostenible en las islas** a través del impulso de una Agenda para la Transición Energética en las Islas, el apoyo a proyectos de penetración e integración de las energías renovables en los sistemas insulares y no peninsulares”.

Esta inversión se destinará a apoyar la energía sostenible en las islas españolas (Canarias y Baleares) como parte de una estrategia más amplia de apoyo a la transición energética en las islas, en particular mediante el apoyo a proyectos de penetración e integración de las energías renovables en islas y sistemas no peninsulares. Esto está en consonancia con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España, que incluye medidas para descarbonizar las islas y reducir su dependencia del petróleo. Las inversiones específicas que deben apoyarse incluirán fuentes de electricidad renovables, soluciones de almacenamiento y proyectos inteligentes (como parte del programa Smart Islands).

La inversión C7.12 Energía sostenible en las islas cuenta con una partida específica de 700 millones de euros, con un reparto de un tercio de los fondos destinados a las Islas Baleares y de dos tercios a las Islas Canarias, dada su mayor población y por carecer de sistemas conectados con Península.

En este contexto, en febrero de 2022 se hizo pública la “Estrategia de Energía sostenible en las Islas Canarias” que prevé la movilización de 466,67 millones de euros, que se destinarán a actuaciones en diferentes ámbitos considerados prioritarios para avanzar hacia una transición energética justa. La citada estrategia cuenta con 7 programas de inversión, con el siguiente desglose presupuestario (tras los ajustes en las cantidades efectuados durante la redacción del Real Decreto 451/2022, de 14 de junio, por el que se regula la concesión directa de ayudas destinadas a la financiación de estrategias de energía sostenible para las Illes Balears y Canarias, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia).

- P1: Programa para el fomento de la autosuficiencia de las Administraciones Públicas e impulso al autoconsumo social: 96,67 M€.
- P2: Programa para el fomento del autoconsumo compartido y el desarrollo de Comunidades Energéticas: 83,33 M€.
- P3: Programa para el desarrollo de comunidades energéticas industriales, comunidades de renovables, agregadores de demanda, sistemas de ajustes y mercado de capacidad: 75,03 M€.
- P4: Programa para el fomento de la repotenciación de instalaciones existentes y nuevas instalaciones renovables, dotada con naturalización del entorno: 55,00 M€.
- P5: Programa para el fomento de la movilidad integral sostenible: 35,00 M€.
- P6: Programa para el fomento de proyectos verdes singulares: 110,00 M€.
- P7: Programa para la dinamización de la transición energética: 11,67 M€.

Por último, en Canarias, se aprobó en el Consejo de Gobierno, el 1 de octubre de 2020, el Plan para la Reactivación Social y Económica de Canarias 2020-23 (conocido como Plan Reactiva Canarias), con el fin de afrontar los efectos de la crisis por la COVID-19 en las islas. El programa prevé una inversión adicional, de momento, de hasta 5.740 millones desde 2020 hasta 2023, de los que 1.440 millones son de la ficha específica (aportación ya garantizada) para este 2020 (la aportación global en este año alcanza los 18.551 millones de euros).

### 2.2.6 PLANIFICACIÓN AUTONÓMICA EN MATERIA DE ENERGÍA

Además de los aspectos ya mencionados, a nivel de la Comunidad Autónoma de Canarias es importante resaltar los siguientes hitos de planificación ya comunicados:

- \* Aprobación de la **Declaración de la Emergencia Climática** por el Gobierno de Canarias. Esta declaración permitió, entre otros aspectos, agilizar la tramitación de la Ley Canaria de Cambio Climático y del Plan de Acción Canario para la Implementación de la Agenda 2030 de Objetivos de Desarrollo Sostenible. Con esta declaración se consigue también establecer los compromisos políticos, normativos y recursos necesarios para detener la pérdida de la biodiversidad y restaurar los ecosistemas; alcanzar una política de residuos cero a través del consumo y la economía circular; establecer y potenciar los programas de colaboración con África en materia de mitigación y lucha contra el cambio climático, entre otras medidas. Además, encomienda a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, las siguientes tareas, entre otras:
  - Elaboración de un Inventario de Emisiones de Referencia que cuantifique la cantidad de CO<sub>2</sub> emitido por el consumo de energía tanto a nivel territorial como sectorial.
  - Elaboración de un Estudio de Riesgos y Vulnerabilidades frente al Cambio Climático en Canarias.
  - Elaboración de un informe, con carácter bienal, que describa las acciones que el Gobierno en su conjunto y cada una de las consejerías haya desarrollado para la consecución de los objetivos fijados en este acuerdo, su evaluación y medición.
  - Promoción, junto con el resto de consejerías que puedan ser competentes, la adhesión de todos los municipios canarios al Pacto de los Alcaldes para el Clima y la Energía Sostenible, que es, hasta ahora, la única iniciativa de la UE a escala local para luchar contra el calentamiento global.
- \* **Plan para la Reactivación Social y Económica de Canarias. Plan Reactiva Canarias.** Este pacto fue firmado el 30 de mayo en el Parlamento regional con el apoyo político de más del

80% de los diputados autonómicos, por las administraciones públicas de las islas, por los agentes sociales y económicos representativos, por las Cámaras de Comercio de las islas, por los Colegios Profesionales de Trabajo Social y por representantes del Tercer Sector en el Archipiélago. El plan contiene siete prioridades estratégicas en las que desarrolla 122 ejes de actuación y un total de 288 medidas correctoras. Las prioridades estratégicas y el presupuesto de cada una de ellas, son:

- Conservación de los servicios públicos esenciales: 424,7 M€.
- Refuerzo de las capacidades sanitarias y sociosanitarias: 15,7 M€.
- Atención a las personas más vulnerables: 45,1 M€.
- Mantenimiento y recuperación del empleo: 206,5 M€.
- Reimpulso de la actividad económica: 547,4 M€.
- Agilización, simplificación, cooperación y coordinación en trámites administrativos: 200,8 M€.
- Integración de los campos de actuación anteriores en el proyecto de la Agenda Canaria de Desarrollo Sostenible (ACDS), la Agenda 2030 isleña y sus 17 objetivos de desarrollo sostenible (ODS). Presupuesto: 0,5 M€

El importe global es de 1.440 M€. De las 288 medidas, a comienzos de septiembre de 2020, ya se habían ejecutado 40, 140 se encuentran en ejecución y 61 pendientes de ejecutar. Las 43 restantes están en fase de análisis y estudio.

En materia energética, en la prioridad cinco se contemplan algunas medidas basadas en la transición energética y la sostenibilidad, en el sector turístico (5.10 y 5.12), en el sector industrial (5.18), en el sector de la construcción (5.20), en el sector del transporte (5.28), en el sector comercial y distribución de automóviles (5.52) y en la I+D+i (5.57). En la prioridad seis hay dos medidas que tienen que ver con dicha temática, la 6.2 y 6.3, mientras que la prioridad estratégica siete en su conjunto está basada en el desarrollo sostenible, siendo el eje vertebrador de todo el plan aspirando a maximizar las sinergias y complementariedades entre la reactivación y la sostenibilidad.

- \* **Plan Integral de Residuos de Canarias PIRCAN 2021-2027.** El PIRCAN 2021-2027, se aprobó mediante Decreto 160/2021, de 30 de diciembre, en cumplimiento con lo establecido en el Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) que obligaba a las Comunidades Autónomas a revisar sus planes autonómicos de gestión y adaptarlos a lo establecido en dicho Plan. El PIRCAN 2021-2027 integra el Programa de Prevención y el Plan de Gestión de Residuos de Canarias. Además el plan está relacionado directamente con cinco Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) fijados por la ONU. El PIRCAN, alineado con el Pacto Verde Europeo, se concibe como el documento de planificación para prevenir la producción de residuos y, en su caso, resolver los problemas derivados de su gestión, de acuerdo con los preceptos legales vigentes en el momento de su formulación. Los objetivos principales perseguidos por el plan son minimizar las emisiones de efecto invernadero y el consumo de materias primas a través de la optimización de residuos en vertederos, el aumento de la puesta en valor de productos y energía contenidos en los residuos o el incremento de los procesos de reutilización y reciclaje, incluyendo la fabricación de compost, entre otras medidas. Así, el PIRCAN se fija, entre otras metas, reducir la generación de residuos per cápita en 2026, alcanzar un 55% de reciclaje efectivo de residuos domésticos y asimilables



(municipales) en 2025 o recuperar un 70% de los envases generados en las islas en 2030, cumpliendo así con varios horizontes temporales europeos.

- ✳ **Estrategia Canaria para la Economía Azul, ECEA 2021-2030.** El Consejo de Gobierno aprobó el 15 de julio de 2021 la Estrategia Canaria de impulso a la Economía Azul. Las energías oceánicas, la explotación minera de los fondos marinos, y la biotecnología marina, son algunos de los sectores emergentes que podrían contribuir (junto con la revitalización de actividades tradicionales como la pesca, la acuicultura y el turismo) al fomento de la economía azul.

En la ECEA se articulan los ejes estratégicos, prioridades, áreas de actuación y las distintas acciones identificadas para la consecución de sus objetivos estratégicos. Atendiendo a la definición y metodología fijada por la UE, la delimitación de la Economía Azul en Canarias comprendería la siguiente desagregación sectorial: S1. Pesca; S2. Acuicultura; S3. Biotecnología marina/azul; S4. Energías renovables; S5. Extracción de recursos mineros; S6. Extracción de sal; S7. Desalación; S8. Puntos y servicios portuarios; S9. Transporte marítimo; S10. Reparación naval y servicios off-shore; S11. Turismo náutico; S12. Cruceros; S13. Turismo costero.

Las competencias sobre asuntos marítimos están muy desagregadas y compartimentadas, lo que dificulta el desarrollo de estas actividades, dado el elevado número de administraciones involucradas, trámites burocráticos y procedimientos administrativos que se deben salvar para realizar cualquier actividad en el medio marino.

Las energías renovables marinas ofrecen un amplio abanico de oportunidades para fomentar la innovación tecnológica y la sostenibilidad económica a largo plazo de los sistemas eléctricos canarios de acuerdo con el modelo impulsado por la administración estatal a través del PNIEC 2021-2030. A su vez, el despliegue de estas soluciones en Canarias tendrá consecuencias favorables sobre el crecimiento económico y el empleo.

- ✳ **Estrategia Canaria de Economía Circular 2021-2030.** El Consejo de Gobierno aprobó el 15 de julio de 2021 la Estrategia Canaria de Economía Circular. La Economía Circular (EC) es el complemento necesario para lograr una reducción efectiva de las emisiones de GEI, al cambiar la forma en que se fabrican y utilizan los productos empleados en la vida diaria. La EC se está imponiendo como el nuevo modelo económico para la sostenibilidad. La EC persigue, básicamente, el máximo aprovechamiento de los recursos y la menor generación posible de residuos manteniendo los materiales y productos derivados en procesos circulares, que les permiten reintegrarse en la cadena de valor al finalizar su vida útil como bienes de consumo. Es decir, ya no se trata de una economía lineal en la que las materias primas se transforman en productos que se distribuyen y consumen para, finalmente, generar residuos. Acelerar la transición hacia una EC es especialmente importante en los territorios ultraperiféricos, que dependen, en gran medida, de productos importados por su escaso tamaño y lejanía. La Comisión reconoce, además, la dificultad en la gestión de los residuos debido a la limitada infraestructura de tratamiento de los mismos y la falta de economías de escala para su recogida, tratamiento y reciclaje.
- ✳ **Ley 6/2022 de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias (LCCTE).** Tiene por objeto regular las medidas encaminadas a la mitigación y adaptación al cambio climático, así como garantizar la transición energética y la acción por el clima, alcanzando la

neutralidad en carbono y la reducción de gases de efecto invernadero, mediante el esfuerzo colectivo y la aplicación de medidas coordinadas y eficaces desde todos los sectores públicos y privados, orientados hacia la sostenibilidad, todo ello en desarrollo de la legislación básica del Estado y en virtud de las competencias asumidas por el Estatuto de Autonomía de Canarias. En dicha Ley se definen y regulan los principales organismos de la gobernanza para la acción climática, entre los que se encuentra:

- La Comisión Interdepartamental de Acción Climática como órgano colegiado adscrito a la consejería con competencia en materia de cambio climático, cuya función será la coordinación y colaboración entre los diferentes departamentos del Gobierno en la aplicación y seguimiento de lo dispuesto en la presente Ley.
- La Agencia Canaria de Acción Climática, como entidad de naturaleza pública con personalidad jurídica y autonomía administrativa y económica encargada de las acciones de mitigación, adaptación, gobernanza y comunicación reguladas en esta Ley. Entre sus funciones se encuentra la elaboración de la Estrategia Canaria de Acción Climática, de la que dependerán los planes de acción climática y transición energética; la elaboración de la Estrategia Canaria de Transición Justa y Justicia Climática y la gestión del Registro Canario de Huella de Carbono.

Asimismo, contempla varios **instrumentos de planificación** que deberán amparar las medidas necesarias a implementar en la acción climática, bajo el paraguas de la legislación europea y la legislación básica estatal:

- la **Estrategia Canaria de Acción Climática**, como instrumento marco de planificación de nivel autonómico de Canarias, del cual dependen los demás instrumentos y que tiene por objeto establecer a largo plazo la contribución de Canarias en el cumplimiento con los compromisos en materia de acción climática y regulando su contenido;
- el **Plan de Transición Energética de Canarias y el Plan Canario de Acción Climática**. Ambos planes desarrollarán las directrices establecidas por la Estrategia Canaria de Acción Climática, el primero las dirigidas a la consecución en plazo de los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y el segundo las dirigidas a la minimización o absorción de los impactos, riesgos y vulnerabilidades, reales y potenciales identificados en la Estrategia.
- la **Estrategia Canaria de Transición Justa**, como instrumento de adaptación al nuevo modelo económico y social resultante de la transición ecológica y
- los **Planes Insulares y Municipales de Acción para el Clima y la Energía**, como planes complementarios a la Estrategia Canaria de Acción Climática, en el ámbito de las competencias insulares y municipales que deberán incluir un plan de movilidad urbana sostenible.

Por lo que respecta al Plan de Transición Energética de Canarias, la Ley contempla que a través de dicho plan se promoverá el desarrollo de un modelo energético sostenible, basado en la eficiencia energética y las energías renovables, identificando las acciones que contribuirán a la descarbonización de la economía en el horizonte del año 2040.

- ✳ **Planes de Acción para el Clima y la Energía Sostenible de los ayuntamientos de Canarias (PACES).** Promover la adhesión de las corporaciones locales de Canarias al Pacto de los Alcaldes para el Clima y la Energía Sostenible de la Unión Europea ha sido otra de las medidas enmarcadas en la Declaración de la Emergencia Climática y que ha contado, por primera vez, con fondos específicos en los presupuestos del Ejecutivo. En concreto, la Consejería destinó 500.000 euros a incentivar y facilitar a las corporaciones locales la puesta en marcha de medidas encaminadas a mitigar los efectos del cambio climático.

### 2.2.7 ESTRATEGIAS AUTONÓMICAS DE LA ENERGÍA

En conexión con la línea de desarrollo del PTECan, se comentan a continuación las líneas de actuación emprendidas por la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias en el desarrollo de las estrategias sectoriales aplicables a la Comunidad Autónoma de Canarias.

- ✳ **Estrategia para el autoconsumo fotovoltaico en Canarias.** Esta estrategia lleva a cabo un análisis detallado de las posibilidades de integrar el autoconsumo fotovoltaico como elemento clave en la transición ecológica hacia un modelo energético sostenible y descarbonizado, que fomente la generación distribuida y que tenga un impacto directo sobre el consumidor a efectos de gestionar eficientemente su propia demanda, reducir la factura eléctrica, reducir la pobreza energética, etc. Para ello, se desarrollaron dos supuestos diferentes: uno en el que se considera que el usuario opta por la instalación de la mayor superficie posible de paneles fotovoltaicos sobre cubierta; y otro, en el que se establece como límite técnico que los excedentes anuales se sitúen en el 10% de la demanda anual (límite asumible y realista en un sistema que apuesta por maximizar el autoconsumo sin que ello suponga la aplicación excesiva de políticas de corte sobre la generación renovable). El escenario óptimo de todos los analizados propone, entre otros, los siguientes objetivos:
  - Alcanzar una potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo de 1.271 MW.
  - Lograr que el 40% de la demanda del sector residencial sea cubierta con la producción de las plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.
  - Conseguir que el 30% de la demanda eléctrica del sector comercial y de oficinas sea satisfecha con la producción fotovoltaica en régimen de autoconsumo.
  - Alcanzar una cobertura de demanda eléctrica del 35% del sector hotelero con la producción fotovoltaica en régimen de autoconsumo.
  - Conseguir que el 45% de la demanda eléctrica de las administraciones públicas sea cubierta con la producción fotovoltaica en régimen de autoconsumo fotovoltaico.
  - Promocionar el autoconsumo fotovoltaico en sectores relacionados con la agricultura y el agua hasta alcanzar una cobertura de demanda del 35%.
  - Promover que, al menos, un 8% de la superficie de la cubierta de los edificios en Canarias, se destine a la instalación de paneles fotovoltaicos.
  - Conseguir una reducción de, al menos, 1.000 tCO<sub>2</sub>/año como consecuencia de la promoción de las políticas de autoconsumo.
- ✳ **Estrategia de Almacenamiento Energético.** Esta estrategia realiza un diagnóstico de las capacidades y necesidades existentes para utilizar esta tecnología en diferentes aplicaciones: i) A nivel de usuario (autoconsumo); ii) Almacenamiento en redes; iii)

Almacenamiento a gran escala. La estrategia parte de los análisis desarrollados en la estrategia de autoconsumo fotovoltaico, donde se realizó el estudio de las demandas eléctricas en Canarias y se estimó el potencial fotovoltaico en régimen de autoconsumo sobre cubiertas, así como la cobertura de demanda a partir de su producción por sectores. La potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo estimada en esa estrategia (1.271 MW) permitiría alcanzar una cobertura de demanda del 36,6% para el conjunto de Canarias, evitando, además, que los vertidos a red fueran superiores al 10% de la cantidad total de la energía fotovoltaica producida anualmente en régimen de autoconsumo. Lograr mayores coberturas de demanda mediante esta energía pasa por el uso de sistemas de almacenamiento de energía (los más extendidos, a este nivel, son las baterías electroquímicas).

En la estrategia se han analizado 10 supuestos en función de la importancia que se le asignaba a cada una de las formas de almacenamiento. Conforme a esta estrategia, para alcanzar los objetivos de estos supuestos será necesario, en algunos casos, la instalación de sistemas de almacenamiento energético, no sólo a nivel de usuario sino, también, a nivel de redes eléctricas (vinculados a las subestaciones eléctricas) y almacenamientos a gran escala (principalmente, centrales hidráulicas de bombeo), donde las condiciones lo permitan. Los principales objetivos marcados se resumen en:

- Incrementar la capacidad de almacenamiento a nivel de usuario vinculada a autoconsumos de edificación (en todos los sectores) hasta alcanzar los 4.400 MWh.
  - Promover la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento a gran escala en todas las islas de Canarias hasta lograr una capacidad total de 10.450 MWh. Esta capacidad se distribuiría en función de la demanda existente en cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias.
  - Asegurar que, al menos, exista un sistema de almacenamiento energético a gran escala en cada una de las Islas Canarias a menos que sus necesidades en este ámbito sean cubiertas con una tecnología o solución técnica equivalente.
  - Fomentar la instalación de sistemas de almacenamiento energético en redes eléctricas hasta conseguir que la capacidad total alcance los 780 MWh.
  - Lograr que al menos el 50% de las instalaciones de autoconsumo dispongan de sistemas de almacenamiento energético con los que se consiga una cobertura de la demanda mediante energías renovables superior al 45%.
  - Incentivar que las instalaciones de autoconsumo que incorporen sistemas de almacenamiento energético sean capaces de cubrir al menos el 75% de la demanda con el uso combinado de generación renovable y almacenamiento energético.
  - Conseguir una reducción de al menos 2.000 tCO<sub>2</sub>/año como consecuencia de la apuesta por el almacenamiento energético a todas las escalas (a nivel de usuario, en redes y a gran escala) para el total de Canarias.
  - Asegurar que al menos el 70% de los sistemas de almacenamiento provean servicios complementarios de ajuste al sistema (regulación primaria, secundaria, terciaria y gestión de desvíos) en el año 2040.
- \* **Estrategia del Vehículo Eléctrico.** En la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias se realiza un diagnóstico de la situación actual de la movilidad eléctrica en el archipiélago y las posibilidades que ofrece este medio de transporte para avanzar hacia un modelo

energético sostenible y económicamente descarbonizado en coherencia con lo establecido en las directivas europeas, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) y lo previsto en el futuro Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan).

La descarbonización del sector del transporte por carretera pasa por la electrificación del sistema de transporte y el uso masivo de las EERR con capacidad tanto para proveer servicios energéticos como complementarios de ajuste al sistema. En este sentido, el vehículo eléctrico no sólo debe ser visto como una carga más del sistema sino como un aliado para proveer de mayor capacidad de gestionabilidad a la red ayudando a optimizar el sistema de generación (aplanando la curva de demanda) o reduciendo la probabilidad de vertidos al incrementar el nivel de consumo cuando existan vertidos de las energías renovables no gestionables. La previsión del número de vehículos eléctricos en 2040 supondrá un aumento de la demanda eléctrica, estimado en 5.810 GWh/año para ese año, lo que representaría un aumento del 40% de la demanda actual de Canarias (8.850 GWh/año). Ese impacto será una ventaja o un inconveniente dependiendo del tipo de gestión que se lleve a cabo en la integración de este tipo de vehículos en la red eléctrica. Los principales objetivos establecidos en esta estrategia son los que se mencionan a continuación:

- Fomentar el transporte colectivo hasta conseguir el objetivo de reducción para el año 2040 del ratio número de vehículos por habitante en Canarias en un 20% respecto a la cifra de 2020.
- Impulsar el vehículo eléctrico hasta conseguir que el parque automovilístico eléctrico de Canarias se sitúe en 465.000 para el año 2030 y en 1.588.000 (total electrificación) en 2040.
- Alcanzar el objetivo en 2030 de que al menos el 80% de la energía generada para movilidad sea de origen renovable. Ese porcentaje deberá incrementar hasta el 100% en 2040.
- Incentivar la integración de políticas de gestión de demanda asociada a puntos de recarga debiendo existir este tipo de sistemas en al menos el 30% de los puntos existentes en el 2030 y en el 100% de los puntos de recarga vinculada para 2040.
- Introducir mecanismos de gestión de demanda para evitar que el ratio punta/valle no supere una cifra de 1,2 en todo el horizonte temporal.
- Conseguir una reducción de emisiones contaminantes de Gases de Efecto Invernadero de 1.600 Gg CO<sub>2</sub>-eq./año para 2040.

\* **Estrategia de la geotermia en Canarias:** La estrategia de la geotermia de Canarias analiza el potencial de esta tecnología tanto para aplicaciones de baja como alta entalpía. Se analiza a continuación:

#### **Alta entalpía:**

El futuro del sector energético de Canarias pasa por su total descarbonización. Se fomenta el uso de las energías renovables a todos los niveles, pero la mayoría es de origen no gestionable. Por ello, de confirmarse la existencia de recurso geotérmico de alta entalpía sería altamente recomendable el uso de esta alternativa como medio para obtener energía renovable gestionable operando estas centrales como base de nuestros sistemas

energéticos y proveyendo servicios de ajuste al sistema semejantes a los que actualmente ofrece la generación térmica convencional.

En las Islas Canarias se vienen haciendo estudios en fase de exploración desde los años 70, focalizándose el análisis en las islas que han sido reconocidas como de mayor potencial por su actividad geotérmica. El desarrollo de las investigaciones ha permitido que los expertos hayan identificado zonas de especial interés en las islas de Tenerife, La Palma, Gran Canaria y Lanzarote. La estrategia de alta entalpía sintetiza los estudios desarrollados y plantea recomendaciones para afrontar las últimas fases de exploración y el desarrollo de sondeos de investigación para confirmar la disponibilidad de recurso geotérmico viable. Los objetivos establecidos en esta hoja de ruta son los siguientes:

- Solicitar la reserva provisional de los permisos mineros de las zonas de Garehagua II, Garehagua y Abeque en Tenerife, así como la realización del concurso público de libre concurrencia obligatorio.
- Realizar estudios geofísicos de magnetotelúrica en algunos puntos con el objetivo de ubicar de forma precisa los puntos de perforación principalmente en el área de Garehagua II y en las inmediaciones del Parque Nacional del Teide.
- Solicitar la reserva provisional del permiso minero de la zona de Atidama en Gran Canaria, así como la realización del concurso público de libre concurrencia obligatorio.
- Realizar estudios geofísicos de magnetotelúrica en algunos puntos con el objetivo de ubicar de forma precisa los puntos de perforación principalmente en el área de Atidama en Gran Canaria.
- Solicitar la reserva provisional de uno o varios permisos mineros en las zonas sur y oeste de la isla de Gran Canaria, fundamentándose en los estudios desarrollados previamente y sobre todo en los resultados del estudio magnetotelúrico realizado en fechas recientes.
- Solicitar la reserva provisional de los permisos mineros de las zonas de LP01-GPI, y LP02-GPI en La Palma, así como la realización del concurso público de libre concurrencia obligatorio.
- Realizar estudios geoquímicos de emisión difusa superficial de CO<sub>2</sub>, He y H<sub>2</sub>, así como de otros parámetros que los expertos consideren oportunos. Se requiere planificar en etapas para cubrir una amplia superficie en el principio y limitar áreas de mayor potencial donde incrementar la densidad y mejorar la resolución. De especial interés las zonas de LP01-GPI y LP02-GPI en La Palma.
- Realizar estudios geofísicos de magnetotelúrica y gravimetría con una resolución de muestreo de un orden de magnitud mayor a la de los ya existentes en las áreas de LP01-GPI y LP02-GPI en La Palma, con el objetivo de determinar las localizaciones óptimas a perforar.
- Desarrollar un modelo conceptual (en desarrollo en el marco del proyecto Termovolcán) que unifique los resultados de todos los estudios de exploración y que describa, de forma coherente, el sistema geotérmico para cada una de las islas de Gran Canaria, Tenerife y La Palma.

**Baja entalpía:**

El potencial de la energía geotérmica de muy baja entalpía en Canarias es elevado. Conforme a los datos disponibles, el recurso geotérmico medio superficial de Canarias se encuentra sobre los 40-60 W/m. No obstante, existen regiones de mayor interés en las islas donde incluso se alcanzan potenciales superiores a los 60-80 W/m. Para su explotación es importante disponer de aguas subterráneas que puedan servir como fluido caloportador. En Canarias la mayor parte de las instalaciones geotérmicas se ubican en regiones costeras instalándose captadores de energía geotérmica mediante sistemas abiertos.

Se considera viable que para 2040 puede alcanzarse el objetivo de que al menos el 25% del total de la demanda térmica sea cubierta con geotermia de baja entalpía. Esto supondría disponer de una potencia térmica total de 650 MW<sub>t</sub>. En este total tendría gran importancia el sector turístico así como otras industrias y tipos de uso donde la demanda térmica sea elevada.

- Eliminar la disparidad de criterios entre islas, desarrollando e implementando un código de buenas prácticas, reglamento o instrucción técnica complementaria a nivel de Canarias que, habiendo sido pactada con los entes responsables del sector en los Cabildos Insulares, sea coherentemente unificado pero que a la vez tenga en cuenta las características concretas de cada isla. La norma regularía aspectos básicos como los gradientes de temperatura máximos permitidos, condiciones técnicas aplicables en cuanto a separación entre foso y sumidero, no uso de aditivos, etc.
  - Fijar la obligatoriedad de tramitación para todas las instalaciones geotérmicas someras y especialmente cuando se instalen sistemas abiertos. Se requeriría permiso de investigación y su posterior permiso de explotación con el fin de que el diseño tenga en cuenta la viabilidad técnica de la solución propuesta y garantice el impacto medioambiental mínimo.
  - Revisar el Decreto 174/1994 sobre la Ley de Aguas, dándole entrada a la geotermia somera como una actividad diferenciada y donde se clarifiquen asuntos como la necesidad o no necesidad de que le sean de aplicación cánones de vertido o el tipo de controles que se consideran necesarios para evitar fenómenos de contaminación que puedan afectar a las aguas subterráneas.
  - Conseguir un aumento de la potencia geotérmica instalada hasta alcanzar el objetivo de que en 2040 al menos el 25% de la demanda térmica sea cubierta con estos sistemas. Si la demanda térmica estimada es de 300 kTep/año, para alcanzar los 75 kTep mencionados haría falta la instalación de los 650 MW<sub>t</sub> antes del año 2040 (actualmente existen 23 MW<sub>t</sub>).
- \* **Estrategia de la generación gestionable:** se realiza un diagnóstico de las centrales térmicas convencionales de las islas, de sus unidades, potencias, producción y otros aspectos técnicos y económicos relativos a la generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles en el archipiélago canario. Además, en este estudio se analizan distintas alternativas tecnológicas, proponiendo para cada sistema eléctrico opciones que permitan una transición a otro tipo de generadores que, aportando las mismas capacidades y servicios actualmente ofrecidos por la generación fósil, se basen en energías renovables.

Los estudios desarrollados en esta estrategia demuestran la fragilidad del parque de generación de categoría A de Canarias, donde de los 2.303,71 MW disponibles en el archipiélago con un total de 93 unidades de generación, ya incumplen la condición de vida útil regulatoria 49 generadores, sumando una potencia total de 730,69 MW, lo que representa el 31,7% del parque de generación disponible en la actualidad. La situación será incluso más frágil en el año 2030 cuando de los 93 generadores disponibles, sólo cumplirían con el criterio de vida útil 22 unidades de generación, por lo que sólo se puede tener en cuenta para la estimación de la garantía de potencia probabilística 826,88 MW. Aproximadamente el 64% del parque de generación actual habrá superado su vida útil regulatoria en 2030, mientras que no habría ninguna unidad que pudiera considerarse dentro de su vida útil con posterioridad a 2039. Además, en algunas islas como La Palma, Fuerteventura y Lanzarote el final de la vida útil de todo el parque de generación se adelanta hasta el año 2031. Con independencia de que se aspire a buscar soluciones que no estén basadas en el uso de combustibles fósiles, es crítico contar con generadores de categoría A, los cuales tenga la condición de gestionables y provean la suficiente inercia al sistema para evitar que se produzcan ceros eléctricos con asiduidad.

En todas las islas del archipiélago canario se requerirá un importante esfuerzo, ya que en definitiva se está planteando un cambio estructural del sistema eléctrico existente en estos momentos. No obstante, Canarias está en el momento adecuado para realizar dicho cambio, ya que el parque de generación comienza a estar obsoleto y las necesidades de descarbonización se unen a las políticas de mantenimiento de la generación de las islas.

De acuerdo con lo analizado, las opciones de mayor interés en Canarias van de la mano de tres soluciones técnicas específicas: centrales de bombeo reversible, sistemas de almacenamiento energético basados en hidrógeno (turbinas/motores de gas) y centrales de geotermia de alta entalpía. Además, la electrónica de potencia está permitiendo mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías.

- \* **Estrategia de las energías renovables marinas:** En esta estrategia se lleva a cabo un estudio de las posibilidades de Canarias para explotar su potencial en energías renovables marinas, y especialmente la eólica off-shore, la energía undimotriz y la fotovoltaica off-shore, al ser las tecnologías con mayor potencial para su despliegue en el archipiélago por condiciones relacionadas con el recurso renovable disponible y el cumplimiento de sus condiciones técnicas. En este estudio se realiza inicialmente un diagnóstico del potencial por tecnologías para, a continuación, evaluar la situación del sector de las energías marinas y plantear una hoja de ruta coherente con la estrategia de descarbonización del Gobierno de Canarias.

Entre las principales conclusiones obtenidas se destacan que Canarias es una de las Comunidades Autónomas del territorio nacional con mayor potencialidad para la puesta en marcha de parques eólicos off-shore y, principalmente, tecnologías flotantes. De acuerdo con el análisis realizado, por criterios territoriales, en las islas hay zonas hábiles para la instalación de hasta 14 GW de potencia eólica off-shore si bien, de esa cantidad 5,4 GW se ubicarían en zonas de difícil acceso para la red eléctrica.



Por otra parte, dentro del grupo de las energías oceánicas, la que mayor interés tendría en Canarias sería la undimotriz por cuestiones relacionadas con el recurso de oleaje existente y, especialmente, en islas como Tenerife, Lanzarote o Gran Canaria. Esta tecnología de aprovechamiento oceánica es también la que más próxima estaría a su despliegue comercial. Las áreas de mayor interés en todas las islas para la explotación de tecnologías de generación eléctrica undimotriz se localizan en el norte, si bien en algunos casos, como en La Palma o Lanzarote, existen protecciones medioambientales que hacen que las áreas de mayor interés no puedan ser usadas y deba desplazarse ligeramente las posibles zonas en las que se podrían instalar estas infraestructuras. En cualquier caso, de llegarse en algún momento a una fase de desarrollo de la tecnología a un coste competitivo, habría una alta aceptabilidad del espacio marítimo para permitir su puesta en marcha.

En lo que se refiere a la fotovoltaica flotante, esta tecnología ha tenido un desarrollo muy importante a nivel mundial en los últimos años y, especialmente, en zonas de Asia donde existen zonas de lagos o fiordos (aguas en calma). La potencia instalada a nivel mundial se acerca a día de hoy a 500 GW y continúa creciendo. Además, en los últimos años se ha propuesto su despliegue en zonas marinas, comenzándose por lugares donde pueden instalarse estos sistemas al abrigo de las olas e incluso evaluándose su instalación en zonas en mar abierto. A nivel de Canarias, esta tecnología podría ser interesante principalmente para zonas portuarias y otros grandes consumidores ubicados próximos a costa, aprovechándose espacios que actualmente no tienen un uso destacado para producir energía eléctrica. Conforme al análisis realizado, en Canarias existiría potencial para la instalación de este tipo de generadores marinos en un área equivalente a 828.104 m<sup>2</sup>, la cual sería suficiente para instalar hasta 68 MW si los paneles se instalaran en superficie inclinada o 97 MW en el caso de que se instalaran en ángulo horizontal.

Un aspecto importante que ha sido analizado en este estudio es la necesidad de llevar a cabo una ordenación espacial que ayude a asegurar la máxima eficiencia en el uso del dominio público marítimo del archipiélago. Así pues, no bastaría únicamente con establecer las áreas hábiles para la instalación de generadores renovables marinos sino que, adicionalmente, debería definirse la ubicación aproximada de cada uno de los generadores en la zona marina reduciendo el riesgo de que una única instalación mal posicionada ponga en riesgo toda la zona reconocida, máxime cuando el área disponible es limitada. Además, esta ordenación ayudaría a reducir el impacto visual. Por otra parte, esa ordenación sería muy útil porque podría permitir la realización de pre-estudios especializados sobre aspectos muy importantes como las afecciones sobre las servidumbres aeronáuticas (interacción con radiobalizas y conos de aproximación de las propuestas en esas zonas) o incluso el dimensionamiento de las infraestructuras de evacuación que serían necesarias para albergar los objetivos de potencia declarados en la descarbonización (incluyéndose en la planificación de la red de transporte). Por consiguiente, se reducirían enormemente los tiempos para la autorización de instalaciones.

- \* **Estrategia del hidrógeno verde:** En un contexto energético en el cual cada vez tendrá más peso la producción de energías renovables de carácter gestionable, la energía excedentaria podría ser dedicada a la producción de hidrógeno mediante el uso de

electrolizadores. Este hidrógeno podría ser directamente consumido en el sector de la movilidad (vehículos de más de 3.500 kg), reconvertido a energía térmica, reelectrificado mediante pilas de combustibles o motores y turbinas de gas (por lo cual al sistema se podría considerar como un sistema de almacenamiento e incluso podría proveer servicios complementarios de ajuste al sistema) y, en sus últimas fases, siendo elementos vitales para la descarbonización del sector del transporte marítimo interinsular con la producción de amoníaco o para el transporte aéreo interinsular con la producción de queroseno de síntesis. Si a todo lo comentado sumamos las aplicaciones de cogeneración (producción de electricidad y calor) el hidrógeno hace posible desde la perspectiva técnica el uso de energías renovables en todos los sectores. Para todos los subsectores analizados es necesaria una fuente de generación de hidrógeno por isla antes de poder asegurarse el consumo.

La estrategia del hidrógeno verde de Canarias propone un plan para cumplir con el mandato del DEC, alcanzando el objetivo de descarbonización en aquellos sectores donde necesariamente debería disponerse de esta forma de energía para hacer posible la atención de demanda con energías renovables. Al menos se debería tratar de cumplir con el objetivo estipulado para el sector del transporte terrestre, subsector en el cual se ha demostrado la cercanía respecto a la paridad de coste. Por otra parte, determinadas actuaciones como la descarbonización del transporte marítimo y aéreo interinsular podrían retrasarse implementándose las medidas en el horizonte temporal comprendido entre los años 2030 – 2040.

En el caso de los escenarios planteados a 2040 ya se asumiría la completa descarbonización del transporte pesado por carretera (vehículos de más de 3.500 kg), el transporte marítimo y aéreo interinsular con la producción de combustibles de síntesis. En el sector eléctrico, también se ha valorado la inclusión del hidrógeno como sistema de almacenamiento a gran escala en islas donde no es posible otras alternativas más competitivas como las que suponen los hidrobombes.

- \* **Estrategia de la gestión de demandas y las redes inteligentes:** Para la integración de energías renovables no gestionables en sistemas eléctricos insulares, como los existentes en las Islas Canarias, es fundamental contar con estrategias de maximización con las cuales se puede asegurar la máxima cobertura de demanda con fuentes descarbonizadas y al mínimo coste posible. La gestión de demanda asume una participación activa del consumidor en el mercado energético, siendo éste capaz de adaptar una parte de su consumo de energía eléctrica (las cargas no críticas o diferibles) para que dichas instalaciones sean operadas preferentemente en momentos en los cuales sea más adecuado hacerlo (cuando mayor cantidad de energía renovable se estuviera produciendo).

La estrategia de gestión de demanda y redes inteligentes propone un modelo para la implementación de esta solución a gran escala en el archipiélago canario tomando de partida los avances conseguidos en los últimos 20 años. Se emplea para ello una arquitectura AMI (Advanced Measurement Infrastructure) con tres niveles de control, cada uno con sus funciones, capacidades de gestión y coordinación, que son NAN, HAN y WAN.

Para el horizonte hasta el año 2030, en el sector residencial se ha propuesto la priorización de la gestión de demanda asociada a los termos eléctricos dado que se considera la opción de gestión más factible en el corto plazo. A eso se uniría la gestión de electrodomésticos con función diferida (lavadoras, secadoras y lavavajillas). De los 1.319,6 GWh de carácter gestionable, el termo eléctrico supondría el 50% de la capacidad, seguido del vehículo eléctrico con un 17%. La gestión de demanda de electrodomésticos con función diferida asume un 10% del total de capacidad de gestión, seguido del control de la climatización del turismo (6%), control de la climatización del comercio (6%) y otro 12% de la capacidad de gestión asociado al tratamiento del agua.

Para el año 2040 el vehículo eléctrico tendría la misma importancia en la gestión de demanda que los termos eléctricos suponiendo ambos un 33% de la capacidad total, cifrada en 2.247,6 GWh. El resto de mecanismos asociados al sector residencial también tendrían cierta importancia con un 13% del total, seguido de la climatización en comercios (4%) y en el turismo (4%). Los procesos para el tratamiento del agua supondrían el restante 12%. Por otro lado, la producción de combustibles sintéticos permitiría incrementar de una manera muy significativa las posibilidades de gestión de demanda en Canarias.

En la última etapa del diagnóstico se distribuyó la capacidad de gestión en el ámbito geográfico usando como referencia la red AMI propuesta en dicha estrategia. Naturalmente, la gestión de demanda asume un desafío técnico equivalente al necesario en la instalación de sistemas de almacenamiento energético, pero se evitan ciertos problemas como los desafíos territoriales para la instalación de las baterías o medioambientales como la gestión de residuos al acabar su vida útil. Adicionalmente, repercute directamente en la economía del usuario y es incluso el propio usuario el que tendría incentivo para la instalación de estos sistemas.

### 2.2.8 PLANIFICACIÓN TERRITORIAL

La Ley 4/2017, de 13 de julio, del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias (EDL 2017/136879), fue promulgada con la finalidad de simplificar, racionalizar y actualizar las reglas aplicables para la protección, ordenación y utilización del territorio del archipiélago canario (tal y como señala el apartado III del Preámbulo de la propia Ley). Esta ley se asienta en el principio constitucional de desarrollo sostenible como criterio rector del entendimiento de las reglas que establece, de las normas reglamentarias que la desarrollen y, sobre todo, como principio que debe guiar la labor de ordenación e intervención sobre el suelo de las islas. Como desarrollo de la citada Ley se aprobaron las siguientes normas (publicadas en el BOC nº 5, de 9 de enero de 2019):

- \* El Reglamento de Planeamiento de Canarias (Decreto 181/2018, de 26 de diciembre; EDL 2018/131853);
- \* El Reglamento de Intervención y Protección de la Legalidad Urbanística de Canarias (Decreto 182/2018, de 26 de diciembre; EDL 2018/131845); y
- \* El Reglamento de Gestión y Ejecución del Planeamiento de Canarias (Decreto 183/2018, de 26 de diciembre; EDL 2018/131912).

Reglamentos que entraron en vigor el 9 de febrero de 2019.

La **ordenación ambiental y territorial** está formada por los siguientes instrumentos:

- a. Directrices de Ordenación General y Sectoriales (DO).
- b. Planes Insulares de Ordenación (PIO).
- c. Planes de Ordenación de los Recursos Naturales (PORN).
- d. Planes y Normas de los Espacios Naturales Protegidos y de la Red Natura 2000.
- e. Planes Territoriales Parciales (PTP).
- f. Planes Territoriales Especiales (PTE).
- g. Actuaciones territoriales Estratégicas.

La **ordenación urbanística** se articula a través de los siguientes instrumentos:

- a. Normas técnicas de planeamiento urbanístico (NTPU).
- b. Planes Generales de Ordenación (PGO).
- c. Instrumentos urbanísticos de desarrollo:
  - I. Planes Parciales (PP).
  - II. Planes Especiales (PE).
- d. Instrumentos urbanísticos de ordenación sectorial.
- e. Instrumentos complementarios:
  - I. Estudios de Detalle (ED).
  - II. Catálogos (CTGO).
  - III. Ordenanzas municipales de edificación (OME).
  - IV. Ordenanzas municipales de urbanización (OMU).
  - V. Ordenanzas provisionales insulares (OPI).
  - VI. Ordenanzas provisionales municipales (OPM).

La **ordenación estratégica y/o sectorial**, en su dimensión territorial y urbanística, se desarrollará a través de los siguientes instrumentos:

- a. Proyectos de interés insular o autonómico (PII - PIA).
- b. Planes de modernización, mejora e incremento de la competitividad (PMM).
- c. Programas de actuación sobre el medio urbano (PAMU).

Los aspectos relativos a la ordenación del territorio, se analizan de manera detallada en la Evaluación Estratégica Ambiental del PTECan.

### 2.2.9 BIODIVERSIDAD, ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS Y RED NATURA 2000

Aunque este aspecto se aborda en detalle en la Evaluación Estratégica Ambiental del PTECan, a modo general este documento de planificación se propone teniendo en cuenta los distintos instrumentos de planificación generados a nivel internacional/comunitario, nacional y autonómico, habiéndose tenido en cuenta las siguientes normas de referencia.

En el ámbito **internacional/comunitario**, se han definido las siguientes normas en temas relacionados con la biodiversidad:

- a. Convenio sobre la conservación de las Especies Migratorias de Animales Silvestres (Convenio de Bonn 1983).
- b. Convenio sobre la Biodiversidad Biológica (CBD) 1992.
- c. Programa Hombre y Biosfera de la UNESCO.
- d. Directiva 92/43/CE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestre (o Directiva Hábitats).
- e. Directiva 2009/147/CE relativa a la conservación de las aves silvestres (o Directiva Aves).

- f. VII Programa General de Acción de la Unión en materia de Medio Ambiente hasta 2020 «Vivir bien, respetando los límites de nuestro planeta».

A **nivel nacional**, se siguen las siguientes determinaciones:

- a. Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- b. Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas.
- c. Estrategias de conservación y gestión de especies amenazadas.
- d. Real Decreto 1274/2011. Plan Estratégico del Patrimonio Natural y la Biodiversidad 2011-2017.(Prorrogada su aplicación en tanto no sea aprobado otro plan estratégico que lo sustituya).
- e. Estrategia Española de Conservación Vegetal 2014 – 2020.
- f. Estrategia Forestal Española (1999).
- g. Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.
- h. Plan Forestal Español 2002 – 2032.
- i. Estrategia Española para la Conservación y el Uso Sostenible de los Recursos Genéticos Forestales (1999).
- j. Estrategia Estatal de Infraestructuras Verdes y de la Conectividad y Restauración Ecológica (EEIVCRE) (Pendiente de aprobación).

Finalmente, a **nivel autonómico** se tienen en cuenta estas leyes relativas a biodiversidad y de protección de los recursos naturales.

- a. Anteproyecto de Ley de Biodiversidad y de Recursos Naturales de Canarias (pendiente de aprobación).
- b. Ley 4/2010 del Catálogo Canario de Especies protegidas.

### 2.3 CONSULTA PÚBLICA

Con el fin de garantizar la mayor participación activa durante todo el proceso de elaboración y aprobación del PTECan, con carácter previo a la redacción del presente documento se llevó a cabo un proceso de participación para recabar la colaboración y opinión de diferentes sujetos, organismos y empresas, sobre los aspectos y cuestiones que deberían ser tenidos en cuenta para abordar la transición energética y avanzar en la descarbonización de la economía canaria. Este proceso se llevó a cabo básicamente a través de la realización de encuestas y solicitudes de documentos conceptuales.

Para ello, se diseñaron 5 grupos de entidades para su incorporación al proceso participativo a través de reuniones online, además de otro grupo específico para las entidades suprarregionales. Los grupos creados son los siguientes:

- Grupo 0: Organismos públicos de ámbito estatal y europeo (5 convocados).
- Grupo 1: Organismos y empresas públicas de la comunidad autónoma de canarias (7 convocados).
- Grupo 2: Organismos de ámbito insular y local (98 convocados).
- Grupo 3: Colegios profesionales y universidades (17 convocados).
- Grupo 4: Organizaciones y empresas relacionadas o afectadas por el sector energético (72 convocados).

- Grupo 5: Organizaciones de consumidores y colectivos ecologistas (29 convocados).

Se resume a continuación el proceso de consulta realizado:

- **Envío de cartas de invitación a participar.** Se enviaron un total de 302 invitaciones a participar vía email, aceptando finalmente la invitación un total de 232 entidades.
- **Reuniones online.** El 14 de abril de 2020 se celebró una primera reunión con la Universidad de La Laguna, en la que participaron 40 profesores interesados por la convocatoria. El 19 de mayo se celebró una reunión con la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, esta vez con la participación de 11 profesores. Tras las reuniones con las universidades se enviaron emails de acceso a la encuesta a 23 participantes voluntarios de la ULL y 11 participantes voluntarios de la ULPGC.

Asimismo, se celebraron reuniones con el resto de participantes, agrupándolos en los grupos anteriormente citados en las siguientes fechas y horas:

- Grupo 0 – Los días 27 (12.00h), 28 (10.00h y 12.00h) y 29 (10.00h y 12.00h) de abril.
- Grupo 1 - El lunes 20 de abril a las 12.00.
- Grupo 2 - El martes 21 de abril a las 12.00.
- Grupo 3 – El miércoles 22 de abril a las 12.00.
- Grupo 4 – El jueves 23 de abril a las 12.00.
- Grupo 5 – El viernes 24 de abril a las 12.00.
- Reunión individualizada con ENDESA ENERGÍA, S.A.U. – El día 11 de mayo a las 12:00 h.
- Reunión individualizada con RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. – El día 13 de mayo a las 9:30 h.
- Reunión individualizada con CEPESA – El día 14 de mayo a las 9:00 h.
- Reunión individualizada con DISA – El día 14 de mayo a las 12:00 h.
- Reunión individualizada con el I.T.E.R – Se realizó el día 23 de abril a continuación del grupo 4.

En total, fueron convocados 228 entidades, organismos, empresas y colectivos a través de 288 emails, con las que se llevaron a cabo efectivamente un total de 12 reuniones online: 5 reuniones para los grupos del 1 al 5 (una por grupo), y 2 reuniones para el grupo 0 (una por cada entidad) y 5 reuniones individualizadas.

- **Participación en una encuesta básica y especializada que abarcaba los temas más importantes del PTECan.** La encuesta se remitió vía email a todos los invitados a la participación, estableciéndose como plazo máximo de contestación el día 25 de mayo de 2020. El proceso participativo tenía como objetivo implementar un diálogo que concretara mejor los desafíos de la transición energética. La estructura de la encuesta se fundamentó en 6 bloques diferenciados:
  - Bloque 1: Objetivos para la descarbonización del sector energético (5 preguntas).
  - Bloque 2: Papel de las administraciones públicas (9 preguntas).
  - Bloque 3: Política fiscal (3 preguntas).
  - Bloque 4: Energía y territorio (3 preguntas).
  - Bloque 5: Transformación del sector energético (13 preguntas).
  - Bloque 6: Participación (2 preguntas).

Finalmente se recibió un total de 159 encuestas cumplimentadas de entidades y anónimos dentro del plazo establecido.

- **Elaboración, por parte de los participantes, de un documento de concepto.** Aparte de la encuesta, algunas entidades participantes colaboraron en la elaboración de varios documentos de concepto, con el fin de que los actores interesados en participar en la

elaboración del PTECan pudieran expresar en qué aspectos podía ser valiosa su participación.

Se recibió un total de 38 documentos.

## 2.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SECTOR ENERGÉTICO DE CANARIAS

Los datos que se aportan en esta sección están referidos principalmente a las anualidades 2019 y 2020, como últimos datos oficiales disponibles en el momento de la elaboración de este documento de planificación, y publicados en los Anuarios Energéticos de Canarias. Para el sector eléctrico también se aportan datos relativos al año 2021, disponibles a partir de otras fuentes estadísticas. No obstante, se debe indicar que, en general, las estimaciones de evolución de la demanda realizadas en el marco de esta planificación y la configuración del sistema en su conjunto se han establecido tomando como año de referencia la situación energética de Canarias en el año 2019. Esto se debe a que, como consecuencia de la crisis sanitaria provocada por la COVID-19, los datos del año 2020 no son lo suficientemente representativos de la realidad de Canarias, y a pesar de que son datos reales, a nivel de modelo matemático dicha condición es interpretada por el algoritmo de aprendizaje utilizado como un outlier (valor atípico que produce ruido en la serie temporal).

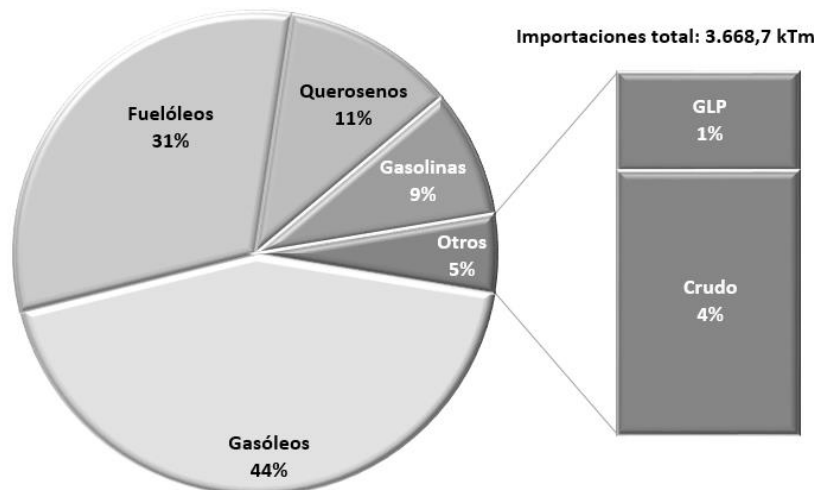


Ilustración 13 Importaciones de combustibles fósiles en Canarias [Año 2020]

Dicho lo anterior, cabe indicar que la principal característica del sistema energético de Canarias es su elevada dependencia del consumo de combustibles fósiles. Los últimos datos oficiales publicados en el Anuario Energético de Canarias 2020, muestran que las importaciones de combustibles alcanzaron los 3.668,7 kTm clasificadas por grupos en gasóleos (un 44% del total), fuelóleos (31%), querosenos (11%), gasolinas (9%), GLP (1%) y un 4% de crudo, que reaparece tras no ser importado a Canarias desde el año 2016, tal y como se expone en la Ilustración 13.

La energía primaria, entendida como la energía contenida en los combustibles y las energías renovables utilizadas para el abastecimiento energético, descendía desde los 4.844 kTep en 2019 hasta los 3.542 kTep en el año 2020. La totalidad de los derivados del petróleo fueron transportados desde la península (debido al cierre de la refinería de Tenerife).

Por su parte, la energía final, definida como aquella que es directamente consumida por los distintos sectores productivos de Canarias, se situó durante el año 2020 en 2.583 kTep (2.504 kTep sin incluir los usos no energéticos), distribuyéndose entre productos petrolíferos (73,63%),

seguido de la electricidad (25,65%) y la solar térmica (0,71%). Estos porcentajes están referidos a la cifra considerando usos energéticos. La Ilustración 14 muestra la distribución por sectores.

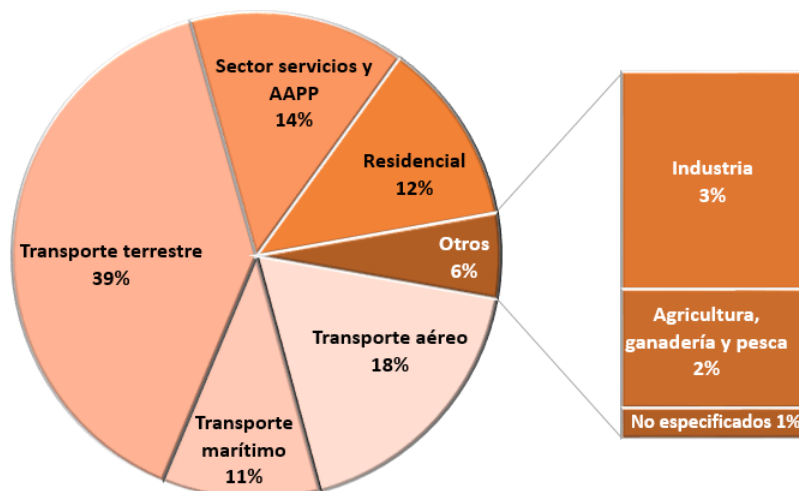


Ilustración 14 Distribución de la demanda de energía final por sectores en Canarias [Año 2020]

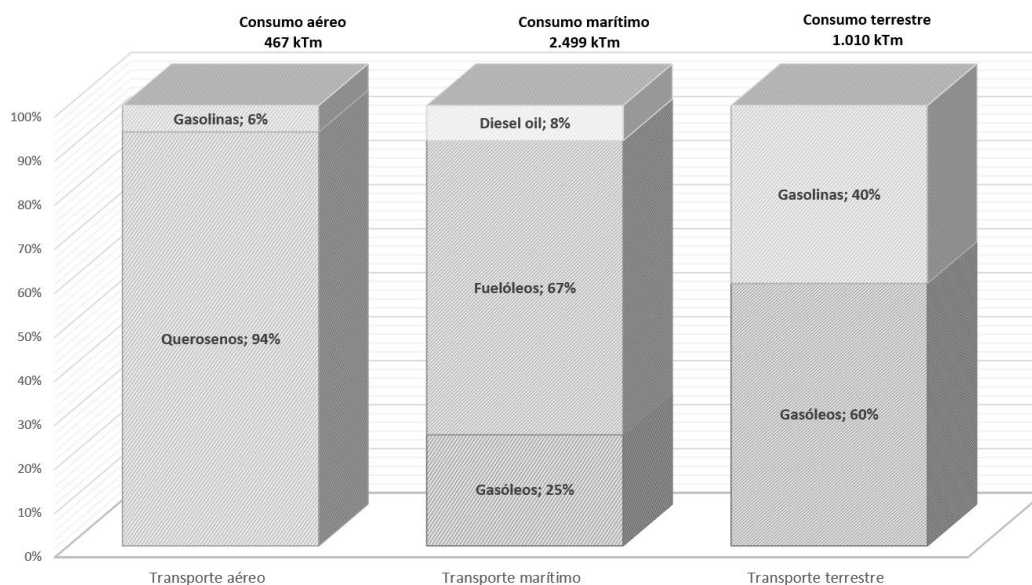


Ilustración 15 Distribución de demanda de productos petrolíferos por sectores de la movilidad [Año 2020]

Por lo que respecta al consumo de combustibles fósiles para dar soporte al transporte aéreo y marítimo, en el año 2020 se importó para la navegación aérea un total de 439 kTm de queroseno, mientras que para la navegación marítima se importó un total de 2.499 kTm de combustibles repartidos entre fuelóleos, gasóleos y diésel oíl. Por su parte, para el transporte terrestre se consumió un total de 1.317 kTm, repartidos entre gasóleos y gasolinas.

También el transporte terrestre está soportado por combustibles fósiles. En el año 2020, el parque automovilístico de Canarias ascendía a 1.731.366 vehículos (excluyendo remolques y semirremolques), de los cuales el 66,3% eran de gasolina y el 33,3% de gasoil, correspondiendo el 0,4% restante a otro tipo de combustibles. A pesar de que el número de vehículos de gasolina era superior al número de vehículos de gasoil, el consumo de gasóleos para automoción rebasaba las 602 kTm mientras que las gasolinas se establecían en 408 kTm en 2020. Respecto a los vehículos alternativos, se situaba en un 0,3% de la flota, siendo 3.806 vehículos eléctricos



y 2.270 vehículos propulsados por Gases Licuados del Petróleo (GLP), que consumieron 1.275 Tm de autogás. La Ilustración 15 muestra el porcentaje de consumos por medio de transporte.

Igualmente, el transporte terrestre está soportado por combustibles fósiles. El parque automovilístico de Canarias ascendía en 2020 hasta 1.731.249 vehículos, de los cuales el 66,3% eran de gasolina y el 33,3% de gasoil. A pesar de que el número de vehículos de gasolina era superior al número de vehículos de gasoil, el consumo de gasóleos para automoción rebasaba las 714 kTm mientras que las gasolinas se establecían en 603 kTm. Respecto a los vehículos alternativos, se situaba en un 0,3% de la flota, siendo 3.806 vehículos eléctricos y 2.270 vehículos propulsados por Gases Licuados del Petróleo (GLP), que consumieron 1.275 Tm de autogás.

Donde existe mayor presencia de energías renovables es en el sector eléctrico. El parque de generación eléctrica de Canarias tenía una potencia total de 3.350,1 MW en el año 2020, distribuidos en 2.696,36 MW en centrales térmicas convencionales y 653,71 MW de generación renovable.

La producción bruta de energía eléctrica alcanzó los 8.355,1 GWh en el año 2020, un 10,5% menos que en el año 2019, siendo el 16,96% energías renovables y el 83,04% de origen fósil. De las tecnologías de generación convencionales, los grupos térmicos que más aportaron a la cobertura de la demanda fueron los ciclos combinados, seguidos de los grupos diésel y las turbinas de vapor. En cuanto a la generación renovable, la fuente de mayor importancia fue la eólica terrestre, que se situaba como la tercera en el total. La Ilustración 16 muestra el desglose por tecnología.

También relacionado con el sector eléctrico, la potencia total instalada en almacenamiento energético en Canarias alcanza los 16,8 MW en 2020, dato que no cambiaría respecto al año 2019. El sistema de almacenamiento energético de mayor tamaño sigue siendo la central de bombeo reversible de Gorona del Viento localizada en El Hierro, con una potencia total de 11,3 MW, cuya generación cubrió el 54,3% de la demanda eléctrica bruta de la isla durante 2020. También existe un ultracondensador de 4 MW en la isla de La Palma, un banco de baterías de Litio-Ion de 1 MW localizado en El Hierro y un volante de inercia de 0,5 MW situado en La Gomera.

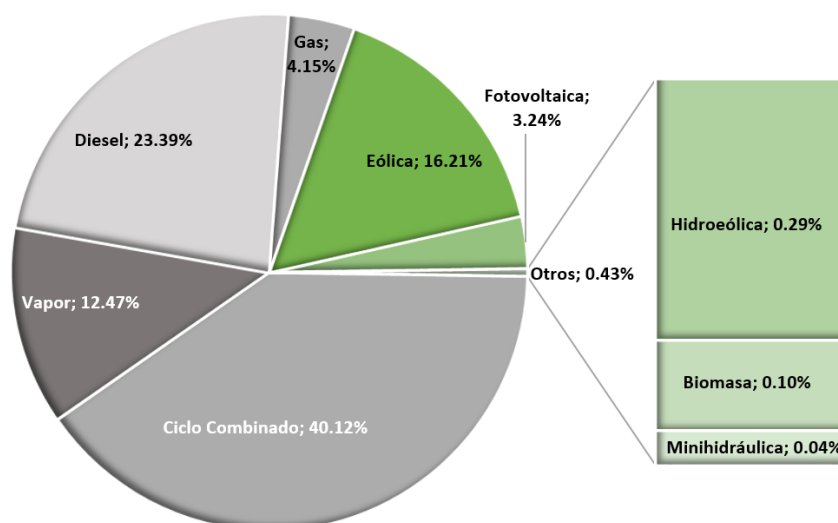


Ilustración 16 Cobertura de la demanda eléctrica por tecnologías [Año 2021]

Respecto a la demanda térmica, ésta se soporta fundamentalmente a partir de tecnologías fósiles, como el GLP (butano y propano), fuelóleo industrial y diésel oíl industrial. En el año 2020, se registró un consumo de 31.840 Tm en butano, 28.423 Tm en propano, 18.900 Tm en fuelóleo industrial y las 13.500 Tm en diésel oíl industrial. Dentro de las tecnologías renovables, destaca la solar térmica, la geotermia y la biomasa. La superficie total de paneles solares térmicos ascendía hasta los 125.019 m<sup>2</sup> con una capacidad térmica total de 87.513 kWt. Además, se disponía de un total de 32 instalaciones de geotermia de baja entalpía con una potencia térmica de 23.500 kWt.

Así como la solar térmica se ha venido instalando en edificios tales como viviendas unifamiliares y edificios de vivienda, la geotermia se ha utilizado mayormente en complejos turísticos, centros comerciales, piscinas municipales o parques acuáticos. También se recurre en Canarias a la instalación de calderas de biomasa, las cuales queman pellets. Este tipo de instalaciones carecen de un inventario e incluso se venden en grandes superficies comerciales de Canarias para el sector doméstico, por lo que no se dispone de cifras oficiales del desarrollo de esta tecnología.

El uso de combustibles fósiles en el sector energético supone el mayor propulsor de contaminación en Canarias. De acuerdo con los últimos datos publicados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, las emisiones GEI totales de Canarias alcanzaron en el año 2019 los 13.038 Gg CO<sub>2</sub>eq, (4,14% del total nacional), de los cuales 11.456 Gg CO<sub>2</sub>eq se debían al sector del procesado de la energía, equivalente a casi el 88% del total de emisiones en Canarias. En la Ilustración 17 se muestra cada uno de los grupos.

Por sectores, el transporte es el responsable de la mayor cantidad de emisiones contaminantes de Canarias con un 57,62%, seguido del sector terciario con un 20,38%, el sector residencial con un 14,45%, el industrial con un 3,74% y el primario con un 1,33%. Existe un grupo extra con una importancia del 2,49% que engloba el resto de los usos no clasificables en los grupos anteriores.

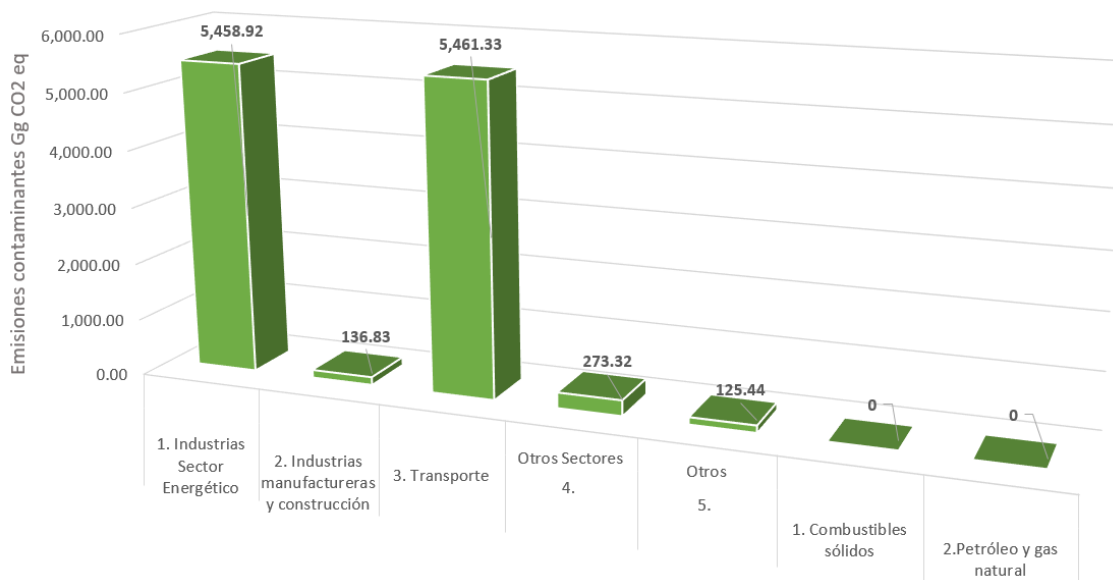


Ilustración 17 Emisiones contaminantes Gg CO<sub>2</sub>eq. [Año 2019]

De la misma forma, los aumentos o disminuciones de variables socioeconómicas como el PIB y la población se traducen en un aumento o disminución de la demanda energética per cápita, observándose desviaciones de emisiones por habitante las cuales suelen estar en sincronía con el devenir económico del país, como se demuestra con la Ilustración 18.

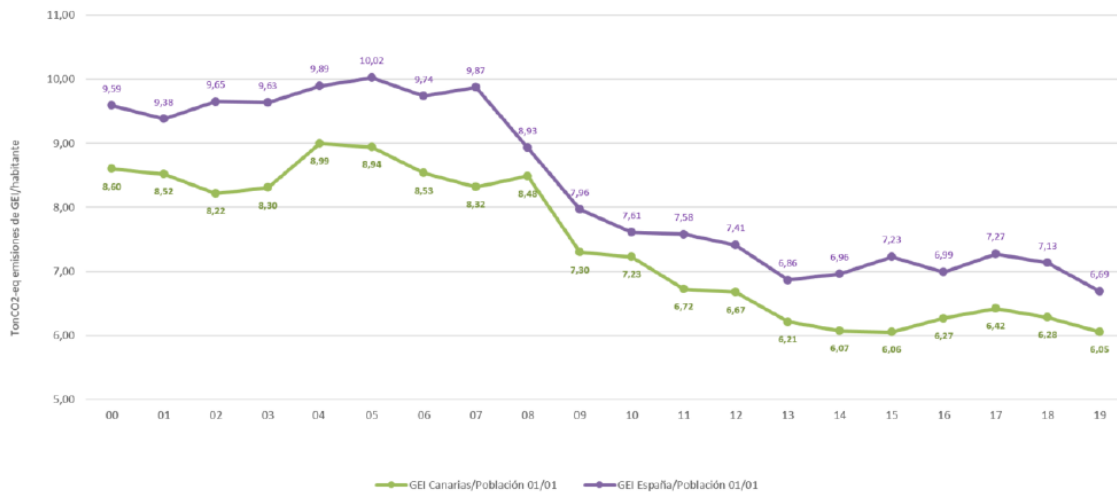


Ilustración 18 Evolución de las emisiones de GEI per cápita en Canarias y España. [2000 – 2019]

Otra de las características específicas de las Islas Canarias es su heterogeneidad. En este sentido, el archipiélago canario está formado por ocho islas y siete sistemas energéticos diferenciados en escala y estructura del sistema. Las islas más densamente pobladas (Tenerife y Gran Canaria) son las que presentan una mayor demanda energética, seguidas de Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro. La Ilustración 19 muestra el consumo de combustibles fósiles total del mercado interior de Canarias.

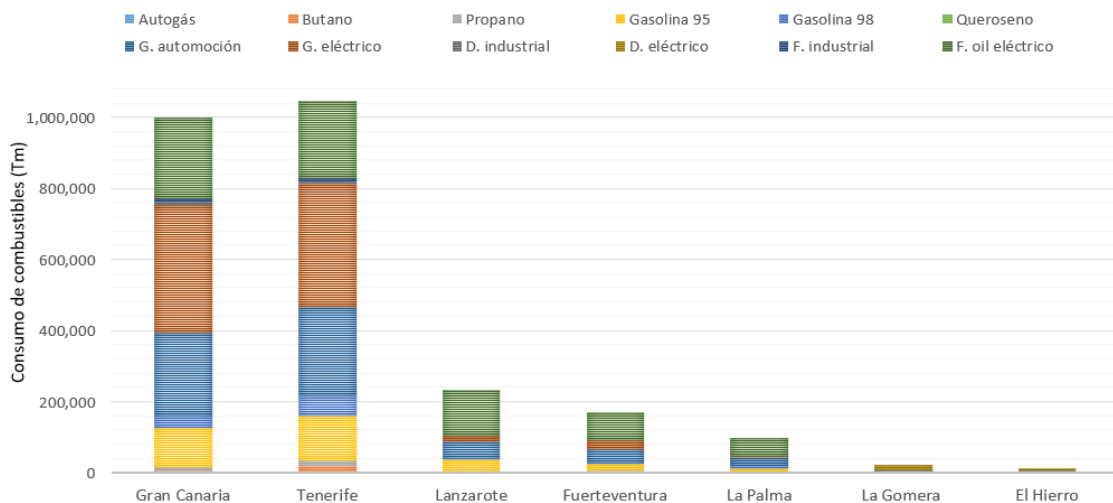


Ilustración 19 Consumo de combustibles fósiles en el mercado interior de Canarias [Año 2020]

De los 2.579.674 Tm de combustibles importados para dar soporte al mercado interior de las islas, el 40,55% (1.046.056 Tm) se destinan a Tenerife y un 38,79% (1.000.573 Tm) a la isla de Gran Canaria. A la isla de Lanzarote se destinaba el 9,03% del total (232.907 Tm), seguido de Fuerteventura con el 6,55% (168.922 Tm), La Palma con el 3,75% (96.682 Tm), La Gomera con el 0,88% (22.780 Tm) y El Hierro con el 0,46% (11.754 Tm).

El grado de participación de las energías renovables en la satisfacción, principalmente, de la demanda eléctrica también es irregular por islas. En general, la potencia renovable es mayor en las islas de mayor demanda. No obstante, existen situaciones que no necesariamente tienen relación con la demanda o con las condiciones del recurso renovable, como que en algunas islas exista un mayor despliegue de una tecnología frente a otra para islas de semejante demanda.

La Tabla 11 muestra la configuración del parque de generación eléctrica de cada isla para el año 2020.

Fuentes de energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
<b>PRODUCTOS DERIV. PETRÓLEO</b>								
Centrales térmicas	999,18	1.046,50	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	<b>2.606,38</b>
Refinería	-	25,90	-	-	-	-	-	<b>25,90</b>
Cogeneración	24,88	39,20	-	-	-	-	-	<b>64,08</b>
<b>Total productos deriv. petróleo</b>	<b>1.024,06</b>	<b>1.111,60</b>	<b>232,26</b>	<b>187,02</b>	<b>105,34</b>	<b>21,17</b>	<b>14,91</b>	<b>2.696,36</b>
<b>FUENTES RENOVABLES</b>								
Eólica	193,94	195,65	31,50	28,66	6,97	0,36	0,00	<b>457,08</b>
Fotovoltaica	37,23	107,21	7,39	11,91	4,34	0,01	0,03	<b>168,12</b>
Minihidráulica	-	1,22	-	-	0,80	-	-	<b>2,02</b>
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	22,80	<b>22,80</b>
Biogás (vertedero)	-	1,60	2,10	-	-	-	-	<b>3,70</b>
<b>Total fuentes renovables</b>	<b>231,17</b>	<b>305,67</b>	<b>40,99</b>	<b>40,57</b>	<b>11,80</b>	<b>0,37</b>	<b>22,83</b>	<b>653,71</b>
<b>TOTAL</b>								
<b>TOTAL</b>	<b>1.255,23</b>	<b>1.417,27</b>	<b>273,25</b>	<b>227,59</b>	<b>117,14</b>	<b>21,54</b>	<b>37,74</b>	<b>3.350,07</b>

Tabla 11 Configuración del parque de generación por isla según potencia eléctrica (MW) [2020]

El incremento de la potencia renovable instalada en las islas durante el periodo comprendido entre el año 2020 y 2021 fue notoria, sobre todo en la energía eólica, donde el número de megavatios que se instalaron según REE alcanzó los 105,7 MW. Además, la fotovoltaica también ha aumentado, pero mucho menos, sólo 10,99 MW. El resto de tecnologías permanecen en la misma potencia que en 2020.

Como ya se ha indicado, la situación energética en el año 2019 puede ser considerada la última referencia disponible en el momento de elaboración del presente documento de lo que sucede en un año estándar en Canarias. Por otra parte, y aunque los datos de 2020 estuvieron claramente afectados por la crisis sanitaria, parece que los consumos de energía comienzan a estabilizarse en el año 2021, si bien se siguen produciendo anomalías derivadas de la sucesión de olas de aumento y reducción de contagios que afectan a la actividad económica y, por ende, al consumo energético. En la siguiente gráfica se aprecia cómo ha sido la evolución de la importación de productos petrolíferos en los últimos tres años, existiendo fuertes descensos en determinados período mensuales.

La situación dada en el año 2019 puede ser considerada la última referencia disponible en la actualidad de lo que sucede en un año estándar. Por otra parte, si bien los datos de 2020 están claramente afectados por la crisis sanitaria, los cambios en el consumo a partir de 2021 parece que comienzan a estabilizarse si bien se siguen produciendo anomalías derivadas de la sucesión de olas de aumento y reducción de contagios que afectan a la actividad económica y, por ende, al consumo energético. En la siguiente gráfica se aprecia cómo ha sido la evolución de la importación de productos petrolíferos en los últimos 3 años, existiendo fuertes descensos en determinados período mensuales.

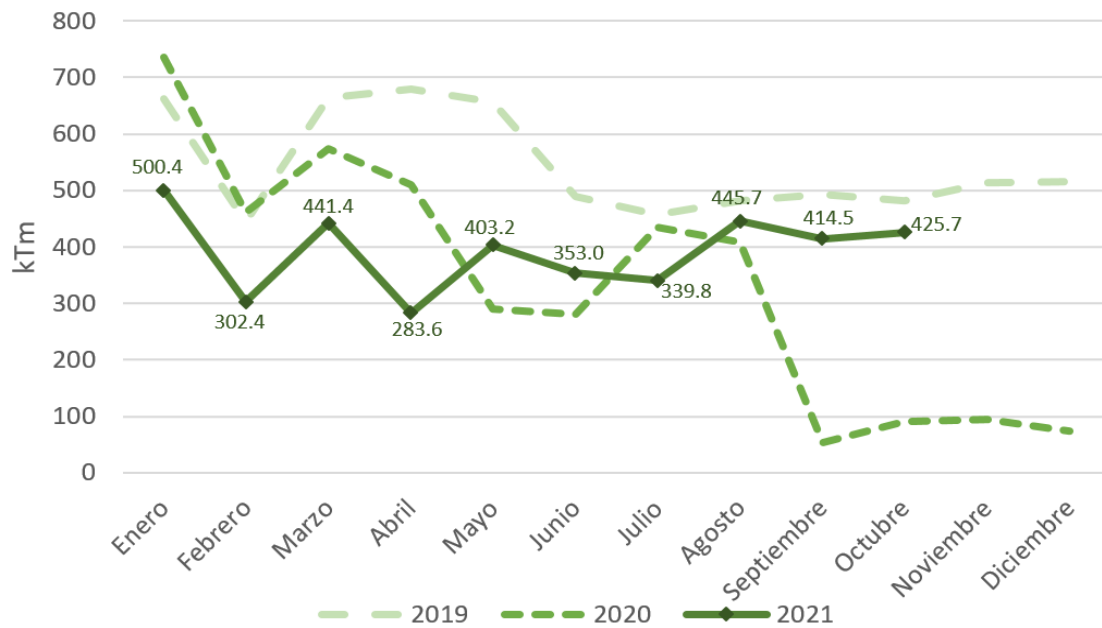


Ilustración 20 Importaciones en Canarias de productos petrolíferos [Año 2019 – 2020 - 2021]

La anterior ilustración muestra cómo ha sido la evolución de la importación de productos petrolíferos en los últimos 3 años, existiendo fuertes descensos en determinados períodos mensuales.

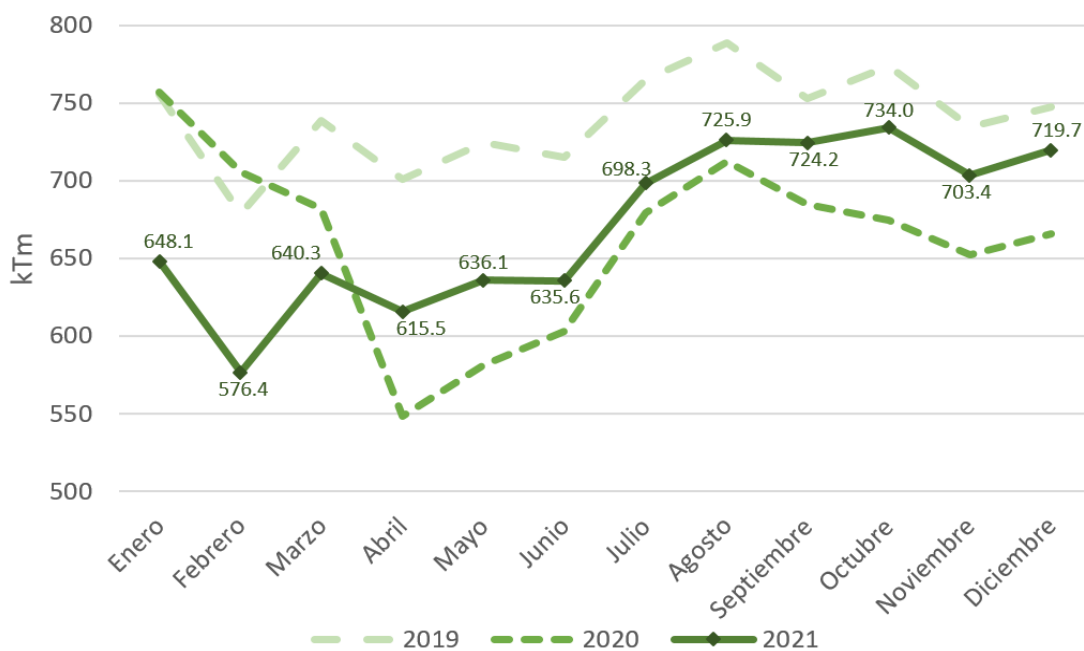


Ilustración 21 Demanda de energía eléctrica [Año 2019 – 2020 - 2021]

Consumos totales de combustibles derivados del petróleo en Canarias				
Combustible /Año	2019 (Tm)	2019 (enero - julio) (Tm)	2020 (enero - julio) (TM)	Variación 2019-2020 (enero - julio) (%)
Gasóleo A	674.136	503.592	391.914	-22,2
Gasóleo B	8	-	-	0,0
Gasóleo C	217.675	177.813	2.137	-98,8
Otros gasóleos	1.059.973	533.939	1.048.948	96,5
Gasolina 95	395.626	293.394	218.502	-25,5

<b>Gasolina 98</b>	127.987	94.912	74.317	-21,7
Otras gasolinas	53	33	8	-75,4
<b>Fuelóleo BIA</b>	1.018.792	786.302	541.542	-31,1
Otros fuelóleos	1.676.207	999.296	729.703	-27,0
<b>Queroseno aviación</b>	1.146.895	678.181	304.364	-55,1
Otros querosenos	67	41	59	45,5
<b>GLP</b>	85.570	51.211	37.134	-27,5

Tabla 12 Comparativa de importaciones en Canarias de productos petrolíferos. [Año 2019 - 2020]

Quizás lo más resaltable de la ilustración anterior es la reducción nunca antes vista del consumo de combustibles durante 2020 donde para los últimos tres meses del año apenas se superaban las 100 kTm cuando para el año 2019 los valores más bajos prácticamente rozaban las 500 kTm. Se aprecia que las importaciones mensuales de combustible en el año 2021 continúan siendo bajas, pero considerablemente más estables que para el año 2020.

En el anterior gráfico puede verse también la evolución de la demanda en los últimos tres años (incluido 2021). En el año 2021 ha ido incrementando la demanda eléctrica de manera progresiva hasta casi rozar la situación vivida antes de la pandemia pero aún sin superarla.

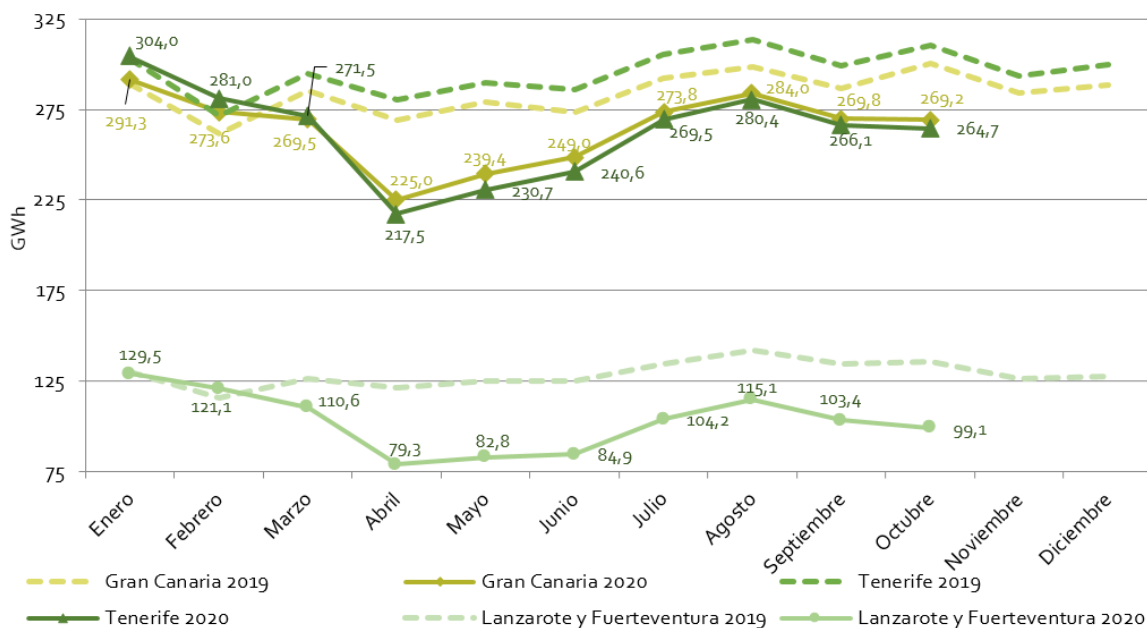


Ilustración 22 Demanda de energía eléctrica por islas (1) [Año 2019 - 2020]

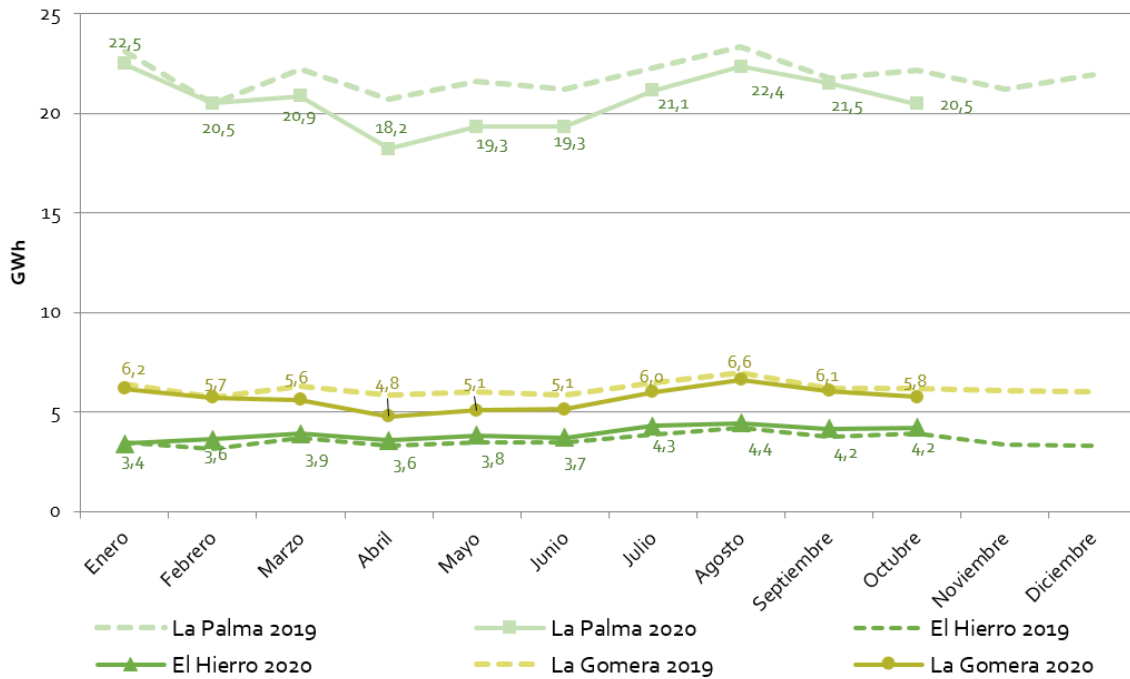


Ilustración 23 Demanda de energía eléctrica por islas (2) [Año 2019 - 2020]

La potencia renovable instalada en las islas durante el periodo comprendido entre el año 2018 y 2019 no fue especialmente alta, pero aun así se instalaron varios megavatios de potencia renovable, sobre todo en fotovoltaica y eólica (en ese orden). Aun así, las solicitudes de instalación de potencia renovable registraron mínimos históricos a finales del año 2019 y a principios de 2020, tanto en Canarias como en el territorio peninsular.

Evolución de la potencia de generación eléctrica en Canarias (MW)					
Tecnología de generación	2017	2018	2019	2020	2021
Hidráulica	2	2	2	2	2
Motores diésel	496	496	496	496	496
Turbina de gas	557	557	557	557	557
Turbina de vapor	483	483	483	483	483
Ciclo combinado	864	864	864	864	864
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11
Eólica	206,9	417,7	430,3	430,3	536,01
Solar fotovoltaica	167,3	167,3	167,1	167,1	178,09
Otras renovables	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7

Tabla 13 Evolución de la potencia de generación eléctrica en Canarias, en MW. [Fuente: Red Eléctrica de España]

La Ilustración 24 muestra la evolución de la generación eléctrica de origen renovable y no renovable en Canarias entre los años 2020 y 2021. Se observa que, de manera general, las diferencias en generación renovable por meses para los años 2020 y 2021 no son muy importantes a excepción de los meses de marzo y abril de 2020 donde se produjeron diferencias a la baja muy apreciables.

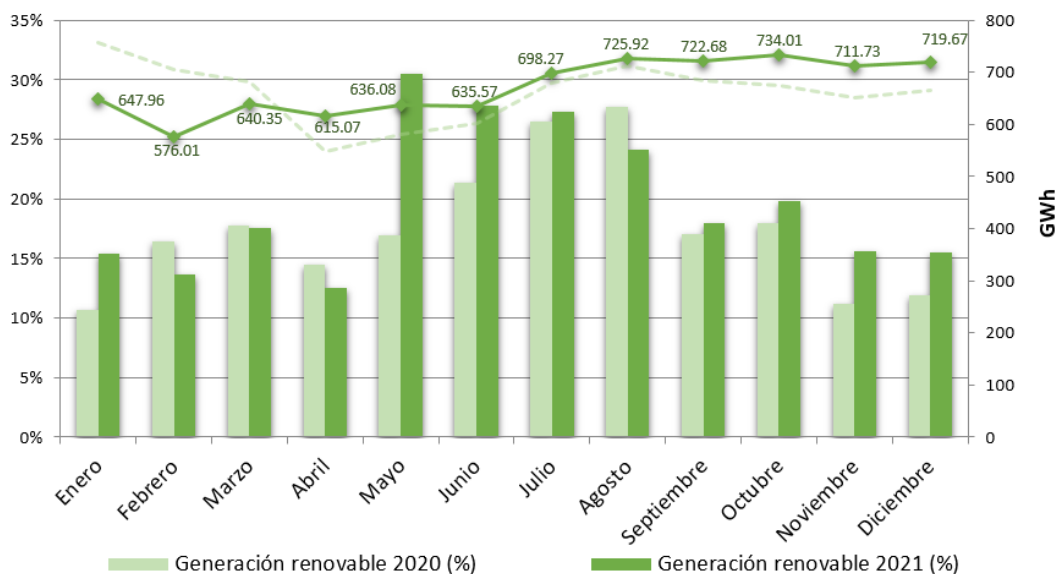


Ilustración 24 Generación renovable y porcentajes de generación eléctrica renovable [Año 2020 - 2021]

## 2.5 PROYECCIONES DE EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO DE CANARIAS

Una de las bases fundamentales sobre las que se soporta cualquier planificación energética son las estimaciones de la demanda energética por sectores y tipos de energía. A su vez, dichas proyecciones de demanda tienen como cimientos previsiones de la evolución de determinadas variables socioeconómicas como las que supone la población, el Producto Interior Bruto, la evolución de los precios del petróleo o incluso el desarrollo esperado de tecnologías y, con ellos, los costes asociados a la instalación de sistemas en pleno desarrollo como el almacenamiento energético.

### 2.5.1 PROYECCIONES DE DATOS SOCIOECONÓMICOS

Los principales datos socioeconómicos que son usados para la construcción de los distintos escenarios de planificación son la población y el PIB.

#### 2.5.1.1 Evolución prevista de la población en Canarias

A nivel de Canarias existen dos referencias oficiales a través de las cuales puede definirse la población que existiría en las islas durante el horizonte de planificación. Estas referencias son:

- \* **Informe sobre la Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico:** El informe CES 1/2019 fue aprobado en sesión del Pleno del Consejo Económico y Social de Canarias con fecha a 22 de mayo de 2019 y planteaba la evolución prevista de la población de Canarias entre los años 2020 y 2033, trazándose tres escenarios (inferior, central y superior).
- \* **Estimación de población desarrollada por el Instituto Nacional de Estadística (INE):** En el año 2018 el INE desarrolló una estimación de la población a nivel nacional que cubría el periodo comprendido entre ese mismo año y 2068. Posteriormente, a finales de septiembre del año 2020, el INE publica una revisión de estas estimaciones con el objetivo de ajustarlas para adaptarse a las consecuencias de la crisis sanitaria y los cambios migratorios producidos en los últimos años. Esta revisión define la situación a nivel nacional para el periodo comprendido entre 2020 y 2070 y a nivel de comunidades autónomas para el periodo 2020-2035.



La estimación publicada en el informe CES 1/2019 propone que para el escenario central la población total de Canarias alcanzaría los 2.493.986 habitantes. Para ese mismo año, las estimaciones iniciales del INE proponían una población de 2.541.104, habiéndose rebajado en la revisión de septiembre de 2020 hasta los 2.392.729 la cifra de habitantes.

En ninguna de las dos referencias disponibles existe una desagregación de la población a nivel de islas. Esto unido a la necesidad de completar la serie hasta el año 2040 motivó la ejecución de un modelo específico para determinar la población existente en cada isla para el periodo comprendido entre los años 2020 y 2040. Dada la alta correlación existente entre la población de Canarias y la cifra de población nacional se utilizó un método de regresión lineal que en base a la última estimación de población a largo plazo del INE para el global de España, estima la población por islas para el horizonte deseado.

Se presenta en la siguiente tabla la estimación de la población por islas para el periodo comprendido entre el año 2020 y 2040. Adicionalmente, se presenta la evolución histórica para el periodo 2000-2019.

Población de Canarias por islas								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	741.161	709.365	96.310	60.124	82483	18.300	8.533	<b>1.716.276</b>
2005	802.247	838.877	123.039	86.642	85252	21.746	10.477	<b>1.968.280</b>
2010	845.666	906.854	141.437	103.492	87324	22.776	10.960	<b>2.118.509</b>
2015	847.830	888.184	143.209	107.367	82346	20.783	10.587	<b>2.100.306</b>
2019	851.231	917.841	152.289	116.886	82.671	21.503	10.968	<b>2.153.389</b>
2022	885.010	954.264	158.332	121.524	85.952	22.356	11.403	<b>2.238.842</b>
2023	895.121	965.165	160.141	122.913	86.934	22.612	11.534	<b>2.264.418</b>
2025	914.521	986.084	163.612	125.577	88.818	23.102	11.783	<b>2.313.497</b>
2030	959.011	1.034.055	171.571	131.686	93.139	24.226	12.357	<b>2.426.044</b>
2035	985.110	1.062.196	176.241	135.269	95.673	24.885	12.693	<b>2.492.067</b>
2040	1.003.208	1.081.711	179.478	137.755	97.431	25.342	12.926	<b>2.537.851</b>

Tabla 14 Población de Canarias por isla

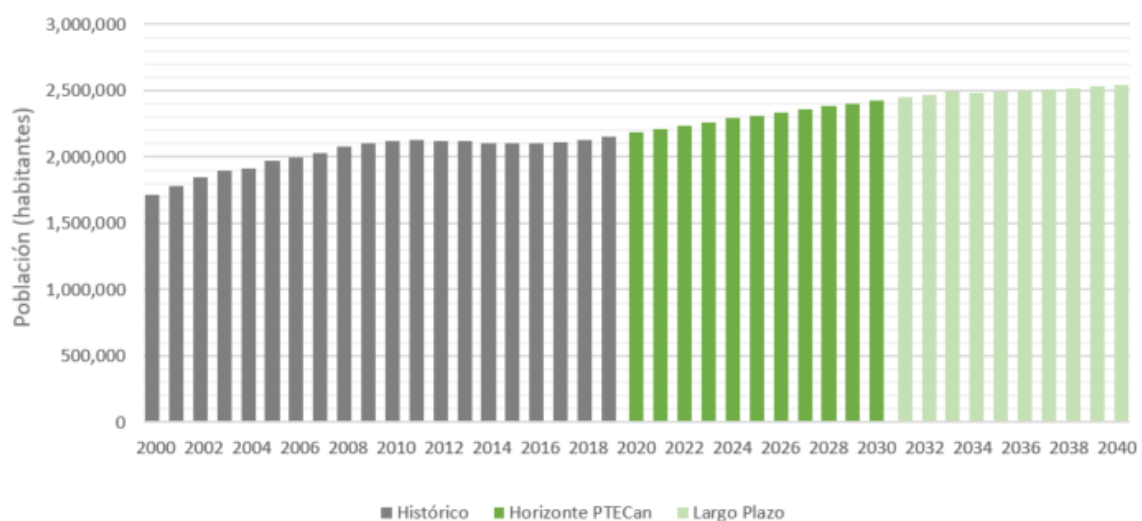


Ilustración 25 Estimación de población en Canarias para el horizonte 2020 – 2040

La estimación desarrollada proyecta que la población de Canarias se situaría en 2.426.044 habitantes en el año 2030 en coherencia con lo establecido en el informe CES 1/2019 aprobado

a mediados del año 2019 en Pleno del Consejo Económico y Social de Canarias. La población continúa en crecimiento sostenido hasta el año 2040 no sobrepasándose nunca la cifra de los 2.550.000 habitantes. Dichas proyecciones son también coherentes con los datos publicados por el INE.

### 2.5.1.2 Evolución prevista del Producto Interior Bruto en Canarias

Existen varias fuentes de información que pueden ser consultadas como referencia para establecer la situación del PIB en Canarias. Entre las fuentes más destacadas se encuentra las previsiones del Banco de España, el Fondo Monetario Internacional (FMI) o la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD). Existen otros organismos que proveen este tipo de previsiones pero a la hora de decidir si los datos que se ofrecen son una fuente válida, es importante en estos momentos analizar si dichas fuentes de datos han sido ajustadas teniendo en cuenta las consecuencias de la crisis sanitaria.

La crisis sanitaria producida por el virus COVID-19 ha provocado un detrimento de la economía de Canarias (al igual que para el resto del territorio nacional y el mundo) como consecuencia de la limitación de movilidad. Esta limitación de la movilidad fue necesaria para reducir la curva de contagios y supuso el cierre durante meses de la principal actividad económica del archipiélago, el turismo y el sector servicios en general.

Desde el inicio de la pandemia, los expertos han señalado que esta crisis causaría una coyuntura drástica de la economía si bien la recuperación sería igual de rápida (lo que han asemejado a una forma en V). Tras un periodo de confinamiento variable, se comenzó a reactivar la economía e incluso el sector turístico mediante la aplicación de ciertas normas como el uso obligatorio de mascarillas o incluso la exigencia de controles PCR a pasajeros para entrar en el archipiélago. A diciembre de 2020 ya se disponían de varias alternativas de vacunas que prometen altas eficacias y se proponen calendarios de vacunación a toda la población comenzando por los colectivos más vulnerables. A Mayo de 2021, la cifra de población vacunada con la pauta completa suponía aproximadamente el 15%, si bien había recibido una primera dosis cerca del 25% de la población. En Enero de 2022 el 77,5% de la población canaria ya había recibido dos dosis y a parte de la población se le había administrado la vacuna de refuerzo (tercera dosis). La actividad económica se recupera pero con cierta prudencia con sucesivas olas de aumento y reducción de contagios.

De una u otra forma, queda patente que la situación existente en la actualidad tiene una alta incertidumbre. Esta alta incertidumbre puede observarse en las estimaciones oficiales de PIB generadas por los distintos organismos oficiales. Así pues, las estimaciones de la OECD auguraban caídas de hasta el 14% mientras que los valores ofrecidos por el Gobierno de España se situaban sobre el 10% (ambos referidos a 2020).

Previsiones oficiales de PIB a precios constantes [Base 2015]					
Año	OECD (Esc.1)	OECD (Esc.2)	FMI	EpData	Previsión Gov. España
2019	2,0%	1,98%	1,98%	2,00%	2,00%
2020	-11,1%	-14,36%	-8,00%	-12,80%	-9,20%
2021	7,5%	4,98%	4,28%	6,30%	6,80%

Tabla 15 Previsiones oficiales de PIB a precios constantes [Base 2015]

Generalmente, las proyecciones de PIB se realizan para un horizonte temporal de cuatro años debido a la alta variabilidad de este indicador. Problemas como la crisis económica del 2008 o la

crisis sanitaria del 2020 no son fácilmente predecibles y no siempre es posible encontrar señales explicativas que permitan anteponerse a estas situaciones. Quizás, el organismo más fiable que produce estimaciones a largo plazo es la OECD. No obstante, sus estimaciones se refieren a la situación macroeconómica y se quedan a nivel nacional. Además, dichas estimaciones sólo son revisadas cuando las desviaciones producidas son de considerable importancia.

Para los estudios desarrollados en el PTECan necesariamente debe obtenerse una proyección de PIB a largo plazo. Además, dichas proyecciones deben ser generadas por islas para que realmente sean útiles. Es por ello que se ha construido un modelo de regresión multivariable utilizándose la técnica Random Forest. El modelo desarrollado usa como datos de partida las estimaciones a largo plazo generadas por la OECD para España en el periodo comprendido entre 2020 y 2060, detectándose los patrones de variación existentes entre dicha señal explicativa y la variable respuesta, en este caso el Producto Interior Bruto de cada isla. Antes de la ejecución del modelo se desarrolló un análisis de correlaciones con el objetivo de confirmar que el procedimiento de ajuste empleado era válido o, por el contrario, no podría ser aplicado. Se observó que el coeficiente de correlación era superior al 90% en todas las islas cuando se predecía el PIB a precios corrientes, pero en la mayoría de los casos era inferior cuando se analizaba a precios constantes. Es por ello que en una primera fase las estimaciones fueron generadas para precios corrientes y posteriormente se traducían a precios constantes usando como referencia los valores históricos de precios corrientes y constantes para Canarias entre los años 1990 y 2020. De esta forma se lograban las estimaciones de PIB a precios constantes de una forma más precisa.

Coeficientes de correlación entre variables explicativa (PIB Estatal) y respuesta (PIB Insular)								
Variable	G.Can	Tenerife	Lanz.	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Correlaciones Corrientes	98.992%	97.789 %	95.660 %	94.506 %	93.925%	89.024%	89.877%	98.527%
Correlaciones Constantes	70.853%	98.991 %	87.957 %	89.807 %	90.839%	81.426%	86.856%	97.603%

Tabla 16 Coeficientes de correlación entre variable explicativa y respuesta

En el modelo desarrollado ya se tiene en cuenta las previsiones más precisas generadas por el mismo organismo para el periodo comprendido entre 2020 y 2025. Se presentan en la siguiente tabla los resultados de la estimación generada específicamente para los objetivos promovidos en el PTECan.

Producto Interior Bruto a precios constantes (miles de €)								
Años	G. Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	14.967.551	14.535.094	2.490.891	1.598.760	1.194.587	294.065	120.408	<b>35.201.355</b>
2010	15.949.182	18.002.679	2.856.707	1.972.407	1.609.450	421.461	203.627	<b>41.015.511</b>
2020	15.193.984	17.045.601	3.123.473	2.164.679	1.407.288	385.118	182.118	<b>39.502.260</b>
2022	16.408.358	19.107.436	3.447.410	2.468.986	1.566.966	424.862	206.630	<b>43.630.649</b>
2023	16.735.865	19.747.012	3.554.503	2.572.429	1.616.898	438.561	215.660	<b>44.880.928</b>
2025	17.069.893	20.555.821	3.704.566	2.719.974	1.681.175	458.796	229.907	<b>46.420.133</b>
2030	18.054.232	22.180.300	3.773.472	2.791.580	1.854.941	498.114	243.112	<b>49.395.750</b>
2035	18.751.705	23.459.503	3.985.710	2.980.011	1.963.869	527.509	260.382	<b>51.928.688</b>
2040	19.426.683	24.658.494	4.184.972	3.154.932	2.065.847	555.020	276.368	<b>54.322.317</b>

Tabla 17 Producto Interior Bruto a precios constantes en miles de €

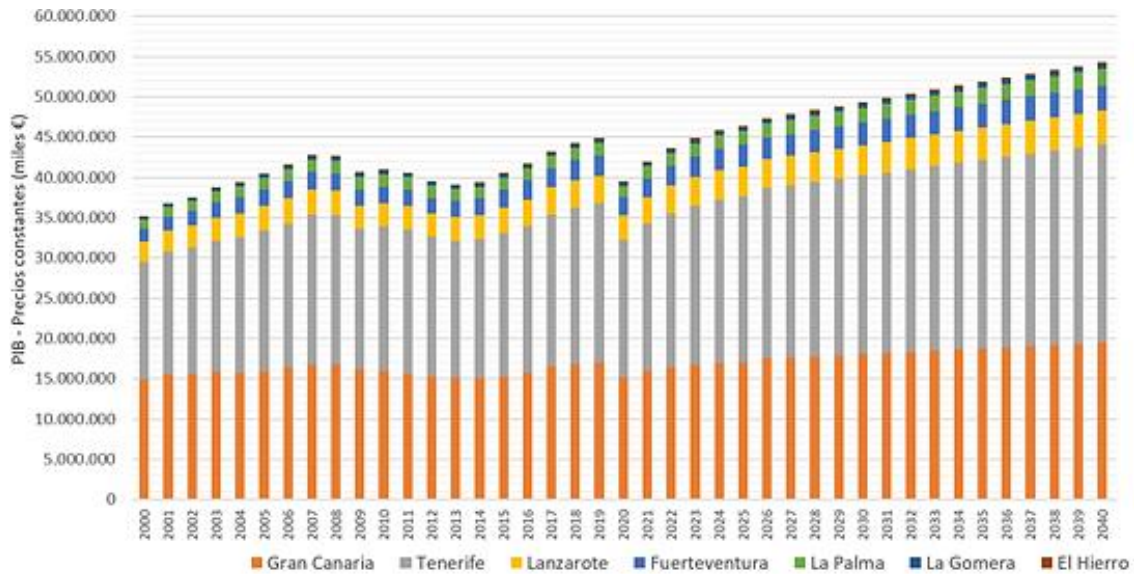


Ilustración 26 Producto Interior Bruto a precios constantes en miles de €

De la misma forma, si se analizan las tasas de variación interanual, se observa que la caída media en Canarias se situaría en el -12%, produciéndose un rebote de la economía en el año 2021 (valores de crecimiento del 6%) seguido de variaciones interanuales de menor cuantía hasta establecerse en crecimientos por año del 1%. Las islas de La Palma, La Gomera y El Hierro presentan menos tendencia a la variación interanual que el resto de islas del archipiélago.

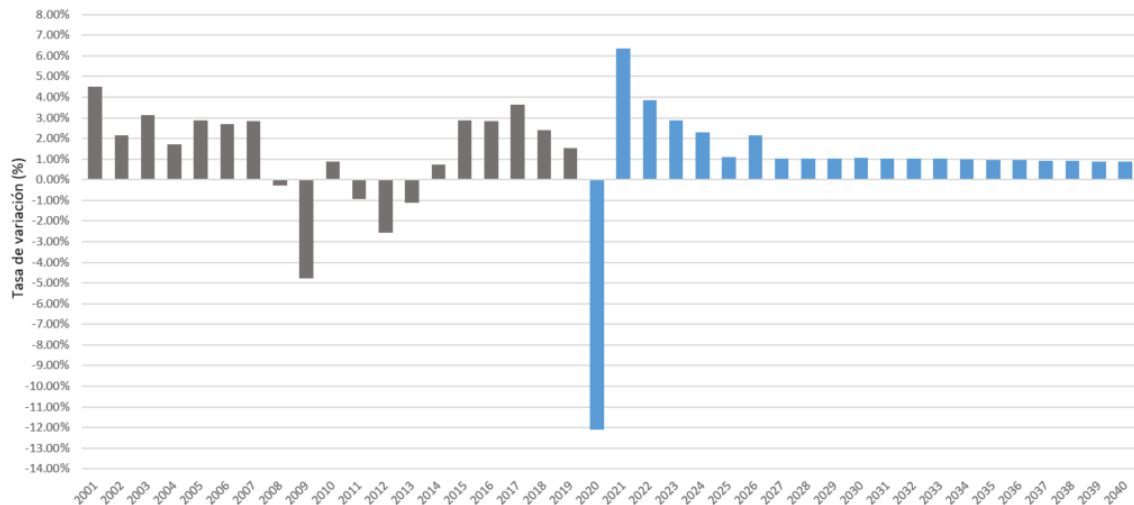


Ilustración 27 Tasa de variación interanual del PIB (%)

Tanto para el PIB como para la población se han presentado los valores históricos hasta el año 2000. Estos valores históricos son también necesarios para la construcción de los modelos de predicción de demanda.

### 2.5.2 ESTIMACIONES DEL PARQUE AUTOMOVILÍSTICO DE CANARIAS

Sin entrar en valorar aún el modelo de transporte establecido para descarbonizar la movilidad terrestre de Canarias, se define en este apartado el parque automovilístico previsto en el horizonte hasta 2040 con el objetivo de que dicha proyección sirva de soporte para las tres alternativas al modelo energético definidas en el PTECan.

La previsión de crecimiento del parque automovilístico de Canarias ha sido generada en el marco de la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias. Tal como se argumenta en dicha estrategia, la estimación se obtiene mediante el método de regresión multivariable Random Forest. El modelo usa como datos de partida las variables socioeconómicas de población y PIB (anteriormente definidos). Adicionalmente, se ha incorporado una variable que trata de definir la efectividad de las políticas de movilidad colectiva en las Islas Canarias, el ratio de número de vehículos por habitante.

Con el objetivo de comprobar la efectividad de las señales seleccionadas para la estimación del parque automovilístico se ha realizado un análisis de correlaciones lineales por el método de Pearson. Se obtiene que para la población el coeficiente de correlación respecto al parque automovilístico supera en todas las islas el 70%, siendo mayor la correlación en islas de mayor densidad poblacional. En el caso del PIB, las circunstancias manifestadas son ciertamente semejantes, si bien las correlaciones son ligeramente superiores. El modelo mencionado ha sido ejecutado isla por isla, generando una predicción insularizada de evolución del parque automovilístico por año.

Respecto al éxito de las políticas de Uso Racional del transporte han sido calculados dos escenarios diferenciados. En el primer escenario no se considera el ratio de número de vehículos por habitante lo que simula la situación tendencial en la cual no se aplican medidas de uso racional de la energía en el sector de la movilidad terrestre. Por su parte, en el segundo escenario sí se asume que en el periodo comprendido entre 2020 y 2040 se potenciarían este tipo de políticas hasta alcanzar una situación en la que el ratio de vehículos por habitante se reduciría en un 20% respecto a lo actual. A modo de referencia conviene mencionar que esta tasa es en la actualidad de 0,8 Vehículos/habitante y se propone que para para el año final de planificación este se establezca en 0,6 Vehículos/habitante.

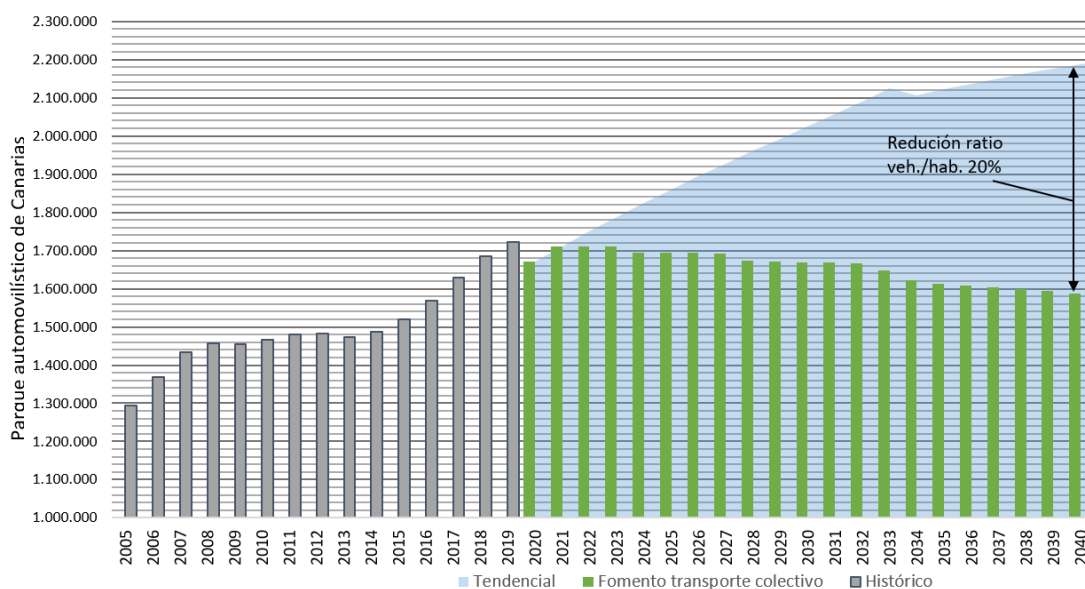


Ilustración 28 Parque automovilístico de Canarias

Se presentaba en la ilustración anterior la evolución prevista del parque automovilístico de Canarias. Al primero de los dos escenarios mencionados se le ha nombrado como “Escenario Tendencial” mientras que al segundo se le ha definido como “Escenario de Fomento de la movilidad sostenible”. De la misma forma, se expone en la siguiente tabla la proyección del parque automovilístico por islas

Parque automovilístico de Canarias en el horizonte 2020 - 2040									
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS	Veh/hab
2005	488.906	578.345	95.157	55.367	57.632	12.346	6.504	<b>1.294.257</b>	0,66
2019	654.793	751.702	131.242	90.645	69.694	15.711	9.139	<b>1.722.927</b>	0,80
2022	655.351	755.787	160.650	91.356	64.451	13.869	8.832	<b>1.750.297</b>	0,782
2023	673.680	772.139	162.485	92.843	63.805	13.786	9.045	<b>1.787.782</b>	0,790
2025	708.851	803.516	166.007	95.697	62.564	13.626	9.452	<b>1.859.714</b>	0,804
2030	789.506	875.470	174.083	102.241	59.720	13.261	10.386	<b>2.024.668</b>	0,835
2035	836.821	917.681	178.820	106.080	58.051	13.046	10.934	<b>2.121.434</b>	0,851
2040	869.631	946.951	182.106	108.742	56.894	12.898	11.314	<b>2.188.536</b>	0,862

Tabla 18 Parque automovilístico previsto de Canarias en el horizonte 2020 – 2040

### 2.5.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA DE CANARIAS

Una vez conocidos los escenarios previstos de evolución de variables socioeconómicas y del parque automovilístico ya es posible estimar la evolución prevista de la demanda eléctrica en Canarias. En este caso cabe hacer una distinción entre la demanda derivada de los usos generales de la energía eléctrica que actualmente se acometen de los aumentos de consumo progresivos que se derivan con la electrificación de algunos medios de transporte. Es por ello que en este apartado se presenta de manera diferenciada la demanda prevista de los usos generales de la energía de la que previsiblemente se requeriría con la electrificación del transporte. Para todos los casos, las estimaciones se proyectan hasta el año 2040 sirviendo de soporte para los modelos desarrollados en las tres alternativas al modelo energético de Canarias.

En todos los casos se vuelve a recurrir a la técnica estadística de Machine Learning Random Forest como técnica de regresión multivariable seleccionada para el desarrollo de las estimaciones matemáticas. Como variables explicativas de estos modelos se usan el PIB, la población y, en el caso de la demanda del vehículo eléctrico, la evolución prevista del parque automovilístico de Canarias. Las peculiaridades de cada una de las dos proyecciones se definen en los siguientes subapartados.

#### 2.5.3.1 Evolución prevista de demanda eléctrica general

En este caso, la referencia que se pretende predecir es la demanda eléctrica de Canarias, usándose como serie temporal los datos históricos de demanda eléctrica por islas publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019. Como indicación del grado de predictibilidad de la señal, se realiza un análisis de correlaciones lineales entre cada variable explicativa del modelo y la demanda eléctrica. En los casos en los cuales los coeficientes de correlación son inferiores al 70%, se elimina la variable explicativa dado que tiende a distorsionar el resultado.

Análisis de correlaciones de demanda eléctrica con población y PIB								
Indicadores	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Población	77,6%	93,5%	87,5%	90,8%	9,9%	78,5%	89,0%	<b>90,2%</b>
PIB	88,6%	88,2%	81,9%	81,3%	94,4%	88,6%	92,0%	<b>83,0%</b>

Tabla 19 Análisis de correlaciones de demanda con población y PIB

En este punto cabe distinguir entre dos situaciones. Por un lado nos encontraríamos con la situación tendencial. Según el análisis realizado, en la situación tendencial la demanda de

energía eléctrica sería creciente como consecuencia del aumento previsto del PIB y, en menor medida, de la población según los términos fijados en los escenarios socioeconómicos. No obstante, es importante considerar que la aplicación de políticas de eficiencia energética es de obligado cumplimiento y en el PNIEC 2021-2030 ya se orquesta un conjunto de medidas para conseguir una reducción del consumo en términos de energía primaria del 39,6% en el año 2030. En el caso particular de Canarias, ese objetivo se ha establecido en el 30% motivado en que, a diferencia de en la península, las condiciones climáticas de Canarias son muy estables y parte de las acciones propuestas para el Estado no tendrían el mismo efecto en Canarias. Además, en los últimos años se ha avanzado mucho en la mejora de la eficiencia en todos los sectores, y a pesar de que sigue quedando camino por delante, cada vez es más difícil conseguir una reducción notoria de la demanda en cualquier sector.

Obviamente, para alcanzar el citado objetivo es imprescindible aplicar políticas de eficiencia energética en todos los sectores de la actividad. Este asunto se trata en el Capítulo 8 del PTECan pero también es importante tener en cuenta que parte de la reducción de energía primaria viene como consecuencia de la sustitución de medios de generación por tecnologías que generalmente son más eficientes. A modo de ejemplo, la generación térmica convencional presenta un rendimiento en el mejor de los casos del 45% aunque hay grupos cuyas eficiencias son inferiores al 30%. La sustitución de parte de la energía que actualmente es aportada por estas tecnologías con energía eólica, ya supondría una reducción en términos de energía primaria. Algo semejante ocurre con la energía solar térmica, pudiendo ser utilizada para sustituir consumos eléctricos en sectores como el residencial, donde la producción de Agua Caliente Sanitaria representa el 19,6% del consumo eléctrico y el consumo eléctrico del sector residencial supone el 35,5% del consumo eléctrico del archipiélago. Estas son las razones por las que se considera posible llegar a ese objetivo en el año 2030.

Tal como se establece en el PNIEC, las políticas de eficiencia energética deben ser naturalmente priorizadas a cualquier otro tipo de actuación siguiendo la base de que la mejor energía es la que no se consume. El planteamiento sugerido es tratar de priorizar estas actuaciones hasta el año 2030. A partir del año 2030 las mejoras que podrían ser obtenidas serán cada vez menores dado que no habría margen de maniobra. El objetivo definido en términos de demanda eléctrica propone continuar con una demanda eléctrica un 30% inferior a la proyectada en la situación tendencial. Al usar esta estimación se observa que la mejora en eficiencia energética ya no sería muy significativa porque se habría aplicado la gran parte de las actuaciones posibles para reducir la demanda.

En este punto conviene comentar que se produce un cierto solape entre las estimaciones de la demanda y los objetivos de descarbonización. Esta interrelación no puede ser evitada ya que la demanda depende directamente de la eficiencia energética que sería aplicada. Por ello, se asume un procedimiento semejante al descrito para el transporte por carretera. Así pues, en este apartado se define el objetivo de eficiencia energética pero las actuaciones llevadas a cabo se establecen en el capítulo 8 por alternativas al modelo. Se cumpliría con ello los objetivos comunitarios y nacionales.

Se obtienen dos escenarios que se muestran en la siguiente ilustración. Se representan con áreas la evolución tendencial de la demanda eléctrica y con barras la situación prevista si se aplicaran políticas de eficiencia energética. Según lo descrito, la reducción del consumo ha sido proyectada asumiendo que el mayor avance se obtendría en los primeros años de aplicación del plan, siendo cada vez más difícil reducir el consumo eléctrico en el archipiélago canario. La

reducción del consumo eléctrico sería del 30% en el año 2030 respecto a la situación tendencial y del 29% en el año 2040 conforme con las medidas que son presentadas en el Capítulo 8 de este documento.

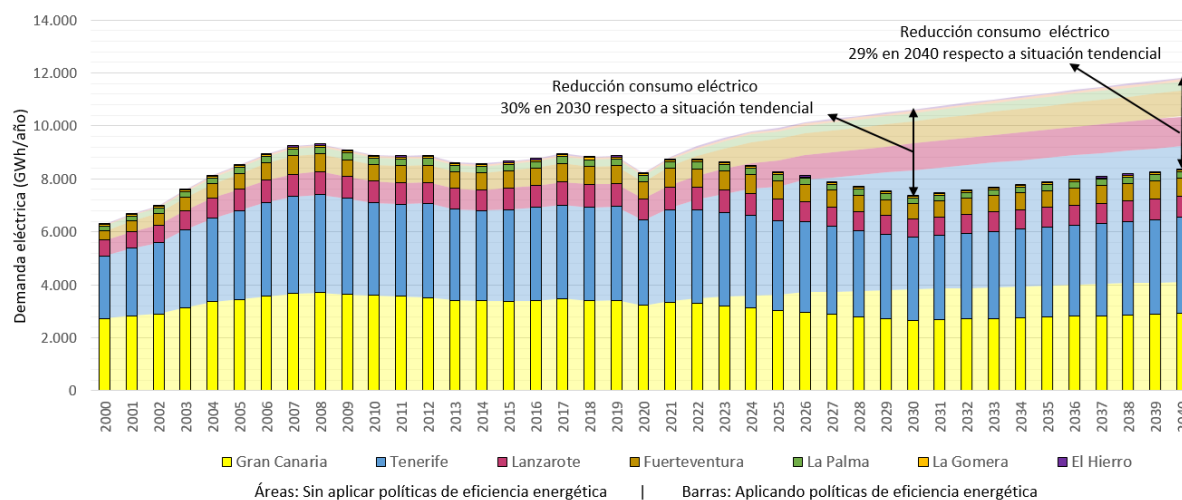


Ilustración 29 Demanda eléctrica de Canarias (GWh/año)

A efectos de simulación del parque de generación necesario para la producción de esta energía eléctrica, se usa la estimación que asume la aplicación de políticas de eficiencia energética. Se presentan dichos valores en la siguiente tabla, donde también se muestran los valores históricos de la demanda por islas.

Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	<b>6.292</b>
2010	3.594	3.505	816	617	251	71	41	<b>8.895</b>
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	<b>8.874</b>
2022	3.292	3.531	860	696	248	68	43	<b>8.739</b>
2023	3.213	3.526	850	698	245	67	44	<b>8.643</b>
2025	3.014	3.412	816	684	234	65	43	<b>8.268</b>
2030	2.656	3.130	694	587	216	58	38	<b>7.379</b>
2035	2.786	3.389	742	638	231	62	42	<b>7.891</b>
2040	2.911	3.632	788	686	246	66	45	<b>8.373</b>

Tabla 20 Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética (GWh/año)

### 2.5.3.2 Evolución prevista de demanda vehículo eléctrico

La evolución prevista de la demanda del vehículo eléctrico no puede ser predicha con los métodos clásicos debido a que el impacto del vehículo eléctrico en la red eléctrica de Canarias todavía es mínimo. De la misma forma, no existe monitorización diferenciada de la demanda producida por este nuevo consumo (al menos no accesible). Como consecuencia, para estimar la demanda eléctrica del vehículo eléctrico es requisito indispensable apoyarse en la estimación del parque automovilístico y el consumo medio por tipo de vehículo. La situación general proyectada es el uso de este medio de movilidad para vehículos ligeros, principalmente turismos, furgones, motocicletas o cualquier otro tipo no clasificado como camión o autobús.



Demanda eléctrica debida al vehículo eléctrico en Alternativa de descarbonización a 2040 (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2018	2	2	0	0	0	0	0	5
2022	34	40	13	4	5	1	1	100
2023	59	70	21	7	8	2	2	168
2025	125	148	38	16	16	4	4	350
2030	391	465	98	52	45	11	8	1.070
2035	802	953	180	111	89	20	13	2.167
2040	1.359	1.612	284	190	146	31	18	3.640

Tabla 21 Demanda eléctrica debido al vehículo eléctrico en Alternativa de descarbonización a 2040 (GWh/año)

Si bien la tendencia de consumo de energía eléctrica debería ser a la baja, la realidad es que la entrada del vehículo eléctrico supondría un aumento del consumo de energía eléctrica. No obstante, esto no significa que haya una pérdida de eficiencia a nivel de sistema energético, ya que ese aumento de consumo de electricidad se vería compensado con una disminución drástica del uso de combustibles de interior y, específicamente, las gasolinas y gasóleos de automoción.

De la misma forma, tal como se evalúa en la Estrategia del vehículo eléctrico de Canarias, el vehículo eléctrico presenta una mejora en eficiencia energética ya que se utiliza una fuente de suministro más eficiente que la conseguida con los motores de combustión interna alternativos.

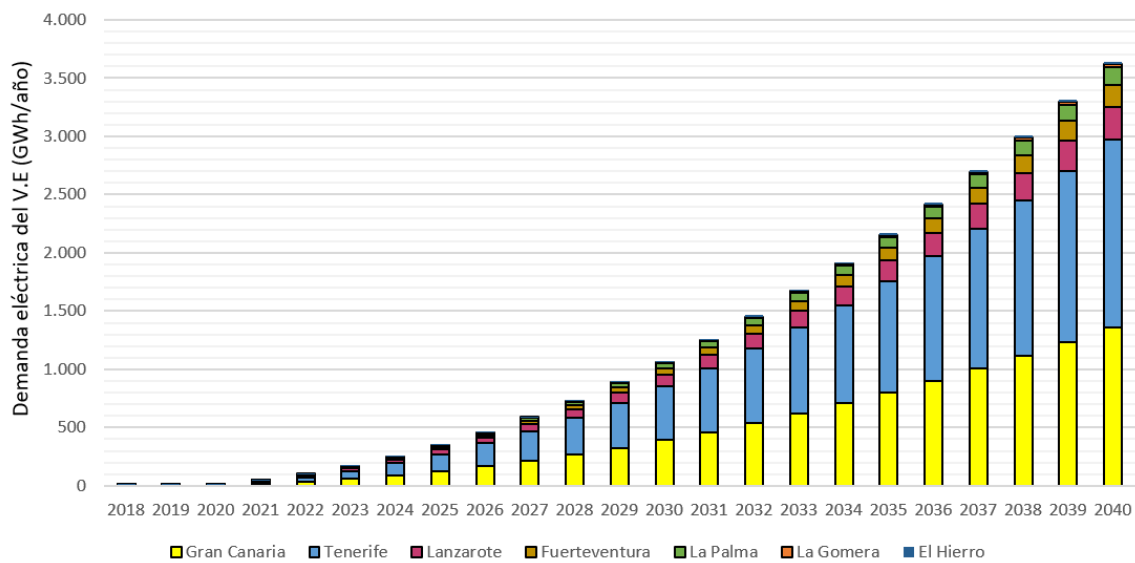


Ilustración 30 Demanda eléctrica debida al vehículo eléctrico en Alternativa de descarbonización a 2040 (GWh/año)

En la gráfica expuesta a continuación, se presenta la evolución de la demanda eléctrica agregando a los consumos generales del sector eléctrico los nuevos consumos derivados de la movilidad eléctrica. Adicionalmente, se expone mediante un área en el fondo de la ilustración la demanda eléctrica sin considerar el vehículo eléctrico a efectos de comparación. La demanda eléctrica alcanzaría los 12.014 GWh en el año 2040 si además de los usos generales se atienden los consumos del vehículo eléctrico.

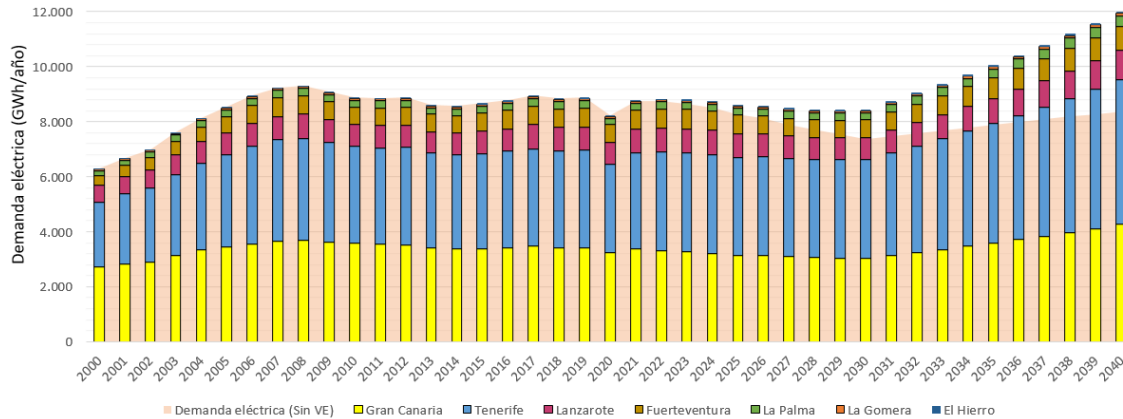


Ilustración 31 Demanda eléctrica agregada (General + V.E) a 2040 (GWh/año)

### 2.5.3.3 Evolución prevista de demanda del transporte marítimo eléctrico

Para alcanzar el objetivo de total descarbonización de Canarias es necesario que se implementen medidas incluso en el sector del transporte marítimo insular, el cual se encuentra fuertemente apoyado por el uso de combustibles fósiles. A diferencia del procedimiento empleado para el transporte terrestre, en este caso no se ha tenido acceso a un desglose detallado por tipos de embarcaciones. No obstante, sí se dispone de datos de consumo por tipo de combustibles los cuales pueden ser traducidos a energía eléctrica. El Anuario Energético de Canarias 2019 ofrece datos de consumo de combustible por tipo para el periodo comprendido entre 2000 y 2019. Haciendo uso de la metodología expuesta en el apartado 2.5.4 se estima la demanda de estos combustibles en el horizonte 2020-2040. En coherencia con lo citado en el resumen ejecutivo, el planteamiento propuesto supone la electrificación de los barcos de menor tamaño que describen recorridos de cercanía (barcos de recreo y pesqueros de pequeño calado), normalmente abastecidos con gasolinas y gasóleos. El aumento del consumo eléctrico derivado de este nuevo uso sería progresivo, comenzándose con el despliegue de esta tecnología a partir del año 2022.

Se presentan las estimaciones obtenidas planteándose que se atendería la electrificación progresiva hasta que el total de la flota de barcos propulsados con gasolinas y gasóleos sea sustituida por embarcaciones eléctricas.

Electrificación progresiva de barcos de gasolina y gasoil en escenario a 2040 - GWh								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	144	22	2	0	0	0	0	168
2023	222	36	3	0	0	0	0	261
2025	404	68	4	0	0	0	0	477
2030	869	173	10	1	1	0	0	1.054
2035	1.337	304	15	1	1	0	0	1.659
2040	1.752	465	19	2	2	0	0	2.240

Tabla 22 Electrificación progresiva de barcos de gasolina y gasoil en el escenario a 2040 (GWh/año)

La tendencia al alza de la demanda eléctrica derivada de este uso se produce como consecuencia del mayor aumento del número de barcos de cercanía electrificados en Canarias. No obstante, a medida que nos acerquemos al objetivo de descarbonización los pequeños aumentos de consumo se verían contrarrestados con las políticas de eficiencia energética aplicadas en el sector.

Esta situación se produciría más acentuadamente a partir del año 2046 según las simulaciones desarrolladas. Con anterioridad al año 2040, no se aprecian las reducciones de consumo porque aumenta a mayor medida la demanda eléctrica por uso de este tipo de motorizaciones.

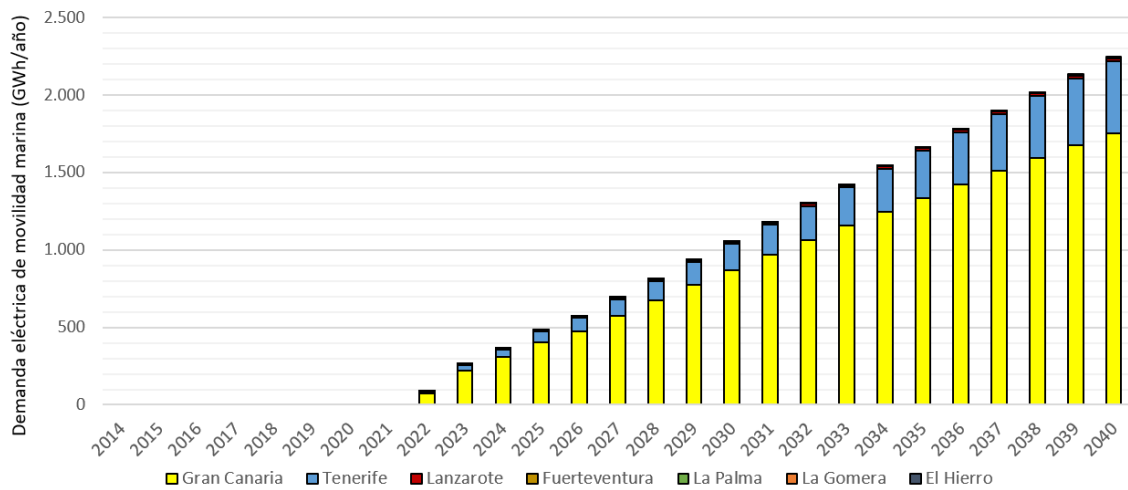


Ilustración 32 Demanda eléctrica de barcos de cercanía a 2040 (GWh/año)

Además se presentan en las siguientes ilustraciones la agregación de la demanda eléctrica general como la demanda del vehículo eléctrico y la demanda eléctrica derivada de la electrificación del transporte marítimo de cercanías.

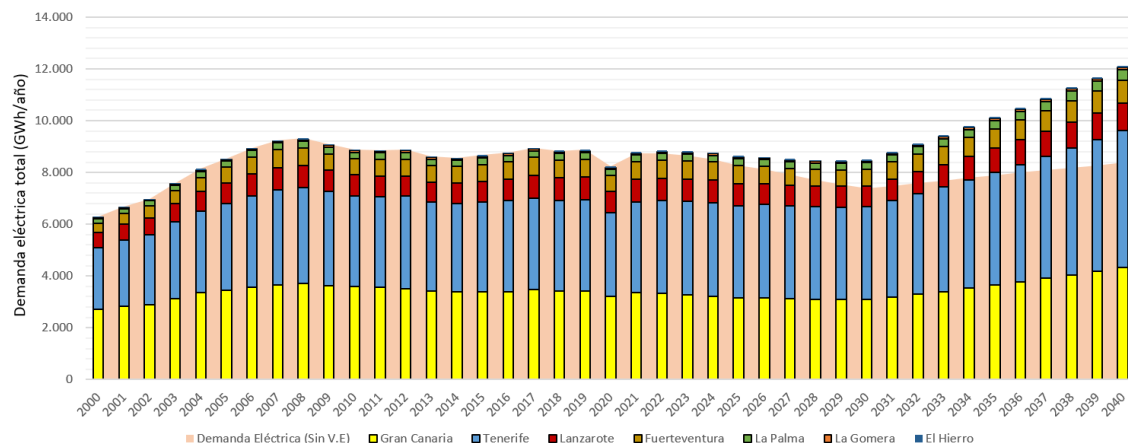


Ilustración 33 Demanda eléctrica agregada (General + V.E + T. Marítimo-Cercanías) a 2040 (GWh/año)

### 2.5.3.4 Evolución prevista de demanda eléctrica (total)

Dado que ha sido necesario hacer una descomposición de la demanda eléctrica para usos generales, transporte terrestre y transporte marítimo, se ofrece en este subapartado la suma de las demandas eléctricas totales por islas conforme a los estudios desarrollados. La proyección gráfica de estos datos ya ha sido mostrada en la Ilustración 33.

Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética, vehículo y navegación eléctrica (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	<b>6.292</b>
2022	3.333	3.573	874	700	252	70	45	<b>8.846</b>
2023	3.281	3.597	871	705	252	70	46	<b>8.823</b>
2025	3.155	3.565	856	700	250	69	47	<b>8.641</b>
2030	3.083	3.605	794	640	261	69	46	<b>8.499</b>

Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética, vehículo y navegación eléctrica (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2035	3.645	4.360	925	749	320	82	54	<b>10.136</b>
2040	4.344	5.273	1.075	877	392	97	63	<b>12.121</b>

Tabla 23 Demanda eléctrica total prevista a 2040 (GWh/año)

#### 2.5.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN CANARIAS

A pesar de que uno de los principales objetivos perseguidos en el PTECan es la reducción progresiva del uso de combustibles fósiles como uno de los principales responsables de las emisiones contaminantes producidas en nuestro sector energético, es necesario considerar su consumo hasta aquel momento en el que se logre su total sustitución por otras fuentes renovables que sean capaces de proveer el mismo servicio. Por ello, se proyecta la evolución prevista de los principales grupos de combustibles en el periodo comprendido entre los años 2020 y 2040. En este caso se producen tres situaciones diferenciadas que deben ser evaluadas.

- ✳ **Tendencial:** A través de la progresión histórica en el consumo de combustibles y la ejecución de los modelos de regresión se obtiene la estimación de la demanda de combustible tendencial. Este escenario representa el caso “Business as usual” en la cual se refleja la situación en la que no se lleva a cabo ninguna actuación en política energética y se seguiría consumiendo combustibles de manera semejante a como lo realizamos hoy en día.
- ✳ **Mejora debida al aumento de la eficiencia energética o reducción de energías primarias en cumplimiento del PNIEC 2021-2030:** Por otra parte, se plantea la situación intermedia en la cual se adoptan una serie de medidas de eficiencia energética en todos los sectores hasta lograr reducir el consumo de combustibles en la línea de la situación marcada por las normas comunitarias y nacionales. Esa reducción del consumo de energías primarias se situaría en el caso de Canarias sobre el 30% en 2030 respecto a la situación tendencial. La estrategia de descarbonización a largo plazo fija el horizonte de descarbonización en 2050. En este sentido, se proyecta que el paso intermedio por el año 2040 suponga una reducción del consumo de energía primaria del 45% respecto a la situación tendencial. En el caso de Canarias, para el año 2040 ya se habría descarbonizado la economía, razón por la cual el objetivo de reducción de energía primaria en este grupo se conseguiría sobradamente. Esto se trata con la tercera situación mencionada a continuación.
- ✳ **Alternativas al modelo energético de Canarias:** Fruto de las actuaciones previstas en el PTECan se pretende dejar de recurrir a ciertos grupos de combustibles usando para ello otros recursos energéticos renovables. Además, el momento en el que se lograría ese objetivo sería diferente según la alternativa seleccionada, planteándose en la alternativa 1 una estrategia más exigente que la que se presenta en la alternativa 2. A modo de referencia, se puede adelantar que en la situación tendencial el consumo de energía primaria rondaría los 4.007 kTep. Con las medidas implantadas en la Alternativa 1 se conseguiría reducir el consumo hasta los 2.824 kTep, lo que supone una mejora del 30% en el año 2030 respecto a la situación tendencial. Esto demuestra que el objetivo es alcanzable con las medidas propuestas en este plan.

En este capítulo sólo se presentan las estimaciones tendenciales y las derivadas de la eficiencia energética. Las relativas a las alternativas del modelo energético se analizarán en los siguientes capítulos en la medida que se vayan definiendo las acciones propuestas por el PTECan.

### 2.5.4.1 Evolución prevista de gasolinas

Para el desarrollo de las proyecciones de consumo de gasolinas se ha hecho uso de la técnica de regresión multivariable Random Forest. En este caso, los consumos de gasolinas de las islas de Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote y Fuerteventura tenían una correlación casi idéntica entre los datos de población y los datos de PIB. En este caso incluso se valoró la inclusión de los precios del petróleo en €/barril de Brent pero definitivamente se desestimó dicha solución dado que las correlaciones con la variable objetivo eran bajas y, adicionalmente, la incertidumbre de los precios del petróleo a largo plazo son elevadas y tendían a distorsionar el resultado. Las estimaciones de consumo de gasolinas se realizan en términos de toneladas métricas usando como referencia los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019. Posteriormente, las estimaciones son convertidas a toneladas equivalentes de petróleo para determinar el objetivo que habría que alcanzar en cuanto a reducción de energía primaria como consecuencia de las políticas de eficiencia energética obligatorias para las tres alternativas al modelo energético. Esa conversión era necesaria porque dicho cálculo se realiza de manera global para todos los tipos de combustibles y, lógicamente, las reducciones exigidas de consumo son mayores cuanto mayores sean los consumos de cada tipo de combustible. El paso a Tep permite unificar a una misma unidad de medida. Se presenta en la siguiente tabla sólo los resultados de la estimación para el caso que incluye la eficiencia energética, datos que son usados para el modelado energético.

Estimación de la demanda de gasolinas (Tm)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	221.636	262.336	42.361	28.836	21.306	4.066	2.458	<b>583.000</b>
2019	186.507	237.980	43.400	32.579	17.684	3.206	2.255	<b>523.612</b>
2022	166.495	199.329	40.571	28.791	18.051	3.402	1.999	<b>458.638</b>
2023	157.865	194.661	39.294	28.076	17.373	3.172	1.887	<b>442.328</b>
2025	140.185	180.095	36.734	26.502	16.357	2.826	1.692	<b>404.392</b>
2030	108.785	149.548	30.855	22.371	14.217	2.238	1.357	<b>329.372</b>
2035	91.483	133.459	27.537	20.154	12.668	1.849	1.145	<b>288.294</b>
2040	82.252	126.408	25.632	18.910	11.599	1.574	1.014	<b>267.390</b>

Tabla 24 Estimación de la demanda de gasolinas (Tm/año)

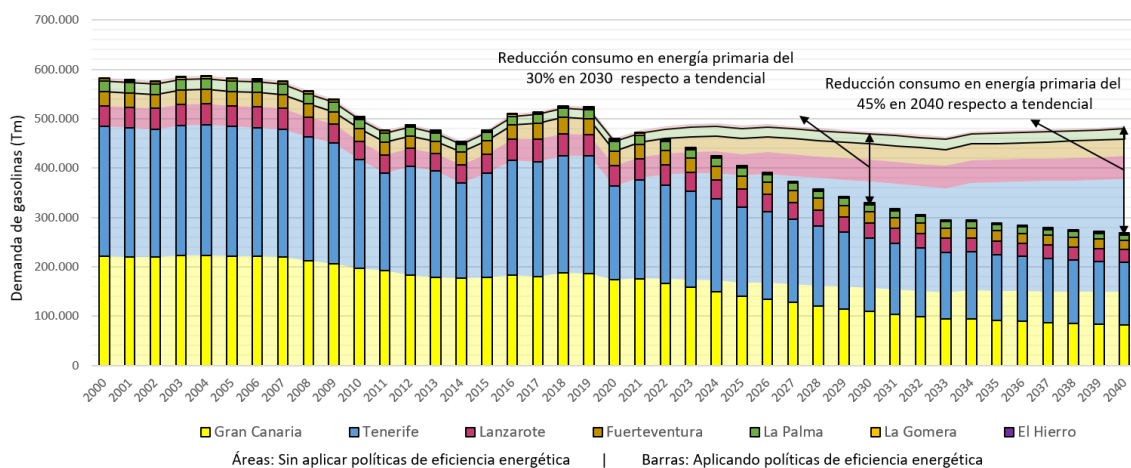


Ilustración 34 Estimación de la demanda de gasolinas (Tm/año)

En la gráfica anterior se representaba la demanda prevista de gasolinas hasta el año 2040 con la aplicación de políticas de eficiencia energética (representado con barras) y sin la aplicación de dichas políticas – tendencial (representado con áreas en el fondo de la ilustración).

También se muestran las reducciones previstas del consumo de este combustible para dar cumplimiento a los objetivos fijados. Cabe comentar que si se consiguiera la total descarbonización del transporte terrestre en el año 2040, el consumo de gasolinas sería prácticamente inexistente y, por tanto, se cumpliría con el criterio seguido en la proyección anterior.

### 2.5.4.2 Evolución prevista de gasóleos

La metodología de cálculo en el caso de los gasóleos es semejante a la expuesta para las gasolinas. No obstante, en este caso conviene hacer distinción de los consumos de combustibles por los distintos usos que se le da al gasoil en Canarias, destacándose el gasoil de interior, el gasoil para la producción de electricidad y el gasoil para consumos en transporte marítimo.

A pesar de que las estimaciones han sido desarrolladas por islas y tipo de combustible, a efectos de sintetizar la información en este documento sólo se presentan a continuación las estimaciones de la demanda de gasóleo total la cual incluye los distintos sectores que lo forman. No obstante, en el apartado 2.5.4.7 se muestra un resumen del desglose de gasóleos en función de su funcionalidad.

Estimación de la demanda de gasóleos (Tm)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	976.883	437.249	55.106	52.108	21.446	9.007	3.203	<b>1.555.000</b>
2019	934.133	766.435	75.463	91.842	31.780	5.201	3.466	<b>1.908.320</b>
2022	994.106	678.337	72.315	93.543	27.075	10.841	3.826	<b>1.880.043</b>
2023	953.178	692.596	71.074	94.779	26.538	10.218	3.713	<b>1.852.096</b>
2025	878.204	684.611	67.761	94.047	25.044	9.448	3.492	<b>1.762.609</b>
2030	736.106	648.655	57.412	81.195	22.423	8.299	3.002	<b>1.557.094</b>
2035	644.727	622.218	52.562	77.243	20.429	7.206	2.713	<b>1.427.098</b>
2040	589.946	617.091	50.033	75.835	19.430	6.327	2.547	<b>1.361.208</b>

Tabla 25 Estimación de la demanda de gasóleos (Tm/año)

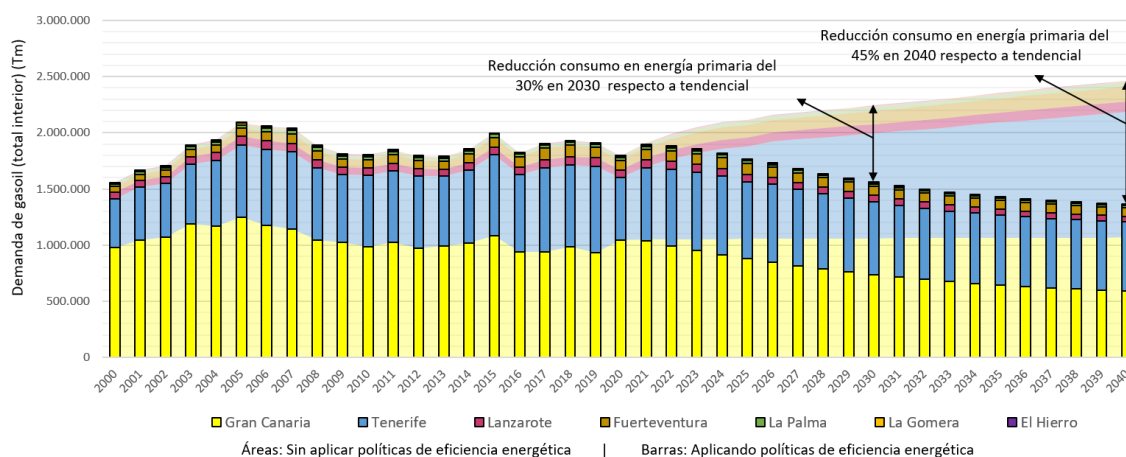


Ilustración 35 Estimación de la demanda de gasóleos (Tm/año)

De modo semejante a lo descrito en el subapartado anterior, la tendencia seguida en el sector es la completa eliminación en el uso de gasóleos para el año 2040 y, de alcanzarse ese objetivo, se cumpliría de sobra con la estimación realizada.

En relación con el transporte marítimo, el PTECan centrará sus medidas en la descarbonización del transporte marítimo insular. En este apartado sólo se presenta **la estimación de demanda de gasóleos global, si bien en el Capítulo 7 también se presentará una estimación sobre la parte de ese consumo de combustibles que es destinada a transporte insular.**

### 2.5.4.3 Evolución prevista de Diésel oíl

Se procede en este apartado a describir los consumos previstos de diésel oíl. También se emplea la técnica de regresión Random Forest para su estimación tomando como variables explicativas el PIB y la población. En este caso, existen islas donde el PIB presenta bajas correlaciones respecto al consumo histórico de diésel, razón por la que se ha decidido eliminar en esos casos la variable económica. Eso ocurre fundamentalmente en las islas de La Palma, La Gomera y El Hierro. Nuevamente, los consumos de diésel pueden ser desgregados en diésel oíl industrial, diésel oíl eléctrico y diésel oíl marítimo. Se presenta en la siguiente tabla el valor total por año e isla y se expone en el apartado 2.5.4.7 su desglose por funcionalidad.

Estimación de la demanda de Diésel oíl (Tm)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	116.981	58.048	2.210	2.725	0	19.729	25.370	225.062
2019	230.648	10.685	38	121	0	16.671	4.506	262.669
2022	100.218	8.704	515	487	0	11.981	8.613	125.456
2023	106.823	7.308	355	449	0	11.362	7.479	127.745
2025	107.688	4.968	133	361	0	10.192	5.663	121.032
2030	115.929	813	0	102	0	7.948	3.042	116.397
2035	118.719	0	0	35	0	6.769	1.520	114.799
2040	123.618	0	0	11	0	6.155	563	117.918

Tabla 26 Estimación de la demanda de diésel oíl (Tm/año)

Se sigue una tendencia semejante a la manifestada para el resto de grupos de combustibles. Por tanto, se alcanzaría ese objetivo en el año 2040 si se siguen las consignas marcadas en este plan en su paso intermedio por 2030.

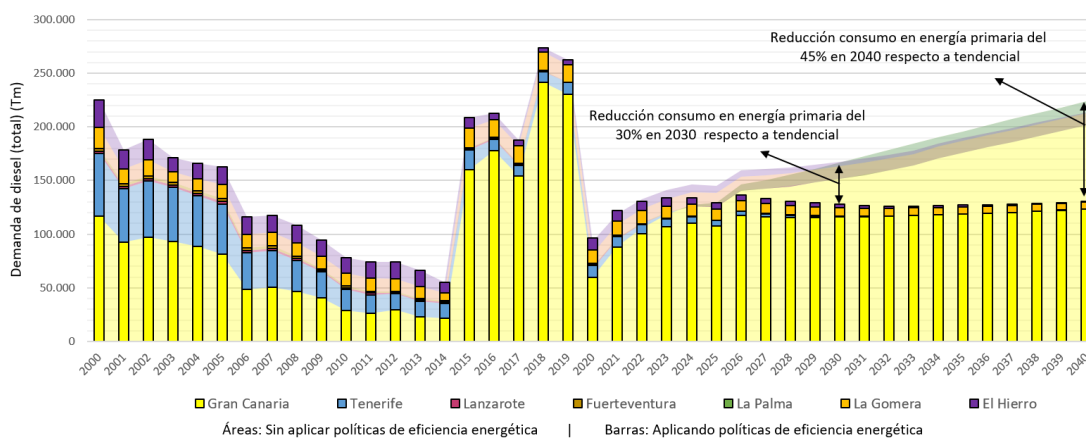


Ilustración 36 Estimación de la demanda de Diésel oíl (Tm/año)

En relación con el transporte marítimo, el PTECan centrará sus medidas en la descarbonización del transporte marítimo insular. En este apartado sólo se presenta **la estimación de demanda de diésel oil global, si bien en el Capítulo 7 también se presentará una estimación sobre la parte de ese consumo de combustibles que es destinada a transporte insular.**

#### 2.5.4.4 Evolución prevista de Fuel oil

El fuel oil se consume principalmente para usos industriales, la producción de energía eléctrica (principalmente en las islas de mayor demanda eléctrica) y en el sector marítimo (buques y barcos de gran tamaño). Se presentan en la siguiente tabla el valor total por año e isla de consumo de fuel oil y se expone en el apartado 2.5.4.7 su desglose por tipo de servicio ofrecido conforme a las categorías anteriormente descritas.

Estimación de la demanda de Fuel oil (Tm)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	1.669.326	1.091.969	192.095	132.261	62.675	326	0	<b>3.148.653</b>
2019	2.015.774	720.069	164.193	120.062	50.444	0	0	<b>3.070.541</b>
2022	1.893.564	933.296	160.178	116.220	52.298	0	0	<b>3.155.556</b>
2023	1.829.657	863.500	150.531	110.058	48.745	0	0	<b>3.002.491</b>
2025	1.698.374	759.318	134.858	99.670	43.278	0	0	<b>2.735.498</b>
2030	1.455.160	574.634	111.065	82.473	32.586	0	0	<b>2.255.918</b>
2035	1.294.173	461.443	93.228	70.526	26.521	0	0	<b>1.945.893</b>
2040	1.201.760	386.673	81.844	63.084	22.548	0	0	<b>1.755.910</b>

Tabla 27 Estimación de la demanda de Fuel oil (Tm/año)

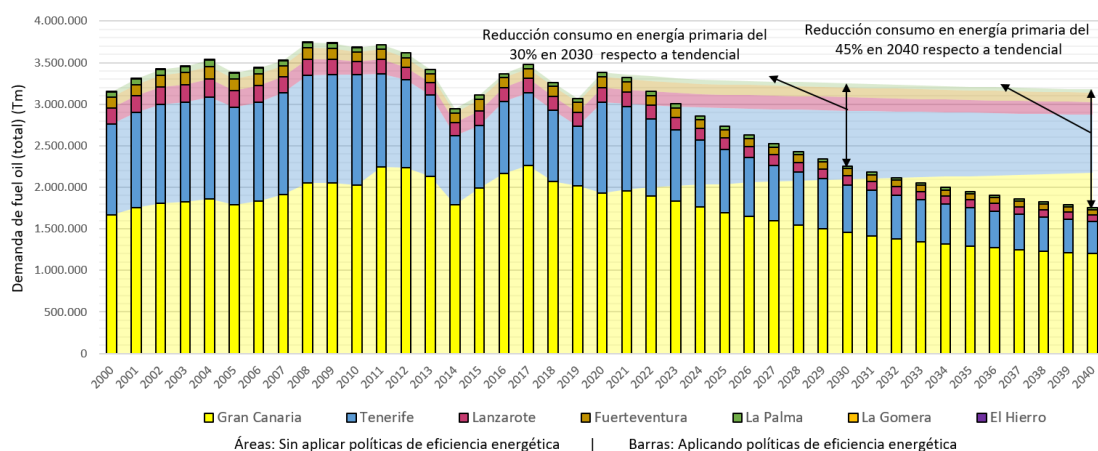


Ilustración 37 Estimación de la demanda de Fuel oil (Tm/año)

En relación con el fuel oil marino, **la estimación considerada en este análisis se refiere al global, si bien en el Capítulo 7 también se presentará una estimación sobre la parte de ese consumo de combustibles que es destinada a transporte insular.**

#### 2.5.4.5 Evolución prevista de Queroseno

El queroseno es el combustible que se está utilizando en Canarias para el sector del transporte aéreo. El transporte aéreo seguiría manteniéndose mediante el uso de este combustible, si bien podría ser sustituido por queroseno sintético el cual puede ser producido con energías renovables. Por todo ello, con independencia de que en el futuro exista la posibilidad de importar queroseno sintético en vez del convencional, se seguiría necesitando su uso para dar soporte a este subsector del transporte ya que en la actualidad no existen otras opciones que puedan considerarse viables y probadas como para sugerir el cambio de este modelo.



En este apartado se realiza una proyección del consumo de querosenos para el global de Canarias y tanto para dar soporte al transporte aéreo internacional, nacional como nacional. No obstante, las medidas del PTECan se centrarán en el transporte aéreo insular. **La estimación de la cantidad de combustibles requeridos para el transporte aéreo insular se establece en el Capítulo 7 relativo a movilidad sostenible en conexión con las medidas aplicadas.** En la estimación también se ha planteado la aplicación de políticas de eficiencia energética (que en este caso sería aplicado al sector de la aviación) como para el resto de combustibles.

Estimación de la demanda de Queroseno (Tm)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	324.951	392.834	139.627	122.361	15.959	0	0	995.733
2019	359.427	442.331	160.838	136.418	16.274	11	41	1.115.339
2022	306.555	374.088	150.481	135.820	12.140	2	9	979.094
2023	298.965	365.184	149.030	134.962	11.157	2	10	959.311
2025	280.160	344.150	143.505	130.636	9.464	2	12	907.929
2030	246.382	300.830	122.113	111.552	6.354	2	10	787.243
2035	222.902	272.046	113.184	103.390	4.755	2	11	716.291
2040	210.208	256.191	108.870	99.385	3.825	3	12	678.493

Tabla 28 Estimación de la demanda de Queroseno (Tm/año)

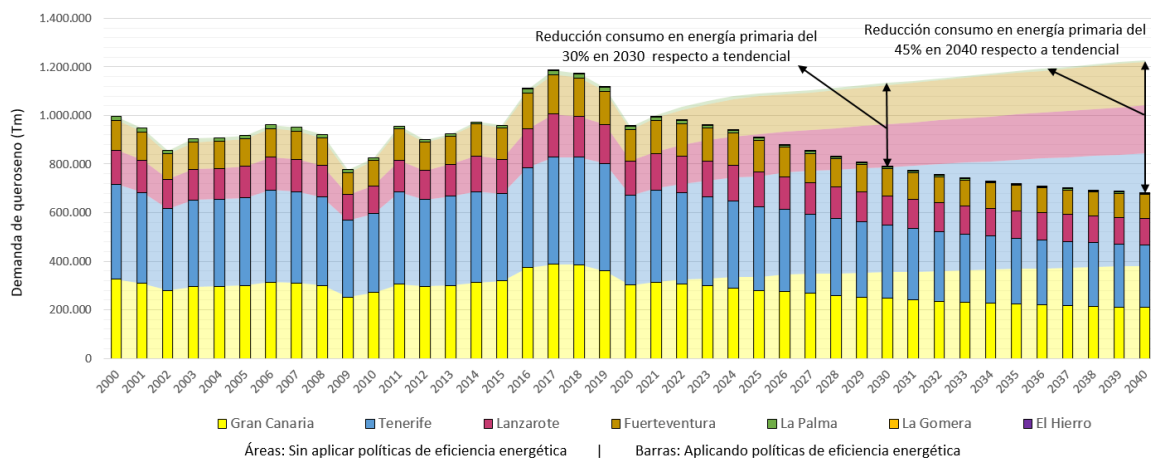


Ilustración 38 Estimación de la demanda de Queroseno (Tm/año)

### 2.5.4.6 Evolución prevista de Gases Licuados del Petróleo

Por último se presentan los Gases Licuados del Petróleo (GLP) que actualmente están siendo utilizados en las Islas Canarias, el butano, el propano y el autogás. Los tres tipos de GLP han sido proyectados haciendo uso de los datos históricos publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019 y los métodos de regresión anteriormente mencionados. En general, tanto el butano como el propano están siendo usados en Canarias para fines térmicos. El butano va reduciendo su demanda dado que para el calentamiento de Agua Caliente Sanitaria cada vez se usa más la energía solar térmica y en las cocinas está ampliamente aceptado el uso de vitrocerámicas. El propano se está usando en cocinas de restaurante. Si bien se plantean métodos alternativos de cocinas que no usan este combustible fósil, parece lógico pensar que el propano seguirá teniendo una alta proyección en el futuro dado que las alternativas no son lo suficientemente competitivas. En este caso, al igual que para los querosenos, se podría optar por su sustitución con el uso de biocombustibles o combustibles sintéticos. El autogás no está

muy extendido en el mercado, pero podría ser un primer paso a su conversión en el uso de biocombustibles.

Se presentan en la siguiente tabla el valor total por año e isla de consumo de GLP y se expone en el apartado 2.5.4.7 su desglose por butano, propano y autogás.

Estimación de la demanda de GLP (Tm)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	24.222	53.091	8.181	6.272	5.575	1.360	549	99.250
2019	21.712	42.897	8.216	8.328	3.320	755	342	85.570
2022	22.595	36.142	8.012	8.053	3.195	752	264	79.012
2023	21.686	34.601	7.736	7.920	2.925	655	231	75.754
2025	19.999	31.188	7.175	7.563	2.606	522	178	69.233
2030	16.812	24.494	5.849	6.418	1.908	315	115	55.910
2035	14.754	20.969	5.171	5.859	1.505	187	70	48.515
2040	13.527	19.183	4.795	5.561	1.187	90	39	44.381

Tabla 29 Estimación de la demanda de GLP (Tm/año)

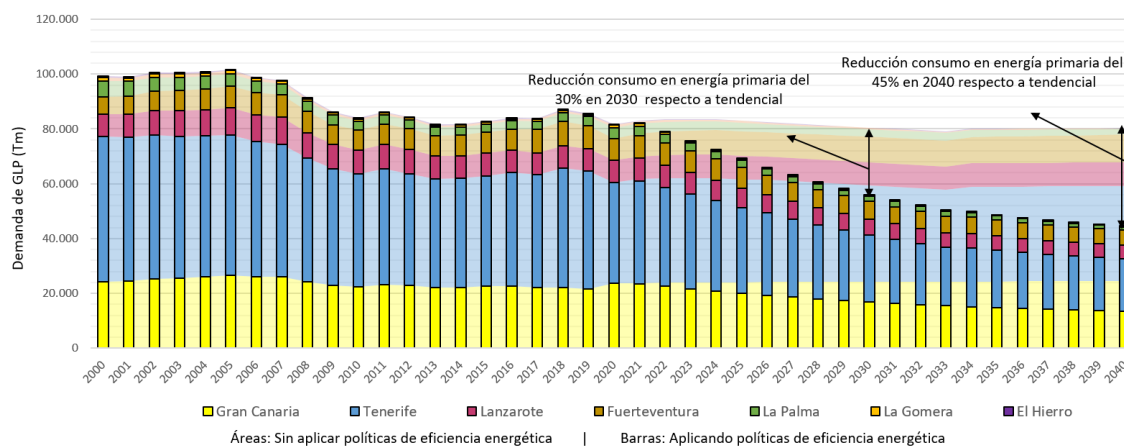


Ilustración 39 Estimación de la demanda de GLP (Tm/año)

### 2.5.4.7 Resumen de consumos estimados de combustibles fósiles

Para finalizar el apartado de estimación de combustibles, se presenta en la siguiente tabla el desglose por subproductos para el global de Canarias.

Las estimaciones fueron realizadas por islas y subproducto. No obstante, en los apartados anteriores sólo se han presentado las cifras totales por isla y grupo de combustible para mejorar la comprensión del lector sólo presentándose los datos que se consideran rigurosamente necesarios para el objetivo del PTECan.

Como ha sido mencionado, además de la situación tendencial, se proyectan los escenarios de reducción de obligado cumplimiento establecidos en el PNIEC. En general, para todos los tipos de combustible, si se siguen las sendas de descarbonización marcadas, se conseguiría incluso superar los mínimos establecidos en este apartado.

Consumo total de combustibles en escenario tendencial e incluyendo políticas de eficiencia energética (Tm)															
Año	Gasolinas	Gasóleo Interior	Gasóleo eléctrico	Gasóleo marino	Diésel industrial	Diésel eléctrico	Diésel marino	Fuel industrial	Fuel eléctrico	Fuel marino	Queroseno	Butano	Propano	Autogás	Total
2000	583.000	565.936	159.300	829.764	55.693	44.500	124.869	39.300	1.473.600	1.635.753	995.733	68.403	30.847	0	6.606.698
2019	523.612	714.798	702.467	491.055	20.128	21.177	221.364	30.946	988.626	2.050.969	1.115.339	34.126	49.771	1.674	6.966.051
2022	458.638	654.681	712.993	512.369	17.228	20.383	87.845	26.439	1.192.555	1.936.561	979.094	31.816	46.634	562	6.677.798
2023	442.328	650.033	731.916	470.147	13.882	18.703	95.161	25.638	1.118.285	1.858.568	959.311	28.747	46.341	666	6.459.724
2025	404.392	620.041	729.338	413.230	8.427	15.786	96.820	23.240	1.000.447	1.711.811	907.929	23.896	44.586	751	6.000.693
2030	329.372	557.411	701.138	298.537	916	10.989	104.492	18.916	794.694	1.442.307	787.243	14.957	40.083	870	5.101.927
2035	288.294	516.913	678.465	231.691	35	8.289	106.476	16.641	662.699	1.266.552	716.291	10.324	37.256	934	4.540.861
2040	267.390	499.516	675.777	185.832	11	6.718	111.189	15.679	578.041	1.162.190	678.493	7.450	35.927	1.004	4.225.217

Tabla 30 Consumo total de combustibles en el escenario tendencial e incluyendo políticas de eficiencia energética (Tm/año)

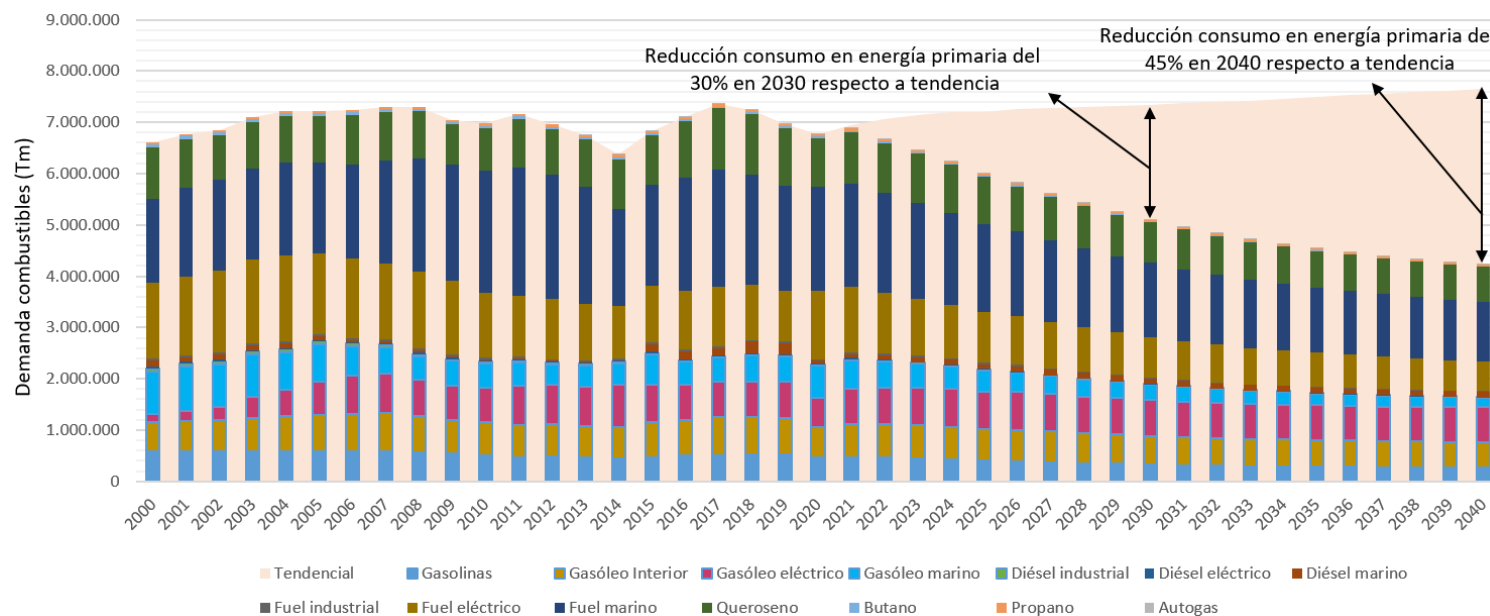


Ilustración 40 Demanda de combustibles (Tm/año)

### 2.5.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA TÉRMICA DE CANARIAS

En este apartado se estudia la demanda de calor de Canarias a efectos de estimar la forma en la que dicho consumo podría ser cubierto en las alternativas de descarbonización que se están proponiendo en el ámbito del PTECan. En la actualidad, las principales tecnologías que están siendo utilizadas en Canarias para la producción de calor pueden clasificarse en medios que usan derivados del petróleo, fundamentalmente butano, propano, diésel oíl y fuel oíl industrial, equipos accionados con electricidad como termos eléctricos, solar térmica y otras tecnologías renovables como la biomasa o la geotermia que están teniendo cada vez más importancia en el sector gracias a que suponen una reducción de los costes variables de explotación si se comparan con las fuentes tradicionales.

A diferencia del sector eléctrico, en Canarias no existen registros históricos de la demanda energética requerida para la producción de calor puesto que su generación se encuentra siempre disgregada y próxima al consumo. No obstante, para los objetivos perseguidos en esta planificación su estimación se considera fundamental, al menos de una forma aproximada, permitiendo con ello establecer una serie de objetivos acordes a la realidad existente en el sector.

Teniendo presente las condiciones particulares de Canarias, es lógico pensar que los sectores más demandantes de calor en el archipiélago canario sean la hostelería y el sector residencial. Existen también consumos de energía térmica en el sector industrial pero éstos son, si cabe, de muy difícil predecir y localizar dado que en general cada industria que requiere el uso de energía térmica tiene unas condiciones específicas relacionadas con el producto que elabora o el servicio que ofrece. A modo de referencia, el Anuario Energético de Canarias 2019 publica la distribución de la demanda por sectores de los Gases Licuados del Petróleo los cuales en su mayoría son usados con fines térmicos. En dicho documento puede observarse que para ese año, los sectores más demandantes de dichos combustibles fueron el residencial con un 61,06% y el sector hotelero con un 30,90% (entre ambos sumaron casi el 92% del GLP demandado en Canarias). Por todo ello, para estimar la demanda de calor de Canarias de manera aproximada, se distingue entre la demanda derivada del sector hotelero y el residencial. Ese análisis se lleva a cabo a continuación.

#### 2.5.5.1 Demanda de calor en el sector hotelero

La demanda de calor en el sector hotelero está íntimamente ligada al número de pernoctaciones por año de la población turística. Cabría pensar que en dicho sector existe una serie de consumos mínimos que se deberían satisfacer con independencia de la cantidad de personas existentes en el complejo turístico. Sin embargo, teniendo en cuenta que las tasas de ocupación en un año normal son siempre superiores al 60% durante todo el año, este fenómeno pierde importancia. Situaciones como las producidas con la crisis sanitaria COVID-19 pueden ser la excepción a la regla, pero los sistemas no se dimensionan para cubrir situaciones anómalas como las que se han producido en el año 2020.

Los datos de pernoctaciones por años son extraídos para cada isla de la información publicada por el Instituto Canario de Estadística (ISTAC) durante el periodo comprendido entre los años 2008 y 2019. Como a efectos de estimación interesa que la serie histórica tenga una longitud semejante a las disponibles en PIB y Población, se extraen los datos del periodo comprendido entre los años 2000 y 2008 del Instituto Nacional de Estadística (INE).

Datos de pernoctaciones en los complejos hoteleros de Canarias								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	10.131.520	14.015.542	5.743.781	7.103.069	447.204	290.315	19.451	37.750.882
2019	18.369.415	24.160.667	11.715.156	11.652.128	1.075.215	548.102	45.513	<b>67.566.196</b>

Tabla 31. Datos de pernoctaciones en los complejos hoteleros de Canarias

Por otra parte, se establecen una serie de coeficientes que marcan los consumos per cápita en los complejos hoteleros. Para ello, se cuenta con datos reales de facturación anual de consumo de electricidad y combustibles en complejos ubicados en Canarias. A través de los datos eléctricos se establecen los diferentes grupos de consumo en el total de la demanda, seleccionando aquellos que se encuentran directamente relacionados con el calor (básicamente climatización).

Sectorización de los usos de la energía eléctrica en el sector hotelero					
Climatización	Alumbrado	Cocinas	Lavandería	Servicios auxiliares	Resto
45,28%	13,42%	12,33%	11,67%	5,18%	12,13%

Tabla 32. Sectorización de los usos de la energía eléctrica en el sector hotelero

Con los datos de consumo de combustibles en estos hoteles de referencia se determinó los porcentajes que fueron destinados a cada uso, diferenciándose los relacionados con las calderas (y que por tanto atienden a ACS y piscinas), de los requeridos para cocinas y lavandería. Además, de acuerdo con el procedimiento realizado más adelante, se descuenta el consumo de piscinas referido a este sector evitando su duplicidad.

Sectorización de los usos de combustibles en el sector hotelero		
ACS	Cocina	Lavandería
84,50%	9,30%	6,2%

Tabla 33. Sectorización de los usos de combustibles en el sector hotelero

Teniendo en cuenta la facturación eléctrica anual y la ocupación mensual del hotel, se determina el consumo per cápita tanto de combustibles como de electricidad usada con fines térmicos. Este dato estimado fue cruzado posteriormente con el número de pernoctaciones por año en las Islas Canarias, generándose una estimación de demanda de calor atendida por cada tipo de sistema de producción.

La evolución histórica de cada tecnología es convertida a toneladas equivalentes de petróleo (Tep), usándose para ello los coeficientes de conversión publicados por el IDAE en el documento “Factores de conversión de la energía final – energía primaria”.

Demanda calorífica en el sector hotelero sin piscinas (Tep)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	7.732	9.643	4.474	5.385	450	266	28	<b>27.978</b>
2019	16.262	20.105	10.365	9.406	975	551	60	<b>57.725</b>

Tabla 34. Demanda calorífica en el sector hotelero sin piscinas (TEP)

Por otra parte, para la cuantificación de la demanda de calor en piscinas se ha contado con el censo de piscinas existentes en Canarias en el año 2016 (los valores correspondientes a 2017, 2018 y 2019 se han estimado a partir del promedio de las tasas de crecimiento de los años previos). En este censo se relaciona el número de piscinas por islas, así como sus características particulares, tales como si cuentan o no con climatización, si están cubiertas, su estado de explotación y sus medidas declaradas (superficie de la lámina, volumen del vaso y perímetro de

la piscina). Estos datos también han sido cruzados con la información geográfica abierta proporcionada por catastro.

De este listado se toman las instalaciones que cuentan con climatización, diferenciándose entre piscinas cubiertas y a la intemperie, aplicándose la formulación estándar para el cálculo de pérdidas caloríficas que define la potencia necesaria para el mantenimiento de la temperatura en el vaso de la piscina. En este estudio las pérdidas consideradas han sido por evaporación del agua del vaso, por radiación de calor, por convección de calor, transmisión y renovación del agua del vaso. Asimismo, se han considerado los siguientes valores estándares para la realización de los cálculos:

Valores estándares considerados en la estimación de pérdidas en piscinas	
Parámetro	Valor
Temperatura de agua de red	15°
Temperatura de agua de la piscina	25°
Temperatura del recinto cubierto	23°
Temperatura del recinto descubierto	20°
Temperatura de las paredes	21°
Días de operación por año	350 días
Horas de mantenimiento de las condiciones térmicas en la piscina	24 horas
Calor de vaporación a 25°	677,8 Wh/kg
Emisividad del agua	0,95
Calor específico del agua	1,16 Wh/m <sup>2</sup> C°
Grado de saturación	65%
Número de nadadores por metro cuadrado de lámina piscina	0,12 personas/m <sup>2</sup>
Humedad absoluta del aire saturado a temperatura del agua 25°	0,02 kg agua/kg aire
Humedad absoluta del aire saturado a temperatura del aire interior	0,0225 kg agua/kg aire

Tabla 35. Valores estándares considerados en la estimación de pérdidas en piscinas

Las pérdidas se traducen posteriormente a energía calorífica en toneladas equivalente de petróleo, definiendo la demanda existente en el año 2019. Para el resto de años se proyecta la evolución de la demanda considerando el número de establecimientos hoteleros y extrahoteleros existentes en Canarias según lo publicado en las estadísticas de la Consejería de Turismo del Gobierno de Canarias.

Demanda calorífica en piscinas (TEP)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	1.060	2.331	359	352	7	8	0	<b>3.104</b>
2019	562	1.219	366	375	6	9	0	<b>2.538</b>

Tabla 36. Demanda calorífica en piscinas (TEP)

### 2.5.5.2 Demanda de calor en el sector residencial

Para el sector residencial se sigue una metodología semejante a la empleada en el sector hotelero, proyectándose el consumo a través del número de habitantes, el PIB y el consumo per cápita de energía calorífica. Se asume que, dado a las condiciones climatológicas de Canarias, los principales usos finales de la energía relacionados con el calor son la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS) y las cocinas, si bien respecto a este último cada vez es menos frecuente el uso de combustibles y se opta por el uso de energía eléctrica como fuente principal. A modo de referencia, el butano (combustible usado para cocinas en Canarias) ha caído en consumo

desde los 68 kTep en el año 2000 hasta los 34 kTep en 2019 lo que supone justo una reducción del 50% respecto a lo existente a inicios del siglo.

De acuerdo con lo anterior, el análisis se centra en el ACS. A este respecto, en los hogares canarios se precisa un salto térmico de 15°C (temperatura del agua de la red de abasto) a 60°C (valor de referencia de calentamiento de agua), debiendo ser la contribución mínima por persona de 28 litros/día según lo establecido en el Código Técnico de la Edificación en su Documento Básico de Ahorro Energético (HE). Asumiendo estos valores y sabiendo que el calor específico del agua es 1,16 Wh/m<sup>3</sup> °C, se estima el gasto energético teórico anual por persona en términos de kWh/año. Con este factor y los datos de variación anual de la población canaria se estiman las demandas caloríficas en el sector residencial.

La suma de aportaciones de cada subsector analizado (hostelero, climatización de piscinas y residencial) generan una estimación aproximada de la cantidad de calor demandada en Canarias desde el año 2000 hasta el 2019. Posteriormente, la serie histórica proyectada se relaciona con los datos de PIB y Población para componer un modelo de regresión con el que poder estimar la demanda de calor en el horizonte de planificación. De modo semejante a como se ha actuado para el resto de proyecciones de demanda, se ha utilizado como método de estimación la técnica de regresión multivariable Random Forest, la cual se considera una alternativa idónea para la caracterización de este tipo de problemas donde existen altas colinealidades entre las variables predictoras y los objetivos. Se expone en la siguiente tabla la demanda calorífica total del sector residencial.

Demanda calorífica en sector residencial (Tep)								
Año	G. Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	34.004	32.545	4.419	2.758	3.784	840	391	<b>78.742</b>
2019	38.616	40.544	6.748	5.083	3.613	905	477	<b>95.987</b>

Tabla 37. Demanda calorífica en sector residencial (TEP)

### 2.5.5.3 Demanda total de calor en Canarias hasta el año 2040

La suma de la demanda térmica derivada del sector hotelero (excluyendo piscinas), las piscinas y el sector residencial definen la demanda calorífica total estimada en Canarias durante el horizonte comprendido entre los años 2000 y 2019. En términos generales, se observa que la tendencia en consumo de energía térmica ha sido progresiva y al alza, aumentando de manera muy lineal como consecuencia del aumento del número de habitantes y el número de pernoctaciones anuales producidas en las Islas Canarias.

En el año 2019 las islas de Tenerife y Gran Canaria eran responsables del consumo de aproximadamente el 75,1% de la demanda total (39,6% y 35,5% respectivamente), seguidas por Lanzarote (11,2%), Fuerteventura (9,5%), La Palma (2,9%), La Gomera (0,9%) y El Hierro (0,3%). Según las estimaciones realizadas, la demanda de calor en 2019 habría alcanzado los 166 kTep. Teniendo en cuenta los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019, la suma de combustibles empleados con fines térmicos, sin incluir los industriales, ascendió a 145 kTep. Así pues, parece que la proyección generada es coherente, atribuyéndose el desfase a aquella parte de la energía calorífica que está siendo producida por otros medios distintos al uso de combustibles, como supone las fuentes renovables o los termos eléctricos. A continuación, se analizan los coeficientes de correlación de las demandas de calor estimadas con respecto a la población y Producto Interior Bruto:

Análisis de correlaciones lineales de la demanda de calor con el PIB y la población más las pernoctaciones								
Variable	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
PIB	67,8%	72,8%	66,1%	65,4%	83,1%	80,9%	83,9%	70,1%
Población	98,5%	96,7%	98,9%	99,2%	84,8%	90,4%	83,9%	98,0%

Tabla 38. Análisis de correlaciones lineales de la demanda de calor con el PIB y la Población más N<sup>o</sup> pernoctaciones

El análisis de correlaciones demuestra que la relación entre la población y la demanda de calor es muy alta en Canarias a diferencia del PIB, que presenta correlaciones más modestas con valores comprendidos entre el 60-80%. Tomando como referencia estos datos se decide ejecutar el modelo usando como variables de referencia ambos parámetros, porque cuando no se utiliza el PIB el error (obtenido mediante el método de validación cruzada) incrementa en un 35%. El modelo es ejecutado para obtener la demanda de calor tendencial en el periodo comprendido entre los años 2020 – 2040. No obstante, como para el resto de subsectores de la energía, es de obligado cumplimiento la actuación prioritaria en la puesta en marcha de medidas de eficiencia energética. Por ello, además de la estimación tendencial, se establece la evolución de la demanda de calor considerando la aplicación de estas políticas de eficiencia energética. Se expone en la siguiente tabla la estimación por año e isla.

Demanda Térmica considerando eficiencia energética (Tep)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS
2000	42.796	44.519	9.251	8.496	4.241	1.114	419	<b>110.837</b>
2019	58.023	66.129	18.375	17.037	4.730	1.484	560	<b>166.339</b>
2022	52.433	60.213	17.203	15.885	4.435	1.412	536	<b>152.117</b>
2023	51.418	60.039	17.463	16.142	4.295	1.388	524	<b>151.270</b>
2025	48.444	58.017	17.347	16.075	4.009	1.327	499	<b>145.718</b>
2030	43.232	53.061	14.955	13.900	3.476	1.188	428	<b>130.240</b>
2035	39.480	49.523	14.372	13.271	3.106	1.089	388	<b>121.230</b>
2040	37.545	47.904	14.236	13.067	2.895	1.038	366	<b>117.051</b>

Tabla 39. Demanda térmica considerando eficiencia energética (TEP)

Se representa a continuación la evolución histórica y prevista de la demanda de calor, marcándose con un área al fondo de la ilustración la demanda térmica tendencial sin considerarse la aplicación de políticas de eficiencia energética dadas en la normativa nacional.

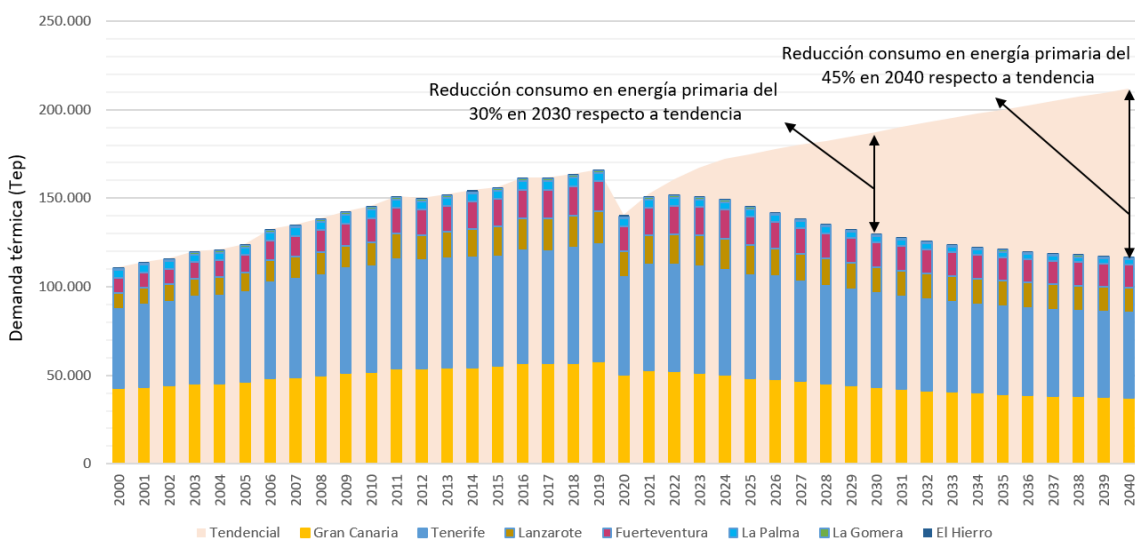


Ilustración 41 Demanda histórica y previsión de energía calorífica en Canarias (Tep)



### 2.5.6 PUNTAS DE DEMANDA ELÉCTRICA

Otro aspecto de importancia que debe ser evaluado porque tiene consecuencias directas sobre la constitución del parque de generación de energía eléctrica y, especialmente, aquella parte que puede aportar servicios de ajuste al sistema eléctrico, son las puntas de demanda eléctrica. La punta bruta de demanda es un indicador que debe ser tenido en cuenta para garantizar que la configuración elegida es suficiente incluso para proveer energía durante aquel instante del año donde se alcanza la máxima demanda medida en términos de potencia. Los análisis desarrollados demuestran que la correlación entre la demanda de energía eléctrica y las puntas de demanda históricas es casi total. Por ello, para la estimación de las puntas de demanda en los escenarios futuros se usa como variable predictora las estimaciones de demanda eléctrica expuestas en el apartado 2.5.3.

Análisis de correlaciones de las puntas de demanda con la población y el PIB							
Variables	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Población	72,2%	90,5%	88,8%	86,4%	23,5%	83,5%	89,3%
PIB	41,1%	85,9%	66,9%	75,0%	92,3%	86,1%	91,5%
Demanda eléctrica	97,6%	97,2%	92,1%	96,7%	91,4%	94,5%	98,7%

Tabla 40. Análisis de correlaciones de las puntas de demanda con el PIB, la población y la demanda eléctrica

Los datos de punta de demanda eléctrica histórica han sido extraídos del Anuario Energético de Canarias 2019. Es importante mencionar que desde el 2008 los datos de punta de demanda ofrecidos en el Anuario hacen referencia a las puntas de demanda netas. No obstante, sí se disponían de datos de puntas de demanda bruta y neta para el periodo comprendido entre 2004 y 2008. Teniendo en cuenta en cuenta estos datos, se ha conseguido establecer una relación con la que definir las pérdidas que deben ser consideradas para generar los valores brutos en función de los datos existentes en el anuario.

Para la estimación de las puntas de demanda se ha considerado la demanda total, que incluye los consumos eléctricos generales, el vehículo eléctrico y la electrificación parcial del transporte marítimo de cercanías. Debe apuntarse que una aplicación inadecuada de políticas de gestión de demanda vinculadas al vehículo eléctrico puede provocar problemas graves en el sistema eléctrico afectando a la calidad y garantía de suministro en las islas. El planteamiento propuesto por el PTECan es convertir lo que en principio sería un problema (la electrificación descontrolada de la movilidad en Canarias) en una oportunidad para la integración de energías renovables con el fomento de políticas de gestión vinculadas a Sistemas Inteligentes de Gestión de Cargas (SIGC). La aplicación de estos mecanismos de gestión incluso podría ayudar a reducir las puntas de demanda en los sistemas eléctricos de Canarias, situando grandes consumos en horas valle o cuando exista exceso de producción eléctrica renovable y tenga más sentido realizar la carga de vehículos eléctricos en cada sistema eléctrico insular.

Se presenta en la siguiente tabla las puntas de demanda estimadas para los escenarios futuros simulados en el PTECan.

Proyección de puntas demanda eléctrica (MW)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	482	423	102	70	34	9	4,3	1.125
2019	570	603	144	117	45	13	8,3	1.502
2022	592	605	153	128	46	12	8	1.545

Proyección de puntas demanda eléctrica (MW)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2023	598	609	152	129	46	12	9	1.554
2025	593	602	150	128	44	12	9	1.537
2030	597	591	138	115	43	12	8	1.505
2035	618	602	136	114	44	12	8	1.534
2040	655	637	140	117	48	12	9	1.617

Tabla 41. Análisis de correlaciones de las puntas de demanda con el PIB, la población y la demanda eléctrica

Como se argumentaba en el apartado 2.5.3, a pesar de las medidas de ahorro y eficiencia energética, la entrada del vehículo eléctrico y la electrificación de transporte marítimo de cercanía producirán un aumento de la demanda, y esto parece también tener consecuencias con el aumento de las puntas de demanda eléctrica.

Tomando como referencia la punta de demanda eléctrica de los últimos 5 años (1.528 MW), en el año extremo del periodo mencionado se podría producir un aumento de hasta el 22%. En el año 2030 la punta de demanda sería de 1.505 MW (valor semejante al que se produjo en el año 2019) en el caso de que se apliquen las políticas de gestión de demanda esperadas.

En el caso de que no se apliquen políticas de eficiencia energética (demanda tendencial), el aumento de la punta de demanda podría ser del 29% en el año 2040, alcanzándose los 1.954 MW. En esa misma situación la punta de demanda en 2030 sería de 1.782 MW.

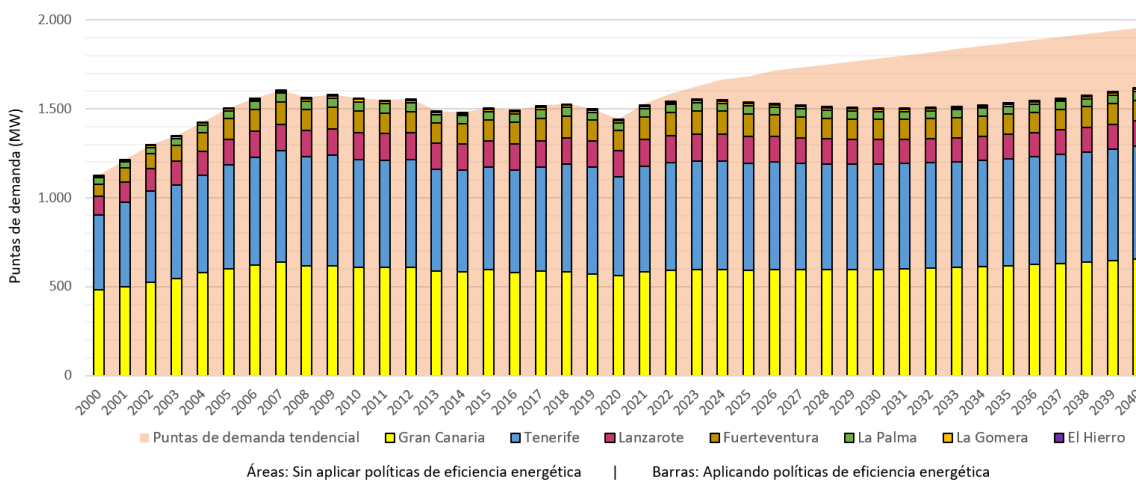


Ilustración 42 Demanda histórica y proyección de energía calorífica en Canarias (Tep)

### 2.5.7 EVOLUCIÓN TÉCNICA DE TECNOLOGÍAS RELEVANTES PARA CANARIAS Y EFECTO SOBRE LOS COSTES DE INVERSIÓN

Otro aspecto que debe ser valorado para definir la situación que existiría en el sector energético de Canarias a medio/largo plazo es la evolución prevista de la tecnología y cómo ello afectaría a los costes de explotación del sistema energético del archipiélago. Para este estudio el indicador más adecuado es el coste nivelado de la energía (LCOE – Levelized Cost Of Energy) definido como el coste total actual por construir y operar una central eléctrica entre la energía total que es capaz de producir durante toda su vida útil la instalación.

Para el planteamiento de estos escenarios se decide acudir a fuentes oficiales y contrastadas donde se haga un repaso de la evolución de estos costes para todas las tecnologías que serán

puestas en funcionamiento en las Islas Canarias en el horizonte de descarbonización. Uno de estos organismos de reconocido prestigio es el IRENA (International Renewable Energy Agency) que anualmente publica un informe sobre la evolución de las principales tecnologías de generación de energías renovables y sus costes en términos de LCOE. En este informe incluso se hace una comparación entre el LCOE de la tecnología en el año inicial (2010) y el año evaluado (en este caso, el último informe fue publicado en el año 2019).

La imagen expuesta en la Ilustración 43 representa la evolución del LCOE por tecnologías según IRENA. Se marca con un rectángulo gris la referencia definida por el LCOE de la generación eléctrica fósil. Los costes se han presentado en USD<sup>1</sup>. En esta gráfica, a pesar de que se establece el valor medio del LCOE por tecnología, los distintos recuadros hacen referencia a las horquillas de máximos y mínimos que se producen en cada tecnología.

La principal conclusión extraída de este análisis es que, en el momento actual, la tecnología renovable más competitiva en términos de costes es la hidráulica con un LCOE de 0,038 €/kWh (0,047 USD/kWh), seguido muy de cerca por la eólica terrestre con 0,043 €/kWh. Les acompaña la biomasa con 0,054 €/kWh, la fotovoltaica con 0,056 €/kWh, geotermia con 0,0599 €/kWh y la eólica offshore con 0,0943 €/kWh y la energía solar de concentración con 0,149 €/kWh.

Cabe hacer constar que la energía hidráulica mencionada en dicha gráfica se refiere a las grandes centrales hidráulicas y no a instalaciones de hidrobombeo, las cuales en algunos casos es necesario realizar inversiones en reacondicionamiento de depósitos para permitir los saltos de agua exigidos para su funcionamiento.

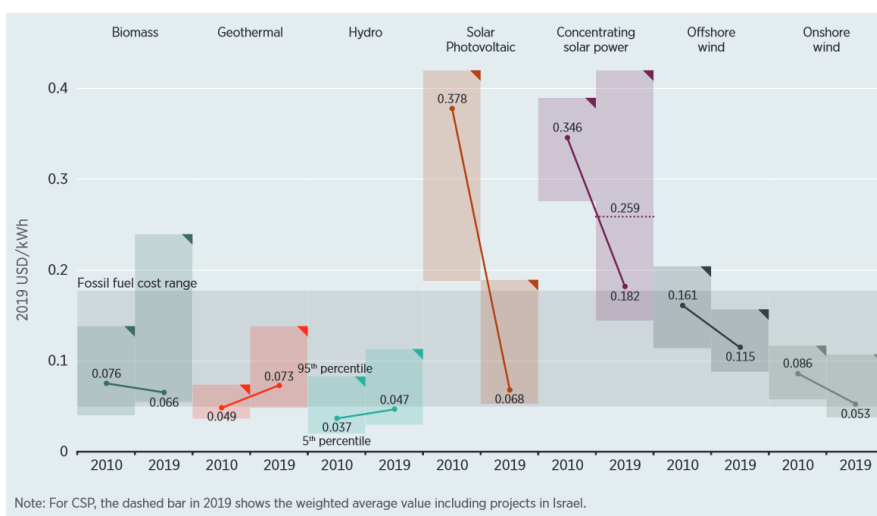


Ilustración 43 Situación actual de coste nivelado de la energía por tecnologías según IRENA

Se presenta también las proyecciones desarrolladas por BloombergNEF para el año 2019. En este caso, el ratio se presenta en \$/MWh, no sólo evaluándose las tecnologías de generación sino incluso estableciendo los valores de referencia de coste nivelado para sistemas de almacenamiento energético o incluso sistemas de almacenamiento combinados con generación eólica y fotovoltaica.

<sup>1</sup> USD: Dólar Estadounidense. A 15/12/2020 1 USD equivale a 0,82 €.

<sup>2</sup> Ley aprobada finalmente en 2021 y publicada en el BOE número 121, de 21 de mayo, como Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio

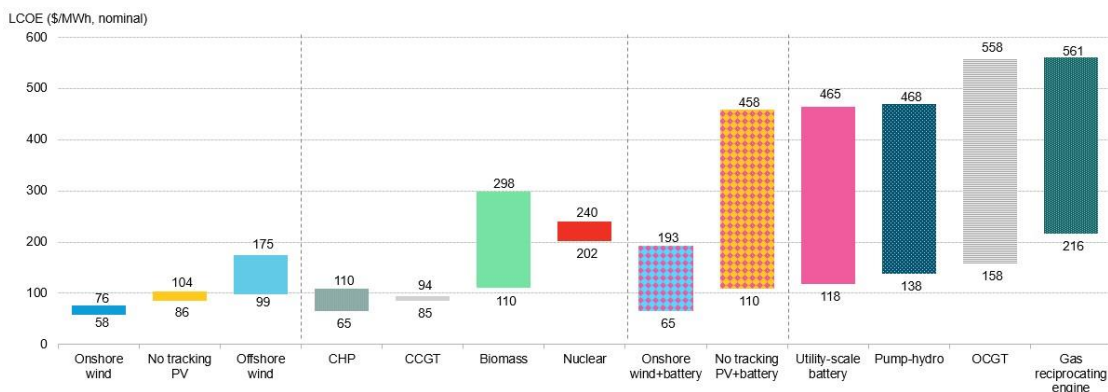


Ilustración 44 Situación actual de coste nivelado de la energía por tecnologías, según BloombergNEF

A efectos comparativos y para resumir la información aportada por ambas fuentes de información disponibles para el año 2019, se muestra en la siguiente tabla los valores en términos de LCOE para todas las tecnologías renovables mencionadas.

Análisis de costes nivelados de la energía (LCOE) según distintas referencias		
Variables	IRENA	BloombergNEF
Biomasa	0,054 €/kWh	0,090 – 0,244 €/kWh
Geotérmica	0,0599 €/kWh	-
Hidráulica	0,038 €/kWh	-
Fotovoltaica	0,056 €/kWh	0,071 – 0,085 €/kWh
Solar de concentración	0,149 €/kWh	-
Eólica offshore	0,0943 €/kWh	0,081 – 0,144 €/kWh
Eólica onshore	0,043 €/kWh	0,048 – 0,062 €/kWh
Combined Heat and Power	-	0,053 – 0,090 €/kWh
Combined Cycle Power Plant	-	0,070 – 0,077 €/kWh
Nuclear	-	0,166 – 0,197 €/kWh
Eólica onshore + Baterías	-	0,053 – 0,158 €/kWh
Fotovoltaica + Baterías	-	0,090 – 0,376 €/kWh
Baterías a nivel de red	-	0,097 – 0,381 €/kWh
Hidrobombeo	-	0,113 – 0,384 €/kWh
Open Cycle Gas Turbine	-	0,130 – 0,458 €/kWh
Gas Reciprocating Engine	-	0,177 – 0,460 €/kWh

Tabla 42. Análisis de costes nivelados de la energía según distintas referencias

Las horquillas expuestas en la tabla anterior sirven de referencia para determinar los costes asociados a cada una de las tecnologías, pero también es importante considerar, en el caso de Canarias, los diferentes factores de capacidad de cada una de estas tecnologías. Así pues, se presenta la siguiente ilustración en la cual se realiza una comparativa de los costes en términos de LCOE y donde también se expone los factores de capacidad. Como el artículo fue desarrollado en el año 2014, no se considera adecuada la referencia en costes pero sí los factores de capacidad apuntados.

Conforme a lo anterior, la tecnología que presenta un menor factor de capacidad es la fotovoltaica, seguida de la eólica onshore y la eólica offshore. Todas las tecnologías que presentan una cierta capacidad de gestionabilidad muestran en términos medios unos factores de capacidad superior al 50%.

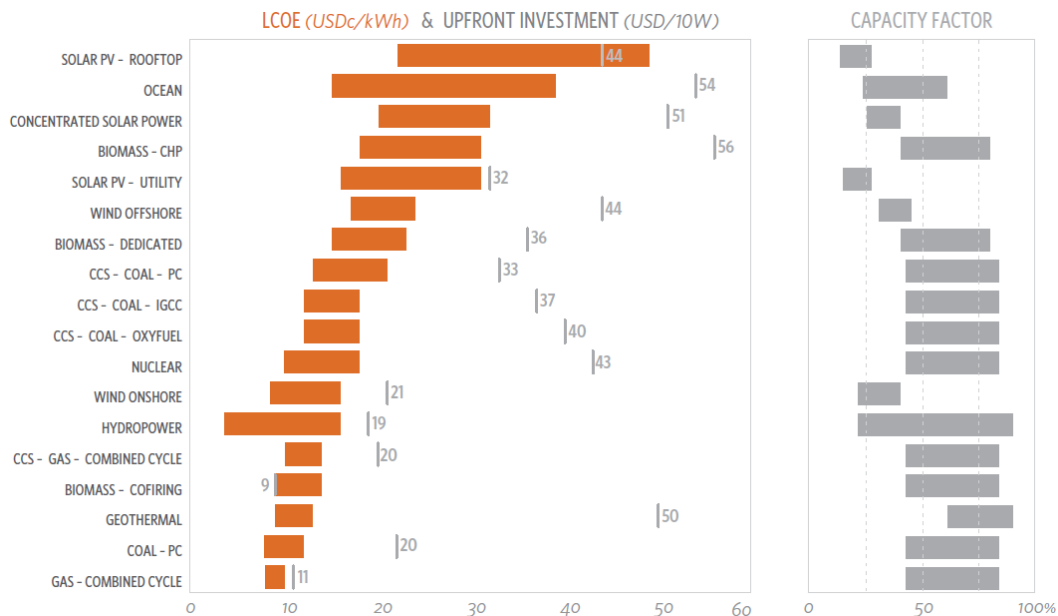


Ilustración 45. Comparativas LCOE por tecnologías. Fuente: Role of Public Finance in Deploying Geothermal: Background Paper. San Giorgio Group Report. October 2014

Este análisis también puede ser desarrollado para Canarias usándose como referencia los datos disponibles en el Anuario Energético de Canarias 2019. Se presentan los factores de capacidad de todas las tecnologías disponibles actualmente en el archipiélago.

Factor de capacidad de tecnologías existentes en Canarias		
Variables	Producción (Horas equivalentes)	Factor de capacidad
Fotovoltaica	1.538 horas equivalentes	17,55%
Eólica onshore	2.900 horas equivalentes	33,00%
Biomasa	2.744 horas equivalentes	31,3%
Minihidráulica	7.610 horas equivalentes	86,8%
Turbinas de vapor	4.175 horas equivalentes	47,66%
Motores diésel	3.652 horas equivalentes	41,70%
Turbinas de gas	367 horas equivalentes	4,20%
Ciclo Combinado	3.447 horas equivalentes	39,36%

Tabla 43. Factor de capacidad de tecnologías existentes en Canarias

Los resultados demuestran que la fotovoltaica es la tecnología renovable con menor factor de capacidad, aspecto lógico teniendo en cuenta que dicha instalación únicamente opera en horas solares. La biomasa realmente no tiene ningún impedimento para mostrar un factor de capacidad inferior al de la eólica onshore. No obstante, todo depende de la abundancia del recurso usado para la producción de energía (en este caso biogás de vertedero). Por su parte, la energía eólica presenta un factor de capacidad del 33%, si bien dicho valor ha aumentado en los últimos años con los nuevos modelos de aerogeneradores. La tecnología renovable que mayor factor de capacidad tuvo fue la minihidráulica que, a pesar de su escasa potencia, operó durante 7.610 horas equivalentes en 2019, un factor de capacidad del 86,8%.

En cuantos a los generadores térmicos convencionales, los ciclos combinados, grupos de vapor y motores diésel operaron en este año con un factor de capacidad del 40% (términos medios). El bajo valor del factor de capacidad de las turbinas de gas se debe a que dichos grupos son únicamente operados en puntas para la ejecución de servicios complementarios de ajuste al sistema.

Todos los modelos planteados por los principales institutos energéticos con experiencia en el ámbito de la economía energética auguran una reducción progresiva de los costes de inversión y explotación asociados a instalaciones de generación renovable en contraposición con los grupos de generación térmicos convencionales. Así pues, mientras que para las tecnologías de generación renovable la mejora en el conocimiento de la tecnología y el aumento de la potencia por unidad de producción permiten reducir costes de inversión, los precios asociados a la compra de combustibles (necesarios para el funcionamiento de la generación térmica convencional) crecerán exponencialmente hasta límites no alcanzados hasta el momento, lo que supone un riesgo de considerable importancia en sistemas energéticos como los de Canarias, donde existe una elevada presencia de la generación convencional y no existe conexión eléctrica con sistemas continentales que nos sirvan de respaldo en caso de que estos grupos no estuvieran disponibles.

La situación expuesta en el párrafo anterior se representa en la siguiente ilustración, datos proporcionados por el instituto germano ISE Fraunhofer. Las barras en color marrón y rojo representan la evolución del LCOE en términos de Cent€/kWh desde el valor de referencia en 2018 hasta el año 2035. En todos los casos de generación convencional, no sólo aumenta el LCOE sino que además incrementan las horquillas (lo que supone un aumento de la incertidumbre). Por su parte, la generación renovable va cayendo progresivamente hasta reducir el LCOE en valores comprendidos entre el 15 – 25% del valor inicial a excepción del biogás que se mantiene prácticamente constante.

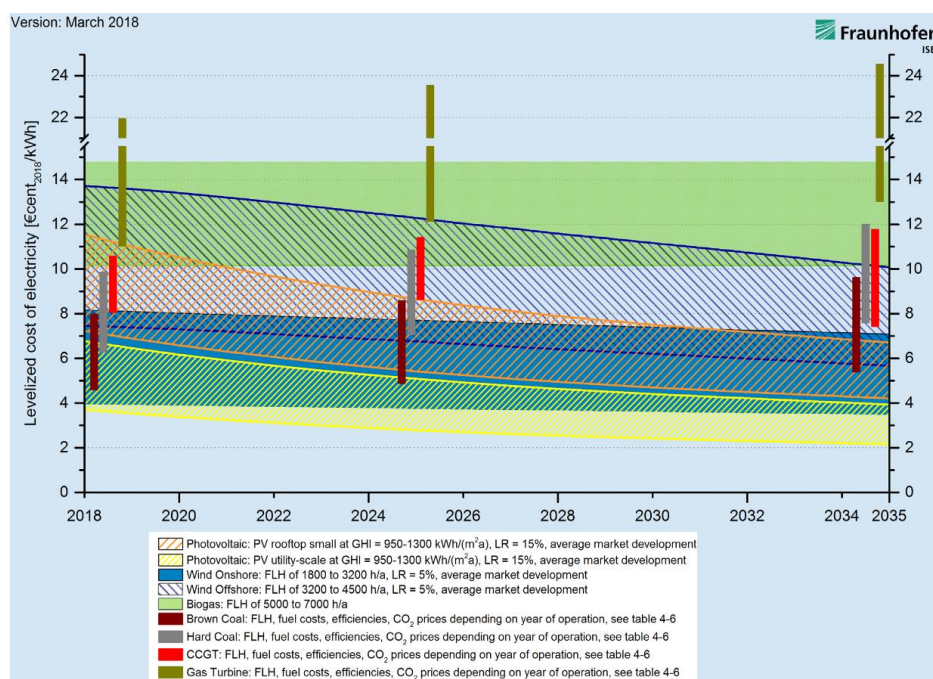


Ilustración 46 Evolución prevista de los coste nivelados de la energía por tecnologías según ISE Fraunhofer

## 2.6 ANÁLISIS ESTRATÉGICO DAFO

Este análisis DAFO (Debilidades – Amenazas – Fortalezas – Oportunidades) tiene por objetivo el diagnóstico de la situación actual del sector energético de las Islas Canarias. Este análisis se nutre de todas las conclusiones que han sido formuladas a lo largo del capítulo 2, tratando en la medida de lo posible de dar señales objetivas de todos los elementos detectados en esta planificación. Este análisis es útil para identificar elementos que ayuden a definir una estrategia

efectiva que se materializará a través de medidas de gobernanza y política energética. El diagnóstico efectuado en el marco del PTECan ha sido estructurado en los tres sectores, el sector eléctrico, el sector del transporte y el sector del calor, teniendo en cuenta, además, los agentes involucrados en cada uno de ellos.

### 2.6.1 SECTOR ELÉCTRICO

Debido a la complejidad y los numerosos agentes involucrados en el sistema eléctrico, se han realizado análisis DAFO para los siguientes subgrupos: energías renovables, almacenamiento energético, generación eléctrica convencional y la red eléctrica de transporte y distribución. Todo ello con el fin de simplificar y ordenar el DAFO de este sector.

#### 2.6.1.1 Energías Renovables

Energías Renovables	
DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta inversión inicial, sobre todo en tecnologías que se encuentran en fase pre-comercial o con poca representación en las islas.</li> <li>Complejidad de los trámites administrativos para acometer los proyectos, sobre todo, los de mayor envergadura.</li> <li>Alta dependencia del exterior del modelo energético actual basado, principalmente, en los combustibles fósiles. En el nuevo modelo que se plantea seguiría habiendo dependencia del exterior, no en cuanto a la energía primaria (sol, viento, olas, etc.), pero sí de las tecnologías ya que en Canarias no se fabrican aerogeneradores, módulos fotovoltaicos, etc.</li> <li>La incertidumbre en la producción eólica y solar viene de la mano de la intermitencia y de la falta de predictibilidad del viento especialmente, así como de la radiación solar.</li> <li>El marco anterior de apoyo a las energías renovables ha supuesto un sobrecoste para el sistema eléctrico que ha incrementado el déficit tarifario.</li> <li>La localización de las servidumbres aeronáuticas actuales complica el desarrollo de nuevos parques eólicos en emplazamientos con un alto recurso de viento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La actual crisis sanitaria debida a la pandemia ocasionada por la COVID-19, puede ralentizar el desarrollo de muchos proyectos y frenar las inversiones públicas y privadas lo que podría resultar en la no consecución de los objetivos de la presente Planificación en los tiempos propuestos.</li> <li>El importante impacto visual, paisajístico y medioambiental de algunos proyectos en un territorio que cuenta con gran parte de superficie protegida.</li> <li>Falta de puntos de conexión adecuados para conectar la potencia de algunos proyectos, por su gran tamaño.</li> <li>Agotamiento de las áreas con mayor y mejor recurso renovable (eólico, solar, oleaje, etc.).</li> <li>La elevada demanda de aerogeneradores puede conllevar retrasos en la instalación de nuevos parques eólicos o el incumplimiento de los plazos para la instalación de los mismos.</li> </ul>
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> <li>Disponibilidad de recursos energéticos endógenos renovables como la radiación solar y el viento, lo que convierte a Canarias en una región única para el desarrollo, la investigación y la innovación de las energías renovables.</li> <li>Las EERR son una fuente inagotable y gratuita de energía.</li> <li>Apertura de otras líneas de I+D+i en las islas relacionadas con otras fuentes de energía renovable, que aún no se han explotado en</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los planes de recuperación del Gobierno de España y de Canarias así como sus políticas energéticas, están apostando muy fuerte por las EERR para lograr la descarbonización de la economía en 2050, poniendo a Canarias como referente para alcanzar este hito una década antes que el conjunto de España. Esto supone una gran oportunidad para este sector en toda su cadena de valor, generando empleo, la formación de personal cualificado, etc.</li> </ul>

<p>Canarias, como pueden ser la energía termosolar, la energía undimotriz o la geotérmica de alta entalpía.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La nueva normativa energética aprobada en España, para cumplir con los objetivos marcados desde Europa, está aportando más seguridad jurídica y económica a los inversores y promotores de proyectos de energías renovables.</li> <li>• Apuesta fuerte del Gobierno de España por la Transición Ecológica para lograr la descarbonización de la economía en 2050, mientras que Canarias se ha propuesto la consecución de ese objetivo en 2040.</li> <li>• Nueva norma sobre autoconsumo eléctrico (<i>Real Decreto 244/2019, de 5 de abril</i>) que elimina el denominado “impuesto al sol” y facilita la tramitación del autoconsumo eléctrico.</li> <li>• Convocatorias de subastas de potencia renovable. Gracias a ellas en los últimos años se han instalado cientos de megavatios de potencia renovable en el conjunto de Canarias, sobre todo de eólica. Esto ayudará a reducir la alta dependencia energética del exterior.</li> <li>• La energía eléctrica producida por las EERR es totalmente limpia, es decir, está libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Esto confiere a las energías renovables un papel fundamental en la transición ecológica para alcanzar la descarbonización de la economía, ya que mientras mayor sea su participación en la cobertura de la demanda eléctrica de las islas, mayor será la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en este sector.</li> <li>• Las EERR se encuentran en un continuo desarrollo tecnológico, tanto de las tecnologías más maduras (en cuanto a diseño, materiales, mejora en la eficiencia, etc.) como las más incipientes.</li> <li>• La existencia de plataformas y asociaciones tecnológicas y empresariales organizadas para el desarrollo de las renovables, así como centros de investigación punteros aportan una fortaleza más a este sector en Canarias.</li> <li>• Disponibilidad de técnicos con alta cualificación en el sector.</li> <li>• Ayudas y subvenciones para la instalación de EERR en Canarias, tanto en el sector residencial como en las AAPP o las Pymes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La nueva norma sobre autoconsumo también es una oportunidad, no solo para reducir las facturas eléctricas de los prosumidores, sino también para crear empresas especializadas en ofrecer información sobre las ventajas del autoconsumo, la instalación, la operación y mantenimiento de las instalaciones, etc.</li> <li>• El fomento de las EERR constituye una oportunidad no sólo para la lucha contra el cambio climático, sino también para la consecución de los objetivos marcados por Europa y España en las próximas décadas.</li> <li>• Canarias cuenta con una situación privilegiada para la realización de intercambios de conocimientos y experiencias energéticas con África y otras regiones de la Macaronesia.</li> <li>• Canarias puede convertirse en un laboratorio de referencia mundial, para desarrollar nuevas tecnologías, sistemas híbridos, microrredes, etc. Todo esto conlleva, además, la creación de nuevos puestos de trabajo, de empresas especializadas, de formación a formadores para impartir cursos específicos sobre estas materias, etc.</li> <li>• El sector de las energías renovables se encuentra en expansión a nivel mundial con la posibilidad de instalar en el mar tecnologías ampliamente probadas en tierra como son la eólica o la fotovoltaica.</li> <li>• Existencia de potencial de aprovechamiento de las energías marinas: eólica offshore, undimotriz y mareomotriz.</li> <li>• Evolución de la tecnología hacia máquinas de mayor potencia unitaria, maximizando la producción eléctrica por m<sup>2</sup> de superficie ocupada.</li> <li>• Posibilidades de un mayor aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos, agrícolas, ganaderos y forestales para su valorización energética.</li> </ul>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla 44. DAFO – Energías Renovables



### 2.6.1.2 Almacenamiento energético

Almacenamiento energético	
DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escasez de sistemas de almacenamiento en Canarias (el único que está operativo es el de Gorona del Viento). Las islas han sido escenario de algunos proyectos sobre almacenamiento de energía eléctrica, pero una vez finalizados, se han desinstalado.</li> <li>• Algunos sistemas de almacenamiento, como las baterías, presentan una vida útil limitada.</li> <li>• El coste de algunos sistemas de almacenamiento, como las baterías, sigue siendo alto.</li> <li>• El tamaño del sector es relativamente pequeño, aunque está creciendo de manera significativa.</li> <li>• Importante impacto medioambiental en la construcción de sistemas de almacenamiento a gran escala.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La fuerte incertidumbre sobre la evolución de la tecnología en el medio y largo plazo incrementa los riesgos ligados a las inversiones.</li> <li>• La falta de un marco regulatorio diferenciado para los sistemas de almacenamiento en sus diferentes usos impiden también una mayor inversión en este sector.</li> <li>• Algunos sistemas de almacenamiento como las baterías contienen materiales tóxicos que pueden dañar el medio ambiente. Se están realizando muchas investigaciones sobre la reducción del impacto ambiental y se debe tener especial cuidado al desechar las baterías, fomentando los usos de “segunda vida” o, cuando esto no sea posible, su reciclaje.</li> </ul>
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El importante potencial de I+D+i en Canarias, a través de sus centros de investigación, centros tecnológicos y universidades para analizar las diferentes aplicaciones de los sistemas de almacenamiento eléctrico en territorios aislados y con redes eléctricas débiles como los insulares.</li> <li>• El know-how acumulado en otras cadenas de valor de la energía relacionadas con los sistemas de almacenamiento, como son la movilidad, las redes eléctricas, las energías renovables, la electrónica de potencia, etc.</li> <li>• El apoyo institucional por parte del gobierno autonómico y del estado, al fomento del almacenamiento de energía a gran y pequeña escala.</li> <li>• Impulso al autoconsumo fotovoltaico con baterías como otra medida crucial hacia la descarbonización de la energía.</li> <li>• Diversidad de tecnologías y aplicaciones de los sistemas de almacenamiento.</li> <li>• Continuo desarrollo y mejora de los aspectos técnicos de los sistemas de almacenamiento.</li> <li>• Los sistemas de almacenamiento pueden evitar el refuerzo de las redes aplazando la necesidad de nuevas inversiones.</li> <li>• Algunos sistemas de almacenamiento cuentan con la ventaja de proporcionar una rápida respuesta de arranque.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La integración de sistemas de almacenamiento energético permitirá maximizar la penetración de energías renovables en los sistemas eléctricos insulares, lo que ayudará a reforzar las condiciones de estabilidad del sistema eléctrico.</li> <li>• Las tecnologías de almacenamiento pueden proporcionar, además de la energía almacenada cuando el sistema lo requiera, distintos servicios como la regulación de frecuencia, arranque desde cero, servicios complementarios de tensiones, reducción de reserva rodante, modulación de la demanda, etc.</li> <li>• Aprovechar las estrategias de promoción de los sistemas de almacenamiento que han tenido éxito en otras regiones para implantarlas en Canarias.</li> <li>• Avances tecnológicos en los sistemas de almacenamiento como las baterías, para seguir mejorando sus prestaciones y eliminar barreras como los altos costes.</li> <li>• Creación de empresas de reciclaje de baterías para minimizar su impacto medioambiental una vez que ha finalizado su vida útil.</li> <li>• Capacidad de creación de mercados regulatorios específicos.</li> </ul>

Tabla 45. DAFO – Almacenamiento energético

### 2.6.1.3 Generación térmica convencional

Generación térmica convencional	
DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costes de generación eléctrica elevados comparados con los del sistema eléctrico peninsular.</li> <li>• Grupos térmicos de generación que han sobrepasado su vida útil pero que se mantienen operativos.</li> <li>• Exigencias medioambientales incompatibles con el modelo energético actual basado, principalmente, en los combustibles fósiles.</li> <li>• Débil resiliencia de las infraestructuras energéticas, desde el almacenamiento de los productos petrolíferos hasta el transporte y distribución de la electricidad. En lo que respecta a la generación convencional en Canarias algunas de sus centrales térmicas son muy antiguas (valga como ejemplo la de Jinámar en Gran Canaria y Las Caletillas en Tenerife) al igual que algunos grupos térmicos.</li> <li>• Los únicos ciclos combinados operativos en las islas (Gran Canaria y Tenerife), no están operando con su combustible de diseño (gas natural) lo que aumenta el coste de generación de esos grupos (el gasoil es más caro), la contaminación (el gas natural es menos contaminante que el gasoil) y disminuye su eficiencia.</li> <li>• Determinados equipos del parque de generación convencional actual son poco flexibles para operar en situaciones de alta penetración de energías renovables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La indisponibilidad de combustibles fósiles en el territorio nacional exige que se importe del exterior, estando supeditados a la volatilidad del mercado del petróleo.</li> <li>• Elevada dependencia de los productos derivados del petróleo (gasoil, fueloil y diésel) para la producción de energía eléctrica.</li> <li>• Las continuas fluctuaciones en el precio de los combustibles fósiles, repercute, directamente, en el precio de generación y venta de la energía.</li> <li>• Elevadas emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de las centrales eléctricas convencionales.</li> </ul>
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aporta inercia y estabilidad a los sistemas eléctricos.</li> <li>• La generación convencional es absolutamente gestionable, permitiendo su programación y control de manera casi instantánea.</li> <li>• Disponibilidad de técnicos con alta cualificación en el sector.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posibilidad de flexibilizar los tamaños de los grupos para favorecer la integración de las EERR.</li> <li>• Posibilidad de sustituir los combustibles fósiles empleados en las centrales eléctricas convencionales por combustibles sintéticos producidos mediante EERR.</li> </ul>

Tabla 46. DAFO – Generación térmica convencional

### 2.6.1.4 Redes eléctricas de transporte y distribución

Redes eléctricas de transporte y distribución	
DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La casi nula interconexión eléctrica entre islas.</li> <li>• Los trámites administrativos demoran, en muchas ocasiones, la instalación de las redes,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de ejecución de algunas de las infraestructuras eléctricas recogidas en la planificación de la red de transporte 2015-</li> </ul>

<p>subestaciones eléctricas, etc. y la puesta en marcha de las mismas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Las pérdidas debidas a la larga distancia entre los centros de consumo y las centrales generadoras de energía.</li> <li>Nula competencia debido a los monopolios en la red de transporte (REE) y de distribución (UNELCO-ENDESA).</li> <li>La retribución de la distribución se fija anualmente en función de la evolución de determinados factores no controlables como el IPC y el IPI.</li> <li>La alta protección a la que está sometida gran parte del territorio en Canarias limita, en ocasiones, los tendidos aéreos por dichas zonas, teniendo que aumentar el coste de la instalación por el soterramiento de la misma o ampliar la longitud del trazado para evitar dicho territorio.</li> </ul>	<p>2020, sin las cuales no se puede garantizar el suministro y correcto funcionamiento de la red.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Coste elevado de la ejecución y puesta en marcha de las infraestructuras propuestas en la planificación de la red de transporte.</li> </ul>
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> <li>Inclusión en la Planificación de la Red de Transporte 2015-2020 de diferentes refuerzos en las redes de transporte, nuevos ejes y subestaciones eléctricas, así como los enlaces entre Lanzarote y Fuerteventura (132 kV) y entre Tenerife y La Gomera (enlace de doble circuito de 66 kV). Futura interconexión entre Gran Canaria y Fuerteventura.</li> <li>Nueva Planificación 2021-2026 en proceso de aprobación, para reforzar la red de transporte y, así, favorecer la transición energética.</li> <li>El hecho de que el operador del sistema sea también el transportista permite a Red Eléctrica de España garantizar un mejor funcionamiento del sistema.</li> <li>Posibilidad de conocer en detalle el consumo eléctrico de los consumidores de electricidad ya que las distribuidoras facilitan dicho dato (si se cuenta con la tarifa PVPC).</li> <li>Disponibilidad de técnicos con alta cualificación en el sector.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Posibilidad de ampliar e instalar nuevas interconexiones eléctricas entre las islas donde sea técnica y económicamente viable.</li> <li>Refuerzo y mejora de la red eléctrica de los sistemas insulares.</li> <li>La aparición de nuevas tecnologías que permitan una red eléctrica más flexible.</li> <li>Introducción de las redes inteligentes.</li> <li>Incremento del grado de fiabilidad de las redes suministradoras de energía.</li> </ul>

Tabla 47. DAFO – Redes eléctricas de transporte y distribución

### 2.6.2 SECTOR TRANSPORTE

Sector del transporte	
DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>Lejanía del continente europeo y fragmentación geográfica propia de la condición de insularidad. Esta condición fragmenta los mercados y reduce su tamaño, creando elevados costes de transporte y</li> </ul>	

<p>comunicaciones entre las islas y el resto del mundo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La movilidad de las personas se basa, mayoritariamente, en el uso intensivo del vehículo privado, y en lo que respecta a mercancías, en el transporte por carretera, en ambos casos con escasa participación de vehículos propulsados con combustibles alternativos.</li> <li>• En la actualidad existe un reparto modal muy desequilibrado a favor del vehículo privado.</li> <li>• Baja integración de vehículos basados en combustibles alternativos, a pesar de las expectativas y objetivos propuestos en las estrategias nacionales.</li> <li>• Parque de vehículos antiguos.</li> <li>• Baja utilización de los transportes colectivos urbanos e interurbanos. Algunas islas ni siquiera disponen de un servicio de este tipo de transporte.</li> <li>• Deficiencias en la red de transporte público en algunas islas.</li> <li>• Red insuficiente de puntos de recarga públicos de vehículos eléctricos así como de repostaje de autogás o GLP.</li> <li>• Mantenimiento de la red de carreteras.</li> <li>• Orografía de algunas de las islas y población diseminada.</li> <li>• Poca o nula difusión y sensibilización sobre la importancia de la movilidad sostenible en las islas.</li> <li>• Inexistencia de carriles exclusivos BUS-VAO (vehículos de alta ocupación).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restricciones presupuestarias para ampliar y mantener la red de carreteras.</li> <li>• Hay ciertas condiciones meteorológicas que se dan en las islas, como la calima, vientos fuertes, oleaje o niebla, que pueden impedir la entrada y salida a las mismas, de personas o mercancías, dejándolas aisladas durante horas o varios días.</li> <li>• Elevados niveles de gases de efecto invernadero en la atmósfera por la predominancia de sistemas de transportes altamente contaminantes.</li> <li>• Elevados costes de los vehículos propulsados con combustibles alternativos.</li> <li>• Baja concienciación medioambiental de la ciudadanía sobre las ventajas y necesidad de cambio hacia una movilidad más sostenible.</li> </ul>
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Infraestructuras aeroportuarias y portuarias con un alto grado de desarrollo.</li> <li>• Servicios de transporte colectivo regular en algunas de las islas.</li> <li>• Introducción y desarrollo de las TICs en el sector.</li> <li>• Mejoras en las infraestructuras de soporte.</li> <li>• Servicios de transporte adecuados, en cuanto a frecuencia y regularidad, entre las islas y con el exterior (tanto hacia otras regiones de España como a otros países).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Explotación de las infraestructuras de transporte existentes.</li> <li>• Alineamiento del transporte y las energías renovables.</li> <li>• Promover la renovación del parque de vehículos en las islas.</li> <li>• Fomentar y promover la compra de vehículos propulsados con combustibles alternativos.</li> <li>• Formar e informar sobre modos de conducción eficiente.</li> <li>• Dotar a los entornos urbanos de aparcamientos disuasorios, a precios razonables.</li> <li>• Prestar servicios regulares de transporte y alquiler de bicicletas, a precios razonables, desde los aparcamientos disuasorios y otros puntos de las ciudades.</li> <li>• Mejorar y aumentar los espacios para el uso de la bicicleta en los entornos urbanos.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover el transporte público y desincentivar el uso del vehículo privado.</li> <li>• Promover el vehículo eléctrico puro como elemento de estabilidad de las redes eléctricas insulares. Esto permitiría mejorar la gestión de la demanda eléctrica en escenarios de alta penetración de EERR.</li> <li>• Promover la creación de carriles BUS-VAO.</li> <li>• Capacidad de mejora ambiental del transporte a través de la optimización.</li> </ul>
--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

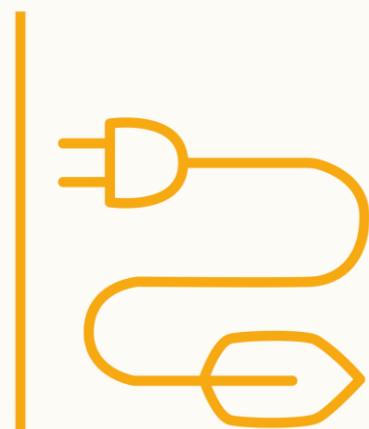
Tabla 48. DAFO – Sector del transporte

### 2.6.3 SECTOR DEL CALOR

Sector del Calor	
DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inexistencia de datos ni registros sobre la demanda de calor en Canarias, ya sea de manera general o por sectores.</li> <li>• Predominancia de los combustibles fósiles para cubrir la demanda de calor en las islas, ya sea directamente o mediante la generación de electricidad empleando esos combustibles como energía primaria.</li> <li>• Baja integración de las energías renovables para producir calor en todos los sectores.</li> <li>• Inexistencia de redes de calor distribuido, o district heating, para cubrir la demanda de calor de los distintos sectores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inexistencia de un mercado térmico en Canarias, en el que se genere, se transporte, distribuya y comercialice el calor demandado en los distintos sectores.</li> <li>• Escasa competitividad empresarial en el sector del calor, en todos los eslabones de su cadena de valor.</li> </ul>
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de sistemas para producir calor basados en EERR como la solar térmica, la geotermia de baja y media entalpía o las bombas de calor, en sectores como el hostelero y el residencial.</li> <li>• Disponibilidad de algunas empresas en Canarias dedicadas a la instalación de esas tecnologías renovables, así como para la operación y mantenimiento de las mismas.</li> <li>• Ayudas y subvenciones para producir calor mediante instalación de EERR en Canarias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar un registro de la demanda de calor del sector hostelero para controlar las tasas anuales de variación y origen – destino de la energía térmica empleada.</li> <li>• Creación de nuevas empresas dedicadas a la instalación y operación y mantenimiento de tecnologías renovables.</li> <li>• Abrir nuevos nichos de mercado como el industrial.</li> <li>• Creación de empresas especializadas en las auditorías térmicas en edificios e instalaciones de las AAPP, el sector hostelero e industrial.</li> <li>• Incentivar el uso de EERR para producir calor.</li> </ul>

Tabla 49. DAFO – Sector del calor

# 3 Alternativas de planificación



## 3 Alternativas de planificación

---

El Plan de Transición Energética de Canarias tiene como principal cometido convertirse en el instrumento de planificación sectorial que tendrá como objetivo avanzar en la descarbonización de Canarias en el horizonte 2030, promoviendo el desarrollo de un modelo energético sostenible, basado en la eficiencia energética y las energías renovables, identificando las acciones que contribuirán a la descarbonización de la economía en el horizonte de 2040.

Para ello, en el marco del presente plan se plantea una Alternativa 0 que simula la evolución tendencial o caso comúnmente conocido como “Business As Usual” (BAU), y dos alternativas de planificación (Alternativa 1 y Alternativa 2) las cuales fijan el objetivo de descarbonización para el año 2040, pero asumiendo distintas tasas de crecimiento entre el horizonte temporal del PTECan (año 2030) y el horizonte previsto para la total descarbonización (año 2040).

El planteamiento de dos alternativas que proponen la descarbonización para el mismo año pero que se diferencian en la intensidad de las acciones llevadas a cabo durante la primera década, se considera un enfoque acertado dado que, aunque el desarrollo sostenible de Canarias es un aspecto clave, puede interesar que se retrasen ciertas inversiones para que dichas tecnologías alcancen un grado de madurez suficiente y esto se traduzca en alcanzar el mismo objetivo con un menor coste de inversión posible.

En el siguiente subapartado se exponen las principales características de cada una de las alternativas al modelo energético de Canarias según el PTECan. Por otra parte, una vez conocidas las demandas previstas para el horizonte de planificación (según lo expuesto en el apartado 2.5), se describen otras bases e hipótesis consideradas en el estudio para la simulación del sistema energético de Canarias.

### 3.1 ALTERNATIVAS AL MODELO ENERGÉTICO DE CANARIAS

#### 3.1.1 ALTERNATIVA 0

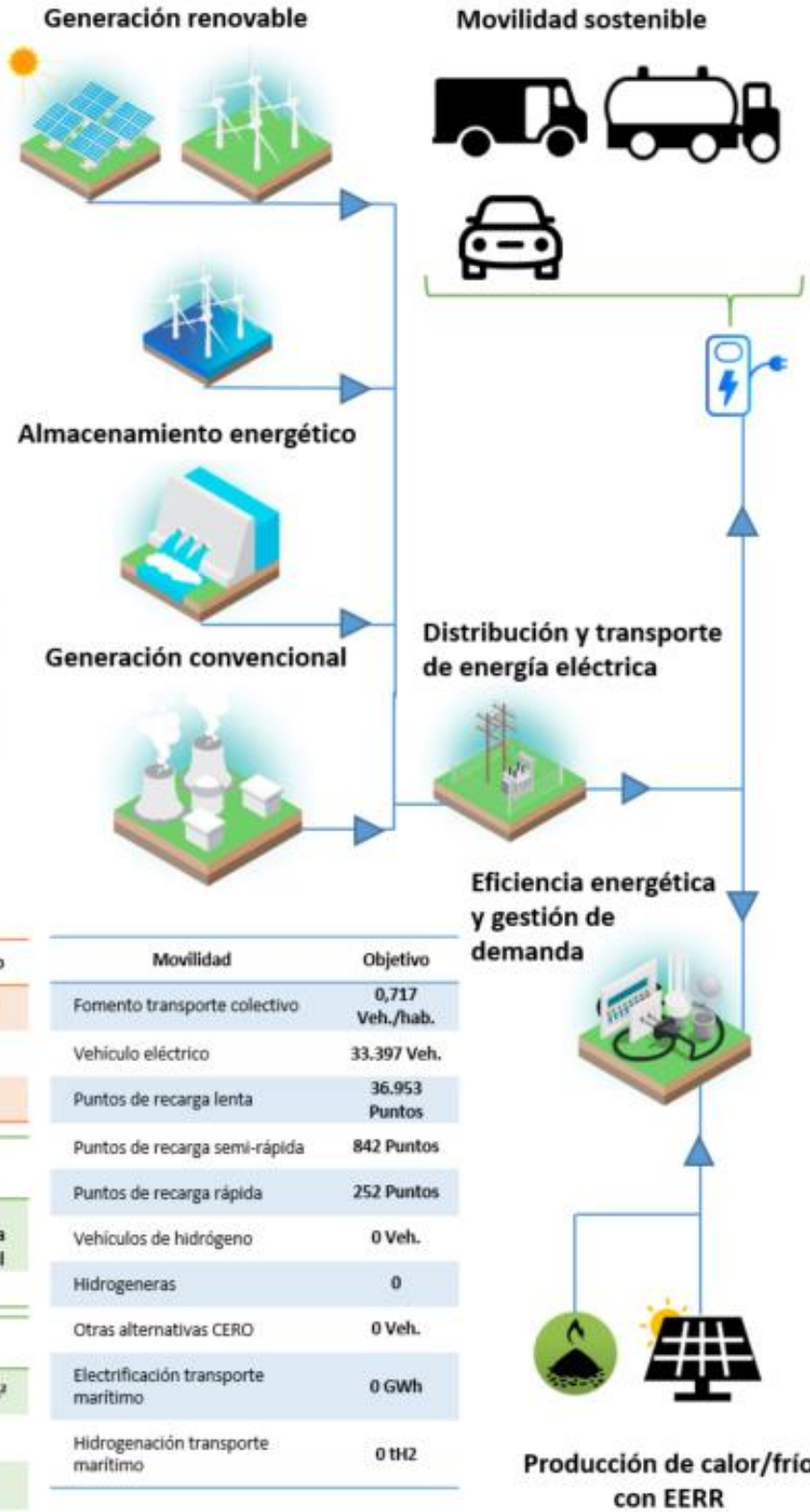
Modela la situación en la cual no se implementan medidas adicionales a las que ya vienen desarrollándose en el sector energético de Canarias. En este caso, no se potenciaría las actuaciones en materia de eficiencia energética o el uso de las energías renovables como referencia principal para satisfacer la demanda eléctrica de las islas. Si existiría un aumento de las potencias instaladas en renovables pero en coherencia con las tendencias históricas de cada tecnología. La demanda de productos petrolíferos seguiría siendo clave para dar soporte a los sectores productivos del archipiélago como lo vienen siendo históricamente.

Por otra parte, aunque se fomente la movilidad sostenible, se seguiría soportando en vehículos de gasolina y gasoil. El parque automovilístico se situaría sobre 2.024.668 vehículos en el año 2030, sólo alcanzándose una cifra de vehículos eléctricos de 33.397 vehículos (2% del parque automovilístico). No se plantearían otras alternativas de vehículo cero emisiones y el número de puntos de recarga sería proporcional al parque automovilístico eléctrico definido.

### Alternativa 0

<b>Demanda combustibles</b>	<b>7.482 kTm</b>	<b>Demanda eléctrica</b>	<b>10.625 GWh</b>	<b>Demanda térmica</b>	<b>187 kTep</b>	<b>Número de vehículos</b>	<b>2.024.668</b>
-----------------------------	------------------	--------------------------	-------------------	------------------------	-----------------	----------------------------	------------------

<b>Generación renovable</b>	<b>Objetivo</b>
Eólica On-shore	702 MW
Eólica Off-shore	5 MW
Fotovoltaica On-Shore	210 MW
Fotovoltaica Off-shore	0 MW
Fotovoltaica autoconsumo	34 MW
Biomasa	8,75 MW
Undimotriz	0 MW
Geotérmica de alta entalpía	0 MW
Termosolar	0 MW
Minihidráulica	2,0 MW
<b>Almacenamiento</b>	<b>Objetivo</b>
Alm. a nivel de usuario	10 MWh
Alm. en redes	20 MWh
Alm. A gran escala	3.350 MWh
<b>Generación térmica</b>	<b>Objetivo</b>
Térmica convencional	2.476 MW
Térmica combustibles sintéticos	0 MW
<b>Distribución y transporte</b>	<b>Objetivo</b>
Interconexiones	60 MW
Comunidades energéticas	0 MW
Generación distribuida	1 MW
<b>Comunidades y edificaciones</b>	<b>Objetivo</b>
Eficiencia energética	Referencia tendencial
Gestión de demanda	No
<b>Sector del calor</b>	<b>Objetivo</b>
Paneles solares térmicos	200.000 m <sup>2</sup>
Geotermia de baja entalpía	40 MW
Biomasa	5.400 Tep/año
Cogeneración (CHP)	0 MW



<b>Movilidad</b>	<b>Objetivo</b>
Fomento transporte colectivo	0,717 Veh./hab.
Vehículo eléctrico	33.397 Veh.
Puntos de recarga lenta	36.953 Puntos
Puntos de recarga semi-rápida	842 Puntos
Puntos de recarga rápida	252 Puntos
Vehículos de hidrógeno	0 Veh.
Hidrogeneras	0
Otras alternativas CERO	0 Veh.
Electrificación transporte marítimo	0 GWh
Hidrogenación transporte marítimo	0 tH <sub>2</sub>

Ilustración 47 PTECan – Objetivos de la Alternativa 0



En el sector eléctrico la importancia de la generación térmica convencional seguiría siendo alta en esta alternativa, incluso ligeramente superior a la existente en la actualidad debido al aumento natural de la demanda eléctrica y el incremento en el uso del vehículo eléctrico. Además, existirían unos 961,75 MW instalados en generación renovable pero sólo serían gestionables 10,75 MW (biomasa y minihidráulica). En esta Alternativa se considera el almacenamiento a gran escala de la central hidroeléctrica de El Hierro (150 MWh), ya en operación, el hidrobombeo de Chira-Soria (3.200 MWh), actualmente en tramitación, y 30 MWh adicionales en almacenamiento a nivel de usuario y en redes eléctricas.

Los medios para la producción de energía térmica renovable tendrían un crecimiento tendencial, existiendo una superficie de paneles solares térmicos total de 200.000 m<sup>2</sup>, 40 MW de geotermia de baja entalpía y una potencia de 5.400 Tep/año en calderas de biomasa.

### 3.1.2 ALTERNATIVA 1

En esta alternativa se apuesta por un cambio drástico del sistema energético de Canarias. La eficiencia energética, las energías renovables, el almacenamiento energético y resto de eslabones asociados tales como la gestión de demanda, el uso de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno, la generación distribuida o la mejora en la capacidad de gestión y evacuación de la energía generada de manera distribuida en redes de distribución y transporte se convierten en una prioridad, tratando de desplazar en el menor tiempo posible el uso de combustibles fósiles para la producción de energía a todos los niveles. En esta alternativa, la situación de total descarbonización se alcanzaría en el año 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática, intensificando las acciones a acometer durante el horizonte temporal del PTECan (hasta el año 2030), sin que ello se traduzca en proponer objetivos que técnicamente no sean alcanzables en este horizonte.

Se potenciaría el uso de vehículos cero emisiones. Los vehículos de menor peso (turismos, furgonetas y motos) tenderían al uso de motores eléctricos mientras que el transporte pesado (autobuses y camiones) sería prioritariamente descarbonizado con el uso de vehículos de celda de combustible (hidrógeno). En el camino hacia la total descarbonización del transporte terrestre en 2040 sería necesario que la cifra de vehículos eléctricos existente en Canarias en el año 2030 ascendiera hasta los 380.480 vehículos. Adicionalmente, existirían 34.895 vehículos propulsados con hidrógeno y también se ha considerado la existencia de 23.252 vehículos que usarían otros combustibles renovables alternativos como el biogás y los biocarburantes producidos con energías renovables. El total del parque automovilístico descarbonizado sería de 438.627 vehículos lo que supondría el 26% del parque automovilístico total de Canarias. Para dar suministro a estos vehículos sería necesaria la instalación de 420.381 puntos de recarga vinculados (en viviendas, lugares de trabajo y vía pública), 2.862 puntos de apoyo (centros comerciales, parkings) y 2.862 puntos de emergencia (estaciones de servicio). Además se requeriría 23 hidrogeneras para dar soporte a los vehículos de hidrógeno, donde además fuera posible el repostaje con biocarburantes en función de la demanda existente.

La descarbonización del transporte marítimo insular pasa por dos puntos claves, el uso de amoníaco producido con fuentes renovables a través de hidrógeno (generado con electrolizadores), nitrógeno (extraído del aire con generadores de nitrógeno) y síntesis a través del proceso Haber – Bosch y la electrificación de los barcos de recreo y barcos de pesca que recorren rutas de cercanía. De la misma forma, las acciones se centran en la descarbonización del transporte marítimo insular, siendo una estrategia consistente con el procedimiento común

establecido para el desarrollo de inventarios de emisiones, los cuales ponen la frontera en la comunidad analizada.

Se propone para esta alternativa que, en base al parque de generación renovable existente, se pueda obtener una cantidad de amoniaco verde equivalente a 77 ktNH<sub>3</sub>/año, lo que supondría aproximadamente 34 kTep/año. Esta cantidad de amoniaco sería suficiente para sustituir el 22,8% de los combustibles que en la actualidad se utilizan para movilidad marítima interinsular de buques y barcos de transporte de pasajeros entre islas. Soluciones como la implementada en el barco carguero “Viking Energy” (pila de combustible accionada con amoniaco que estaría en funcionamiento en 2022) o el barco RO-RO de pasajeros más grande del mundo, “Color Fantasy” (con motor de amoniaco que estará en marcha en 2027) invitan a pensar que esta sería la solución más realista de descarbonización del transporte marítimo pesado para rutas regulares de tránsito entre islas. La principal ventaja del amoniaco, además de que es más fácil obtenerlo que otros combustibles sintéticos, es que puede ser almacenado en estado líquido a una temperatura de -33 °C a presión atmosférica o a 9 bares y temperatura a 20 °C, frente al hidrógeno, con el cual habría que reducir la temperatura hasta los -253 °C. Por tanto, el planteamiento hasta el año 2030 sería el testeo de la tecnología en dos rutas que partan desde las islas de Tenerife y Gran Canaria para, posteriormente, transformar el resto de rutas de transporte marítimo interinsular regular antes del año 2040 y eliminar el uso de Fuel oil y Diésel oil para esos servicios.

Adicionalmente, se llevaría a cabo una reconversión progresiva de la flota de barcos de cercanía, principalmente de recreo y pesca en cercanía, para que puedan desarrollarse estas actividades con barcos eléctricos. Se establece en esta alternativa el objetivo del 60% de la flota de barcos que actualmente encajan con esa definición y usan gasolinas y gasóleos.

De la misma forma, conforme a mandato europeo, antes del año 2030 los barcos atracados en puerto deberían conectarse a la red eléctrica insular. Ese aspecto supone un reto enorme dado que existen barcos con demandas semejantes a las producidas en islas como La Gomera o El Hierro. Es por ello, que dicha obligación siempre estaría sujeta al cumplimiento de las condiciones de estabilidad del sistema eléctrico, máxime cuando se trata de sistemas eléctricos insulares.

En el ámbito del transporte aéreo, la única opción tecnológicamente válida para la descarbonización de este subsector es el uso de combustibles sintéticos producidos mediante energías renovables (tecnologías Power To Liquid). Esta medida ya ha sido contemplada a nivel nacional por el PNIEC, sugiriéndose la producción de queroseno sintético. Para la producción de este queroseno se requeriría la producción previa de hidrógeno verde y una fuente de carbono (captura de carbono en centrales eléctricas, vertederos o biogás) haciendo reaccionar termoquímicamente ambos elementos para transformar ambos compuestos a través del proceso Fisher-Tropsch en combustible líquido apto para aviones. Existen experiencias en investigación pero esta solución aún no ha alcanzado su fase de desarrollo comercial. Por esta razón se considera prudente optar, a efectos de la planificación, por la puesta en marcha de un proyecto piloto en alguno de los aeropuertos de Canarias que sirva para demostrar la tecnología y que, posteriormente en el horizonte 2031-2040 se opte por su inclusión en las islas para soportar la demanda de este subsector a nivel insular. Alternativamente, se podría importar dicho combustible sintético de otra región de España en la cual se implemente esta solución a gran escala.

El cambio en el sector eléctrico sería trascendental y tendría cuatro claves, el incremento de la potencia renovable total instalada hasta los 4.689 MW, la instalación de sistemas de almacenamiento energético hasta alcanzar una capacidad total de gestión de 7.891 MWh, la ejecución de las interconexiones eléctricas proyectadas (Tenerife – La Gomera y Fuerteventura – Gran Canaria) y la reducción progresiva en el uso de la generación térmica convencional hasta alcanzar una potencia de 1.210 MW. Debe ser tenido en cuenta que los 4.689 MW de potencia renovable incluyen los medios de generación necesarios para el suministro eléctrico tradicional (aproximadamente unos 2.500 MW) y los nuevos consumos eléctricos derivados del vehículo eléctrico y la producción de hidrógeno para el sector del transporte marítimo y terrestre.

Es especialmente importante la necesidad de disponer de sistemas de almacenamiento energético a gran escala en 2030 no sólo en El Hierro (150 MWh) y Gran Canaria (3.200 MWh) sino también en Tenerife (3.000 MWh). A esto se uniría unos 1.541 MWh de capacidad de almacenamiento distribuidos a nivel de usuario y en redes. Sin estos medios de gestión sería imposible reducir la potencia térmica convencional para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema.

En cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 738/2015 todos los sistemas eléctricos de Canarias necesitarían mantener la suficiente potencia de Categoría A para asegurar el suministro incluso en casos de contingencia N-1 y N-2 de acuerdo con lo definido en los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Por ello, es vital el cambio progresivo de los generadores enmarcados en esta categoría (actualmente los grupos de generación convencional), por otros que aun aportando los mismos servicios, sean capaces de operar con fuentes renovables, entre ellos destacan los hidrobombes, el hidrógeno y la geotermia.

Además, insistir en que la producción de hidrógeno en sí misma es un sistema de almacenamiento energético (en otro vector energético) lo que ayudaría a mejorar de forma muy importante los sistemas eléctricos de Canarias en lo que respecta a estabilidad. Este producto sería asimilable a otros combustibles. No obstante, al ser producidos a nivel local, las reservas estratégicas establecidas por CORES para otros combustibles afines como el GNL (20 días) podrían reducirse asemejándose más a las reservas consideradas para hidrobombes (12 horas). En este caso, si se consideran reservas para 2 días, se necesitarían 75 tH<sub>2</sub> para el transporte marítimo y 826 tH<sub>2</sub> para el transporte terrestre. Si se almacenan a 350 bares, exigiría una capacidad de almacenamiento total de 35.426 m<sup>3</sup>. Esto se sumaría a la capacidad de gestión aportada por el resto de soluciones de almacenamiento configuradas para Canarias y mencionadas en el párrafo anterior.

Como medida adicional de gestión, el vehículo eléctrico estaría ligado a la aplicación de políticas de gestión de demanda priorizando su carga en horas en las cuales se prevea vertidos de generación renovable no gestionable.

### Alternativa 1

<b>Demanda combustibles</b>	<b>5.196 kTm</b>	<b>Demanda eléctrica</b>	<b>8.692 GWh</b>	<b>Demanda térmica</b>	<b>130 kTep</b>	<b>Número de vehículos</b>	<b>1.669.825</b>
-----------------------------	------------------	--------------------------	------------------	------------------------	-----------------	----------------------------	------------------

Generación renovable	Objetivo
Eólica On-shore	2.262 MW
Eólica Off-shore	494 MW
Fotovoltaica On-Shore	995 MW
Fotovoltaica Off-shore	43 MW
Fotovoltaica autoconsumo	807 MW
Biomasa	20 MW
Undimotriz	2 MW
Geotérmica de alta entalpía	60 MW
Termosolar	3 MW
Minihidráulica	3 MW

Almacenamiento	Objetivo
Alm. a nivel de usuario	1.297 MWh
Alm. en redes	244 MWh
Alm. A gran escala	6.350 MWh

Generación térmica	Objetivo
Térmica convencional	1.210 MW
Térmica combustibles sintéticos	50 MW

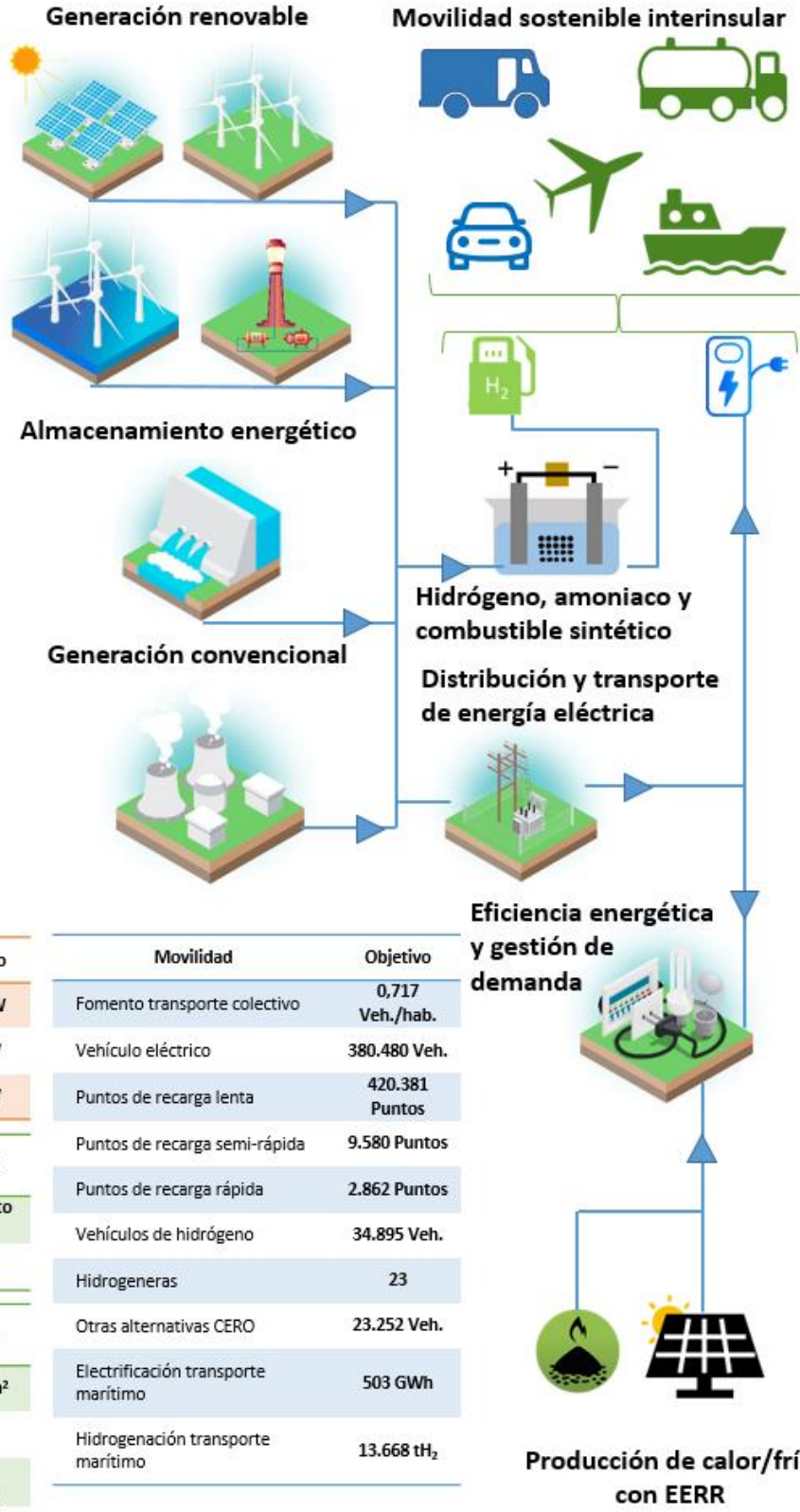
Distribución y transporte	Objetivo
Interconexiones	210 MW
Comunidades energéticas	12 MW
Generación distribuida	74 MW

Comunidades y edificaciones	Objetivo
Eficiencia energética	5% respecto 2005
Gestión de demanda	VE/ACS

Sector del calor	Objetivo
Paneles solares térmicos	544.846 m <sup>2</sup>
Geotermia de baja entalpía	67 MW
Biomasa	16.165 Tep/año
Cogeneración (CHP)	11 MW



Movilidad	Objetivo
Fomento transporte colectivo	0,717 Veh./hab.
Vehículo eléctrico	380.480 Veh.
Puntos de recarga lenta	420.381 Puntos
Puntos de recarga semi-rápida	9.580 Puntos
Puntos de recarga rápida	2.862 Puntos
Vehículos de hidrógeno	34.895 Veh.
Hidrogeneras	23
Otras alternativas CERO	23.252 Veh.
Electrificación transporte marítimo	503 GWh
Hidrogenación transporte marítimo	13.668 tH <sub>2</sub>

Ilustración 48 PTECan – Objetivos de la Alternativa 1

Entre las renovables se incluirían nuevas tecnologías tales como la eólica off-shore, la fotovoltaica off-shore, la energía undimotriz y la energía termosolar. También se ha considerado la entrada de la geotermia de alta entalpía, pero esto dependerá de que finalice la fase de investigación y se demuestre su viabilidad técnica. La prioridad es que se instale en La Palma al ser una isla eléctricamente aislada del resto del archipiélago y sin posibilidad de conexión, pero también existen opciones de que pueda instalarse en la isla de Tenerife.

En cuanto al sector del calor, se incentivaría el uso de captadores solares térmicos hasta alcanzar los 544.846 m<sup>2</sup>, la geotermia de baja entalpía hasta disponer de una potencia de 67 MW y las calderas de biomasa hasta producir anualmente unas 16.165 Tep/año.

### 3.1.3 ALTERNATIVA 2

También propone un cambio profundo del sistema energético de Canarias con medidas semejantes a las evaluadas en la Alternativa 1. No obstante, aunque la descarbonización también se conseguiría en el año 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática, se plantea una solución en la que la implementación de parte de las medidas se retrasa a la década 2031-2040. Esta alternativa tiene la ventaja de que determinadas tecnologías disruptivas como el almacenamiento energético podrían alcanzar una fase de madurez suficiente para que los costes asociados a éstas se reduzcan y la acción de descarbonización sea económicamente más atractiva en términos de inversión (CAPEX). Esta solución podría tener interés a nivel económico, pero también presenta ciertos inconvenientes como el retraso en el cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones o el aumento de la presión en el esfuerzo de descarbonización en la década 2031-2040. Por tanto, en la Alternativa 2 los requerimientos en potencia renovable instalada en 2030 son menos exigentes que los planteados en la Alternativa 1.

En esta alternativa, para el transporte por carretera, el número de vehículos eléctricos se situaría en 225.424, potenciándose igualmente en transporte ligero mientras que para el transporte pesado se requerirían 7.183 vehículos de hidrógeno. El número total de puntos de recarga vinculados necesario sería de 249.765, a lo que se sumaría 5.692 puntos de apoyo y 1.700 puntos de emergencia. Para dar soporte a los vehículos de hidrógeno se requeriría en esta alternativa al menos 17 hidrogeneras. También se asumiría la entrada de vehículos de biocarburantes (13.847 vehículos).

En la Alternativa 2 se apostaría de igual forma por la reconversión del transporte marítimo interinsular mediante el uso del amoniaco como vector energético y la electrificación de barcos de pequeño tamaño cuando ello fuera técnicamente viable, si bien, en este caso, los objetivos planteados serían menos ambiciosos que en la Alternativa 1 para el horizonte hasta 2030. Así pues, habría que intensificar las medidas de descarbonización de este subsector en el periodo 2031-2040.

Teniendo en cuenta que la demanda de los buques de pasajeros y mercancías que realizan rutas regulares entre islas ascendería a 150 kTep, la configuración del parque de generación para la Alternativa 2 ayudaría a que un 11,3% de esa necesidad energética fuera cubierta con amoniaco verde. Este objetivo se cumpliría con la producción de 38,5 ktNH<sub>3</sub>/año. Para obtener esa cantidad de amoniaco se necesitaría una cantidad de hidrógeno de 6.834 tH<sub>2</sub>/año y 31.654 tN<sub>2</sub>/año.

Por otra parte, en este caso se marcaría como objetivo la electrificación del 20% de la flota de barcos insular que actualmente es atendida con gasolinas y gasóleos. La demanda eléctrica asociada a estos barcos sería de 168 GWh/año.

En el subsector del transporte aéreo también se optaría por la investigación en la producción de querosenos sintéticos con al menos una planta experimental vinculada a alguno de los aeropuertos de Canarias. Dicha experiencia será clave para formular objetivos más ambiciosos en el segundo horizonte de planificación (años 2031-2040), en concreto, el uso de este combustible para transporte aéreo entre islas.

Nuevamente, el sector eléctrico sería clave en esta transformación. Ahora no sólo soportaría los consumos eléctricos del mercado interior que actualmente soporta sino que a esto se añadiría los consumos relativos al vehículo eléctrico y el transporte marítimo en los términos anteriormente expresados. La potencia renovable instalada ascendería a los 3.410 MW repartidos entre generación eólica terrestre (1.706 MW), eólica off-shore (330 MW), fotovoltaica on-shore (759 MW), fotovoltaica off-shore (31 MW), fotovoltaica en autoconsumo (524 MW), biomasa (18 MW), undimotriz (4,1 MW), solar térmica (6 MW) y minihidráulica (2 MW). Finalmente se añadirían otros 30 MW en geotermia de alta entalpía si bien estarían vinculados al éxito en campañas de investigación. De no alcanzarse este último objetivo la potencia en generación térmica convencional o nuevas tecnologías de generación basadas en biomasa o el uso de combustibles renovables deberían sustituir los 30 MW que no pudieran ser garantizados con la geotermia.

En materia de almacenamiento, se dispondría del hidrobombeo de El Hierro (150 MWh) y el hidrobombeo de Gran Canaria (3.200 MWh) como formas de almacenamiento a gran escala. Se añadirían 989 MWh adicionales en almacenamiento en redes y a nivel local (autoconsumos). En materia de almacenamiento también se debe considerar el uso del hidrógeno. Contándose las necesidades de reserva de hidrógeno para transporte por carretera y transporte marítimo, se dispondría de una capacidad total de 23.549 m<sup>3</sup>. En este caso, para el año 2030 ya se debería disponer de sistemas que permitan la carga inteligente de vehículos eléctricos como principal medida de gestión de demanda. Además se debería disponer de la interconexión eléctrica proyectada en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte y aún no ejecutada, Tenerife – La Gomera. En este caso, el parque de generación térmica convencional sería de aproximadamente 1.440 MW.

En cuanto al sector del calor, se incentivaría el uso de captadores solares térmicos hasta alcanzar los 456.272 m<sup>2</sup>, la geotermia de baja entalpía hasta disponer de una potencia de 59 MW y las calderas de biomasa hasta producir anualmente unos 15.423 Tep/año.

## Alternativa 2

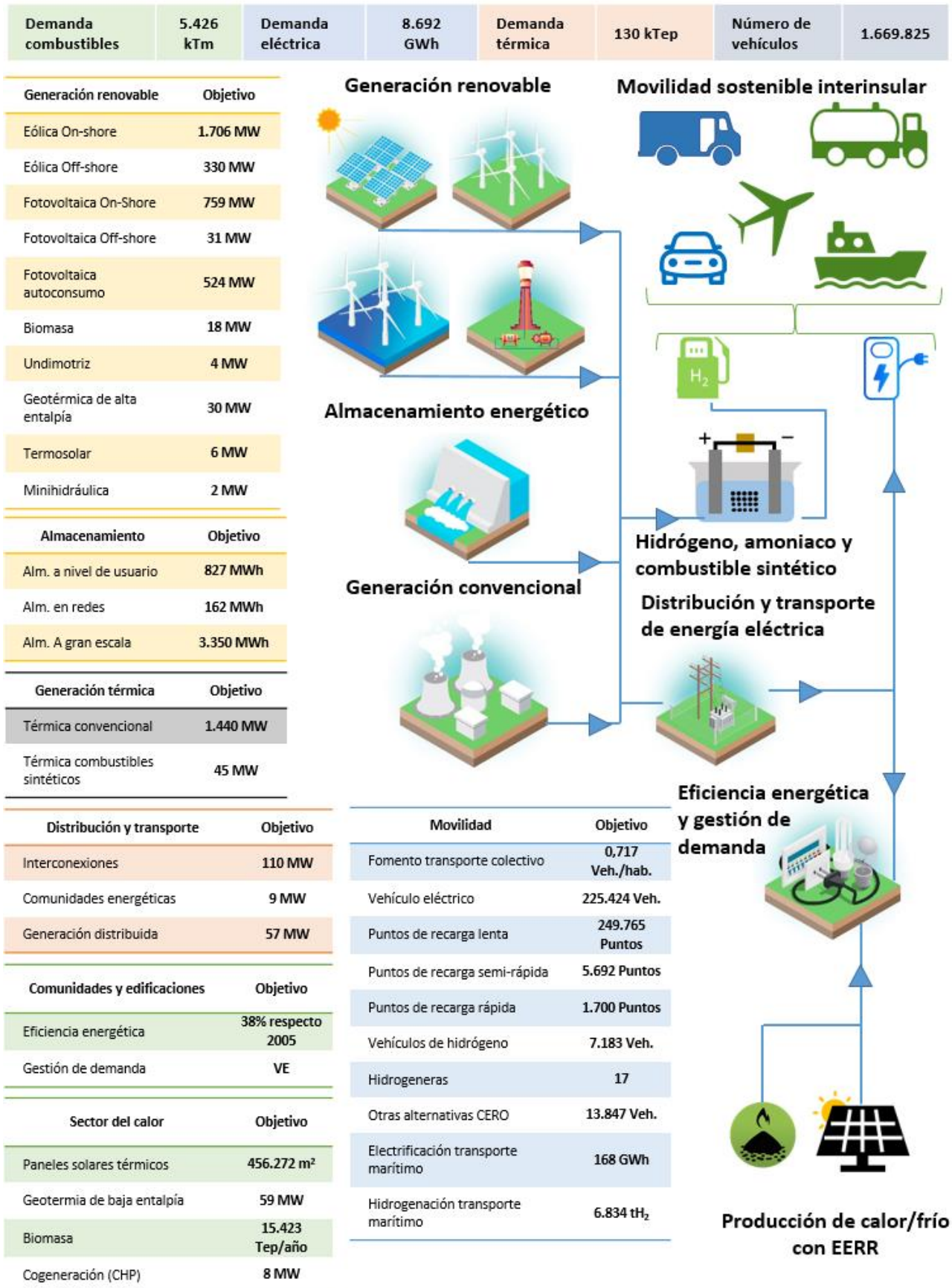


Ilustración 49 PTECan – Objetivos de la Alternativa 2

### 3.2 SINGULARIDAD DE LAS ISLAS CANARIAS EN MATERIA ENERGÉTICA

Los estudios desarrollados para la estimación de la demanda de los distintos sectores energéticos en Canarias demuestran que la economía y el desarrollo social del archipiélago son especialmente vulnerables a los cambios que se producen en el sector energético, existiendo correlaciones entre el PIB y la demanda superiores al 85% en todas las islas. Ese efecto se observa claramente en todas las proyecciones de demanda para el año 2020, donde la crisis sanitaria supuso un detrimento de la economía y esa situación también tuvo traslado directo a los consumos energéticos durante el mismo periodo temporal.

El efecto comentado en el párrafo anterior es coherente con lo que sucede en el resto de España, y otros países y regiones de la Unión Europea. No obstante, el nivel de dependencia energética de combustibles fósiles importados es extremadamente elevado y es urgente la búsqueda de una solución que permita garantizar un suministro energético renovable, estable y diversificado para el desarrollo sostenible de la sociedad y la economía canaria. Asimismo, el sector energético está provocando el 88% de las emisiones de gases de efecto invernadero de Canarias como consecuencia del uso de combustibles fósiles, lo que es razón de más para buscar una solución al modelo energético de las Islas Canarias lo antes posible tal como se dicta en la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética entre otras muchas normas y estrategias desarrolladas por el Estado y la Comunidad Europea.

En el **sector del transporte** las medidas de descarbonización que están siendo aplicadas no son suficientes. En primer lugar debería apostarse por políticas de movilidad sostenible que prioricen los desplazamientos a pie y el uso de la bicicleta para distancias cortas y el transporte colectivo cuando la alternativa anterior no sea viable. Otras políticas de movilidad sostenible (comentadas en el capítulo 8) ayudarían a reducir el ratio de número de vehículos por habitante y con ello las cifras de consumo de este sector. Dada las características particulares de Canarias, el sector del transporte es el eslabón de la energía que más potencial de desarrollo tiene en el ámbito de la eficiencia energética. Ese ratio es prácticamente de 1 veh/hab, lo que demuestra que hay margen de mejora en este sector.

El 99,7% del parque automovilístico de Canarias se encuentra propulsado por motores de combustión de gasolinas y gasóleos. La única alternativa con potencial para el suministro con energías renovables es el vehículo eléctrico, si bien es cierto que dicha situación depende directamente de la descarbonización de los seis sistemas eléctricos del archipiélago.

Adicionalmente, la totalidad del transporte marítimo y la aviación depende del uso de combustibles fósiles. Por consiguiente, un desabastecimiento de este tipo de productos dejaría a Canarias incomunicada y sin capacidad de reacción a cualquier crisis que pueda originarse.

El hidrógeno se presenta como una opción atractiva para incrementar de manera notoria la participación de las energías renovables en el sector del transporte y, principalmente, en el transporte pesado (vehículos de MMA superior a los 3.500 kg) donde el vehículo eléctrico puede tener más problemas dados los tiempos requeridos para la carga de baterías. A diferencia de la carga eléctrica, el hidrógeno presenta tiempos de suministro semejantes a los que actualmente son necesarios para el repostaje en motores de combustión interna. Por consiguiente, otorga flexibilidad para operaciones en servicios de transporte colectivo y pesado. Este hidrógeno también puede ser necesario para la descarbonización de los sectores del transporte marítimo



y aéreo, donde si bien no se usaría de manera directa, sí se requiere como elemento intermedio para la producción de combustibles renovables en procesos de síntesis.

En lo que respecta al **sistema eléctrico**, las Islas Canarias también presentan el agravante de no encontrarse conectadas a ningún sistema eléctrico continental. Incluso sólo las islas de Lanzarote y Fuerteventura son las únicas en las que actualmente existe una interconexión entre islas. Se proyecta a corto/medio plazo una interconexión para unir las islas de Lanzarote y Fuerteventura con Gran Canaria y otra que uniría la isla de Tenerife con La Gomera. El carácter aislado y el relativo pequeño tamaño de cada uno de estos sistemas eléctricos insulares originan una de las restricciones de mayor importancia en la promoción de las energías renovables en el archipiélago canario, tanto las gestionables como las no gestionables.

En las Islas Canarias, **la mayor parte de las energías renovables previstas a instalar son de carácter no gestionable**, existiendo una gran presencia de la eólica y fotovoltaica y pronosticándose el despliegue de las energías renovables marinas debido al gran interés del desarrollo de esta tecnología por parte de la industria. En este escenario, los sistemas de almacenamiento energético se consideran fundamentales, aportando los medios necesarios para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema vinculados a la generación renovable.

Para garantizar el equilibrio constante entre la generación y el consumo y disponer de capacidad de respuesta ante variaciones de parámetros de red como la pérdida de generación, demanda o la presencia de EERR fluctuantes, suele ser necesario disponer en el sistema eléctrico de potencia síncrona. Los **generadores síncronos otorgan flexibilidad** para dar respuesta casi instantánea proveyendo servicios de ajuste primario y secundario así como capacidad para aportar estabilidad a la tensión por medio del control de la potencia reactiva y de la tensión (control Q/V). Además, este tipo de generadores tienen una elevada respuesta inercial, siendo capaces de aportar hasta 5-7 veces su potencia nominal de manera transitoria en el momento en el que se produce un cortocircuito.

En todas las islas del archipiélago canario se requerirá un importante esfuerzo ya que en definitiva se está planteando un cambio estructural del sistema eléctrico existente en estos momentos. No obstante, **Canarias está en el momento adecuado para realizar dicho cambio, ya que el parque de generación comienza a estar obsoleto y las necesidades de descarbonización se unen a las políticas de mantenimiento de la generación de las islas**. De acuerdo con lo analizado, las opciones de mayor interés en Canarias en generación de Categoría A bajo lo definido en el Real Decreto 738/2015 van de la mano de tres soluciones técnicas específicas, **centrales de bombeo reversible, sistemas de almacenamiento energético basados en el hidrógeno (turbinas/motores de gas) y centrales de geotermia de alta entalpía**.

Por otra parte, la **electrónica de potencia está permitiendo mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías**. Estos sistemas tratan de emular el comportamiento de una máquina síncrona pero aún siguen teniendo limitaciones como la menor capacidad de aportar potencias de cortocircuito (1-2 veces la potencia nominal) y peores tiempos de respuesta. En estos sistemas, para controlar la cantidad de potencia activa y reactiva inyectada a la red, el convertidor electrónico debe sincronizarse a la red en módulo y fase, produciéndose en muchos casos retrasos por tiempo de cálculo. Esos retrasos afectan a la capacidad de sincronización cuando se producen contingencias (pérdidas de demanda, generación, EERR fluctuantes) y pueden llegar a afectar a la estabilidad del sistema

eléctrico y, en particular en redes débiles con baja inercia o potencia de cortocircuito. En cualquier caso, se espera que la tecnología continúe evolucionando en años venideros y posiblemente se consiga resolver esta problemática con anterioridad a 2040. No obstante, conviene no apostar la descarbonización a una única solución y tratar de diversificar el mix todo lo que sea posible.

Por las razones mencionadas en los dos párrafos anteriores los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares establecen que de manera horaria deben encontrarse encendidos “los grupos convencionales” necesarios para que sean capaces de sustituir al menos el 100% de la potencia del mayor grupo conectado en ese periodo (50% en regulación primaria y 50% en regulación secundaria). **Cuanto menor es el tamaño máximo de grupo en un sistema eléctrico, mayor será la flexibilidad de este sistema para permitir la entrada de generación renovable** (especialmente la no gestionable) **y más robusto será el sistema porque soportaría de mejor forma la caída de uno de sus grupos de generación**, incluso el de mayor tamaño (menores perturbaciones de la tensión y frecuencia en el momento de desastre de uno de sus grupos).

En la actualidad, **los tamaños máximos de grupo en las Islas Canarias se encuentran en 70 MW para Tenerife y Gran Canaria, 18 MW para Lanzarote y Fuerteventura, 8 MW para La Palma, 3 MW en La Gomera y 2 en El Hierro**. Poniendo como ejemplo la situación en Tenerife, si la potencia de un grupo concreto superara los 70 MW, se exigiría que al menos dos grupos con capacidad de aportar potencia síncrona se encuentren en operación en el mismo momento. Por ello, interesa que ese valor sea lo más bajo posible. Este concepto se conoce como **flexibilidad**.

Partiendo de los datos recabados del anuario de la energía eléctrica de Canarias 2019, se pueden clasificar los distintos sistemas eléctricos de las islas en función de las puntas de demanda que se producen en cada uno de estos sistemas eléctricos. Se distinguen tres categorías básicas, estas son:

- a) **Sistemas eléctricos con puntas de demanda inferiores a 50 MW**. En este grupo, se pueden incluir El Hierro (7,8 MW), La Gomera (12,6 MW) y La Palma (47,3 MW). En estos sistemas eléctricos se producen generalmente variaciones importantes en términos de frecuencia y tensión y la acción de un único generador podría tener un impacto alto en el mantenimiento de las condiciones de balance. Además se producen diferencias entre regiones y los sistemas no siempre se encuentran lo suficientemente mallados para mejorar su robustez.
- b) **Sistemas eléctricos con puntas de demanda entre 50 y 150 MW**. En este grupo se incluyen las islas de Lanzarote (145,9 MW) y Fuerteventura (119 MW). Como ya se comentó anteriormente éstas son las únicas islas eléctricamente interconectadas en la actualidad y está previsto que se interconecten, a su vez, a Gran Canaria. Esta infraestructura es viable desde un punto de vista técnico y Red Eléctrica de España la consideraba entre las acciones acometer a medio plazo desde el año 2015. La distancia entre Gran Canaria y Fuerteventura es de, aproximadamente, 120 km y la profundidad no excede de 1.200 metros.

A nivel de red eléctrica, ambas islas sólo cuentan con un corredor próximo al este de las islas. Por consiguiente, cualquier parque de generación que pretenda instalarse en la región oeste de las islas, requiere de una cuantiosa inversión para la conexión al sistema eléctrico. Esto inviabilizaría la operación pese a que el recurso renovable en la región pueda ser destacable.

- c) **Sistemas eléctricos con puntas de demanda superiores a 150 MW.** En este grupo se incluyen las islas capitalinas de Tenerife (616 MW) y Gran Canaria (615 MW) donde se concentra más del 83% de los habitantes del conjunto de Canarias. Desde el punto de vista económico, el PIB de ambas islas representa el 82% del total del archipiélago.

En comparación con el resto de las Islas Canarias, Gran Canaria y Tenerife cuentan con sistemas eléctricos más robustos y mejor mallados. Además, se proponen o están en construcción sistemas de almacenamiento energético a gran escala que permitirían mejorar la capacidad de gestión.

Necesariamente en Canarias cualquier acción de promoción de las energías renovables debe estar ligada a la adopción de medidas que mejoren y refuercen la robustez de los sistemas eléctricos a los que se conecta. En el archipiélago se apunta al almacenamiento energético y a la gestión de demanda como principales mecanismos para lograr una adaptación de la generación de origen renovable no gestionable a la demanda de los distintos sectores productivos. No obstante, todos los sistemas de almacenamiento energético no responden de una misma forma. En sistemas eléctricos donde se potencia como sistema de almacenamiento energético por excelencia el electroquímico, la respuesta ante perturbaciones se verá claramente afectada dado que las baterías, en el mejor de los casos, en situaciones de contingencia sólo pueden aportar a la extinción de un cortocircuito hasta dos veces su intensidad nominal como se razonaba anteriormente. Esta respuesta es limitada en comparación con los generadores síncronos. Otras alternativas como los sistemas de hidrobombeo o incluso la producción de hidrógeno para su posterior utilización en motores y turbinas especialmente diseñadas para la quema de este combustible (ya existentes como se demuestra en la Estrategia de generación gestionable de Canarias) tienen una respuesta mecánica y, por consiguiente, son capaces de alcanzar los estándares que actualmente consiguen la generación convencional. La geotérmica o la solar térmica también serían capaces de aportar este tipo de servicios gracias al uso de turbinas de vapor, razón por la cual, este tipo de centrales se consideran de alto interés especialmente en regiones donde el hidrobombeo no ha sido propuesto de modo firme o se carecen de opciones.

En definitiva, la búsqueda de soluciones de generación renovable asociadas al sistema eléctrico es un aspecto fundamental, **pero es necesario tener presente que la solución elegida debe ser viable desde un punto de vista técnico y no se puede producir situaciones de desabastecimiento que puedan causar un auténtico descalabro en la economía del archipiélago canario.** Modelos como el implementado en la isla de El Hierro son todo un ejemplo a nivel internacional de cómo se puede conseguir coberturas de demanda mediante energía renovable extremas incluso en sistemas eléctricos totalmente aislados de sistemas de mayor robustez.

Adicionalmente, a la hora de plantear soluciones alternativas al modelo energético actual es prioritaria la reducción de los costes de explotación de los sistemas eléctricos insulares. En este sentido, las energías renovables han demostrado unos costes de explotación competitivos en comparación con la generación convencional.

La electrificación del transporte terrestre y el transporte marítimo interior de Canarias supondrá un aumento de la demanda de energía eléctrica en todas las islas del archipiélago. Esa conversión a energía eléctrica es un primer paso en el concepto de descarbonización pero no

será efectivo si se sigue utilizando la generación térmica convencional como principal fuente de suministro eléctrico.

También adquiere especial importancia la aplicación de políticas de gestión energética. Sin la aplicación de estas políticas se producirá un aumento de las puntas de demanda, lo que obligará a disponer de mayor potencia de carácter gestionable (generadores síncronos). Lejos de ese modelo ineficiente, el vehículo eléctrico debe ser visto como una alternativa que, aplicada de manera correcta, permitiría maximizar la penetración de energías renovables.

Por otra parte, con la aplicación de políticas de eficiencia energética se conseguiría reducir el salto brusco en consumo producido con la unión de subsectores de la energía (la electrificación del transporte). Hay que ser conscientes de que durante la última década se han ido sucediendo distintos programas de mejora de la eficiencia energética y esto ha permitido reducir el consumo eléctrico de manera considerable en todo el archipiélago. A medida que avanza las políticas de fomento de la eficiencia, cada vez es más difícil conseguir mejoras realmente significativas. El ejemplo se encuentra en el sector doméstico, donde se ha llevado a cabo una sustitución masiva de sistemas de alumbrado y electrodomésticos por modelos cada vez eficientes, pero lo cierto es que se están alcanzando las cotas de ahorro máximas y es necesario apuntar a otros sectores, como los que supone la movilidad, para alcanzar los objetivos establecidos a nivel nacional y comunitario (recordar que la eficiencia se mide en términos de energía primaria).

A diferencia de lo que ocurre en otras regiones de España, las políticas de eficiencia energética aplicadas a climatización en Canarias tienen un considerable menor impacto de las que podrían tener en otras regiones de España, dado la menor diferencia de temperaturas entre máximos y mínimos anuales. Las temperaturas en Canarias no sólo son muy estables sino que se mantienen entre los 20-30 °C durante todo el año, lo cual no exige el consumo de energía para climatización salvo consumos puntuales producidos en meses del periodo estival por el uso de aire acondicionado. Este tipo de acciones son de mucho interés en la península y se considera muy útil el uso de aislamientos térmicos, pero en Canarias el ahorro no sería realmente significativo como para motivar su instalación en la mayoría de las regiones habitadas. Existen regiones de interior donde los niveles de humedad en el ambiente son más elevados y sí podría tener interés, pero no es la regla común. La apuesta por la arquitectura bioclimática y la construcción de edificios de consumo casi nulo tienen sentido en Canarias aunque este tipo de acciones deben ser promovidas desde la fase de proyecto de dichas edificaciones.

En cuanto al **subsector del calor**, cada vez es más evidente la gran capacidad de las fuentes renovables para sustituir el uso de combustibles fósiles con energías renovables asociadas a la producción de energía térmica.

También se ha producido un avance considerable en el sector en los últimos años, pero los datos de consumo de los combustibles fósiles generalmente asociados a aplicaciones térmicas (butano, propano, gasoil industrial y fueloil industrial) demuestran que aún queda mucho por hacer. Esto aplica tanto al sector residencial como al sector turístico y el industrial, principales consumidores de energía térmica en Canarias.

### 3.3 BASES TÉCNICAS DE MODELIZACIÓN

Para analizar el sector energético de Canarias se han desarrollado modelos matemáticos específicos capaces de determinar la configuración idónea de cada uno de los sistemas

energéticos del archipiélago. Para ello, se ha desarrollado el modelo matemático ISLA - Insular energy System Long-term Assessment tool desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. en base a su experiencia en el desarrollo de estudios específicos de planificación energética para sistemas eléctricos insulares no o débilmente interconectados y especialmente para las Islas Canarias. El motor del modelo ISLA se basa en programas de reconocido prestigio, en concreto la combinación del potencial de optimización de GAMS con la versatilidad de Python, replicando las características específicas de los sistemas energéticos analizados e incluyendo todas las unidades de producción instaladas, previstas a instalar en las alternativas al modelo energético así como su contribución en términos de servicios complementarios aportados al sistema eléctrico (en el caso del subsector eléctrico).

La explicación de este modelo y su desarrollo se presentan en el anexo III, en el documento adjunto a este Plan de Transición Energética de Canarias.

### 3.4 ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS PROPUESTAS PARA CANARIAS

Uno de los aspectos básicos en la estrategia de descarbonización del sector energético de Canarias debe ser la apuesta por la diversificación del mix energético del archipiélago. En términos generales, en Canarias las tecnologías de generación renovable más ampliamente aceptadas son la eólica terrestre, la generación fotovoltaica y la solar térmica (esta última para la satisfacción de demandas térmicas). Existe un segundo grupo entre las que se encuadran otras tecnologías tales como la biomasa o la geotermia, principalmente conocidas por grandes consumidores de energía, y un tercer grupo donde podrían clasificarse otras tecnologías tales como el almacenamiento energético, las energías marinas y el hidrógeno que hasta el momento sólo se consideraban en el marco de proyectos experimentales y ya están alcanzando sus últimas fases de desarrollo para ser plenamente aceptadas a nivel comercial.

Estas tecnologías son analizadas en el Anexo (anexo III) adjunto a este documento.

### 3.5 OTRAS HIPÓTESIS CONSIDERADAS EN LOS ESTUDIOS

En la siguiente tabla se presenta una relación de las principales hipótesis asumidas en el estudio para la modelización del sector energético de Canarias. Se incluyen hipótesis relativas a la estimación de las demandas, escenarios y alternativas formuladas, la actividad de modelización propiamente dicha y los procedimientos de postratamiento de la información con los que se estiman otros datos de interés y externalidades.

Hipótesis consideradas en la modelización	
Nº Hipótesis	Formulación
Hipótesis 1	<b>Escenarios socioeconómicos:</b> Es la base sobre la que se soporta la estimación de la demanda y, por ende, las distintas alternativas al modelo energético de Canarias. Tanto para el PIB como para la población se usan como referencia las últimas estimaciones proporcionadas por organismos públicos oficiales (en especial el Instituto Nacional de Estadística), pero las crisis los o detraimientos de la economía normalmente presentan difícil predictibilidad, ya que se producen de manera repentina. La Ley 6/2022 (LCCTEC) ya establece la necesidad de revisar las estimaciones realizadas para formular los escenarios al menos cada cinco años para reducir el riesgo de desviación en el objetivo de total descarbonización.

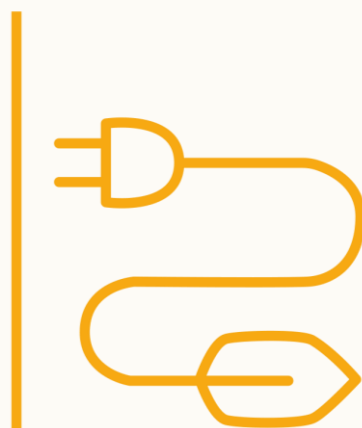
Hipótesis consideradas en la modelización	
Nº Hipótesis	Formulación
Hipótesis 2	<p><b>Servicios complementarios de ajuste al sistema (reservas primarias):</b> El modelo ISLA presenta la potencialidad de considerar los servicios complementarios de ajuste al sistema de acuerdo con lo establecido en las bases técnicas fijadas por los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Su no consideración alteraría de manera significativa la configuración del parque de generación, ya que determinadas unidades deberían estar en funcionamiento incluso cuando la energía pudiese ser aportada por otras unidades renovables de carácter no gestionable. En el ámbito de las reservas primarias, se considera conforme a lo establecido en los P.O. que, como mínimo, debería mantenerse en el sistema el 50% de la mayor potencia neta asignada a un grupo para ese mismo periodo temporal, considerándose como unidad de generación incluso cada una de las unidades de las que se compone un ciclo combinado.</p> <p>De otra parte, se asume que estos servicios son aportados por todos los generadores que aportan respuesta inercial (en base a su estatismo permanente), entre ellos, los generadores térmicos convencionales, grupos hidráulicos, ciclos de geotermia, etc.</p>
Hipótesis 3	<p><b>Servicios complementarios de ajuste al sistema (reservas secundarias):</b> En línea con lo descrito en la hipótesis 2, se han considerado las reservas secundarias. En este caso, el modelo de optimización elige la peor situación respecto a las siguientes alternativas: i) La suma de las reservas secundaria y primaria debe ser mayor que el 100% de la potencia neta asignada al mayor grupo conectado en un tramo horario; ii) Crecimiento previsto de la demanda entre tramos horarios; iii) Soporte de pérdida en cumplimiento del criterio N-1 cuando existan interconexiones entre islas; iv) Pérdida más probable de potencia renovable según estimaciones de producción no gestionable. A diferencia de la reserva primaria, se considera que esta reserva se retribuye conforme a lo establecido en el Real Decreto 738/2015. La actuación debe ser inferior a 15 minutos y permite restaurar las reservas primarias.</p>
Hipótesis 4	<p><b>Servicios complementarios de ajuste al sistema (reservas terciarias):</b> Por último, también se tiene en cuenta la necesidad de disponer de reservas terciarias que, de modo semejante a lo establecido para las reservas secundarias, queden definidas como el mayor de estos casos: i) La mayor de las potencias netas asignadas al grupo de mayor tamaño de los sistemas eléctricos; ii) Crecimiento previsto de la demanda entre tramos horarios; iii) Soporte de pérdida en cumplimiento del criterio N-1 cuando existan interconexiones entre islas; iv) Pérdida más probable de potencia renovable según estimaciones de producción no gestionable.</p>
Hipótesis 5	<p><b>Datos técnicos de los generadores térmicos convencionales acoplados al sistema eléctrico:</b> Los parámetros técnicos de cada uno de los generadores han sido extraídos de los datos publicados en el Real Decreto 738/2015 y sucesivas correcciones (las cuales afectan básicamente a los ciclos combinados). Se marcan aspectos de considerable importancia como los mínimos técnicos de dichas unidades. Además, para establecer las rampas de aumento y disminución de la producción, se definen valores estándares conforme a generadores del mismo tamaño.</p>
Hipótesis 6	<p><b>Sistema de almacenamiento energético a gran escala mediante hidrobombes:</b> Como bases de referencia se han tomado los datos disponibles para los sistemas puestos en marcha (Gorona del Viento en El Hierro) o en fase avanzada de tramitación (Chira – Soria) para asignar las características técnicas de los grupos. Con las potencias, caudales y presiones de estos equipos se hace una búsqueda de</p>

Hipótesis consideradas en la modelización	
Nº Hipótesis	Formulación
	generadores de semejantes prestaciones para definir el comportamiento y todas las variables que son requeridas para la modelización de estos sistemas.
Hipótesis 7	<b>Sistemas de almacenamiento electroquímicos y de hidrógeno:</b> Se parte de las bases establecidas en la Estrategia del almacenamiento energético de Canarias.
Hipótesis 8	<b>Configuración del parque de generación renovable y evolución a futuro:</b> Los datos iniciales se toman del Anuario Energético de Canarias. A partir de ahí, comienza a aumentarse la potencia instalada conforme a los expedientes de consulta pública publicados para la tramitación administrativa de sus instalaciones. Esto define los saltos y la tecnología usada en cada año.
Hipótesis 9	<b>Criterio de optimización:</b> Se asume como política de optimización una función objetivo que trata de minimizar el coste de operación del sistema energético de cada isla.
Hipótesis 10	<b>Resolución temporal de análisis:</b> El modelo se ejecuta con una resolución de 15 minutos simulando el comportamiento del sistema energético en condiciones de mercado diario conforme al procedimiento desarrollado en España y en base a las condiciones técnicas definidas en los procedimientos de operación del sistema eléctrico de Canarias (como pieza clave dentro del modelo energético de las islas). Los modelos se ejecutan día a día guardándose en una base de datos local los resultados de dicha modelización. Para simular el siguiente día el modelo accede a la base de datos para conocer la situación de referencia en cuanto a aspectos tales como la energía almacenada en depósitos de hidrobombeo o incluso baterías químicas o tanques de almacenamiento de hidrógeno.
Hipótesis 11	<b>Estimación de consumo de combustibles:</b> La estimación del consumo de combustibles se genera tras la ejecución del núcleo principal del modelo mediante una función de post-procesado que estima el consumo de los combustibles en función de su procedencia (gasolinas, gasóleos, fuelóleos, diésel, GLP o combustibles sintetizados) para cada alternativa al modelo energético.
Hipótesis 12	<b>Ocupación espacial:</b> A efectos de definir la ocupación espacial se establecen horquillas entre lo actualmente disponible y los avances técnicos previstos en años venideros.
Hipótesis 13	<b>Estimación de alternativas:</b> El modelo es ejecutado de manera independiente para cada alternativa y focalizándose por tiempos de ejecución en la situación que debería existir en el año 2030 como final de planificación y para el año 2040 (según alternativa) para evaluar el cumplimiento del objetivo de total descarbonización.

Tabla 50. Hipótesis consideradas en la modelización

# 4

## Producción de energía eléctrica





## 4 Producción de energía eléctrica

De conformidad con los objetivos de reducción de emisiones impulsados por la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética y los instrumentos de desarrollo de la acción climática, el PTECan debe establecer las referencias, criterios y los plazos de ejecución para el cambio hacia un modelo energético donde pierda total relevancia el uso de combustibles fósiles y se reduzca al mínimo posible las emisiones contaminantes producidas en el ámbito del sector energético.

Este capítulo analiza el cambio que debe llevarse a cabo en la producción de energía eléctrica. El subsector eléctrico representaba en el año 2019 (como última referencia disponible de dato pre-pandemia) el 19,57% de la demanda de energía final de Canarias. No obstante, con la electrificación parcial de la movilidad, se espera que incremente considerablemente su relevancia respecto al resto de subsectores. Además, ya sea por la electrificación de la movilidad como por la futurible producción de combustibles renovables tales como el hidrógeno o los combustibles de síntesis como podría ser el amoniaco o el queroseno, se requiere un paso intermedio por energía eléctrica y eso tiene consecuencias en la configuración del parque de generación eléctrica de las islas.

Ya en el apartado 1.3 se hacía un resumen de los objetivos generales de la planificación. En el capítulo se estudia la forma en la que se alcanzan dichos objetivos para el horizonte temporal de planificación. En esta proyección los criterios de garantía y seguridad del suministro serán especialmente importantes.

### 4.1 ANÁLISIS DEL MODO DE OPERACIÓN O DESPACHO DE LA GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL DE CANARIAS

En las Islas Canarias el parque de generación térmica convencional está compuesto por generadores con Turbinas de Vapor (TP), Turbinas de Gas (TG), Motores Diésel (MD) y Ciclos Combinados (CC).

Estructura tecnológica de la generación térmica convencional de Canarias									
Instalación	Tecnología	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Centrales térmicas	TV	280,00	240,00	-	-	-	-	-	520,00
	MD	84,00	84,00	169,76	107,92	82,84	21,17	14,91	564,60
	TG	173,45	265,70	62,50	79,10	22,50	-	-	603,25
	CC	461,73	456,80	-	-	-	-	-	918,53
Refinería	TV	-	25,90	-	-	-	-	-	25,90
Cogeneración	TV	24,20	-	-	-	-	-	-	24,20
	MD	0,68	2,20	-	-	-	-	-	2,88
	TG	-	37,00	-	-	-	-	-	37,00
<b>Total</b>	-	<b>1.024,06</b>	<b>1.111,60</b>	<b>232,26</b>	<b>187,02</b>	<b>105,34</b>	<b>21,17</b>	<b>14,91</b>	<b>2.696,36</b>

Tabla 51. Estructura tecnológica de la generación térmica de Canarias. Anuario Energético de Canarias 2019

Los grupos de vapor y los ciclos combinados se encuentran instalados únicamente en las islas de Tenerife y Gran Canaria. Este tipo de unidades de producción se caracterizan por una baja flexibilidad si bien la energía generada por estos sistemas es más barata que la producida en otras tecnologías de generación térmica convencional como los grupos diésel o las turbinas de gas propiamente dichas. En las islas capitalinas, estas unidades están operando para cubrir la demanda base de estos sistemas eléctricos. Por su parte, la flexibilidad es otorgada con el uso

de otras unidades de tecnología diésel y gas con los que se adapta a tiempo real las necesidades de demanda con la energía producida en cada instante.

En las islas de La Palma, Lanzarote y Fuerteventura se ha optado por el uso de motores diésel y grupos de gas con los que se obtiene una respuesta rápida para seguir la demanda. Por su parte, en las islas de La Gomera y El Hierro históricamente se ha optado por el uso de grupos diésel, si bien la central hidroeléctrica de Gorona del Viento (en El Hierro) cada vez le resta mayor importancia a estos generadores en la cobertura de demanda y la interconexión eléctrica entre Tenerife – La Gomera también hará que la tasa de uso de esta tecnología sea cada vez menor hasta que ya no sea necesaria dicha tecnología salvo en caso de fallo de la interconexión eléctrica.

En las Islas Canarias también se han llevado a cabo algunas iniciativas en el ámbito de la cogeneración. Estas se han localizado en las islas de Tenerife y Gran Canaria. Los ciclos de cogeneración de Gran Canaria pertenecen a Emalsa (dos turbinas de vapor de 12,1 MW cada una) y el hotel de Amadores (que dispone de un motor diésel de 0,684 MW). Por su parte, en la isla de Tenerife la cogeneración está asociada la antigua refinería (turbina de vapor de 25,9 MW), Cotesa (turbina de gas de 37 MW) y el hotel Mare Nostrum (dos grupos diésel de 1,1 MW).

Según el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) la potencia total instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2020 (parque de generación idéntico al que existía en 2019), asciende hasta los 2.357 MW, ubicándose 1.270 MW en la provincia de Las Palmas y 1.087 MW en la provincia de Santa Cruz de Tenerife. Se presenta a continuación la potencia instalada en cada central eléctrica, con indicación del número de generadores y potencias bruta y neta en cada caso.

Parque de generación térmica convencional de Canarias						
Central	Tecnología	Nº de grupos	Pot. neta unitaria	Pot. bruta unitaria	Pot. neta total	Pot. bruta total
<b>GRAN CANARIA</b>						
Jinámar	Vapor 4 y 5	2	55.560	60.000	111.120	120.000
	Diésel 1, 2 y 3	3	8.510	12.000	25.530	36.000
	Diésel 4 y 5	2	20.510	24.000	41.020	48.000
	Gas 1	1	17.640	23.450	17.640	23.450
	Gas 2 y 3	2	32.340	37.500	64.680	75.000
	-	10	-	-	259.990	302.450
Barranco Tirajana	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000
	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000
	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000
	Vapor 3 (CC1)	1	68.700	79.650	68.700	79.650
	Gas 5 y 6 (CC2)	2	75.000	75.000	150.000	151.000
	Vapor 4 (CC2)	1	77.000	81.080	77.000	81.080
	-	10	-	-	646.260	696.730
<b>TOTAL Gran Canaria</b>	-	20	-	-	906.250	999.180
<b>LANZAROTE</b>						
Punta grande	Diésel 1, 2 y 3	3	6.490	7.520	19.470	22.560
	Diésel 4 y 5	2	12.850	15.500	25.700	31.000
	Diésel 6	1	20.510	24.000	20.510	24.000

Parque de generación térmica convencional de Canarias						
Central	Tecnología	Nº de grupos	Pot. neta unitaria	Pot. bruta unitaria	Pot. neta total	Pot. bruta total
	Diésel 7 y 8	2	17.200	18.400	34.400	36.800
	Diésel 9 y 10	2	17.600	18.500	35.200	37.000
	Diésel 11	1	17.600	18.400	17.600	18.400
	Gas 1	1	19.600	25.000	19.600	25.000
	Gas 2	1	32.340	37.500	32.240	37.500
<b>TOTAL LANZAROTE</b>	-	<b>13</b>	-	-	<b>204.820</b>	<b>232.260</b>
FUERTEVENTURA						
Las Salinas	Diésel 1, 2	2	3.820	4.320	7.640	8.640
	Diésel 3	1	4.110	5.040	4.110	5.040
	Diésel 4 y 5	2	6.210	7.520	12.420	15.040
	Diésel 6	1	20.510	24.000	20.510	24.000
	Diésel 7, 8 y 9	3	17.200	18.400	51.600	55.200
	Gas 1	1	21.850	25.000	21.850	25.000
	Gas 2	1	29.400	37.500	29.400	37.500
	Gas móvil 1	1	11.740	16.600	11.740	16.600
<b>TOTAL FUERTEVENTURA</b>	-	<b>12</b>	-	-	<b>159.270</b>	<b>187.020</b>
<b>TOTAL LAS PALMAS</b>	-	<b>45</b>	-	-	<b>1.270.340</b>	<b>1.418.460</b>
TENERIFE						
Candelaria	Vapor 5 y 6	2	37.280	40.000	74.560	80.000
	Diésel 1, 2 y 3 (*)	3	8.510	12.000	25.530	36.000
	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000
	Gas 3	1	14.700	17.200	14.700	17.200
	-	8	-	-	179.470	208.200
Granadilla	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000
	Diésel 1 y 2	2	20.510	24.000	41.020	48.000
	Gas 1	1	32.340	37.500	32.240	37.500
	Gas 2	1	39.200	42.000	39.200	42.000
	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000
	Vapor 3 (CC1)	1	68.700	75.000	68.700	75.000
	Gas 3 y 4 (CC1)	2	75.000	76.700	150.000	153.400
	Vapor 3 (CC1)	1	76.200	78.400	76.200	78.400
-	12	-	-	693.340	744.300	
Arona (**)	Gas Arona 1 y 2	2	21.600	25.000	43.200	50.000
Guía de Isora (**)	Gas Guía de Isora	1	43.100	44.000	43.100	44.000
<b>TOTAL TENERIFE</b>	-	<b>23</b>	-	-	<b>959.110</b>	<b>1.046.500</b>
LA PALMA						
Los Guinchos	Diésel 6, 7 y 8	3	3.820	4.320	11.460	12.960
	Diésel 9	1	4.300	5.040	4.300	5.040
	Diésel 10, 11	2	6.690	7.520	13.380	15.040
	Diésel 12	1	11.500	12.300	11.500	12.300
	Diésel 13	1	11.200	12.300	11.200	12.300
	Diésel 14 y 15	2	11.500	12.600	23.000	25.200
	Gas móvil 1	1	21.600	22.500	21.600	22.500
<b>TOTAL LA PALMA</b>	-	<b>11</b>	-	-	<b>96.440</b>	<b>105.340</b>
LA GOMERA						
El Palmar	Diésel 12 y 13	2	1.400	1.600	2.800	3.200
	Diésel 14 y 15	2	1.840	2.240	3.680	4.480
	Diésel 16 y 17	2	2.510	2.850	5.020	5.700

Parque de generación térmica convencional de Canarias						
Central	Tecnología	Nº de grupos	Pot. neta unitaria	Pot. bruta unitaria	Pot. neta total	Pot. bruta total
	Diésel 18 y 19	2	3.100	3.500	6.200	7.000
	Diésel móvil 3	1	720	-	720	790
<b>TOTAL LA GOMERA</b>	-	9	-	-	18.420	21.170
EL HIERRO						
Llanos Blancos	Diésel 7	1	670	780	670	780
	Diésel 9	1	880	1.100	880	1.100
	Diésel 10 y 11	2	1.070	1.460	2.140	2.920
	Diésel 12	1	1.260	1.460	1.260	1.460
	Diésel 13	1	1.360	1.460	1.360	1.460
	Diésel 14 y 15	2	1.900	2.000	3.800	4.000
	Diésel 16	1	1.860	1.910	1.860	1.910
	Diésel móvil 1	1	1.070	1.280	1.070	1.280
<b>TOTAL EL HIERRO</b>	-	10	-	-	13.040	14.910
<b>TOTAL S/C DE TENERIFE</b>	-	53	-	-	1.087.010	1.187.920
<b>TOTAL CANARIAS</b>	-	98	-	-	2.357.350	2.606.380

Tabla 52. Parque de generación térmica convencional de Canarias

Como ha venido describiéndose en este documento, el sistema eléctrico de Canarias está claramente soportado en la generación térmica convencional. En los años 2018-2019 se rompía la barrera de la cobertura de demanda mediante energías renovables del 10% pasándose a valores de prácticamente el 16% en el año 2019 y el 17% en 2020, pero cada vez es más urgente el incremento de la participación de la generación renovable en detrimento de la generación térmica convencional.

A medida que vaya aumentando la penetración de las energías renovables en la estructura de generación, la generación convencional ira reduciendo su participación en el mercado. En cualquier caso, será obligatorio mantener las condiciones de calidad y garantía de suministro bajo las premisas definidas en los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares (bases descritas en el apartado 4.4).

Por ello, mientras no se produzcan aumentos de la **potencia renovable de origen gestionable** (generadores síncronos o electrónica de potencia con capacidad para emular el comportamiento de generadores síncronos) no se podrá prescindir de la generación térmica convencional si no se quiere sufrir ceros eléctricos ante perturbaciones comunes de red. En este contexto, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico obliga a ofrecer un servicio de suministro de energía eléctrica a todos los consumidores “seguro y de calidad” y, por tanto, estos criterios se consideran fundamentales en el desarrollo del sector energético del archipiélago.

En la actualidad, la mayor parte los servicios de regulación de Canarias están siendo aportados por los generadores térmicos convencionales. Éstos presentan un límite conocido como mínimo técnico el cual define la potencia mínima que debe ser inyectada a red para que dicho generador se encuentre acoplado y pueda proveer servicios complementarios de ajuste al sistema. El parque de generación convencional de Canarias no fue originalmente ideado para enfrentarse a situaciones en las cuales estos generadores ejercen un papel secundario, sino más bien se priorizó su eficiencia para trabajar a plena carga. Así pues, cuanto mayor es la potencia del generador, menor suele ser el coste de producción en términos de €/MWh producido. Sin embargo, esto tiene un coste que cada vez tiene más importancia, la alta rigidez

de la generación para afrontar escenarios de variabilidad asociada al recurso renovable no gestionable disponible.

Si se analiza la estructura de generación convencional de Canarias se observa que un 30,3% de la energía bruta producida por centrales térmicas se obtiene con turbinas de vapor mientras que un 40,3% se produce con ciclos combinados. Ese despacho es lógico dado que hasta el momento se está optando por la solución más económica posible, priorizando siempre la entrada de energías renovables pero cubriendo la parte relativa a la generación térmica convencional con la tecnología de menor coste por unidad de energía.

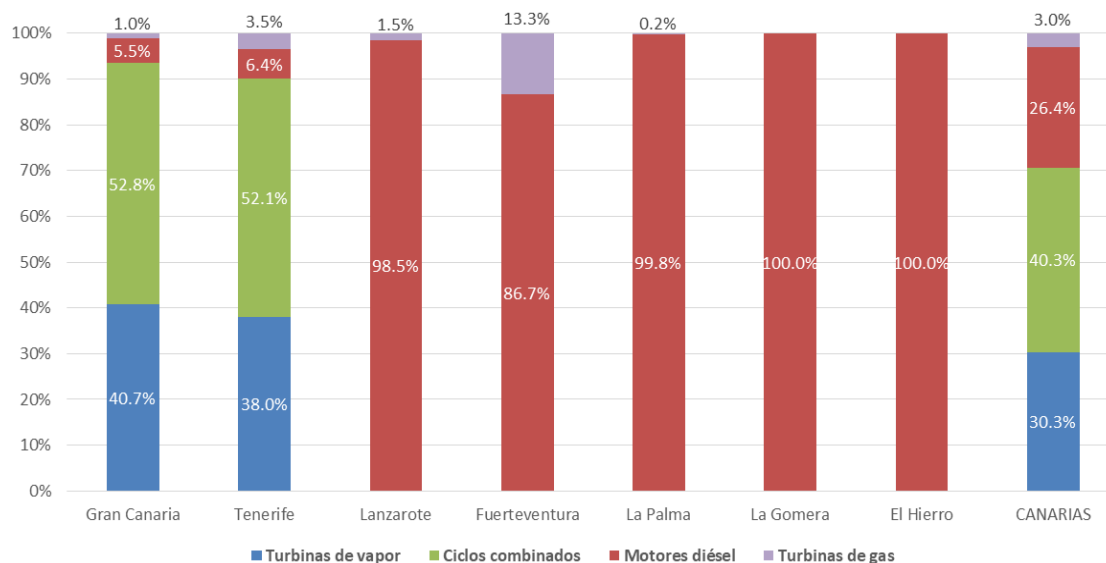


Ilustración 50 Participación de los generadores térmicos convencionales en la satisfacción de la demanda

De la tabla anteriormente expuesta se concluye que los grupos de vapor presentan potencias de entre 40 y 70 MW situándose los mínimos técnicos sobre el 30% de la potencia neta de cada unidad. Por su parte, los grupos diésel de dos tiempos pueden tener mínimos técnicos que incluso alcanzarían el 70%, pero son en general unidades de pequeño tamaño (inferiores a 20 MW) que otorgan cierta flexibilidad para la operación en los sistemas eléctricos.

Para la operación de los grupos de vapor en Canarias se está recurriendo en un 99,9% al uso de fuel. No obstante, hay periodos en los cuales se consume de manera alternativa gasóleo. Por su parte, los ciclos combinados y las turbinas de gas están operando únicamente con gasóleo mientras que los grupos diésel usan fuel oíl, gasóleo y diésel oíl (este último únicamente en las islas de La Gomera y El Hierro donde los generadores instalados son de considerablemente menor tamaño).

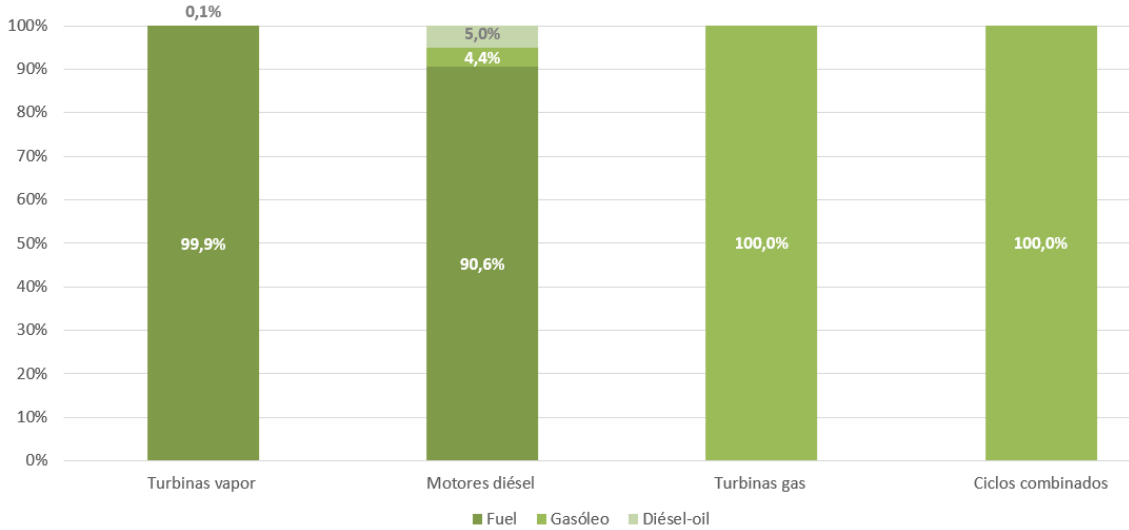


Ilustración 51 Distribución de consumo de combustibles por unidades de generación. Anuario Energético 2019

Con el aumento de la participación de las energías renovables en los últimos tres años se ha revertido una situación de aumento del consumo de combustibles fósiles que venía produciéndose como consecuencia del aumento de la demanda. Por ello, aunque el consumo de combustibles se incrementó en un 2,6% en el año 2016 y en un 3% en el año 2017, se produjo una caída del 4,1% en el año 2018 y del 5,7% en el año 2019. Esta situación se puede apreciar en las siguientes ilustraciones, para las islas de Tenerife, Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote. No se exponen los datos de 2020 ya que la reducción en el consumo que se produjo ese año no fue por tendencia natural del sector eléctrico sino por circunstancias sobrevenidas como consecuencia de la crisis sanitaria y la limitación de la movilidad.

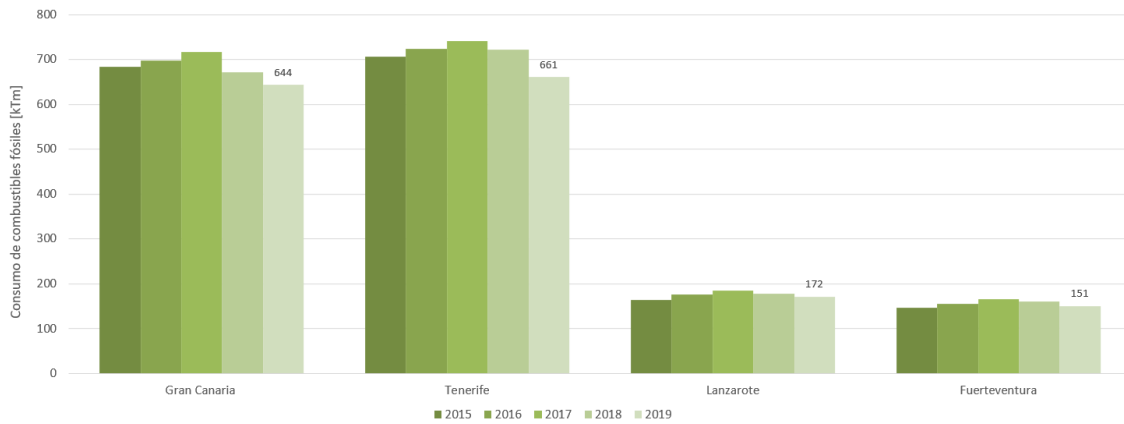


Ilustración 52 Consumo de combustibles en el sector eléctrico por años (I). Anuario Energético de Canarias 2019

En las islas de menor demanda la situación ha sido dispar. Por un lado nos encontramos con El Hierro donde la reducción del consumo ha sido muy importante. Por el otro se encuentran las situaciones de las islas de La Palma y La Gomera donde se puede decir que la tendencia en el consumo de combustibles fósiles para el mantenimiento del subsector eléctrico es al alza.

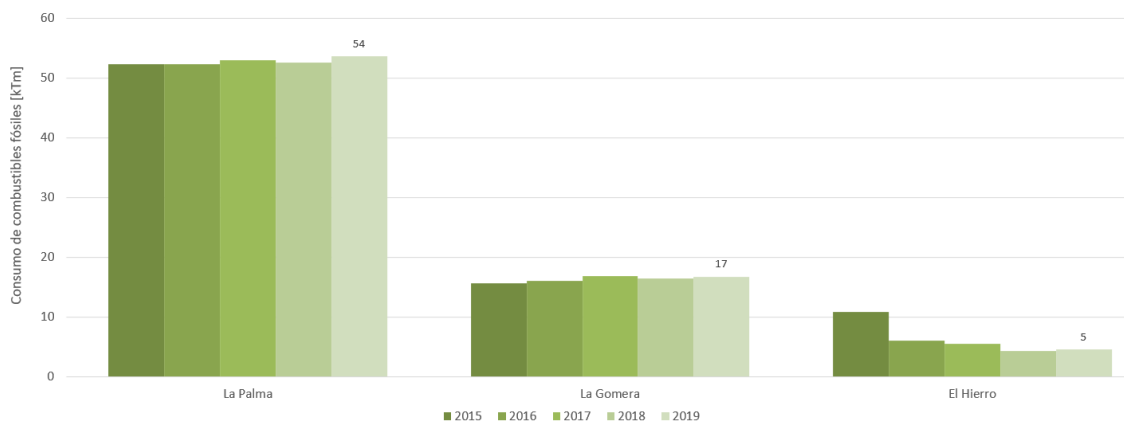


Ilustración 53 Consumo de combustibles en el sector eléctrico por años (II). Anuario Energético de Canarias 2019

Tomando como referencia el consumo de combustibles de las centrales de Canarias y el Poder Calorífico Interior/Superior se puede estimar el consumo térmico en  $MWh_T$ . De la misma forma, se puede estimar el consumo específico bruto mediante la división del consumo térmico (en termias) y la producción en barras de la central.

Finalmente, si se divide la energía eléctrica producida en barras de la central entre el consumo térmico se obtiene el rendimiento de cada tecnología por islas. Este dato se considera de especial importancia para entender cuál es el estado de operación actual de las centrales térmicas convencionales de Canarias. Se exponen los resultados a continuación. Se marca con asterisco los resultados obtenidos con el Poder Calorífico Inferior (PCI) y sin asteriscos los estimados con el Poder Calorífico Superior (PCS). Las estimaciones se presentan para el periodo comprendido entre los años 2016 y 2019 como horizontes temporales con comportamiento no influenciado por el COVID.

Consumo térmico, consumo específico y rendimiento térmico en las centrales eléctricas convencionales												
Tecnología	Consumo térmico [MWh térmico]				Consumo Específico Bruto (th/kWh)				Rendimiento térmico			
	16	17	18	19	16	17	18	19	16	17	18	19
<b>GRAN CANARIA</b>												
Vapor	4.211.111	4.496.829	4.028.169	<b>3.687.884</b>	2,57	2,56	2,56	<b>2,57</b>	0,33	0,34	0,34	<b>0,33</b>
Diésel	665,206	628,357	534,932	<b>394,766</b>	2,05	2,06	2,06	<b>2,05</b>	0,42	0,42	0,42	<b>0,42</b>
Gas	301,171	319,069	271,812	<b>165,198</b>	4,46	4,46	4,46	<b>4,48</b>	0,19	0,19	0,19	<b>0,19</b>
C.C.	3.481.982	3.458.665	3.494.741	<b>3.753.822</b>	1,93	1,96	1,98	<b>2,02</b>	0,44	0,44	0,44	<b>0,43</b>
Vapor (*)	3.976.923	4.246.434	3.804.158	<b>3.482.791</b>	2,43	2,42	2,42	<b>2,43</b>	0,35	0,36	0,36	<b>0,35</b>
Diésel (*)	628,194	593,385	505,138	<b>372,736</b>	1,94	1,94	1,95	<b>1,94</b>	0,44	0,44	0,44	<b>0,44</b>
Gas (*)	283,211	300,042	255,603	<b>155,347</b>	4,20	4,19	4,20	<b>4,21</b>	0,20	0,21	0,20	<b>0,20</b>
C.C. (*)	3.274.341	3.252.415	3.286.339	<b>3.529.970</b>	1,82	1,84	1,86	<b>1,90</b>	0,47	0,47	0,46	<b>0,45</b>
<b>TENERIFE</b>												
Vapor	4.175.840	4.236.646	4.007.076	<b>3.538.145</b>	2,64	2,64	2,64	<b>2,65</b>	0,33	0,33	0,33	<b>0,32</b>
Diésel	680,195	700,927	598,286	<b>456,875</b>	2,00	2,01	1,99	<b>2,04</b>	0,43	0,43	0,43	<b>0,42</b>
Gas	566,492	584,395	529,526	<b>433,058</b>	3,53	3,57	3,52	<b>3,53</b>	0,24	0,24	0,24	<b>0,24</b>
C.C.	3.576.121	3.688.597	3.822.923	<b>3.801.780</b>	1,96	2,00	2,01	<b>2,08</b>	0,44	0,43	0,43	<b>0,41</b>
Vapor (*)	3.943.617	4.001.037	3.784.234	<b>3.341.381</b>	2,50	2,49	2,50	<b>2,51</b>	0,34	0,35	0,34	<b>0,34</b>
Diésel (*)	642,34	661,933	564,979	<b>431,325</b>	1,89	1,90	1,87	<b>1,93</b>	0,46	0,45	0,46	<b>0,45</b>
Gas (*)	532,71	549,546	497,949	<b>407,234</b>	3,32	3,36	3,31	<b>3,32</b>	0,26	0,26	0,26	<b>0,26</b>
C.C. (*)	3.362.866	3.468.635	3.594.950	<b>3.575.068</b>	1,85	1,88	1,89	<b>1,96</b>	0,47	0,46	0,46	<b>0,44</b>
<b>LANZAROTE</b>												

Consumo térmico, consumo específico y rendimiento térmico en las centrales eléctricas convencionales												
Tecnología	Consumo térmico [MWh térmico]				Consumo Específico Bruto (th/kWh)				Rendimiento térmico			
	16	17	18	19	16	17	18	19	16	17	18	19
<b>Diésel</b>	2.095.921	2.167.320	2.100.455	<b>2.021.845</b>	2,12	2,13	2,14	<b>2,14</b>	0,41	0,40	0,40	<b>0,40</b>
<b>Gas</b>	52,419	73,766	75,25	<b>69,251</b>	4,70	4,51	4,57	<b>4,66</b>	0,18	0,19	0,19	<b>0,18</b>
<b>Diésel (*)</b>	1.978.987	2.046.400	1.983.226	<b>1.908.921</b>	2,00	2,01	2,02	<b>2,02</b>	0,43	0,43	0,43	<b>0,43</b>
<b>Gas (*)</b>	49,293	69,367	70,762	<b>65,121</b>	4,42	4,24	4,30	<b>4,38</b>	0,19	0,20	0,20	<b>0,20</b>
<b>FUERTEVENTURA</b>												
<b>Diésel</b>	1.476.197	1.458.395	1.443.890	<b>1.386.430</b>	2,17	2,17	2,17	<b>2,16</b>	0,40	0,40	0,40	<b>0,40</b>
<b>Gas</b>	428,739	577,433	523,551	<b>464,248</b>	4,75	4,71	4,76	<b>4,72</b>	0,18	0,18	0,18	<b>0,18</b>
<b>Diésel (*)</b>	1.394.009	1.377.181	1.363.504	<b>1.309.200</b>	2,05	2,04	2,05	<b>2,04</b>	0,42	0,42	0,42	<b>0,42</b>
<b>Gas (*)</b>	403,172	542,999	492,331	<b>436,564</b>	4,47	4,43	4,48	<b>4,44</b>	0,19	0,19	0,19	<b>0,19</b>
<b>LA PALMA</b>												
<b>Diésel</b>	632,483	640,188	636,9	<b>649,467</b>	2,23	2,20	2,21	<b>2,22</b>	0,39	0,39	0,39	<b>0,39</b>
<b>Gas</b>	2,666	2,967	2,49	<b>2,42</b>	3,80	3,98	3,77	<b>3,45</b>	0,23	0,22	0,23	<b>0,25</b>
<b>Diésel (*)</b>	597,261	604,513	601,37	<b>613,23</b>	2,11	2,08	2,08	<b>2,10</b>	0,41	0,41	0,41	<b>0,41</b>
<b>Gas (*)</b>	2,507	2,79	2,341	<b>2,275</b>	3,58	3,74	3,54	<b>3,25</b>	0,24	0,23	0,24	<b>0,27</b>
<b>LA GOMERA</b>												
<b>Diésel</b>	200,603	210,332	206,817	<b>210,044</b>	2,37	2,36	2,35	<b>2,36</b>	0,36	0,36	0,37	<b>0,37</b>
<b>Diésel (*)</b>	188,519	197,662	194,358	<b>197,391</b>	2,23	2,22	2,21	<b>2,21</b>	0,39	0,39	0,39	<b>0,39</b>
<b>EL HIERRO</b>												
<b>Diésel</b>	75,603	68,221	53,68	<b>56,73</b>	2,37	2,39	2,39	<b>2,35</b>	0,36	0,36	0,36	<b>0,37</b>
<b>Diésel (*)</b>	71,049	64,111	50,446	<b>53,313</b>	2,23	2,24	2,25	<b>2,21</b>	0,39	0,38	0,38	<b>0,39</b>

\* Estimados con el Poder Calorífico Inferior (PCI)

Tabla 53. Estimación de consumo térmico, consumo específico bruto y rendimiento de grupos de generación

Si se realiza un análisis de la situación media producida en cada isla se observa que la isla de Lanzarote es la que presenta mayor eficiencia térmica con un factor del 41,87%. Le sigue La Palma con un 40,93%, Gran Canaria con un 40,16%, El Hierro con un 38,90%, Tenerife con un 38,88%, La Gomera con un 38,85% y Fuerteventura con un 36,47%.

El rendimiento también fue analizado en el apartado 5.6 del Anuario Energético de Canarias para 2020. Conforme a esa estimación se observa que para 2020 el rendimiento se situó en el 40,2%, siendo las islas de Lanzarote y La Palma las que mayor eficiencia térmica alcanzaron con un 41,1%.

Con el cambio hacia un modelo energético sustentado en las energías renovables el nivel de dependencia a la importación de combustibles fósiles cada vez será menor y, como consecuencia, cada vez será también menor la vulnerabilidad de Canarias frente a contingencias externas como cambios en nuestra situación macroeconómica y geopolítica.

Además, frente al agotamiento de las reservas de hidrocarburos, Canarias tendría una oportunidad no sólo de continuar creciendo desde el punto de vista social y económico, sino que podría exportar el conocimiento alcanzado a otros territorios donde existirían las mismas necesidades de reconversión para generar negocio. Adelantar nuestro objetivo de descarbonización al año 2040 permitirá lograr una posición de liderazgo en materia de política energética y especialmente en sistemas energéticos insulares.

La rapidez de este cambio depende, como factor decisivo, de la viabilidad comercial de las diferentes tecnologías de explotación de las energías renovables y su competitividad respecto a los combustibles fósiles. Hoy en día, los adelantos tecnológicos para aprovechar esos



recursos, su rendimiento, modularización (que se traduce en que las instalaciones son cada vez más flexibles), fiabilidad y eficacia en función del costo son todos factores que van mejorando sin cesar, logrando que ciertos tipos de energías renovables sean competitivas con los combustibles tradicionales en el Archipiélago, y asumiendo que lo serán aún más por las razones citadas anteriormente.

Tanto la consideración de un mix de generación más flexible y de arranque rápido, como las instalaciones de hidrobombes, reducirían significativamente el riesgo de limitación de las energías renovables, lo que facilitaría la integración de las mismas.

## 4.2 ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DE LA GENERACIÓN ACTUAL Y PROYECTOS EN EL HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

El análisis de la vida útil del parque de generación y el estudio de los proyectos de instalación de generadores en el horizonte de planificación tiene una importancia crítica para asegurar la viabilidad técnica del sistema energético de Canarias a medio plazo. Esto es aplicable tanto a generación renovable como convencional, teniendo especial relevancia todas aquellas acciones relacionadas con los generadores que aportan servicios complementarios de ajuste al sistema bajo condiciones normales de funcionamiento.

La normativa española obliga a que se disponga de los medios técnicos necesarios para asegurar la cobertura de demanda de energía eléctrica en todo momento y eso supone disponer de un parque de generación lo suficientemente amplio para alcanzar dicho objetivo. Es importante tener en cuenta que, conforme a lo establecido en el Real Decreto 738/2015, sólo se puede considerar para el cálculo de la cobertura probabilista de la demanda aquellos generadores que se encuentren dentro de su vida útil regulatoria. Esto es algo que adquiere especial importancia en la situación particular de Canarias donde existen unidades en operación que ya han finalizado o se acercan al final de su vida útil regulatoria. De la misma forma, determinados generadores tienen un funcionamiento limitado, dado que no se cumple con los criterios establecidos en la Directiva 2010/75/CE en lo relativo a emisiones industriales.

Según lo establecido en el Real Decreto 738/2015 las unidades de generación se clasifican en dos grupos diferenciados:

- ✱ **Instalaciones de categoría A:** Se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.
- ✱ **Instalaciones de categoría B:** Incluyen las instalaciones de generación no incluidas en la categoría anterior que utilicen fuentes renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.

Así pues, el análisis de cobertura de demanda se debe focalizar principalmente en aquellos generadores que tengan entidad suficiente para ser clasificados en la categoría A. Para conocer cuál es la situación del parque de generación clasificado en la categoría A en Canarias, se accede a los datos publicados en el registro ministerial RAIPEE. Se presenta en las siguientes tablas la situación por islas. En la última columna de cada tabla se muestra un código que pretende dar

información del estado en que se encontraría cada grupo de generación al final del periodo de planificación del PTECan (2030). Esto marcará qué unidades continuarían dentro de su vida útil regulatoria y cuáles deberían ser sustituidas por otros generadores con capacidad para aportar los mismos servicios. Se definen las siguientes categorías:

- **OP:** Hace referencia a los grupos que se encontrarían en operación (dentro de su vida útil regulatoria) durante el horizonte de planificación PTECan.
- **EMI:** Clasifica a aquellos generadores que tendrían una limitación de horas de funcionamiento anuales como consecuencia del incumplimiento de los criterios establecidos en la Directiva 2010/75/UE.
- **RET:** Grupos que actualmente se encuentran limitados por cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE pero que han recibido un régimen retributivo especial para adaptarse a las consignas de esta norma comunitaria.
- **VUR:** Grupos que ya han finalizado su vida útil regulatoria.
- **VUR30:** Grupos que finalizan su vida útil regulatoria antes de 2030.
- **IND:** Unidades que aún estando instaladas (no desmanteladas) ya están clasificadas como no disponibles.

Se presenta la situación para la isla de Tenerife:

Parque de generación de categoría A [Tenerife]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
TEF. Arona	ARONA 1, GAS 1	19/05/2003	2028	26.001	21,6	VUR30
	ARONA 2, GAS 2	03/06/2003	2028	15.404	21,6	VUR30
TEF. Candelaria	CANDELARIA 3, DIÉSEL 1	01/05/1972	1997	0	8,51	IND
	CANDELARIA 4, DIÉSEL 2	01/02/1973	1997	0	8,51	IND
	CANDELARIA 5, GAS 3	01/12/1972	1997	0	14,7	IND
	CANDELARIA 6, DIÉSEL 3	01/11/1973	1998	0	8,51	IND
	CANDELARIA 9, VAPOR 5	14/03/1979	2004	130.119	37,28	VUR
	CANDELARIA 10, VAPOR 6	01/10/1984	2010	145.918	37,28	VUR
	CANDELARIA 11, GAS 1	04/11/1988	2013	11.239	32,34	VUR
	CANDELARIA 12, GAS 2	13/07/1989	2014	4.674	32,34	VUR
TFE. Granadilla	GRANADILLA 1, GAS 1	24/08/1990	2015	2.245	32,34	VUR
	GRANADILLA 2, DIÉSEL 1	01/06/1991	2016	92.266	20,51	VUR
	GRANADILLA 3, DIÉSEL 2	01/08/1991	2016	86.658	20,51	VUR
	GRANADILLA 6, GAS 2	10/12/2001	2026	26.096	39,2	VUR30
	GRANADILLA 7, GAS 3 (CC1)	21/09/2003	2028	136.611	68,7	VUR30
	GRANADILLA 8, GAS 4 (CC1)	09/04/2004	2029	95.219	68,7	VUR30
	GRANADILLA 5, VAPOR 1	08/12/1995	2020	414.246	74,24	VUR30
	GRANADILLA 4, VAPOR 2	05/09/1995	2020	378.954	74,24	VUR30
	GRANADILLA 9, VAPOR, 3 (CC 1)	01/06/2005	2030	115.100	68,7	OP
	GRANADILLA 10, TG 5 (CC2)	16/06/2010	2035	383.652	75	OP
	GRANADILLA 11, TG 6 (CC2)	09/07/2010	2035	367.965	75	OP
	GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	21/10/2011	2036	402.406	76,2	OP
TFE. Guía de Isora	GUIA DE ISORA GAS 1	01/03/2006	2031	15.969	43,1	OP
TFEr. Refinería (COTESA)	COTESA	06/06/1995	2019	-	37	IND

Tabla 54. Parque de generación de Categoría A [Tenerife]

En la isla de Tenerife (además de las 4 unidades ya indisponibles y sin producción) existían 7 unidades que superaban su Vida Útil Regulatoria con una potencia total de 212,60 MW hasta el año 2020. En el periodo comprendido entre los años 2021 y 2025 no habría otras unidades que superen su VUR. No obstante, entre los años 2026 y 2030 se sumarían otras 8 unidades con una potencia total adicional de 436,98 MW.

Por otra parte, las unidades que finalizarán su vida útil serían además los grupos de menor tamaño y, por tanto, los que mayor flexibilidad podrían otorgar al sistema eléctrico de la isla. Podrían continuar en funcionamiento algunos grupos de vapores individuales y asociados a los dos ciclos combinados así como las turbinas de gas del ciclo combinado 2.

Con la configuración actual, si se clasificara como indisponibles las unidades de vapor 5 y 6 ya no habría producción eléctrica en la central eléctrica de Candelaria.

De cumplirse con lo fijado en el Real Decreto 738/2015, la suma de la potencia que podría mantenerse en el año 2030 en la estimación de la cobertura de demanda probabilista sería de 338 MW. Teniendo en cuenta que la potencia disponible en la actualidad de categoría A es de 919 MW, la caída de la potencia gestionable sería del 63,2%.

Se expone a continuación la situación en la isla de Gran Canaria:

Parque de generación de categoría A [Gran Canaria]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
GCA. Barranco de Tirajana	BARRANCO DE TIRAJANA 1, GAS 1	01/07/1992	2017	1.610	32,34	VUR
	BARRANCO DE TIRAJANA 2, GAS 2	11/05/1995	2020	2.072	32,34	VUR
	BARRANCO DE TIRAJANA 5, GAS 3 (CC 1)	19/07/2003	2028	88.497	68,7	VUR30
	BARRANCO DE TIRAJANA 6, GAS 4 (CC 1)	21/08/2003	2028	121.992	68,7	VUR30
	BARRANCO DE TIRAJANA 7, VAPOR 3 (CC1)	04/07/2008	2029	110.600	68,7	VUR30
	BARRANCO DE TIRAJANA 3, VAPOR 1	01/01/1996	2031	423.026	74,24	RET
	BARRANCO DE TIRAJANA 4, VAPOR 2	05/06/1996	2031	416.566	74,24	RET
	BARRANCO DE TIRAJANA 8, GAS 5 CC2	01/08/2006	2031	386.099	75,0	OP
	BARRANCO DE TIRAJANA 9, GAS 6 CC2	27/11/2006	2031	377.086	75,0	OP
	BARRANCO DE TIRAJANA 10, VAPOR 4 CC2	18/06/2008	2038	448.221	77,0	OP
GCA. Jinámar	JINAMAR 2, DIÉSEL 1	01/02/1973	1998	0	8,51	IND
	JINAMAR 3, DIÉSEL 2	27/08/1973	1998	0	8,51	IND
	JINAMAR 4, DIÉSEL 3	01/02/1974	1999	0	8,51	IND
	JINAMAR 7, GAS 1	21/04/1981	2006	912	17,64	VUR
	JINAMAR 8, VAPOR 4	01/08/1982	2007	178.536	55,56	IND
	JINAMAR 9, VAPOR 5	05/12/1984	2010	125.670	55,56	IND
	JINAMAR 10, GAS 2	26/01/1989	2014	8.318	32,34	VUR
	JINAMAR 11, GAS 3	01/05/1989	2014	17.490	32,34	VUR
	JINAMAR 12, DIÉSEL 4	07/06/1990	2015	69.892	20,51	VUR
	JINAMAR 13, DIÉSEL 5	08/08/1990	2015	84.842	20,51	VUR

Tabla 55. Parque de generación de Categoría A [Gran Canaria]

La situación en Gran Canaria no es muy diferente de la que se produce en Tenerife. En esta isla (además de 3 unidades ya indisponibles y sin producción) un total de 9 unidades superaban la VUR en 2020, con una potencia acumulada de 299,14 MW. Posteriormente, entre los años 2026 y 2030 otras tres unidades tampoco se podrían considerar en los estudios de garantía de potencia, lo que supondrían otros 206,1 MW adicionales.

La suma de las potencias de las unidades que sí podrían ser consideradas para garantía de potencia en 2030 ascendería a 375,48 MW frente a los 880,72 MW de las unidades que estaban en funcionamiento durante el año 2020. Esto supone una reducción de la potencia aportada por generadores de categoría A del 57%.

En la isla de Gran Canaria, se perdería uno de los dos centros de producción ya que no habría ninguna unidad de producción operativa en la central de Jinámar. Debe comentarse que, aunque los grupos de Vapor 4 y 5 finalizaron su vida útil regulatoria en el año 2007 y 2010 respectivamente, han continuado operando hasta el año 2020 para mantener ese centro de producción incluso cuando están afectadas por la normativa comunitaria de emisiones industriales.

Se muestra en la siguiente tabla el desglose de unidades de generación de categoría A en la isla de Lanzarote.

Parque de generación de categoría A [Lanzarote]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
LZE. Punta grande	PUNTA GRANDE 2, DIÉSEL 1	06/06/1986	2011	20.901	6,49	VUR
	PUNTA GRANDE 3, DIÉSEL 2	01/12/1986	2011	13.793	6,49	VUR
	PUNTA GRANDE 7, DIÉSEL 3	06/10/1987	2012	6.732	6,49	VUR
	PUNTA GRANDE 9, GAS 1	01/06/1988	2013	6.013	19,60	VUR
	PUNTA GRANDE 11, DIÉSEL 4	14/07/1989	2014	91.889	12,85	VUR
	PUNTA GRANDE 12, DIÉSEL 5	05/05/1989	2014	90.070	12,85	VUR
	PUNTA GRANDE 13, DIÉSEL 6	01/09/1992	2017	142.442	20,51	VUR
	<b>PUNTA GRANDE 19, DIESEL 11</b>	<b>25/10/2013</b>	<b>2038</b>	<b>41.030</b>	<b>17,60</b>	<b>OP</b>
	PUNTA GRANDE 14, GAS 2	01/01/1998	2023	6.173	32,34	VUR30
	PUNTA GRANDE 15, DIÉSEL 7	21/02/2002	2027	95.442	17,20	VUR30
	PUNTA GRANDE 16, DIÉSEL 8	21/01/2002	2027	104.442	17,20	VUR30
	<b>PUNTA GRANDE DIÉSEL 9</b>	<b>01/02/2006</b>	<b>2031</b>	<b>90.717</b>	<b>17,60</b>	<b>OP</b>
	<b>PUNTA GRANDE DIÉSEL 10</b>	<b>01/03/2006</b>	<b>2031</b>	<b>71.293</b>	<b>17,60</b>	<b>OP</b>

Tabla 56. Parque de generación de Categoría A [Lanzarote]

En la isla de Lanzarote, si en la actualidad existen 13 unidades diésel y turbinas de gas en operación, para el año final de planificación sólo se podría considerar a efectos de garantía de potencia 3 generadores diésel cuya potencia suma 52,8 MW. Si el parque de generación actual tiene una potencia de 204,82 MW, se produciría una caída de la potencia disponible en categoría A del 74%. De las 10 unidades que alcanzan la VUR antes del 2030, 7 superaban la VUR en 2020 pero continúan en funcionamiento para garantizar la cobertura de demanda de la isla. En el primer subperiodo de planificación (2021 - 2025) alcanzarían la VUR la turbina de gas 2 de Punta Grande y en el segundo (2026 – 2030) se sumaría la parada de los grupos Diésel 7 y 8.

Se presenta el parque de generación en categoría A de la isla de Fuerteventura:

Parque de generación de categoría A [Fuerteventura]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
FTV. Las Salinas	LAS SALINAS 1, DIÉSEL 1	06/10/1975	2000	18.688	3,820	VUR
	LAS SALINAS 2, DIÉSEL 2	01/02/1976	2001	16.807	3,820	VUR
	LAS SALINAS 3, DIÉSEL 3	01/02/1980	2005	10.994	4,110	VUR

Parque de generación de categoría A [Fuerteventura]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
	LAS SALINAS 4, DIÉSEL 4	15/11/1981	2006	28.384	6,210	VUR
	LAS SALINAS 5, DIÉSEL 5	07/10/1981	2006	20.449	6,210	VUR
	LAS SALINAS 6, DIÉSEL 6	18/06/1990	2015	112.703	20,510	VUR
	LAS SALINAS 7, GAS 1	01/10/1992	2017	22.157	21,850	VUR
	LAS SALINAS 8, GAS 2	01/07/2000	2025	58.495	29,400	VUR30
	LAS SALINAS 10, DIÉSEL 7	16/07/2004	2029	111.201	17,200	VUR30
	<b>LAS SALINAS 11, DIÉSEL 8</b>	<b>25/07/2005</b>	<b>2030</b>	<b>102.975</b>	<b>17,200</b>	<b>OP</b>
	<b>LAS SALINAS 12, DIÉSEL 9</b>	<b>28/09/2005</b>	<b>2030</b>	<b>98.627</b>	<b>17,200</b>	<b>OP</b>
	LAS SALINAS 9 (GAS MÓVIL 1)	01/01/1988	2013	1.430	11,740	VUR

Tabla 57. Parque de generación de Categoría A [Fuerteventura]

En Fuerteventura para el año 2030 sólo entraría dentro de vida útil regulatoria las unidades diésel 8 y 9, mientras que a partir del 2031 ninguna unidad seguiría cumpliendo con la condición de VUR.

A continuación se muestra la situación en la isla de La Palma:

Parque de generación de categoría A [La Palma]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
LPA. Los Guinchos	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	01/02/1973	1998	8.922	3,82	VUR
	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	07/12/1973	1998	12.192	3,82	VUR
	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	01/05/1975	2000	15.968	3,82	VUR
	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	07/07/1980	2005	5.783	4,30	VUR
	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	17/03/1983	2008	21.087	6,69	VUR
	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	01/03/1995	2020	7.203	6,69	VUR
	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	01/02/2001	2026	56.990	11,50	VUR30
	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	10/11/2003	2028	20.206	11,20	VUR30
	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	30/03/2006	2029	390	21,60	VUR30
	<b>LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)</b>	<b>01/07/2006</b>	<b>2031</b>	<b>37.139</b>	<b>11,50</b>	<b>OP</b>
	<b>LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)</b>	<b>01/08/2006</b>	<b>2031</b>	<b>46.269</b>	<b>11,50</b>	<b>OP</b>
LPAh. El Mulato	EL MULATO, HIDRAULICA 1	01/01/1956	1981	0	0,80	VUR30

Tabla 58. Parque de generación de Categoría A [La Palma]

En la isla de La Palma hasta el año 2020 superaban la VUR 6 unidades con una potencia total de 29,14 MW (29,9% del total, 97,24 MW). Por otra parte, en el horizonte comprendido entre los años 2026 – 2030 otros tres generadores alcanzarían la VUR (dichas unidades suman 23,5 MW). Al final del horizonte de planificación sólo tres unidades con una potencia total de 44,6 MW, podrían ser consideradas a efectos de garantía de potencia.

Se estudia ahora la situación en la isla de La Gomera:

Parque de generación de categoría A [La Gomera]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
LGO. El Palmar	EL PALMAR 14, DIÉSEL 13	01/01/1987	2012	677	1,40	VUR
	EL PALMAR 15, DIÉSEL 14	01/08/1987	2012	2.843	1,84	VUR
	EL PALMAR 13, DIÉSEL 12	01/05/1988	2013	228	1,40	VUR

Parque de generación de categoría A [La Gomera]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
	EL PALMAR 16, DIÉSEL 15	01/06/1988	2013	7.242	1,84	VUR
	EL PALMAR 17, DIÉSEL 16	01/03/1996	2021	14.417	2,51	VUR30
	EL PALMAR 18, DIÉSEL 17	01/05/2000	2025	14.161	2,51	VUR30
	EL PALMAR 19, DIÉSEL 18	04/12/2004	2029	16.703	3,10	VUR30
	EL PALMAR 20, DIÉSEL 19	03/06/2005	2030	17.351	3,10	OP
	C.T. EL PALMAR 21 DIESEL MOVIL 3	05/10/2012	2037	68	0,72	OP

Tabla 59. Parque de generación de Categoría A [La Gomera]

En la isla de La Gomera existe un total de 9 unidades diésel en operación, de las cuales ya han superado su vida útil regulatoria 4 grupos. El grupo Diésel 16 finalizaría su vida útil en el año 2021. Se sumaría el Grupo Diésel 17 en 2025 y otras dos unidades en el segundo periodo del horizonte de planificación. Teniendo en cuenta lo anterior, con posterioridad a 2030 sólo el grupo diésel móvil 3 con 0,72 MW superaría la restricción de VUR.

Por último, se muestra la situación en la isla de El Hierro:

Parque de generación de categoría A [El Hierro]						
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia 2019 (MW)	Situación a 2030
EHI. Llanos Blancos	LLANOS BLANCOS 9, DIÉSEL 7	01/08/1977	2004	20	0,67	VUR
	LLANOS BLANCOS 11, DIÉSEL 9	01/03/1996	2011	58	0,88	VUR
	LLANOS BLANCOS 12, DIÉSEL 10	11/09/1991	2016	197	1,07	VUR
	LLANOS BLANCOS 13, DIÉSEL 11	04/12/1991	2016	390	1,07	VUR
	LLANOS BLANCOS 14, DIÉSEL 12	01/02/1995	2020	1.575	1,26	VUR
	LLANOS BLANCOS 15, DIÉSEL 13	30/03/2000	2025	2.905	1,36	VUR30
	LLANOS BLANCOS 17, DIÉSEL 15	17/10/2007	2030	8.139	1,90	OP
	LLANOS BLANCOS 16, DIÉSEL, 14	21/10/2005	2030	5.815	1,90	OP
	LLANOS BLANCOS 18 (DIÉSEL 16)	10/12/2013	2038	0	1,86	OP
	LLANOS BLANCOS 1, DIÉSEL MOVIL 1	01/06/1987	2012	450	1,07	VUR
Gorona	APROVECHAMIENTO HIDROEÓLICO DE EL HIERRO	10/02/2014	2039	23.249	11,32	OP

Tabla 60. Parque de generación de Categoría A [El Hierro]

Sería la isla menos afectada en cuanto a criterio de cobertura de demanda se refiere gracias a la central hidroeléctrica de El Hierro. En total, 6 de los generadores ya se encontraban operando fuera de su vida útil regulatoria hasta 2020 y se sumarían a este conjunto otra unidad antes de 2025. La potencia que aún seguiría operando dentro de la condición de vida útil regulatoria en 2030 ascendería hasta los 16,98 MW frente a los 24,36 MW actuales, lo que supone una reducción del 30%.

A modo de resumen se presenta en la siguiente tabla el estado de las unidades de generación de Canarias conforme a su vida útil regulatoria. Se presenta el número de unidades disponibles en la actualidad, las unidades que a 2020 ya habrían finalizado su vida útil y las que se prevé que alcancen la misma situación antes del año 2030.

Configuración del parque de generación de Canarias según su vida útil						
Islas	Nº Unidades disponibles	Potencia disponible (MW)	Nº Unidades dentro de VUR 2020	Potencia neta dentro de VUR 2020 (MW)	Nº Unidades dentro de VUR 2030	Potencia neta dentro de VUR 2030 (MW)
Tenerife	19	918,88	12	706,28	5	338
Gran Canaria	17	880,72	8	581,58	5	375,5
Lanzarote	13	204,82	6	119,54	3	52,8
Fuerteventura	12	159,27	4	81	2	34,4
La Palma	12	97,24	6	68,1	3	44,6
La Gomera	9	18,42	5	11,94	2	3,82
El Hierro	11	24,36	5	18,34	4	16,98
<b>Canarias</b>	<b>93</b>	<b>2.303,71</b>	<b>46</b>	<b>1.586,78</b>	<b>24</b>	<b>866,1</b>

*Nota:* En esta estimación se ha considerado que las unidades que vencen su vida útil regulatoria justo en el año 2030 aún podrían ser consideradas a efectos de garantía de potencia en ese mismo año. Si esto no fuera así, la potencia neta dentro de VUR a 2030 se reduciría a 785,6 MW con 17 unidades activas.

Tabla 61. Configuración del parque de generación de Canarias según su vida útil

**Los datos expuestos a lo largo de este apartado dejan constancia de la extrema fragilidad del parque de generación de categoría A de Canarias.** Es por ello que si bien las unidades disponibles podrían continuar siendo utilizadas para proporcionar energía eléctrica, el propio Real Decreto 738/2015 articula que no podrían ser consideradas para el cálculo de la cobertura de demanda probabilística.

De los 2.303,71 MW disponibles en el archipiélago con categoría A (un total de 93 unidades de generación), **en el año 2020 sólo cumplirían la condición de vida útil regulatoria 46 unidades con una potencia total de 1.586,78 MW.** La situación será incluso más frágil al final del horizonte de planificación. **De los 93 generadores disponibles, sólo cumplirían con el criterio de vida útil 24 unidades de generación,** por lo que sólo se podría tener en cuenta para la estimación de la garantía de potencia probabilística 866,1 MW. **Aproximadamente el 64% del parque de generación actual habría superado su vida útil regulatoria.**

En lo que respecta a la generación de categoría B, destacan las unidades de producción de tecnología eólica y fotovoltaica. Para ambos casos, la vida útil regulatoria de las instalaciones se encuentra fijada en 25 años en coherencia con el Real Decreto 413/2014. Se presenta la relación de parques eólicos existentes en Canarias marcándose en color naranja aquellos parques que finalizarían su vida útil regulatoria antes o durante el horizonte de planificación. En este caso sí que hay diferencias entre la potencia instalada en el año 2019 y 2020, razón por la cual se toma la última cifra disponible (2020).

Parque de generación eólica de la provincia de Las Palmas (categoría B)							
Denominación	Fabricante	Nº	Pot. Aerg. (kW)	Pot. P.E. (kW)	Municipio	Año de puesta en marcha	Año de fin de vida útil
<b>GRAN CANARIA</b>							
P.E. Arinaga Depuradora	VESTAS	1	200	200	AGÜIMES	1991	2016
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	VESTAS	4	225	900	AGÜIMES	1998/2002	2023-2027
P.E. Lomo El Cabezo	ENERCON	3	600	1.800	AGÜIMES	1999	2024
P.E. Montaña Francisco – Fase I	VESTAS	5	225	1.125	AGÜIMES	2001	2026
P.E. La Florida-Soslaires Canarias	GAMESA	4	660	2.500	AGÜIMES	2002	2027
P.E. Carretera de Arinaga	ENERCON	1	2.000	6.920	AGÜIMES	2002/12	2027-2037

Parque de generación eólica de la provincia de Las Palmas (categoría B)							
Denominación	Fabricante	Nº	Pot. Aerg. (kW)	Pot. P.E. (kW)	Municipio	Año de puesta en marcha	Año de fin de vida útil
P.E. Carretera de Arinaga	MADE	7 y 1	660/300	4.920	AGÜIMES	2002/12	2027-2037
P.E. Concasur	IZAR BONUS	1	600	600	AGÜIMES	2004	2029
P.E. Pesban, Arinaga	GAMESA	1	850	800	AGÜIMES	2005	2030
P.E. Tenefé	VESTAS	5	225	1.125	SANTA LUCÍA	1992	2017
P.E. Santa Lucía	MADE	16	300	4.800	SANTA LUCÍA	1998	2023
P.E. Bahía de Formas II	ENERCON	4	600	2.000	SANTA LUCÍA	1998	2023
P.E. ITC Tenefé (CIEA)	ENERCON	2	230	460	SANTA LUCÍA	1998	2023
P.E. Punta Tenefé Ampliación	VESTAS	1 y 1	230/225	455	SANTA LUCÍA	1999	2024
P.E. Bahía de Formas III	ENERCON	10	600	5.000	SANTA LUCÍA	2000	2025
P.E. Bahía de Formas IV	ENERCON	10	600	5.000	SANTA LUCÍA	2000	2025
P.E. La Punta	ENERCON	11	500	5.500	SANTA LUCÍA	2000	2025
P.E. La Gaviota	ECOTECNIA	11	630	6.930	SANTA LUCÍA	2001	2026
P.E. Finca San Antonio	MADE	5	300	1.500	SANTA LUCÍA	1999	2024
P.E. Barranco Tirajana	ENERCON	1	2.000	2.000	S.B. TIRAJANA	1994/2016 <sup>(1)</sup>	2019-2041
P.E. Llanos de Juan Grande	DESA	67	300	20.100	S.B. TIRAJANA	1996	2021
P.E. Las Salinas del Matorral	GAMESA	3	850	2.550	S.B. TIRAJANA	2015	2040
P.E. La Florida – Juliano Bonny	GAMESA	1	850	850	S.B. TIRAJANA	2011	2036
P.E. Lomo Ramírez-Muescanarias	ENERCON	1	330	330	INGENIO	2008	2033
P.E. C. de Control Canarias AENA	MADE	1	660	660	TELDE	2003	2028
P.E. Montaña Pelada	MADE	7	660	4.620	GÁLDAR	2001	2026
P.E. Cueva Blanca	ENERCON	1	2.000	2.000	AGAETE	1997/2016 <sup>(2)</sup>	2022-2041
Aerogenerador La Aldea	VESTAS	1	225	225	ALDEA DE SN	1996	2021
Plataf. Ensayo Muelle Arinaga	GAMESA	1	5.000	5.000	AGÜIMES	2013	2038
P.E. Supermercados Bolaños, SL	JERENEAS	1	200	200	AGÜIMES	2015	2040
P.E. Planta de machaqueo y hormigonado	ENERCON	1	900	900	GÁLDAR	2017	2042
P.E. San Bartolomé (Mocán)	ENERCON	4	2.300	9.200	S.B. TIRAJANA	2017	2042
P.E. Llanos de la Aldea	ENERCON	25	800	20.000	S.B. TIRAJANA	2017	2042
P.E. Congelados Herbania	ENERCON	1	850	850	AGÜIMES	2017	2042
P.E. Balcón De Balos	ENERCON	4	2.300	9.200	AGÜIMES	2018	2043
P.E. Montaña Perros	ENERCON	1	2.300	2.300	AGÜIMES	2018	2043
P.E. Triquivijate	ENERCON	2	2.350	4.700	AGÜIMES	2018	2043
P.E. Doramas	ENERCON	1	2.300	2.300	AGÜIMES	2018	2043
P.E. La Vaquería	ENERCON	1	2.350	2.350	AGÜIMES	2018	2043
P.E. Haría	ENERCON	1	2.350	2.350	AGÜIMES	2018	2043
P.E. Vientos Del Roque	ENERCON	2	2.350	4.700	AGÜIMES	2018	2043
P.E. Las Colinas	ENERCON	2 y 2	2350/2300	9.300	SANTA LUCÍA	2018	2043
Torre Eólica Offshore MLRT	GAMESA	1	5.000	5.000	TELDE	2019	2044
P.E Piletas	SIEMENS	2/2	3.200	12.800	AGÜIMES	2020	2045
P.E BOTIJA-GÁLDAR	ENERCON	2	800	1.600	GALDAR	2020	2045



Parque de generación eólica de la provincia de Las Palmas (categoría B)							
Denominación	Fabricante	Nº	Pot. Aerg. (kW)	Pot. P.E. (kW)	Municipio	Año de puesta en marcha	Año de fin de vida útil
P.E La Caleta	ENERCON	7	800	5.600	S.B TIRAJANA	2020	2045
P.E Salinetas	ENERCON	1	4.000	4.000	TELDE	2020	2045
P.E El Rodeo	ENERCON	6	800	4.800	S.B TIRAJANA	2020	2045
P.E Roque Prieto	ENERCON	1	2.300	2.300	S.M GUÍA	2020	2045
P.E Las Casillas	ENERCON	5	800	4.000	S.B TIRAJANA	2020	2045
Total Gran Canaria	-	<b>261</b>	-	<b>193.940</b>	-	-	-
LANZAROTE							
P.E. Los Valles I y II	GAMESA	10	850	8.500	TEGUISE	93/06/18	2018-2031-2043
P.E. Punta Grande	ENERCON	2	2.300	4.600	ARRECIFE	2016	2041
P. E. Teguiise I	ENERCON	4	2.300	9.200	TEGUISE	2018	2043
P.E Arrecife	ENERCON	4	2.300	9.200	ARRECIFE	2020	2045
Total Lanzarote	-	<b>20</b>	-	<b>31.500</b>	-	-	-
FUERTEVENTURA							
P.E. Cañada del Río	MADE	18/27	300/180	10.260	PÁJARA	1994	2019
P.E. Planta desaladora CAAF	GAMESA	2	850	1.700	LA OLIVA	2011	2036
P. E. Fuerteventura Renovable II	ENERCON	2	2.350	4700	LA OLIVA	2018	2043
P. E. Alisio	GAMESA	5	2.000	10000	PÁJARA/TUIN EJE	2018	2043
Parque eólico desaladora CAAF	ENERCON	1	2.350	2.000	PTO DEL ROSARIO	2019	2044
Total Fuerteventura	-	<b>55</b>	-	<b>28.660</b>	-	-	-
TOTAL LAS PALMAS	-	<b>336</b>	-	<b>254.100</b>	-	-	-
TOTAL CANARIAS	-	<b>504</b>	-	<b>457.075</b>	-	-	-

Tabla 62. Parque de generación eólica actual de la provincia de Las Palmas (Categoría B)

Parque de generación eólica de la provincia de Santa Cruz de Tenerife (categoría B)							
Denominación	Fabricante	Nº	Pot. Aerg. (kW)	Pot. P.E. (kW)	Municipio	Año de puesta en marcha	Año de fin de vida útil
TENERIFE							
Aerogenerador MADE 150 ITER	MADE	1	150	150	GRANADILLA A.	1990	2015
Aerogenerador MADE 300 ITER	MADE	1	300	300	GRANADILLA A.	1992	2017
P.E. ITER General	ECOTECNIA	1	150	1.680	GRANADILLA A.	1994	2019
(P. Experimental - ECYRL)	VESTAS	1	200	1.680	GRANADILLA A.	1994	2019
	ENERCON	1	330				
	ENERCON	2	500				
P.E. Granadilla	MADE	8	600	4.800	GRANADILLA A.	1997	2022
P.E. Granadilla II	ENERCON	11	500	5.500	GRANADILLA A.	1998	2023
P.E. Punta Teno	MADE	6	300	1.800	BUENAVISTA N.	2001	2026
P.E. Finca de Mogán	MADE	51	300	16.500	ARICO	1998/2001	2023-2026
		2	600				
P.E. Llanos de la Esquina	GAMESA	7	850	5.950	ARICO	2004	2029
P.E. La Morra	ENERCON	3	2.350	7.050	ARICO	2017	2042
P.E. Tagoro Risco Blanco	ENERCON	7	2.350	16.450	ARICO	2017	2042

Parque de generación eólica de la provincia de Santa Cruz de Tenerife (categoría B)							
Denominación	Fabricante	Nº	Pot. Aerg. (kW)	Pot. P.E. (kW)	Municipio	Año de puesta en marcha	Año de fin de vida útil
P.E. Complejo Medioambiental de Arico Fase I y II	ENERCON	4	2.350	9.400	ARICO	2018	2043
P.E. Bermejo	SUZLON	6	2.100	12.600	ARICO	2018	2043
P.E. Vera de Abote	SUZLON	5	2.100	10.500	ARICO	2018	2043
P.E. Chimiche II	GAMESA	7	2.625	18.375	GRANADILLA A.	2018	2043
P.E. Areté	ENERCON	5 y 2	2.350/3.020	16.800	GRANADILLA A.	2018	2043
P.E. La Roca	ENERCON	8	2.300	18.400	GRANADILLA A.	2018	2043
P.E. Porís de Abona	ENERCON	7	3.200	19.600	ARICO	2018	2043
P.E. Icor	GAMESA	6	3.465	20.790	ARICO/FASNIA	2018	2043
P.E. Complejo Medioambiental de Arico Fase III y IV	ENERCON	4	2.350	9.000	ARICO	2019	2044
<b>Total Tenerife</b>	-	<b>156</b>	-	<b>195.645</b>	-	-	-
LA PALMA							
P.E. Garafía - Juan Adalid	ENERCON	2	800	1.600	GARAFÍA	1994/2012	2019-2037
P.E. Fuencaliente	ENERCON	3	900	2.250	FUENCALIENTE	1998/2012	2023-2037
P.E. Aeropuerto La Palma	MADE	2	660	1.320	VILLA DE MAZO	2003	2028
P.E. Manchas Blancas	IZAR BONUS	3	600	1.800	VILLA DE MAZO	2003	2028
<b>Total La Palma</b>	-	<b>10</b>	-	<b>6.970</b>	-	-	-
LA GOMERA							
P.E. de Epina	MADE	2	180	360	VALLEHERMOSO	1996	2021
<b>Total La Gomera</b>	-	<b>2</b>	-	<b>360</b>	-	-	-
EL HIERRO							
P.E. asociado Aprov. Hidroeléctrico <sup>(1)</sup>	ENERCON	5	2.300	11.500	VALVERDE	2014	2039
<b>Total El Hierro</b>	-	<b>0</b>	-	<b>0</b>	-	-	-
<b>TOTAL S/C DE TENERIFE</b>	-	<b>168</b>	-	<b>202.975</b>	-	-	-
<b>TOTAL CANARIAS</b>	-	<b>504</b>	-	<b>457.075</b>	-	-	-

Tabla 63. Parque de generación eólica actual de la provincia de Santa Cruz de Tenerife (Categoría B)

En la provincia de Las Palmas se perderían unos 80 MW que afectarían a entre 23 y 28 parques eólicos si se tiene en cuenta aquellos parques eólicos en los cuales sólo se debería desmantelar una parte de sus instalaciones. Por su parte, en la provincia de Santa Cruz de Tenerife, se perderían 41,84 MW distribuidos entre 12-14 parques eólicos. **En total, de los 457,075 MW eólicos que existían en 2020, alcanzarían el final de su vida útil 121,84 MW, lo que representa el 26,7% de la potencia total instalada en generación eólica del archipiélago.**

En cuanto a las plantas fotovoltaicas, la potencia instalada ascendía en 2020 hasta los 205,6 MW. Se han contabilizado un total de 77 instalaciones que alcanzarían los 25 años de vida útil regulatoria antes de 2030. **La suma de esa potencia apenas supera los 0,57 MW lo que tendría poco efecto en el parque de generación disponible.** Se presenta a continuación únicamente el resumen por islas.

Parque de generación fotovoltaica de Canarias (categoría B)			
Islas	Potencia actual (kW)	Nº de plantas fotovoltaicas que excederían vida útil antes de 2030	Potencia asociada a plantas fotovoltaicas que excederían la vida útil (kW)
Tenerife	121.050,25 kW	9	34,02 kW
Gran Canaria	52.497,77 kW	59	397,05 kW
Lanzarote	10.979,25 kW	2	5,62 kW
Fuerteventura	14.937,28 kW	5	131,04 kW
La Palma	5.821,79 kW	2	6,88 kW
La Gomera	208,33 kW	0	0 kW
El Hierro	109,25 kW	0	0 kW
<b>Canarias</b>	<b>205.604,56 kW</b>	<b>77</b>	<b>574,61 kW</b>

Tabla 64. Configuración del parque de generación de Canarias según su vida útil

En lo que respecta a la generación de energía eléctrica mediante biogás de vertedero, las instalaciones existentes en este momento en las islas de Lanzarote (2,1 MW) y Tenerife (1,6 MW), fueron instaladas con posterioridad al año 2005 y, por tanto, su vida útil regulatoria no superaría el horizonte temporal de la planificación. En el año 2020 en Gran Canaria se instalaba una planta de 5,05 MW.

Por su parte, los dos aprovechamientos minihidráulicos en funcionamiento (Vergara – La Guancha y Altos de Icod – El Reventón, ambos en Tenerife), han estado en operación desde antes del año 2000 por lo que superarían con toda probabilidad su vida útil regulatoria con anterioridad de que finalice el horizonte del PTECan.

Para evaluar las necesidades de potencia futura, **se utiliza la metodología de cobertura de demanda probabilística Loss Of Load Expectation (LOLE)** en cumplimiento con las bases establecidas en el Real Decreto 738/2015. Se realiza un análisis de la cobertura de demanda para cada hora del año mostrando la fiabilidad y seguridad del suministro en función de las hipótesis de partida de demanda prevista y el parque de generación disponible. En este parque de generación no se considerarían inicialmente aquellas unidades que hubieran finalizado su vida útil, planteándose la entrada en operación de otros grupos de categoría A que pudieran remplazarlos. Este análisis se realiza en primera instancia sin entrar a valorar qué tipo de generador se requeriría en cada sistema eléctrico (ese aspecto se trata con posterioridad teniendo en cuenta el resto de criterios estipulados en la planificación). El análisis mencionado se lleva a cabo en el apartado 4.4.

### 4.3 POSIBILIDADES PARA LA TRANSICIÓN DE LA GENERACIÓN SÍNCRONA HACIA SU DESCARBONIZACIÓN EN LOS HORIZONTES DE PLANIFICACIÓN

Tal como se argumentaba en la estrategia de generación gestionable de Canarias, aunque la situación descrita en el apartado anterior no sea muy alagüeña, esta debilidad puede ser vista como **una oportunidad para llevar a cabo un cambio de modelo en el cual se favorezca la sustitución de los grupos actuales por otras tecnologías que sean capaces de adaptarse de mejor forma a los escenarios de total descarbonización previstos a nivel de Canarias para el año 2040**. Por todo ello, se podría plantear la sustitución progresiva del parque de generación térmica convencional con tecnologías que no sólo serían más modernas y eficientes, sino que además tendrían un tamaño adecuado para permitir la actuación en régimen variable priorizando en todo momento la entrada de energías renovables a los sistemas eléctricos del archipiélago.

En la estrategia de la generación gestionable de Canarias, se realiza un diagnóstico de las centrales térmicas convencionales de las islas, de sus unidades, potencias instaladas, producción energética y otros aspectos técnicos y económicos relativos a la generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles en el archipiélago canario. Además, en este estudio se analizan distintas alternativas tecnológicas, proponiendo para cada sistema eléctrico opciones que permitan una transición a otro tipo de generadores que, aportando las mismas capacidades y servicios actualmente ofrecidos por la generación fósil, se basen en energías renovables, todo ello en cumplimiento de lo establecido en la Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética (LCCTEC).

Como se señalaba en una de las conclusiones de este estudio, con independencia de que se aspire a buscar soluciones que no estén basadas en el uso de combustibles fósiles, **es crítico contar con generadores de categoría A** los cuales tengan la condición de gestionables y provean la suficiente inercia al sistema para evitar que se produzcan cerros eléctricos de forma recurrente.

Proyectos de esta escala requieren un diseño y una fase de tramitación que pueden dilatar la puesta en marcha durante años, como se demuestra con el análisis de proyectos históricos llevados a cabo en Canarias. Desde que se comunica la actuación hasta que es implementada, pueden pasar entre 5 – 8 años, yendo a través de un complejo procedimiento que incluye el diseño del sistema, proyecto, trámites burocráticos, diferentes concursos para la adquisición de equipos y componentes y la ejecución propiamente dicha. Por todo ello, es importante definir las necesidades y buscar alternativas que puedan ser implementadas en Canarias para no sufrir problemas a medio plazo.

El análisis realizado de manera pormenorizada para cada isla revelaba en la estrategia de generación gestionable que **existían alternativas factibles para que la potencia de categoría A sea atendida con generación renovable de carácter gestionable**. En cualquier caso, **en todas las islas del archipiélago canario se requerirá un importante esfuerzo**, ya que en definitiva se está planteando un cambio estructural del sistema eléctrico existente en estos momentos. No obstante, Canarias está en el momento adecuado para realizar dicho cambio ya que el parque de generación comienza a estar obsoleto y las necesidades de descarbonización se unen a las políticas de mantenimiento de la generación de las islas.

De acuerdo con lo analizado, las opciones de mayor interés en Canarias van de la mano de tres soluciones técnicas específicas, **el uso de centrales de bombeo reversible, sistemas de almacenamiento energético basados en tecnologías del hidrógeno (turbinas/motores de gas) y centrales de geotermia de alta entalpía**. Por otra parte, la electrónica de potencia está permitiendo mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías. Estos sistemas tratan de emular el comportamiento de una máquina síncrona aunque aún siguen teniendo limitaciones, que con toda probabilidad serán solventadas en la próxima década gracias al gran número de investigaciones que se están llevando a cabo y al enorme avance de la electrónica de potencia en los últimos 20 años.

En el ámbito de la estrategia de generación gestionable se proponía una reconversión escalonada de la generación clasificada de categoría A hasta alcanzar el objetivo de que para el 2040 todos los generadores que se encuentren en operación en el archipiélago se basen en el uso de tecnologías no contaminantes. No obstante, debe ser tenido en cuenta que dicha propuesta va a depender directamente de la alternativa seleccionada al modelo energético. Por esa razón, para cada una de las alternativas se ha reajustado el modelo.

Propuesta de actuación hasta la total descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias						
Año	Necesidad – Situación Ideal		Propuesta de actuación			
	Térmica fósil actual	Nuevos Cat. A	Térmica fósil actual	Geotermia	Hidrobombeo	Hidrógeno
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2022	1.554,55	307,32	1.837,12	0	11,32	0
2040	0	2.348,32	0	270	811,32	928

Tabla 65 Propuesta de actuación hasta la total descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias

De las tres opciones tecnológicas mencionadas al inicio del párrafo anterior, **la más rentable sería la geotermia de alta entalpía**. A pesar de las altas barreras de entrada motivadas en la necesidad de desarrollos de estudios de exploración e investigación antes de alcanzar la fase de explotación, presenta la ventaja de ser una tecnología muy conocida en la que el LCOE se encuentra sobre los 8-11 céntimos €/kWh, siendo la opción más barata de cuantas opciones renovables se disponen en el momento. Adicionalmente, esta tecnología presenta un factor de capacidad que supera el 50% en todos los casos y se puede aproximar al 90%. La geotermia de alta entalpía es especialmente interesante en las islas de Tenerife y La Palma partiendo de la base de los numerosos estudios que se han desarrollado hasta el momento en estas islas. Por las razones argumentadas, se convierte en una necesidad la finalización de los estudios de exploración y, sobre todo, **la ejecución de sondeos de investigación en los puntos detectados como de mayor interés**, no sólo por condiciones de recurso geotérmico disponible sino también por posibilidad de que en sus inmediaciones sea posible instalar una central geotérmica. Hasta que no se lleve a cabo los mencionados estudios en fase de investigación, no se sabrá si en estas islas existe recurso aprovechable.

**La segunda opción de mayor interés es el uso de sistemas de almacenamiento energético basados en centrales de bombeo reversible**. Este tipo de sistemas de almacenamiento energético presentan la ventaja de operar con turbinas hidráulicas. Sus generadores síncronos son capaces de dar respuesta casi instantánea proveyéndose servicios de ajuste primario y secundario así como capacidad para aportar estabilidad de la tensión por medio del control de la potencia reactiva y de la tensión. Además, este tipo de generadores tienen una elevada respuesta inercial, siendo capaces de aportar hasta 5-7 veces su potencia nominal de manera transitoria en el momento en el que se produce un cortocircuito en la red eléctrica. La excelente respuesta y flexibilidad de estos sistemas es de sobra conocida siendo el sistema de almacenamiento más usado a nivel mundial e incluso existiendo una referencia en Canarias, la central hidroeléctrica de Gorona del Viento en El Hierro, la cual alcanza coberturas de demanda próximas al 60% en un sistema totalmente aislado y donde la punta de demanda del sistema eléctrico es incluso inferior a la capacidad de generación eólica de la isla.

La potencialidad en el uso de centrales de bombeo reversible es dispar por islas como se analiza en la estrategia de almacenamiento y en la estrategia de generación gestionable. Si bien en algunas islas como Gran Canaria, Tenerife o La Palma existen varias alternativas de bombeos reversibles de alta potencia, en otras como en Lanzarote o Fuerteventura, las condiciones geográficas y la disponibilidad de masas de agua aptas para esta tecnología no es suficiente como para plantear este tipo de sistemas.

Otra alternativa que podría ser de interés es la instalación de centrales de bombeo en proximidades de la costa cuando existen altas cotas de altura usando como “depósito inferior” el mar y bombeando/turbinando agua de mar. Ya existen experiencias en Japón habiendo operado durante más de 20 años y en regiones como en Cantabria se está valorando la puesta

en marcha de esta alternativa. En este caso, habría que construir el depósito superior pero no se afectaría a comunidades de regantes y existen menores probabilidades de afectar zonas protegidas. Al ser necesaria la construcción del depósito superior, esta solución posiblemente no llegue a las capacidades de almacenamiento que se manejan con el uso de sistemas de embalses ya construidos. No obstante, a efectos de otorgarle estabilidad al sistema eléctrico, podría ser suficiente con la instalación de centrales donde la capacidad de almacenamiento se sitúe sobre las 6 horas y en las cuales se opere para la gestión de desvíos.

En los casos en los que las dos opciones anteriores no sean viables o suficientes, podría plantearse una tercera solución de categoría A, **el uso del hidrógeno como almacenamiento en donde la re-electrificación se lleve a cabo con motores o turbinas de gas accionadas con este combustible**. Ya existen turbinas y motores de gas las cuales pueden operar con hidrógeno en blending (mezcla) con gas natural y también sólo con hidrógeno. En cualquier caso, no hay que perder de vista la eficiencia global de esta solución.

En el proceso de producción de hidrógeno, almacenaje y re-electrificación se producen una serie de pérdidas energéticas que hacen que la cantidad de energía invertida para producir hidrógeno sea considerablemente inferior a la que se recuperaría con las turbinas de gas. Según las estimaciones realizadas, el rendimiento global del ciclo rondaría en Canarias el 20%. Esta pérdida energética hace que **este tipo de soluciones sólo sea aconsejable que se encuentren operativas en instantes en los cuales sea necesario corregir desviaciones o los medios de generación disponibles no sean suficientes para soportar la demanda**, aspecto analizado de manera detallada en la estrategia de generación gestionable de Canarias. Este tipo de soluciones serían requeridas principalmente en los sistemas eléctricos de Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria.

Por otra parte, las características particulares de este combustible con su baja densidad hacen que para su almacenamiento sea necesario trabajar con presiones elevadas, con lo que ello conlleva en cuanto al espacio ocupado. Incluso comprimiendo el hidrógeno a 350 bares las necesidades de espacio de almacenamiento son superiores a las que se tendrían para otros combustibles disponibles en la actualidad. Se muestra en la siguiente tabla una estimación del uso del espacio necesario vinculado a la producción agregada de 150 MW en electrolizador.

Necesidades asociadas a las potencias de turbinas de gas de hidrógeno propuestas en Canarias					
Ejemplo	Potencia electrolización	Capacidad almacenamiento	Potencia total turbinas de gas	Espacio producción H <sub>2</sub>	Espacio almacenamiento H <sub>2</sub>
	MW	m <sup>3</sup>	MW	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>
	150	2.500	105	<b>1.620</b>	<b>1.050</b>

Tabla 66 Necesidades asociadas a las potencias de turbinas de gas de hidrógeno propuestas en Canarias

A pesar de lo descrito, el hidrógeno está llamado a ser un elemento clave en la estrategia de descarbonización de Canarias. No obstante, **su uso deberá ser siempre el apoyo para atender aquellos consumos que no podrían ser atendidos de manera limpia con otros medios renovables**. Además, se espera que a medida que se vaya ganando madurez en el despliegue de proyectos referencia, el coste de este tipo de sistemas se vaya reduciendo, reforzando aún más la entrada de esta tecnología en Canarias.

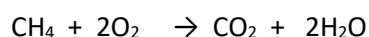
Respecto al hidrógeno es también importante tener en cuenta que, aunque permita reducir las emisiones contaminantes en CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> o N<sub>2</sub>O, la mayor velocidad de la llama producida con este combustible aumenta la temperatura localmente en las cámaras de combustión generando

emisiones en NO<sub>x</sub> elevadas. Estas emisiones de NO<sub>x</sub> han sido cuantificadas como de hasta seis veces las que se producirían con el metano. Por todo ello, los principales fabricantes de este tipo de generadores trabajan en diseños de quemadores que permiten reducir la temperatura de la llama para minimizar lo suficiente el calor de combustión y que se irradie dicho calor al entorno sin alcanzar la temperatura crítica del NO<sub>x</sub> (1.350 °C). En otras palabras, la clave es reducir la velocidad a la que se mezcla el combustible y el aire y para ello se usan soluciones de difusión de la llama. En coherencia con lo establecido en la Directiva 2010/75/CE, los valores límites de emisiones de NO<sub>x</sub> para instalaciones de combustión de gas se establecen en 50 mg/Nm<sup>3</sup> para turbinas de gas y en 100 mg/Nm<sup>3</sup> para motores de gas.

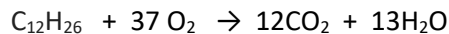
Otra conclusión básica de los estudios desarrollados en esta estrategia es **la importancia de la flexibilidad**. El parque de generación convencional de Canarias precisamente se caracteriza por tener una baja flexibilidad, fruto del modelo energético que se viene explotando de manera histórica en las islas. Se cuenta con grupos de generación de gran tamaño tales como ciclos combinados o turbinas de vapor que, a pesar de presentar una gran eficiencia en comparación con grupos más pequeños, para escenarios de alta penetración renovable suponen un límite a la integración. Los procedimientos de operación en los sistemas eléctricos no peninsulares fijan que de forma horaria se deben encontrar encendidos “los grupos convencionales” necesarios para sustituir al menos la totalidad de la potencia del mayor grupo conectado en ese periodo (50% en regulación primaria y 50% en regulación secundaria). Por tanto, **cuanto menor sea el tamaño máximo de grupo, menores requerimientos existirían según este criterio**. De la misma forma, este tipo de motores o turbinas presentan unos tiempos de precalentamiento y arranque mínimos (entre 3 y 8 minutos) así como respuesta “Fast Ramping” que otorgan al sistema de eléctrico de una gran capacidad para resolver desviaciones de producción derivadas del cambio imprevisto del recurso renovable no gestionable. Por todo ello, la generación de categoría A debe operar como respaldo de aquellas formas de generación renovable mayoritarias y de coste reducido como las que supone la energía eólica o la fotovoltaica en todas las islas del archipiélago.

Otra opción a medio camino entre combustibles fósiles y combustibles renovables se presenta con el blending en gas natural. En el ámbito de la generación fósil se ha ido históricamente pasando de combustibles sólidos (principalmente el carbón), a combustibles líquidos (fuel oil, gasoil y diésel oil) y de estos últimos se aspira al uso de combustibles gaseosos. A nivel químico, en cada uno de estos pasos se van reduciendo las cadenas de carbono de estos combustibles y eso se traduce en una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. A modo de referencia, se podría comparar las estequiometrias de un combustible líquido (en este caso el gasoil - C<sub>12</sub>H<sub>26</sub>) con otro combustible gaseoso (en este caso el gas natural - CH<sub>4</sub>) para determinar el avance que esto supondría en reducción de emisiones. Ese cálculo simple se presenta a continuación:

**Metano:**



- 1 mol de CH<sub>4</sub> (16 gr/mol) emite 1 mol de CO<sub>2</sub> (44 gr/mol). La relación en masa es 1:2,75.
- 1 kgCH<sub>4</sub> emite 2,75 kgCO<sub>2</sub>.
- Poder Calorífico Inferior (PCI) del metano = 12,278 kWh/kg.

**Gasoil:**


- 1 mol de  $\text{C}_{12}\text{H}_{26}$  (170 gr/mol) emite 12 mol de  $\text{CO}_2$  (44 gr/mol). La relación en masa es 1:3,1.
- 1 kg  $\text{C}_{12}\text{H}_{26}$  emite 3,1 kg $\text{CO}_2$ .
- Poder Calorífico Inferior (PCI) del gasoil = 11,944 kWh/kg.

Si se utilizan ambos combustibles en un generador con eficiencia del 30% se obtiene que para producir 1 kWh eléctrico se necesitaría 0,27 kg/kWh<sub>e</sub> en el caso del metano y 0,28 kg/kWh<sub>e</sub> en el caso del gasoil. Las emisiones para el metano ascenderían a 0,75 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> mientras que las del gasoil serían de 0,87 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Por tanto, para la misma cantidad de energía generada, el gasoil emite un 12,7% más de CO<sub>2</sub> que el gas natural.

No obstante, además de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, deben considerarse otros dos factores relacionados con las emisiones:

- ✳ **Emisiones fugitivas:** En todos los ciclos térmicos se producen fugas de combustibles en la normal operación. Estas fugas son mucho más probables cuando se utiliza combustibles gaseosos. Se conoce como “Methane Leaks” a las pérdidas de metano originadas desde que se obtiene dicho combustible hasta que definitivamente se quema. En general, el metano presenta un potencial de calentamiento 21 veces superiores al dióxido de carbono, por lo que una parte de la mejora en emisiones por el uso de gas natural en comparación con gasoil es posible que se pierda por las pérdidas en el proceso. La EPA estima que las pérdidas de metano en el proceso de generación de energía se sitúa en el mejor de los casos sobre el 2% y prácticamente sería imposible reducirlo por debajo del 1% debido a aspectos como el propio venteo de las tuberías, acciones de mantenimiento, fugas en tuberías a presión, etc.
- ✳ **Otros gases contaminantes como el NO<sub>x</sub>:** En este apartado también se comentaba para el hidrógeno el riesgo que supone la producción de elevadas cantidades de NO<sub>x</sub> cuando se alcanzan situaciones donde en los quemadores se traspasan los límites de temperatura establecidos en el punto anterior. En función de la cantidad de oxígeno en mezcla, se establecen los límites de emisiones para España. Cuando un grupo de gas es adaptado para su operación con blending, la cámara de combustión no suele ser adaptada para la quema con difusores especialmente utilizados para operar únicamente con hidrógeno. En consecuencia, es más probable que se produzcan grandes cantidades de NO<sub>x</sub> a medida que aumente la relación de hidrógeno en la mezcla con GNL. Por consiguiente, este asunto debe ser vigilado y debe garantizarse que el cambio de combustible es realmente efectivo para reducir las emisiones o, por el contrario, no debería ser planteada su utilización.

Dado que el objetivo base de la planificación energética de Canarias es la descarbonización del sistema energético del archipiélago, convendría que esta opción no sea priorizada al resto de las alternativas mencionadas. No obstante, podría ser otra solución para proveer generación gestionable parcialmente renovable o menos contaminante. La energía renovable no gestionable que no pudiera ser integrada en el sistema eléctrico y que motivara la aplicación de políticas de corte, podría usarse para producir hidrógeno a través de electrolizadores alimentados con energía eléctrica. Este hidrógeno renovable puede mezclarse hasta un 20% con gas natural mediante procesos de blending, lo que reduce aún más las emisiones contaminantes del proceso. Continuando con el ejemplo anteriormente aportado, teniendo en cuenta que el



hidrógeno sustituye el 20% del gas natural necesario y que dicho hidrógeno no produce emisiones contaminantes, el consumo de gas natural de los grupos de generación térmico sería de 0,216 kg/kWh<sub>e</sub> que se traduciría en una emisiones contaminantes de 0,594 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub>. Por todo ello, las emisiones se reducirían en un 20,8% respecto al caso de que esa energía fuera producida únicamente con gas natural y del 31,7% respecto al uso de gasoil.

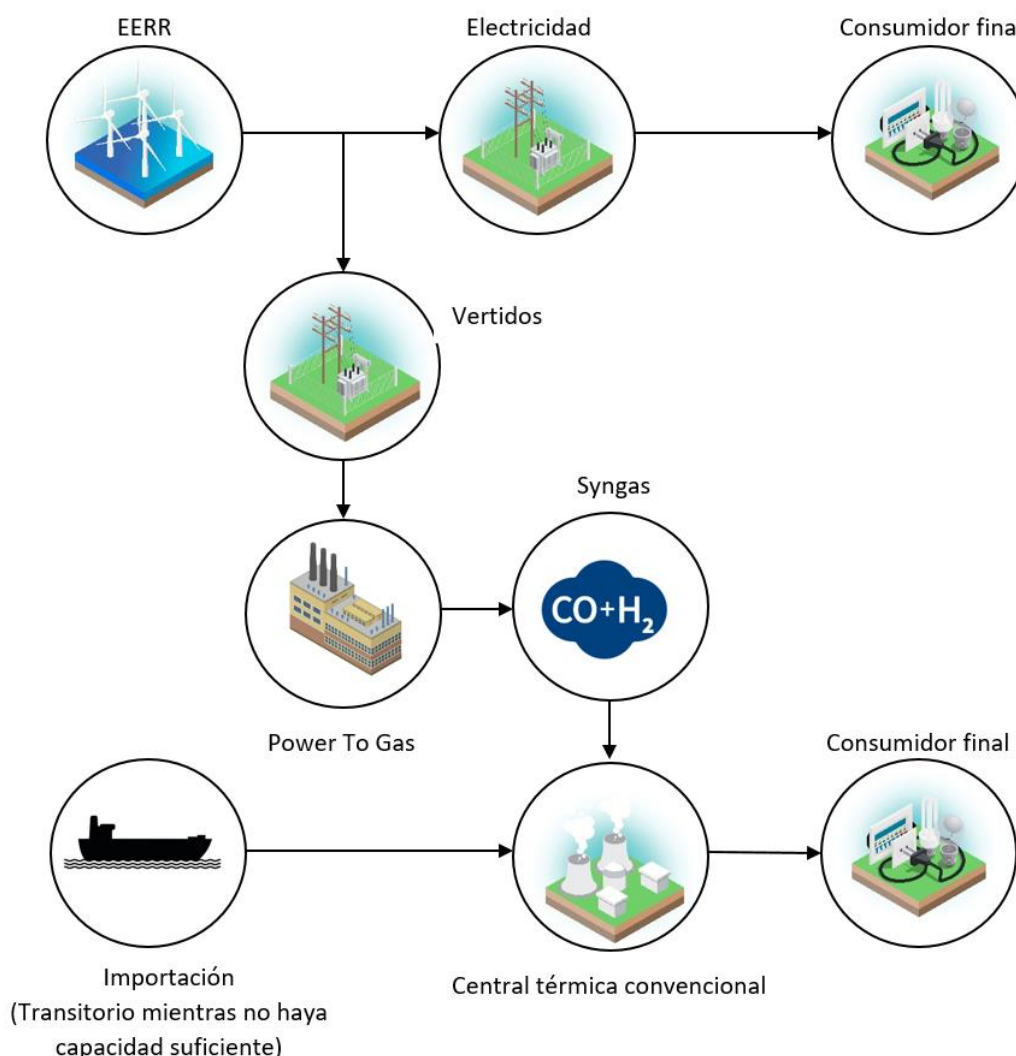
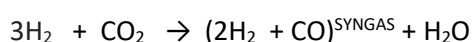


Ilustración 54 Uso de tecnologías Power To Gas para respaldo de generación eléctrica en Canarias

La última de las alternativas podría ser el Power To Gas. Se entiende como Power To Gas a la conversión de hidrógeno a gas natural sintético (syngas), metano o GLP. Estos gases tienen la ventaja de requerir menores presiones de almacenamiento (valores próximos a los 80 bares) lo que facilita enormemente su gestión. Para ello, en este caso se combinaría el hidrógeno producido con fuentes renovables con CO<sub>2</sub> obtenido de fuentes originalmente contaminantes (recuperación) en reactores catalíticos donde se lleva a cabo la siguiente reacción:



Posteriormente, mediante el proceso Fischer-Tropsch se puede producir a partir de gas de síntesis (CO y H<sub>2</sub>) hidrocarburos líquidos sintéticos tales como el gasoil o incluso los querosenos, etanol y gasolinas, los cuales son mucho más fáciles de gestionar y en Canarias ya se dispone de medios apropiados para su almacenamiento.

Es importante tener en cuenta que, aunque esta tecnología ya fue inventada con aplicaciones prácticas desde mediados del siglo XX, prácticamente la totalidad de los proyectos llevados a cabo son de carácter experimental. La principal razón es el coste de este tipo de sistemas, aspecto importante tanto para la producción de hidrógeno como para los procesos de transformación a gas y combustibles líquidos sintéticos. En cualquier caso, en el último año se ha producido un incremento de iniciativas relacionadas con la investigación de este tipo de combustibles y se espera que en años venideros la tecnología logre alcanzar suficiente madurez para su desarrollo comercial a gran escala.

En Canarias esta solución es principalmente atractiva para determinadas formas de combustibles como los querosenos de aviación, donde no se reconoce de la existencia de otras alternativas válidas.

El CO<sub>2</sub> requerido en este proceso puede provenir de plantas de biogás. El biogás contiene entre un 55-70% de metano y entre un 30 – 45% de dióxido de carbono a lo cual se suma menos de un 5% de trazas de otros gases las cuales se consideran impurezas. Así pues, las instalaciones de biogás y de producción de hidrógeno podrían estar ligadas produciendo combustibles sintéticos los cuales pudieran ser almacenados y posteriormente utilizados para proveer servicios de backup. También se puede considerar como afluentes de dióxido de carbono las propias centrales de generación de energía eléctrica. El CO<sub>2</sub> producido sería reciclado alcanzándose la condición de neutralidad climática en un modelo donde la generación renovable es prioritaria pero se aprovechan las bondades de la generación convencional.

Otra alternativa para obtener CO<sub>2</sub> puede ser los equipos de filtrado de CO<sub>2</sub>. En Europa existen 14 sistemas instalados los cuales están compuestos por un conjunto de ventiladores que absorben el aire y lo filtran, separándolo del dióxido de carbono. A modo de referencia, uno de los últimos instalados en Suiza tiene una capacidad de filtrado de 900 tCO<sub>2</sub>/año.

A pesar de todas las opciones mencionadas, debe considerarse que si por tiempos no es posible sustituir los grupos térmicos actuales por otras fuentes de carácter renovable, será necesario incrementar la vida útil de la generación térmica en los sistemas eléctricos afectados hasta que se solucione el problema de la reconversión de unidades de generación. Dicho de otra forma, la seguridad del suministro es prioritaria, pero esto no debe entenderse como que la estrategia de descarbonización pase a un segundo plano.

#### **4.4 SEGURIDAD Y GARANTÍA DEL SUMINISTRO**

En línea con lo definido en los apartados 4.2 y 4.3 en esta sección se realiza un análisis de las necesidades de repotenciación del parque de generación de categoría A en el archipiélago para cumplir con los criterios de cobertura de demanda.

Conforme a lo estipulado en el Anexo VII apartado 4 del Real Decreto 738/2015, para la determinación de la potencia necesaria, la potencia adicional y las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación, se deben obtener “indicadores estándar como resultado de los estudios probabilísticos de cobertura que muestren la fiabilidad y seguridad del sistema en función de las hipótesis de partida”. Los indicadores de carácter obligatorio que deben ser aportados son:

- a. Las horas en las que existe una probabilidad no nula de que se produzca un déficit de cobertura mediante el coeficiente LOLE: Loss of Load Expectation (horas/año).
- b. Probabilidad de déficit de cobertura con el coeficiente LOLP: Loss of Load Probability (%).
- c. Energía esperada no servida mediante el coeficiente EUE: Expected Unserved Energy (MWh/año)

Aunque la norma marca la necesidad de que el indicador LOLE se exprese en términos de horas/año, suele ser habitual que dicho dato se presente en horas/mes. El operador del sistema usa esta metodología, habiendo definido el criterio límite o condición de aceptabilidad que dicho coeficiente no supere un valor de 0,2 horas/mes.

El modelo ha sido implementado en base Python usando la formulación genérica para la resolución de este tipo de problemas a través del método de Montecarlo. El procedimiento comienza estimando la probabilidad de pérdida de capacidad de suministro teniendo en cuenta el parque de generación existente en cada isla para cada año. A cada generador se le asigna una probabilidad de fallo estimándose la probabilidad acumulada de que se produzcan defectos en el parque de generación.

Posteriormente, tomando como referencia las proyecciones de demanda eléctrica calculadas para el horizonte de planificación hasta 2030 (resultados mostrados en el apartado 2.5.3.4) y las curvas de demanda horaria para un año tipo (8.760 horas) por islas accesibles a través del Sistema de Información del Operador del Sistema (E-SIOS), se estima el factor Loss Of Load Probability (LOLP). Para obtener este factor, las demandas se ordenan en función de su magnitud representándose de forma semejante a como se muestra en la siguiente ilustración (línea continua de color rojo). Se define como reserva la diferencia entre la potencia máxima instalada y la punta de demanda anual. Tomando como referencia la tabla de probabilidades de pérdida de suministro, se estima la probabilidad  $p_j$  de que se produzca un fallo de magnitud  $O_j$ . Sólo los fallos cuya magnitud es mayor que la reserva disponible en cada momento contribuyen a que exista probabilidad de corte de suministro (LOLP). El parámetro LOLP se establece en términos porcentuales. Por su parte, la suma de los tiempos  $t_j$  define el parámetro LOLE. Finalmente, el parámetro EUE se obtiene como la suma de la energía perdida en todos los costes producidos durante el año.

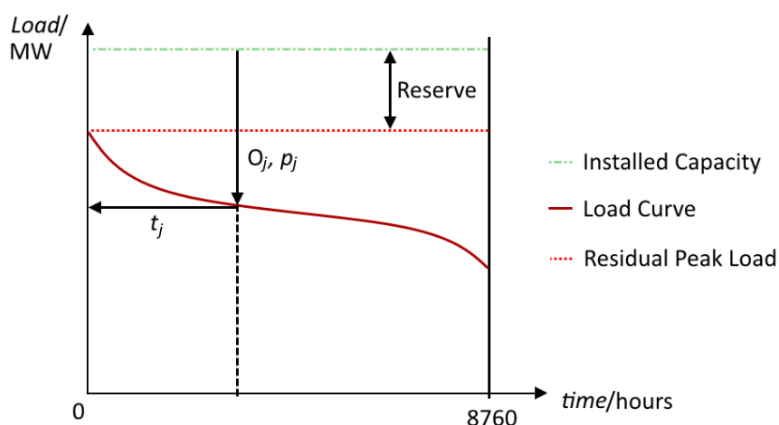


Ilustración 55 Loss Of Load Probability (LOLP)

Real Decreto 735/2015 establece que como norma general no se debe tener en cuenta a efectos de estimación de los índices de cobertura de demanda probabilística aquellas unidades que para

el año de análisis hubieran superado su vida útil regulatoria. Tampoco se considerarían aquellos grupos que incumplan las condiciones establecidas en la Directiva 2010/75/CE y no se encuentren incluidas en la Orden TEC/1158/2018.

La probabilidad de fallo de cada uno de los generadores (parámetro conocido como FOR) fue estimado por Red Eléctrica de España en base a la tasa de fallo según datos históricos de desconexión de grupos. En general el valor es del 3% salvo en algunos casos en los que se alcanza el 4,5%.

Si como resultado del análisis se observa que el LOLE obtenido rebasa el criterio de aceptabilidad (0,2 horas/mes) se incrementa la potencia disponible en el parque de generación asumiendo la entrada de generadores adicionales. En este paso aún no se define la tecnología a utilizar sino simplemente los requisitos de potencia y la tasa de fallo asignada. Se definen a continuación los parámetros de referencia usados en cada isla.

Tamaños máximos de grupo e incrementos de potencia considerados			
Islas	Tamaño máximo de grupo	Incremento de potencia	Probabilidad de fallo
Tenerife	50 MW	10 MW	3%
Gran Canaria	50 MW	10 MW	3%
Lanzarote	20 MW	5 MW	3%
Fuerteventura	20 MW	5 MW	3%
La Palma	4 MW	2 MW	3%
La Gomera	3 MW	1 MW	3%
El Hierro	1,5 MW	0,5 MW	3%

Tabla 67. Tamaños máximos de grupo e incrementos de potencia considerados

Se presentan en las siguientes tablas los resultados obtenidos por islas. Este estudio se hace con independencia de la alternativa seleccionada dado que el objetivo de satisfacer las condiciones de calidad y garantía de suministro es obligatorio para las tres alternativas al modelo energético de Canarias.

Requerimientos de cobertura de demanda [Gran Canaria]									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	% año	MWh/año	-
2022	3.443	581	581,58	0	120	0,11	0,0002	608,85	1,32
2023	3.485	592	581,58	0	120	0,14	0,0002	780,60	1,30
2025	3.454	597	581,58	0	120	0,12	0,0002	650,77	1,31
2030	3.484	596	375,48	0	300	0,15	0,0002	859,18	1,26

Tabla 68. Requerimientos de cobertura de demanda [Gran Canaria]

En la isla de Gran Canaria, si no se cuenta con los grupos que han finalizado su vida útil regulatoria, se perderían 299,14 MW que estuvieron en operación durante el año 2019. Por consiguiente, habría que poner en marcha entre 100 y 300 MW adicionales de potencia en generadores de categoría A entre los años 2021 y 2030. El aumento sería progresivo, requiriéndose menos de 120 MW en el horizonte comprendido entre 2021 y 2023 para requerirse un aumento de entre 240 MW y 300 MW en los tres últimos años hasta finalizar el horizonte de planificación. Este comportamiento es natural dado que en el año 2028 se perderían otros 137 MW que actualmente son aportados por el ciclo combinado 1 de la central de Juan Grande.

Las alternativas en la isla pasan por la puesta en marcha de la central de hidrobombeo Chira – Soria que proporcionaría una potencia de 200 MW en turbinas hidráulicas equiparables en prestaciones a la generación térmica convencional y permitiendo la integración de energías renovables en el sistema. Aun así, existiría un déficit de 100 MW que debería ser cubierto por algún otro sistema (definido en base a alternativas del modelo energético en el apartado 4.7). Se expone a continuación la situación de Tenerife:

Requerimientos de cobertura de demanda [Tenerife]									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	% año	MWh/año	-
2022	3.573	596	706,28	0	20	0,12	0,0002	701,33	1,30
2023	3.6	605	706,28	0	20	0,14	0,0002	821,34	1,29
2025	3.549	609	706,28	0	20	0,11	0,0001	609,40	1,31
2030	3.470	593	338,48	0	200	0,17	0,0002	940,53	1,27

Tabla 69. Requerimientos de cobertura de demanda [Tenerife]

En la isla de Tenerife se estaría prescindiendo de una potencia de 212,6 MW si no se considerara los grupos que exceden su vida útil regulatoria. Para cumplir con el criterio de cobertura de demanda se necesitaría instalar una potencia adicional de categoría A inferior a 60 MW hasta el año 2028. Con la pérdida de la potencia aportada por los grupos asociados al ciclo combinado 1 (176,6 MW) y el aumento de la demanda natural a la que se suman los nuevos consumos derivados de la movilidad, se necesitaría al final del horizonte PTECan 200 MW adicionales de potencia gestionable. En el periodo de transición, hasta que se busque una solución, se podrían seguir usando los grupos actuales, pero siendo urgente el desarrollo de proyectos de repotenciación del parque de generación de la isla para no sufrir cortes de suministro.

A diferencia de lo que ocurre en Gran Canaria, en este caso no se ha planteado de manera firme un proyecto semejante a Chira-Soria. Se expone en la siguiente tabla la situación en Lanzarote.

Requerimientos de cobertura de demanda [Lanzarote]									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	% año	MWh/año	-
2022	874	152	119,54	0	60	0,12	0,0002	166,49	1,30
2023	871	153	87,2	0	80	0,08	0,0001	119,94	1,22
2025	852	152	87,2	0	75	0,13	0,0002	187,31	1,21
2030	769	139	52,8	0	90	0,15	0,0002	196,70	1,18

Tabla 70. Requerimientos de cobertura de demanda [Lanzarote]

Actualmente existe en Lanzarote una potencia de 119,5 MW que ya ha superado su vida útil regulatoria. Como se desprende de la tabla anterior, se requiere un parque de generación de categoría A de magnitud semejante para poder afrontar con condiciones de calidad y garantía de suministro el horizonte temporal de planificación.

En este estudio no se ha considerado la aportación de la interconexión eléctrica dado que se requeriría potencia adicional instalada en el otro sistema eléctrico (Fuerteventura) y dicha isla afronta un reto semejante en cuanto a necesidad de potencia de origen gestionable. Se muestra la situación en Fuerteventura:

Requerimientos de cobertura de demanda [Fuerteventura]									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	% año	MWh/año	-
2022	702	126	81	0	70	0,12	0,0002	137,44	1,35
2023	707	128	81	0	70	0,14	0,0002	162,42	1,34
2025	700	129	51,6	0	85	0,18	0,0003	212,05	1,23
2030	624	116	34,4	0	90	0,1	0,0001	100,41	1,25

Tabla 71. Requerimientos de cobertura de demanda [Fuerteventura]

En la isla de Fuerteventura se requeriría entre 70 y 90 MW de potencia adicional en el horizonte de planificación. Esa potencia es actualmente aportada por 8 grupos que suman 78,27 MW y que rebasaron su vida útil regulatoria con anterioridad a 2015.

La situación en las islas de Lanzarote y Fuerteventura es especialmente delicada y ya se están produciendo cortes de suministro con asiduidad. Los análisis desarrollados por REE demuestran que los fenómenos de desconexión se producen de manera aleatoria e independiente entre sí. Además, las indisponibilidades simultáneas no programadas en los grupos térmicos de dicha central han sido también causa de anulación de descargos en las líneas principales del eje entre ambas islas. Se expone el caso en la isla de La Palma:

Requerimientos de cobertura de demanda [La Palma]									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	% año	MWh/año	-
2022	249	46	68,1	0	2	0,23	0,0003	86,47	1,72
2023	247	46	68,1	0	2	0,2	0,0003	74,01	1,72
2025	239	45	68,1	0	2	0,13	0,0002	42,41	1,81
2030	234	43	23	0	32	0,14	0,0002	51,86	1,46

Tabla 72. Requerimientos de cobertura de demanda [La Palma]

Para la isla de La Palma se requerirían hasta 32 MW de potencia adicional en el horizonte de planificación como consecuencia de la pérdida de los grupos diésel 6-11 y, posteriormente, de los grupos diésel 12-13 y Gas Móvil 2. En este escenario sólo 2 generadores de los 11 disponibles en la actualidad podrían seguir operando sin restricciones después de 2030. Aun así, esos dos grupos finalizan su vida útil en el año 2031, por lo que también es prioritaria la búsqueda de una solución para este sistema eléctrico, el cual además no tiene capacidad de interconexión con cualquier otra isla. Se expone en la siguiente tabla la situación en La Gomera:

Requerimientos de cobertura de demanda [La Gomera]									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	% año	MWh/año	-
2022	70	12	9,43	0	4	0,17	0,0002	16,54	1,41
2023	70	12	9,43	0	4	0,17	0,0002	16,54	1,41
2025	68	12	6,92	0	8	0,23	0,0003	23,12	1,41
2030	66	12	3,82	0	8	0,21	0,0003	20,30	1,43

Tabla 73. Requerimientos de cobertura de demanda [La Gomera]

En la isla de La Gomera también se perdería una gran parte del parque de generación disponible en el horizonte de planificación. De entrada, los grupos diésel 13-16 ya han excedido su vida útil

y los grupos diésel 17 y 18 dejarían de estar en operación a partir de 2024 y 2029 respectivamente. En esta isla debería estar en operación la interconexión eléctrica con Tenerife. Dicha infraestructura ayudará a aportar los servicios de regulación necesarios para mantener el suministro. Se expone en la siguiente tabla la situación en El Hierro:

Requerimientos de cobertura de demanda [El Hierro]									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	%año	MWh/año	-
2022	45	8	18,34	11,5	0	0.06	0.0001	3.88	2.72
2023	46	8	18,34	11,5	0	0.08	0.0001	5.36	2.66
2025	46	9	16,98	11,5	0	0.05	0.0001	3.15	2.78
2030	45	8	16,98	11,5	0	0.08	0.0001	5.36	2.66

Tabla 74. Requerimientos de cobertura de demanda [El Hierro]

La isla de El Hierro es la que menores problemas tiene en cuanto a capacidad de cobertura de demanda. En este caso se ha superado la vida útil regulatoria de 5 grupos diésel (unidades 7-12) y hasta el final del periodo de planificación podrían mantenerse 3 unidades térmicas con una potencia total de 5,66 MW a lo que se suman los 11,32 MW de la central de Gorona del Viento. Se supera con creces la punta de demanda.

Con las estimaciones desarrolladas se ha definido los requisitos de potencia instalada del parque de generación. No obstante, el modelo ISLA (Insular energy System Long-term Assessment tool) usado para estimar el balance energético de cada sistema eléctrico canario, no sólo define la energía que debe ser proveída por cada unidad de generación, sino también qué grupos deben proveer servicios complementarios de ajuste al sistema en cada momento. Este aspecto, que no suele ser tenido en cuenta en programas comerciales de balance energético se considera de especial relevancia, dado que las reservas obligan a mantener grupos en funcionamiento y éstos generadores restan capacidad de integración de energías renovables no gestionables (generadores clasificados en Categoría B). La elección de los grupos que proveen reservas se establece en base a criterios técnicos y económicos.

Los criterios técnicos se encuentran definidos en los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Así pues, se establecen las siguientes condiciones:

- \* **Reservas primarias:** Se entienden por reservas primarias aquellas que deben actuar en un tiempo inferior a 30 segundos. Este tipo de reservas se consideran de carácter obligatorio y no se retribuye. Como mínimo debe mantenerse en el sistema el 50% de la mayor potencia neta asignada a un grupo para ese mismo periodo temporal, considerándose como unidad de generación incluso cada una de las unidades de las que se compone un ciclo combinado.

En este caso, se asume que estos servicios son aportados por todos los generadores que podrían contribuir con respuesta inercial (en base a su estatismo permanente), entre ellos, los generadores térmicos convencionales, grupos hidráulicos, ciclos de geotermia, etc. Este tipo de reservas se consideran en ambos sentidos (reserva primaria a subir y a bajar).

- \* **Reservas secundarias:** Las reservas secundarias restituyen la capacidad de respuesta primaria. Deben actuar en un tiempo inferior a 15 minutos y sí son retribuidas conforme a lo establecido en el Real Decreto 738/2015. Las reservas secundarias son seleccionadas por

el modelo ISLA optándose por la alternativa más conservadora (de mayor valor) de las siguientes opciones:

- a) La suma de las reservas secundaria y primaria debe ser mayor que el 100% de la potencia neta asignada al mayor grupo conectado en un tramo horario;
- b) Crecimiento previsto de la demanda entre tramos horarios;
- c) Soporte de pérdida en cumplimiento del criterio N-1 cuando existen interconexiones entre islas;
- d) Pérdida más probable de potencia renovable según estimaciones de producción no gestionable.

Este tipo de reservas se consideran en ambos sentidos (reserva secundaria a subir y a bajar).

\* **Reservas terciarias:** Operan tras las reservas secundarias y también son de carácter obligatorias. Se consideran reservas a subir spinning y non-spinning. Por último, también se tiene en cuenta la necesidad de disponer de reservas terciarias que, de modo semejante a lo establecido para las reservas secundarias, quedan establecidas como el mayor de estos casos:

- a) La mayor de las potencias netas asignadas al grupo de mayor tamaño de los sistemas eléctricos;
- b) Crecimiento previsto de la demanda entre tramos horarios;
- c) Soporte de pérdida en cumplimiento del criterio N-1 cuando existen interconexiones entre islas;
- d) Pérdida más probable de potencia renovable según estimaciones de producción no gestionable.

Los criterios económicos (aplicables principalmente para las reservas secundarias), se definen en función de lo establecido en el Real Decreto 738/2015 y las actualizaciones normativas publicadas con posterioridad.

#### **4.5 SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN**

Aunque el objetivo principal es descarbonizar el sistema energético de Canarias, el modelo energético plantea un cambio progresivo con una evolución temporal dependiente de la alternativa seleccionada. Así pues, se definen las tres alternativas, en las cuales la Alternativa 0 representaría la opción continuista en la que durante el horizonte 2030 se seguiría haciendo lo mismo que en el pasado (situación de referencia), mientras que en las Alternativas 1 y 2 se plantea un cambio del modelo energético, con el objetivo último de no requerirse el uso de combustibles fósiles a partir del año 2040.

La situación en cuanto a potencia de generación térmica instalada y combustible consumido será diferente por alternativa. Por ello, en los próximos tres apartados se presenta el parque de generación térmica convencional y el consumo previsto para cada opción identificada. Para



obtener el parque de generación térmica convencional se usan los resultados de simulación expuestos en el apartado 4.4. Para las tres alternativas se cumpliría el objetivo común de garantía y seguridad de suministro, no obstante, en las Alternativas 1 y 2 se asume la entrada de generación de categoría A de carácter más renovable que para la Alternativa 0.

Dicho parque de generación, unido con el resto de datos recabados y configuraciones establecidas por alternativas, permiten la simulación energética con el modelo ISLA y con ello se proyectan las necesidades de consumo de combustible fósil para generación eléctrica por año en cada isla del archipiélago canario.

#### 4.5.1 ALTERNATIVA 0

El parque de generación térmica convencional de Canarias para el año antes del inicio de la planificación era de 2.357 MW. Bajo las hipótesis consideradas en la alternativa 0, se requeriría un aumento de la potencia instalada en generación térmica de 172 MW hasta 2030 a lo que se sumaría extender la vida útil y/o instalar nueva generación térmica que sustituya la potencia aportada por todos los grupos que han agotado su vida útil regulatoria o que alcanzarían este estado en el horizonte 2030. De las estimaciones realizadas en el apartado anterior se concluía que sólo 975,36 MW de generación térmica podría operar a 2030 sin incumplir el criterio de vida útil por lo que incluso la alternativa 0 plantearía un reto considerable.

Generación térmica convencional [Alternativa 0]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2019	906,2	959,1	204,8	159,3	96,4	18,4	13,0	<b>2.357,2</b>
2020	906,2	959,1	204,8	159,3	96,4	18,4	13,0	<b>2.357,2</b>
2022	843,2	959,3	232,4	173,3	95,3	21,4	12,2	<b>2.337,1</b>
2023	843,2	959,3	232,4	173,3	95,3	21,4	12,2	<b>2.337,1</b>
2025	843,2	1.029,3	232,4	173,3	103,3	21,4	12,2	<b>2.415,1</b>
2030	843,2	1.064,3	232,4	191,3	111,3	21,4	12,2	<b>2.476,1</b>

Tabla 75. Generación térmica convencional [Alternativa 0]

Para el funcionamiento de los medios de generación descritos en la tabla anterior, se estima en las siguientes tablas los consumos necesarios de Fuel oil, Gasoil y Diésel oil por islas. La aplicación de medidas de eficiencia energética (obligatorias para las tres alternativas) ayudaría a reducir el consumo de combustibles en cada año. No en vano, si no se aplicaran estas medidas, al final del periodo (año 2030) el consumo de Fuel oil alcanzaría las 979.549 Tm, a lo que se sumarían 715.131 Tm de Gasoil y 21.382 Tm de Diésel oil (tendencias de crecimiento naturales).

Consumo previsto de Fuel oil eléctrico [Alternativa 0]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	332.734	321.194	164.193	120.062	50.444	0	0	<b>988.626</b>
2020	227.366	218.733	128.089	78.361	48.976	0	0	<b>701.525</b>
2022	323.072	341.313	154.439	111.415	49.693	0	0	<b>979.932</b>
2023	318.049	347.857	153.505	111.346	49.100	0	0	<b>979.856</b>
2025	309.582	358.888	151.930	111.229	48.099	0	0	<b>979.729</b>
2030	297.621	374.472	149.705	111.065	46.686	0	0	<b>979.549</b>

Tabla 76. Consumo previsto de Fuel oil eléctrico [Alternativa 0]

Consumo previsto de Gasoil eléctrico [Alternativa 0]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	307.323	338.364	14.961	39.177	2.641	0	0	<b>702.467</b>
2020	360.267	346.175	17.543	23.786	3.085	0	0	<b>750.856</b>
2022	298.382	350.684	14.811	38.941	2.476	0	0	<b>705.293</b>
2023	293.743	357.407	14.721	38.916	2.446	0	0	<b>707.235</b>
2025	285.923	368.742	14.570	38.876	2.397	0	0	<b>710.508</b>
2030	274.876	384.753	14.357	38.818	2.326	0	0	<b>715.131</b>

Tabla 77. Consumo previsto de Gasoil eléctrico [Alternativa 0]

Consumo previsto de Diésel oil eléctrico [Alternativa 0]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	0	0	0	0	0	16.671	4.506	<b>21.177</b>
2020	0	0	0	0	0	15.667	6.353	<b>22.021</b>
2022	0	0	0	0	0	16.172	5.125	<b>21.298</b>
2023	0	0	0	0	0	15.928	5.387	<b>21.314</b>
2025	0	0	0	0	0	15.515	5.827	<b>21.343</b>
2030	0	0	0	0	0	14.933	6.450	<b>21.382</b>

Tabla 78. Consumo previsto de Diésel oil eléctrico [Alternativa 0]

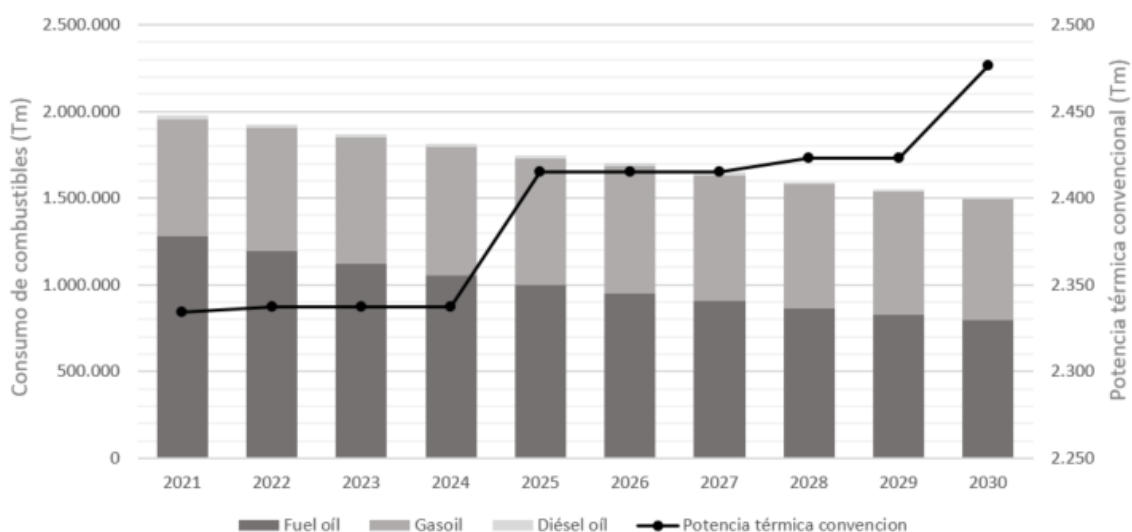


Ilustración 56 Consumo de combustibles fósiles para generación eléctrica y potencia instalada [Alternativa 0]

#### 4.5.2 ALTERNATIVA 1

En la Alternativa 1 se lograría aliviar la presión sobre la generación térmica convencional gracias al almacenamiento a gran escala (tanto en las islas de Tenerife como Gran Canaria con la instalación de hidrobombes de 200 MW) a lo que se sumaría proyectos demostrativos de generación geotérmica de alta entalpía (10 MW en La Palma), termosolar (3 MW en Fuerteventura), la minihidráulica (3 MW) y 20 MW de biomasa (biogás de vertederos).

Si en la Alternativa 0 había que alcanzar una potencia de generación térmica de 2.407 MW, en la Alternativa 1 las necesidades de potencia en generación fósil se reducirían a 1.210 MW (la mitad de la potencia de la situación de referencia en el año 2030). Dado que la potencia que

cumpliría con el criterio de vida útil regulatoria sería de 975,36 MW sólo habría que instalar o extender la vida útil de unidades hasta los 235 MW. De adquirirse nuevos grupos, para cumplir con las condiciones mencionadas deberían considerarse los siguientes criterios:

- **Criterio 1:** Optar por tecnologías de arranque y parada rápida.
- **Criterio 2:** Ser capaces de reaccionar con rampas de subida y bajada de producción lo más rápidas posibles para adaptarse al régimen de la generación renovable no gestionable, el cual será cada vez más importante en todos los sistemas eléctricos.
- **Criterio 3:** Minimizar los tamaños máximos de grupos para que la modularidad permita reducir los mínimos técnicos y, con ello, las reservas de regulación a lo que fuera estrictamente necesario por condiciones de demanda y variabilidad del recurso.
- **Criterio 4:** Priorizar tecnologías que pudieran operar con combustibles sintéticos e hidrógeno, favoreciendo que esas unidades puedan operar incluso en el momento de la descarbonización.
- **Criterio 5:** Seleccionar alternativas que no impliquen la aplicación de limitaciones o condicionantes para su funcionamiento en régimen cíclico diario.

Se presenta en la siguiente tabla el parque de generación térmica convencional para la alternativa 1.

Generación térmica convencional [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2019	906,2	959,1	204,8	159,3	96,4	18,4	13,0	<b>2.357,2</b>
2020	906,2	959,1	204,8	159,3	96,4	18,4	13,0	<b>2.357,2</b>
2022	699,6	722,2	181,4	150,4	69,2	9,3	6,9	<b>1.839,1</b>
2023	699,2	721,8	169,0	150,2	69,2	9,3	6,9	<b>1.825,5</b>
2025	698,1	720,6	163,7	135,1	69,1	6,7	5,5	<b>1.798,8</b>
2030	467,6	476,0	123,2	90,3	44,6	3,4	5,3	<b>1.210,4</b>

Tabla 79. Generación térmica convencional [Alternativa 1]

De la misma forma, se muestran en las siguientes tablas los consumos de combustible producidos por isla y tipo de combustible durante el horizonte de planificación.

El consumo de Fuel oil se reduciría en un 51% en la Alternativa 1 respecto a la Alternativa 0, mientras que para el Gasoil esa reducción sería del 49% y para el Diésel oil sería del 23%. Esta reducción del consumo de combustibles es consecuencia del aumento en la cobertura de demanda mediante energías renovables para todas las islas.

Consumo previsto de Fuel oil eléctrico [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	332.734	321.194	164.193	120.062	50.444	0	0	<b>988.626</b>
2020	227.366	218.733	128.089	78.361	48.976	0	0	<b>701.525</b>
2022	293.857	300.440	143.843	110.024	47.375	0	0	<b>895.539</b>
2023	276.210	289.322	138.330	109.354	45.780	0	0	<b>858.996</b>
2025	246.461	270.581	129.037	108.224	43.091	0	0	<b>797.393</b>
2030	204.437	195.782	142.202	130.486	38.552	0	0	<b>711.459</b>

Tabla 80. Consumo previsto de Fuel oil eléctrico [Alternativa 1]

Consumo previsto de Gasoil eléctrico [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	307.323	338.364	14.961	39.177	2.641	0	0	<b>702.467</b>
2020	360.267	346.175	17.543	23.786	3.085	0	0	<b>750.856</b>
2022	271.400	308.689	13.795	38.454	2.360	0	0	<b>634.698</b>
2023	255.101	297.266	13.266	38.220	2.281	0	0	<b>606.134</b>
2025	227.626	278.010	12.375	37.825	2.147	0	0	<b>557.983</b>
2030	188.813	201.157	13.637	45.606	1.921	0	0	<b>451.135</b>

Tabla 81. Consumo previsto de Gasoil eléctrico [Alternativa 1]

Consumo previsto de Diésel oil eléctrico [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	0	0	0	0	0	16.671	4.506	<b>21.177</b>
2020	0	0	0	0	0	15.667	6.353	<b>22.021</b>
2022	0	0	0	0	0	14.324	4.727	<b>19.051</b>
2023	0	0	0	0	0	13.281	4.816	<b>18.097</b>
2025	0	0	0	0	0	11.522	4.967	<b>16.489</b>
2030	0	0	0	0	0	5.751	5.188	<b>10.940</b>

Tabla 82. Consumo previsto de Diésel oil eléctrico [Alternativa 1]

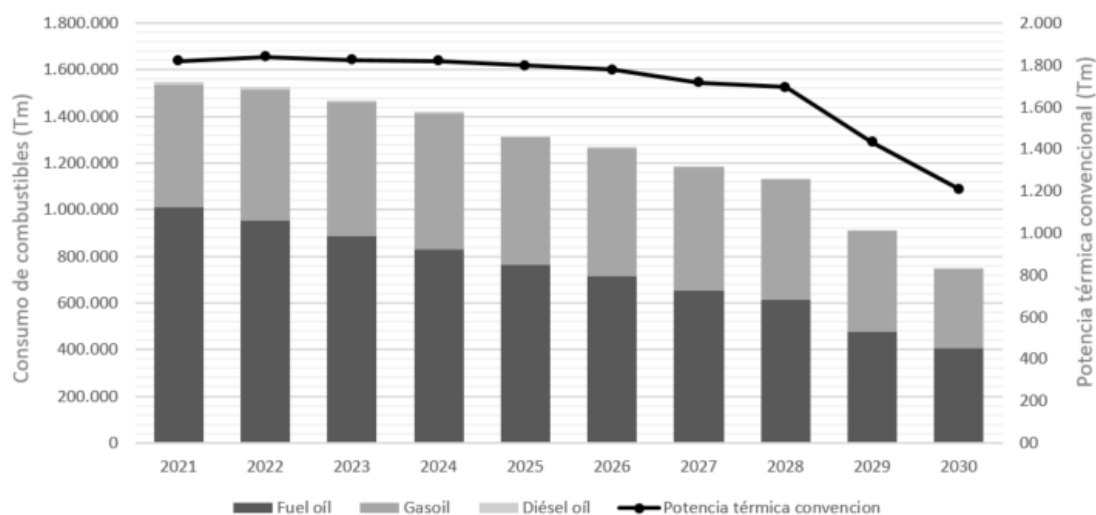


Ilustración 57 Consumo de combustibles fósiles para generación eléctrica y potencia instalada [Alternativa 1]

### 4.5.3 ALTERNATIVA 2

La principal diferencia de la Alternativa 2 respecto a la Alternativa 1 es que en este caso no se considera la entrada en operación de la central de hidrobombeo en la isla de Tenerife para antes del 2030 ni tampoco otros 30 MW de generación renovable gestionable procedentes de la geotermia, la biomasa, la solar térmica y la minihidráulica.

En este caso, la potencia térmica convencional instalada alcanzaría los 1.440 MW y, por tanto, habría que extender la vida útil y/o instalar nuevas unidades para disponer de 465 MW adicionales frente a los 975 MW que podrían continuar operando para ese mismo año.

El consumo de Fuel oil sería un 13% superior al que sería necesario para la Alternativa 1. Respecto al Gasoil el aumento del consumo sería del 22% y en el Diésel oil se quedaría prácticamente igual con un aumento de sólo el 1%.

Generación térmica convencional [Alternativa 2]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2019	906,2	959,1	204,8	159,3	96,4	18,4	13,0	<b>2.357,2</b>
2020	906,2	959,1	204,8	159,3	96,4	18,4	13,0	<b>2.357,2</b>
2022	699,4	722,0	181,4	150,7	69,2	9,3	6,9	<b>1.838,9</b>
2023	698,9	721,5	168,9	150,6	69,2	9,3	6,9	<b>1.825,4</b>
2025	697,9	720,5	163,7	133,8	69,1	6,7	5,5	<b>1.797,2</b>
2030	468,5	677,1	133,4	97,8	54,6	3,5	5,3	<b>1.440,2</b>

Tabla 83. Generación térmica convencional [Alternativa 2]

Consumo previsto de Fuel oil eléctrico [Alternativa 2]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	332.734	321.194	164.193	120.062	50.444	0	0	<b>988.626</b>
2020	227.366	218.733	128.089	78.361	48.976	0	0	<b>701.525</b>
2022	291.979	295.864	141.574	109.748	46.718	0	0	<b>885.883</b>
2023	273.521	282.769	135.081	108.959	44.839	0	0	<b>845.168</b>
2025	242.404	260.694	124.134	107.628	41.672	0	0	<b>776.533</b>
2030	198.448	229.509	108.671	105.749	37.198	0	0	<b>679.574</b>

Tabla 84. Consumo previsto de Fuel oil eléctrico [Alternativa 2]

Consumo previsto de Gasoil eléctrico [Alternativa 2]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	307.323	338.364	14.961	39.177	2.641	0	0	<b>702.467</b>
2020	360.267	346.175	17.543	23.786	3.085	0	0	<b>750.856</b>
2022	269.665	303.987	13.577	38.358	2.328	0	0	<b>627.915</b>
2023	252.618	290.532	12.954	38.082	2.234	0	0	<b>596.421</b>
2025	223.879	267.851	11.905	37.617	2.076	0	0	<b>543.329</b>
2030	183.282	235.810	10.422	36.960	1.853	0	0	<b>468.327</b>

Tabla 85. Consumo previsto de Gasoil eléctrico [Alternativa 2]

Consumo previsto de Diésel oil eléctrico [Alternativa 2]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm	Tm
2019	0	0	0	0	0	16.671	4.506	<b>21.177</b>
2020	0	0	0	0	0	15.667	6.353	<b>22.021</b>
2022	0	0	0	0	0	13.895	4.764	<b>18.658</b>
2023	0	0	0	0	0	12.666	4.869	<b>17.535</b>
2025	0	0	0	0	0	10.594	5.046	<b>15.640</b>
2030	0	0	0	0	0	7.668	5.296	<b>12.964</b>

Tabla 86. Consumo previsto de Diésel oil eléctrico [Alternativa 2]

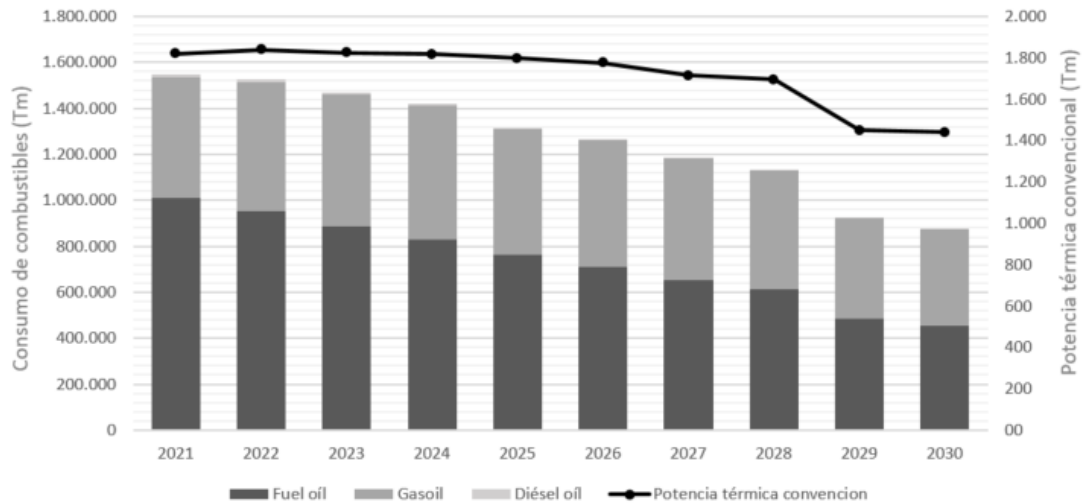


Ilustración 58 Consumo de combustibles fósiles para generación eléctrica y potencia instalada [Alternativa 2]

#### 4.6 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica de Canarias cada vez será más importante la integración de fuentes de generación renovable. El ritmo de crecimiento del parque de generación por tecnologías sería distinto en función de la alternativa seleccionada.

En coherencia con el estudio del estado del arte desarrollado en el apartado 3.4, en Canarias adquirirían cada vez mayor relevancia la generación fotovoltaica y la eólica. Existiría un aumento considerable de las políticas de generación distribuida y del autoconsumo así como en la puesta en marcha de parques eólicos y plantas fotovoltaicas que inyectarían la energía producida directamente a red usándose los sistemas de almacenamiento energético en redes y a gran escala para controlar los desvíos derivados de la variabilidad del recurso eólico y solar.

Dado el considerable aumento de la demanda eléctrica esperado por la descarbonización del transporte terrestre y marítimo de interior (incluso considerando políticas de eficiencia energética) y las limitaciones espaciales derivadas de la condición de insularidad, será necesario explotar nuestra potencialidad en el uso de tecnologías de generación renovable marinas. Tendría especial importancia la generación eólica off-shore, tanto por estado de desarrollo de la tecnología en el momento actual como por el interés de la industria y el aporte de potencia por unidad de superficie de dicha tecnología. No obstante, también se considera la puesta en marcha de tecnologías de generación undimotriz y fotovoltaica off-shore, siempre en cumplimiento con el marco normativo y las condiciones impuestas desde la perspectiva medioambiental.

La biomasa también podría tener un papel más significativo en el mix energético de Canarias. Esta procedería de reactores instalados principalmente en las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR) y de los vertederos donde se aprovecharía la Fracción Orgánica de Residuos (FORSU), siendo técnicamente viable que se alcancen los objetivos de potencia que serán expuestos a continuación, teniendo en cuenta el recurso disponible según estudios de valorización energética desarrollados para el archipiélago de Canarias.

Las islas de Tenerife, La Palma y Gran Canaria tienen especial interés para la instalación de centrales de geotermia de alta entalpía (Tenerife y La Palma) y media entalpía (Gran Canaria).

Para terminar de confirmar ese interés es importante llevar a cabo sondeos de investigación a profundidades cercanas a los 2.500 – 3.000 metros según emplazamiento. Estos sondeos deberían priorizarse en regiones en la que de antemano se sepa que es viable la instalación de una central geotérmica (por condiciones medioambientales y técnicas) y donde los estudios de fase de exploración hayan reconocido mayor probabilidad de éxito. Por otra parte, dado que la isla de La Palma no tiene posibilidad de interconexión con otras islas y el almacenamiento a gran escala estaría condicionado a adaptar/construir depósitos para alcanzar la potencia/capacidad demandada, una central geotérmica podría suponer un paso en firme hacia la descarbonización del sistema eléctrico de la isla. Así pues, interesaría que durante el horizonte de planificación se lograra instalar al menos 10 MW de potencia geotérmica. Establecer objetivos más ambiciosos sería irreal dado que para definir la potencia instalada sería necesario conocer las condiciones del fluido geotérmico a través del sondeo de investigación.

También se ha contemplado la posibilidad de que se sigan explotando centrales de minihidráulica y la puesta en marcha de plantas de solar termoeléctrica con tecnologías como las lentes de Fresnel. Por último, se contempla la posibilidad de que determinados generadores térmicos convencionales sean capaces de operar con hidrógeno (turbinas o motores de gas operados con hidrógeno). En este apartado se cita únicamente la potencia de generación eléctrica. Los requerimientos en almacenamiento energético y tecnologías del hidrógeno serán descritos en los capítulos 5 y 6

#### **4.6.1 ALTERNATIVA 0**

Se muestra en la siguiente tabla el parque de generación eléctrica de Canarias según las condiciones establecidas para la Alternativa 0 al modelo energético según PTECan. Esta alternativa trata de definir la situación tendencial en caso de no implementar medidas especiales y mantener una estructura del sistema eléctrico semejante a la histórica del archipiélago, por ello, seguiría destacando la generación térmica convencional en detrimento del resto de tecnologías de generación renovable. La Alternativa 0 fija el punto de referencia en el futuro para comparación con las otras dos alternativas.

Tras presentar la situación de Canarias, se muestra una tabla que aporta información de la configuración del parque de generación en cada subsistema eléctrico del archipiélago. Las tendencias son semejantes, si bien en algunas islas, por sus características (geográficas, medioambientales y de recurso), podría interesar una tecnología más que otra.

Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 0] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	2.357,2	0,0	413,3	5,2	181,7	0,0	12,4	2,0	0,0	3,70	0,0	0,0
2020	2.357,2	0,0	457,1	5,2	182,3	0,0	24,4	2,0	0,0	8,75	0,0	0,0
2022	2337,1	0,0	505,6	5,2	190,2	0,0	27,5	2,0	0,0	8,75	0,0	0,0
2023	2337,1	0,0	508,3	5,2	192,9	0,0	28,8	2,0	0,0	8,75	0,0	0,0
2025	2415,1	0,0	563,7	5,2	197,9	0,0	30,8	2,0	0,0	8,75	0,0	0,0
2030	2476,1	0,0	702,1	5,2	210,1	0,0	33,8	2,0	0,0	8,75	0,0	0,0

Tabla 87. Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 0]

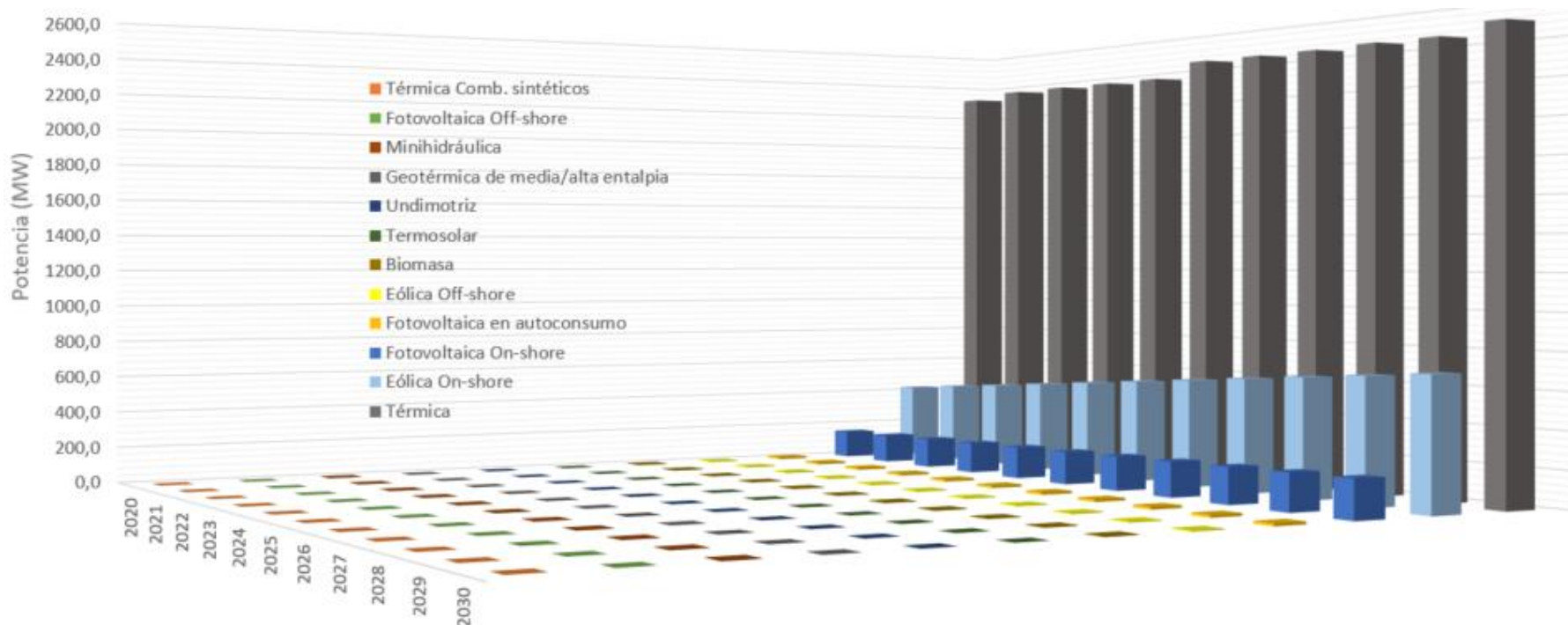


Ilustración 59 Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 0]



Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 0] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	906,2	0,0	159,3	5,2	40,5	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	906,2	0,0	194,0	5,2	40,7	0,0	12,1	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0
2022	843,2	0,0	197,8	5,2	45,9	0,0	13,6	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0
2023	843,2	0,0	204,0	5,2	47,4	0,0	14,8	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0
2025	843,2	0,0	226,2	5,2	50,2	0,0	16,3	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0
2030	843,2	0,0	281,7	5,2	57,4	0,0	18,5	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0

Tabla 88. Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 0]

Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 0] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	959,3	0,0	195,6	0,0	116,1	0,0	2,6	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2020	959,3	0,0	195,6	0,0	116,2	0,0	5,1	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2022	959,3	0,0	200,8	0,0	116,3	0,0	6,6	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2023	959,3	0,0	211,2	0,0	116,8	0,0	6,7	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2025	1029,3	0,0	212,0	0,0	117,5	0,0	7,1	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2030	1064,3	0,0	264,1	0,0	118,3	0,0	7,9	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0

Tabla 89. Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 0]

Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 0] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	204,8	0,0	22,3	0,0	8,0	0,0	2,4	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2020	204,8	0,0	31,5	0,0	8,0	0,0	3,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2022	232,4	0,0	39,0	0,0	8,1	0,0	3,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2023	232,4	0,0	41,2	0,0	8,2	0,0	3,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2025	232,4	0,0	45,7	0,0	8,3	0,0	3,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2030	232,4	0,0	56,9	0,0	9,5	0,0	3,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0

Tabla 90. Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 0]

Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 0] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	159,3	0,0	28,7	0,0	12,7	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	159,3	0,0	28,7	0,0	12,7	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	173,3	0,0	45,0	0,0	13,8	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	173,3	0,0	47,6	0,0	14,2	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	173,3	0,0	52,7	0,0	15,1	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	191,3	0,0	65,7	0,0	17,2	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 91. Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 0]

Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 0] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	96,4	0,0	6,9	0,0	4,4	0,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	96,4	0,0	6,9	0,0	4,7	0,0	1,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	95,3	0,0	16,1	0,0	5,0	0,0	1,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	95,3	0,0	17,0	0,0	5,2	0,0	1,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	103,3	0,0	18,9	0,0	5,5	0,0	1,4	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	111,3	0,0	23,5	0,0	6,3	0,0	1,4	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 92. Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 0]

Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 0] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	18,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	18,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	21,4	0,0	2,4	0,0	0,8	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	21,4	0,0	2,5	0,0	0,8	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	21,4	0,0	2,8	0,0	0,9	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	21,4	0,0	3,5	0,0	1,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 93. Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 0]

Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 0] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	12,2	0,0	4,6	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	12,2	0,0	4,9	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	12,2	0,0	5,4	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	12,2	0,0	6,7	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 94. Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 0]

#### 4.6.2 ALTERNATIVA 1

Simula la situación ideal en la que se potencia la entrada de fuentes de generación renovable y donde los requerimientos en potencia térmica convencional serían menores de las tres alternativas simuladas para el horizonte 2030. Además, propone la configuración en el camino hacia la total descarbonización para el año 2040.

Para alcanzar los hitos mencionados, debe priorizarse la entrada de fuentes de generación renovable que sean capaces de proveer gestionabilidad al sistema eléctrico, ya sea directamente o con la asociación de estos generadores a sistemas de almacenamiento energético y de gestión de la demanda.

El esfuerzo de inversión en el sistema eléctrico sería progresivo, si bien es cierto que deben ponerse en marcha cuanto antes porque una deriva en los objetivos anuales previstos se traduciría en un incremento del esfuerzo en los siguientes años o incluso inviabilizarían el objetivo de descarbonizar para el año 2040.

La potencia eólica on-shore debería alcanzar los 2.262 MW en 2030. Se sumarían otros 494 MW en generación eólica off-shore, 995 MW de fotovoltaica en zonas antropizadas, 807 MW en autoconsumos, 43 MW en fotovoltaica off-shore (zonas portuarias, balsas y en regiones off-shore) y 2 MW en undimotriz.

De acuerdo con lo anterior, la potencia renovable no gestionable sumaría 4.603 MW. Parte de esa energía sería directamente consumida mientras que otra parte sería destinada a su almacenamiento y la producción de hidrógeno y combustibles sintéticos; necesarios para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema y progresar en la descarbonización del sector del transporte de Canarias.

La generación geotérmica (60 MW), la biomasa (20 MW) y los aprovechamientos minihidráulicos (2,6 MW) se consideran gestionables en sí mismos. También lo podría ser la solar termoeléctrica (2,9 MW) si se asocian a sistemas de almacenamiento térmico. Además, se ha considerado que 50 MW de generación térmica podrían operar con hidrógeno. Se podría usar turbinas de gas al ser una tecnología que cumple con los requisitos anunciados en el apartado 3.2.

De modo semejante a como se ha procedido con la Alternativa 0, a continuación se muestra el parque de generación previsto para Canarias y por islas bajo la configuración de la Alternativa 1.

Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 1] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	2.357,2	0,0	413,2	5,2	181,7	0,0	12,4	2,0	0,0	3,70	0,0	0,0
2020	2.357,2	0,0	457,1	5,2	182,3	0,0	24,4	2,0	0,0	8,75	0,0	0,0
2022	1.839,1	0,0	506,0	5,2	224,5	0,7	88,3	2,0	0,0	9,75	1,0	0,3
2023	1.825,5	0,0	612,9	5,2	263,8	2,7	139,2	2,0	0,0	10,25	1,0	0,4
2025	1.798,8	0,0	916,3	324,0	396,5	10,5	274,1	2,0	0,0	11,75	1,0	0,9
2030	1.210,4	50,0	2.262,4	494,0	995,4	42,5	806,8	3,4	60,0	20,2	2,0	2,9

Tabla 95. Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 1]

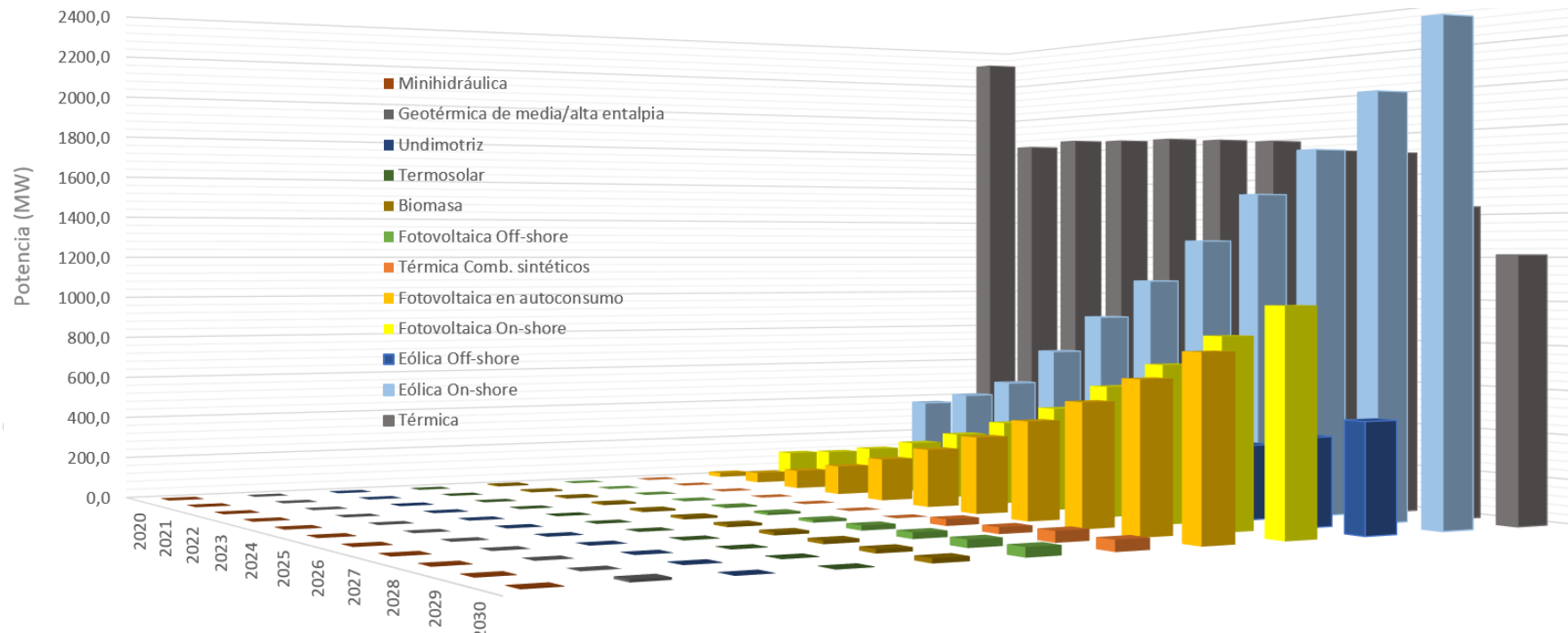


Ilustración 60 Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 1]

Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 1] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	906,2	0,0	159,3	5,2	40,5	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	906,2	0,0	194,0	5,2	40,7	0,0	12,1	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0
2022	699,6	0,0	189,4	5,2	70,8	0,0	35,4	0,0	0,0	5,05	1,0	0,0
2023	699,2	0,0	229,4	5,2	91,5	0,0	55,8	0,0	0,0	5,05	1,0	0,0
2025	698,1	0,0	336,0	150,0	146,5	4,7	109,9	0,0	0,0	5,05	1,0	0,0
2030	467,6	0,0	770,8	250,0	374,4	14,9	323,4	0,0	0,0	7,9	1,0	0,0

Tabla 96. Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 1]

Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 1] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	959,3	0,0	195,6	0,0	116,1	0,0	2,6	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2020	959,3	0,0	195,6	0,0	116,2	0,0	5,1	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2022	722,2	0,0	187,6	0,0	120,4	0,0	35,8	1,2	0,0	2,0	0,0	0,0
2023	721,8	0,0	227,3	0,0	130,5	2,2	56,4	1,2	0,0	2,4	0,0	0,0
2025	720,6	0,0	332,8	150,0	183,5	4,7	111,0	1,2	0,0	3,5	0,0	0,0
2030	476,0	0,0	763,6	200,0	468,8	14,9	326,8	2,6	50,0	7,9	1,0	0,0

Tabla 97. Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 1]

Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 1] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	204,8	0,0	22,3	0,0	8,0	0,0	2,4	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2020	204,8	0,0	31,5	0,0	8,0	0,0	3,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2022	181,4	0,0	57,0	0,0	8,5	0,4	6,6	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2023	169,0	0,0	69,1	0,0	10,0	0,0	10,4	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2025	163,7	0,0	101,2	0,0	15,5	0,0	20,5	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2030	123,2	20,0	312,2	0,0	21,8	4,2	60,4	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0

Tabla 98. Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 1]

Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 1] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	159,3	0,0	28,7	0,0	12,7	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	159,3	0,0	28,7	0,0	12,7	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	150,4	0,0	55,4	0,0	15,6	0,0	7,3	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3
2023	150,2	0,0	67,1	0,0	20,1	0,0	11,6	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4
2025	135,1	0,0	98,3	0,0	32,2	0,0	22,8	0,0	0,0	0,5	0,0	0,9
2030	90,3	30,0	305,5	0,0	82,3	5,1	67,0	0,0	0,0	1,2	0,0	2,9

Tabla 99. Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 1]

Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 1] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	96,4	0,0	6,9	0,0	4,4	0,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	96,4	0,0	6,9	0,0	4,7	0,0	1,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	69,2	0,0	16,2	0,0	6,7	0,1	2,1	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0
2023	69,2	0,0	19,6	0,0	8,6	0,2	3,4	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0
2025	69,1	0,0	28,7	0,0	13,8	0,4	6,7	0,8	0,0	0,2	0,0	0,0
2030	44,6	0,0	65,9	20,0	35,2	1,3	19,6	0,8	10,0	0,4	0,0	0,0

Tabla 100. Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 1]

Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 1] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	18,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	18,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	9,3	0,0	0,4	0,0	0,9	0,1	0,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
2023	9,3	0,0	0,4	0,0	1,1	0,2	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
2025	6,7	0,0	7,9	0,0	1,8	0,4	1,4	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
2030	3,4	0,0	18,2	12,0	4,6	1,3	4,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0

Tabla 101. Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 1]

Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 1] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	6,9	0,0	0,0	0,0	1,6	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
2023	6,9	0,0	0,0	0,0	2,0	0,1	0,9	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
2025	5,5	0,0	11,4	0,0	3,2	0,3	1,8	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
2030	5,3	0,0	26,2	12,0	8,3	0,8	5,4	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0

Tabla 102. Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 1]



### 4.6.3 ALTERNATIVA 2

El criterio de descarbonización propuesto en esta alternativa es coherente con el expuesto en la Alternativa 1. No obstante, en este caso se demoran los plazos de cumplimiento hasta el horizonte obligatorio establecido por la planificación energética nacional.

En esta alternativa, el total de la potencia renovable no gestionable instalada a 2030 ascendería a 3.354 MW, lo que supondría 1.249 MW menos de lo requerido para la Alternativa 1. La importancia de cada tecnología sobre el total es semejante entre alternativas.

La potencia eólica on-shore debería alcanzar los 1.706 MW en 2030. Se sumarían otros 330 MW en generación eólica off-shore, 759 MW en fotovoltaica localizada en suelos antropizados, 524 MW en fotovoltaica de autoconsumo, 31 MW en fotovoltaica off-shore y 4 MW en undimotriz.

La biomasa alcanzaría en 2030 una potencia instalada de 18 MW. Se considera también la entrada de otras fuentes en el mix energético tales como la geotermia de alta entalpía con 30 MW, la solar termoeléctrica (5,6 MW) y la minihidráulica (2,6 MW). En general, se proyecta una situación donde se premia la diversificación del mix energético pero de menor impacto en el objetivo de descarbonización de la economía canaria del que se muestra en la Alternativa 1.

Finalmente, conviene comentar que en esta alternativa también se seguirían incentivando las medidas relacionadas con la eficiencia energética, la gestión de demanda y el almacenamiento energético.

Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	2.357,2	0,0	413,3	5,2	181,7	0,0	12,4	2,0	0,0	3,70	0,0	0,0
2020	2.357,2	0,0	457,1	5,2	182,3	0,0	24,4	2,0	0,0	8,75	0,0	0,0
2022	1.838,9	0,0	553,9	5,2	208,9	0,0	86,2	2,0	0,0	10	0,0	0,0
2023	1.825,4	0,0	649,6	5,2	258,0	0,0	126,8	2,0	0,0	10,5	0,0	0,0
2025	1.797,2	0,0	869,8	145	371,1	8,5	220,1	2,0	0,0	12	2,0	2,2
2030	1.440,2	45,0	1.706,5	330,0	758,7	30,8	524,3	2,6	30,0	18,2	4,0	5,6

Tabla 103. Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 2]

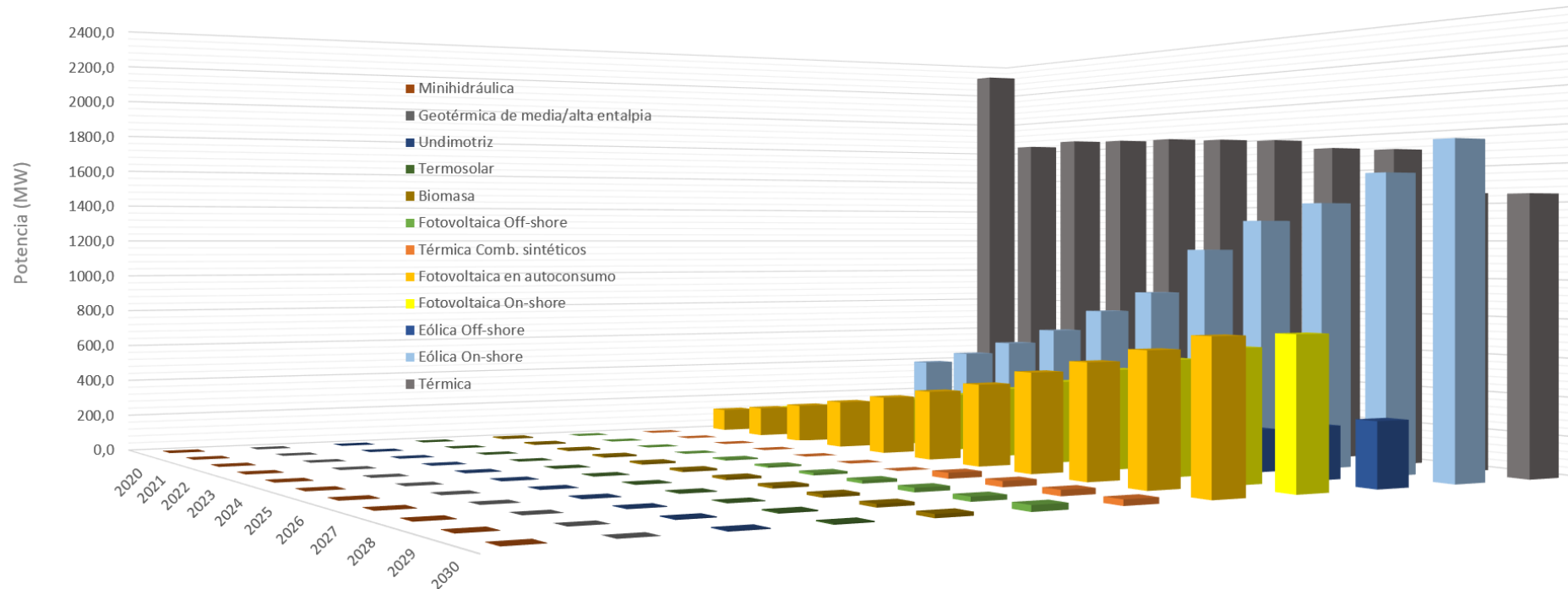


Ilustración 61 Parque de generación eléctrica de Canarias [Alternativa 2]

Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	906,2	0,0	159,3	5,2	40,5	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	906,2	0,0	194,0	5,2	40,7	0,0	12,1	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0
2022	699,4	0,0	196,9	5,2	73,1	0,0	37,0	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0
2023	698,9	0,0	230,9	5,2	90,2	0,0	54,5	0,0	0,0	5,05	0,0	0,0
2025	697,9	0,0	309,0	55,0	129,7	3,0	94,5	0,0	0,0	5,05	1,0	0,0
2030	468,5	5,0	565,1	200,0	264,6	10,8	224,8	0,0	0,0	7,0	1,0	0,0

Tabla 104. Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 2]

Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica a On-shore	Fotovoltaica a Off-shore	Fotovoltaica autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	959,3	0,0	195,6	0,0	116,1	0,0	2,6	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2020	959,3	0,0	195,6	0,0	116,2	0,0	5,1	1,2	0,0	1,6	0,0	0,0
2022	722,0	0,0	195,7	0,0	116,5	0,0	38,0	1,2	0,0	2,2	0,0	0,0
2023	721,5	0,0	229,4	0,0	117,0	0,0	55,9	1,2	0,0	2,6	0,0	0,0
2025	720,5	0,0	307,0	50,0	168,2	4,0	96,9	1,2	0,0	3,7	1,0	0,0
2030	677,1	10,0	568,5	130,0	343,2	10,8	230,7	1,8	20,0	7,0	2,0	0,0

Tabla 105. Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 2]

Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	204,8	0,0	22,3	0,0	8,0	0,0	2,4	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2020	204,8	0,0	31,5	0,0	8,0	0,0	3,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2022	181,4	0,0	67,0	0,0	9,1	0,0	4,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2023	168,9	0,0	78,5	0,0	11,2	0,0	6,2	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2025	163,7	0,0	105,0	0,0	16,1	0,0	10,8	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0
2030	133,4	10,0	244,5	0,0	32,8	3,1	25,6	0,0	0,0	2,1	1,0	0,0

Tabla 106. Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 2]

Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	159,3	0,0	28,7	0,0	12,7	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	159,3	0,0	28,7	0,0	12,7	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	150,7	0,0	66,0	0,0	21,5	0,0	4,7	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
2023	150,6	0,0	77,4	0,0	26,6	0,0	6,9	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
2025	133,8	0,0	103,5	0,0	38,2	1,5	12,0	0,0	0,0	0,6	0,0	2,2
2030	97,8	20,0	241,7	0,0	77,9	3,7	28,5	0,0	0,0	1,1	0,0	5,6

Tabla 107. Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 2]

Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	96,4	0,0	6,9	0,0	4,4	0,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	96,4	0,0	6,9	0,0	4,7	0,0	1,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	69,2	0,0	19,6	0,0	7,9	0,0	1,7	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0
2023	69,2	0,0	22,9	0,0	9,7	0,0	2,5	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0
2025	69,1	0,0	30,7	0,0	14,0	0,0	4,4	0,8	0,0	0,2	0,0	0,0
2030	54,6	0,0	56,8	0,0	28,6	0,9	10,4	0,8	10,0	0,4	0,0	0,0

Tabla 108. Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 2]

Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	18,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	18,4	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	9,3	0,0	5,2	0,0	1,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
2023	9,3	0,0	6,1	0,0	1,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
2025	6,7	0,0	8,2	0,0	2,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
2030	3,5	0,0	15,1	0,0	4,5	0,9	1,7	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0

Tabla 109. Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 2]

Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 2] (MW)												
Año	Generación Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Off-shore	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	6,9	0,0	3,6	0,0	1,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
2023	6,9	0,0	4,4	0,0	1,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
2025	5,5	0,0	6,4	0,0	2,8	0,0	0,9	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
2030	5,3	0,0	14,8	0,0	7,1	0,6	2,6	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0

Tabla 110. Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 2]

## 4.7 COGENERACIÓN

El Plan de Transición Energética de Canarias propone como uno de sus objetivos básicos la apuesta por toda medida que ayude a reducir el consumo de energía primaria para el suministro a los distintos sectores económicos y sociales del archipiélago. Mediante la cogeneración se fomenta que determinados consumidores que hubieran instalado un generador para producir electricidad puedan también aprovechar el calor obtenido en el proceso de transformación para aportar dicha energía calorífica a consumos térmicos que, de otra forma, deberían ser proporcionados por otras fuentes.

Generalmente la cogeneración suele asociarse a generadores térmicos que usan distintos tipos de combustibles fósiles líquidos y gaseosos, pero no hay que perder de vista que existen alternativas que utilizan fuentes renovables como la biomasa, la geotermia, la solar térmica o el hidrógeno. Las calderas de biomasa tienen un funcionamiento equivalente a las calderas tradicionales pero siendo alimentadas con pellets o biogás.

Por su parte, la energía geotérmica (principalmente de media/alta entalpía) puede ser usada para, además de proporcionar energía calorífica a través del fluido geotérmico, generar energía eléctrica mediante el empleo de ciclos ORC o Rankine dependiendo de la temperatura y las condiciones del fluido geotérmico. Para accionar este tipo de ciclos se requieren temperaturas superiores a los 80 °C, aumentando la eficiencia conforme incrementa la temperatura. Los estudios de síntesis desarrollados en la Estrategia de Geotermia de Alta Entalpía revelan que existen localizaciones en las islas de Tenerife, La Palma, Gran Canaria y Lanzarote donde podrían llevarse a cabo este tipo de aprovechamientos. La mayor dificultad se presenta en ligar los puntos donde existe alto potencial con los principales consumidores y, además, saberlo de antemano, dado que para alcanzar estas temperaturas es necesario realizar sondeos profundos (estudios de investigación) que podrían alcanzar los 3.000 metros de profundidad. No obstante, si se alcanza un pozo geotérmico con dicha potencialidad, se convierte en la opción ideal tanto en términos de costes como de horas equivalentes de funcionamiento y capacidad de gestión. Por otra parte, soluciones de district heating podrían ayudar a mejorar la rentabilidad al compartirse el gasto entre varios interesados e incrementar el volumen de la demanda.

Una solución semejante de cogeneración a la explicada en el párrafo anterior se presenta con la solar térmica. Existen dispositivos de alta modularidad como los sistemas de colectores solares de lentes Fresnel que permiten alcanzar altas temperaturas comprendidas entre los 150 – 350 °C. Por tanto, la energía térmica podría ser usada para producir calor y también accionar ciclos térmicos para la producción de electricidad. Esta opción, si bien requiere un mayor uso del espacio y principalmente opera en horas solares (a no ser que se le asocien sistemas de almacenamiento térmico), aún así, requieren una menor inversión en comparación con la energía geotérmica.

El hidrógeno generado con energías renovables también puede ser usado para llevar a cabo aplicaciones de Combined Heat and Power (CHP). En este caso se utilizan celdas de combustibles que desarrollan una reacción química entre el hidrógeno suministrado y el oxígeno del aire para producir electricidad. La eficiencia general de este proceso se encuentra entre el 40-60% (dependiendo del tipo de celda de combustible utilizada). No obstante, si se aprovecha el calor residual se logra alcanzar eficiencias del 85-90%. Las temperaturas que pueden ser alcanzadas son diferentes según la tecnología de pila de combustible utilizada, pero a modo de referencia

se puede mencionar que en una pila de combustible alcalina la temperatura de operación se encuentra entre los 100-250 °C, mientras que en las de tipo PEM se alcanzan los 80-95 °C. Hay una variante conocida como High Temperature PEM donde se obtienen entre 120-200 °C. Por todo ello, la elección del tipo de pila de combustible debe ser adecuada a la demanda térmica y eléctrica del consumo al cual se pretende atender.

Tampoco hay que olvidar otras posibilidades como las que supondrían el uso de combustibles sintéticos. Esta última opción presenta el interés de la facilidad de implementación. Dicho combustible puede ser almacenado a menor presión que el hidrógeno y, adicionalmente, usan tecnologías muy maduras y fáciles de implementar para el consumidor final. La mayor complejidad se presenta en la obtención de dicho combustible sintético como ha sido argumentado en el apartado 4.3. No obstante, se instalarían dichos sistemas en una localización concreta dando suministro a toda la isla, lo que permitiría reducir el coste por economías de escala.

En Canarias existen grandes centros de consumo donde se requiere el suministro de energía eléctrica y calorífica. Sin duda alguna, el sector turístico es el que mayor interés podría tener en la puesta en marcha de soluciones de cogeneración. Dicho sector representa el 28% del PIB de Canarias y en condiciones normales (libres de la influencia del COVID) se reciben más de 15 millones de turistas al año, lo que garantiza una demanda prácticamente constante con ocupaciones superiores al 75%. Para atender a las demandas de los complejos hoteleros se requiere suministro eléctrico y también térmico para aplicaciones relacionadas con la producción de Agua Caliente Sanitaria, calefacción/refrigeración y mantenimiento de temperatura en piscinas climatizadas. Según las estimaciones desarrolladas en el apartado 2.5.5.1 la demanda de calor del sector hotelero ronda los 60.000 Tep/año a lo que se suma la amplia demanda en energía eléctrica para sostener la mayor parte de las actividades que se desarrollan en estos complejos.

Otro gran centro de consumo en Canarias de energía eléctrica y calorífica son los hospitales, habiéndose incluso probado la tecnología en grandes centros de este tipo de las Islas Canarias con anterioridad. Se suman otras instalaciones como complejos deportivos (especialmente los equipados con piscinas) o consumidores industriales como lavanderías, fábricas de vidrio, cementos, etc.

Con independencia del combustible usado y su procedencia, la legislación española establece unos índices que marcan el nivel de eficiencia de los grupos de cogeneración. Estos índices son:

- ✳ **Rendimiento global:** Expresa la relación existente entre la producción conjunta de energía eléctrica y calorífica con respecto al combustible empleado para ello.
- ✳ **Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE):** Sirve para comparar un ciclo de cogeneración con cualquier otra planta donde sólo se lleva a cabo la producción de energía. Así pues, en este caso se descuenta el consumo de combustible dedicado a producción de energía calorífica. Es importante señalar que este índice no tiene en cuenta las pérdidas evitadas por las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, las cuales son especialmente significativas en generadores eléctricos ordinarios. Para su cálculo se puede usar la siguiente expresión, donde AEP se refiere al Ahorro en Energía Primaria y E la energía eléctrica producida:

$$REE = \frac{E}{\frac{E}{Ref E_{\eta}} - AEP}$$

- ✳ **Primary Energy Savings:** Es el ahorro porcentual de energía primaria el cual se marca como la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad.
- ✳ **Índice de Electricidad Limpia:** Indica la proporción de la electricidad que podría producir con el ahorro en energía primaria.

Tomado como referencia el Rendimiento eléctrico equivalente, los rendimientos mínimos exigidos por la normativa española son los que se presentan a continuación.

Rendimientos eléctricos equivalentes mínimo exigido	
Tipo	REE mínimo
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49%
Combustibles líquidos en motores térmicos	46%
Combustibles sólidos	49%
Gas natural y GLP en motores térmicos	55%
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59%
Otras tecnologías y/o combustibles	59%
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30%
Biomasa incluida en el grupo b.7	50%

Tabla 111. Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido

En definitiva, la cogeneración se presenta como una medida de mejora de la eficiencia energética en el proceso de generación de energía, siendo una alternativa de mucho interés en Canarias, principalmente para grandes consumidores que requieren para su normal funcionamiento energía eléctrica y, especialmente, térmica. Además, como se ha demostrado, la cogeneración no tiene por qué estar ligada al uso de combustibles fósiles y, por tanto, la descarbonización de los sectores productivos del archipiélago no tiene por qué implicar el fin del uso de esta tecnología sino que, simplemente, supondría un cambio del combustible y, en ocasiones, de los medios utilizados para la obtención de esa energía. Por ello, la cogeneración puede ser otra forma de fomento de las energías renovables cuando se basan en tecnologías como las descritas en este apartado.

Por otra parte, la cogeneración puede ser entendida como un complemento a la generación distribuida y al autoconsumo, maximizando la eficiencia energética e incluso teniendo gran potencialidad para aportar flexibilidad en la operación de los sistemas energéticos. Respecto a este último beneficio de la tecnología puede considerarse que en ocasiones la opción más eficiente sea consumir la energía eléctrica de la red, fundamentalmente en momentos en los que se producen vertidos renovables e interesa que la demanda incremente para evitar la aplicación de políticas de corte en la generación renovable no gestionable. Este beneficio sólo podría ser potenciado en generadores que requieren el consumo de algún tipo de combustible (ya sea fósil o renovable), permitiendo ahorrar el consumo de ese combustible en determinados periodos. De la misma forma, dependiendo del tipo de generación y su respuesta, estos ciclos podrían ayudar a satisfacer los requerimientos de servicios complementarios de ajuste al sistema.

La cogeneración debe ser principalmente promovida en aplicaciones de autoconsumo energético pero tratando que los grupos sean lo más flexibles posible. Por ello, además de



respetarse los tamaños máximos de grupo expuestos en el apartado 4.4 por islas, deberían priorizarse aquellas iniciativas que adopten medidas especiales para mejorar su integración en el sistema eléctrico y los servicios que fueran promovidos.

A modo de referencia, sólo contando con la demanda de energía requerida para el sector hotelero de Canarias, para producir los 60.000 Tep/año de energía térmica estimados en el apartado 2.5.5.1, se requeriría 697.674 MWh<sub>t</sub>/año y, aproximadamente, la misma cantidad de energía eléctrica.

Asumiendo que estos ciclos suelen operar de modo continuo, sólo parando por cuestiones relacionadas con su mantenimiento (obviamente esto depende del tipo de tecnología usada), se considera realista su funcionamiento durante 6.000 horas al año, **lo que permitiría instalar hasta 116 MW de cogeneración.**

#### **4.8 MODELIZACIÓN ENERGÉTICA (GENERACIÓN DE ENERGÍA)**

Se proyectan en base a los resultados del modelo ISLA los requerimientos de generación renovable, almacenamiento energético y generación térmica convencional para cubrir la demanda eléctrica de Canarias en 2030 como año final de planificación y para las tres alternativas al modelo energético de Canarias según PTECan.

En este análisis, debe tener en cuenta que la demanda eléctrica ahora incluye consumos derivados al sector del transporte, principalmente, terrestre y marítimo dado que no sólo se usa energía eléctrica para la satisfacción de la demanda del vehículo eléctrico sino que por primera vez se propone la producción de hidrógeno verde como vector energético, hidrógeno que es producido mediante electrolizadores que consumirían energía eléctrica producida con energías renovables. En cualquier caso, aunque se aspire a la total descarbonización, la seguridad del suministro eléctrico en todo el territorio de Canarias se considera un aspecto clave y de obligado cumplimiento.

Los aspectos básicos que se han considerado se pueden resumir en:

- a) Garantizar el acceso al suministro estable y regular de energía a todos los ciudadanos en las mejores condiciones económicas posibles.
- b) Favorecer el autoabastecimiento de energía mediante la potenciación de las fuentes endógenas de energía, especialmente las de carácter renovable.
- c) Promover la competitividad económica.
- d) Potenciar el ahorro energético y la protección del medio ambiente, especialmente en relación con la calidad del aire y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Como es sabido, la política energética en las islas está supeditada a las directrices que marca la Unión Europea y que luego traspone el Gobierno de España como Estado Miembro. Por ese motivo, los objetivos y medidas que se contemplen en la planificación energética de Canarias deben estar en línea con los marcados por la nación española.

Como ya ha sido comentado en las bases técnicas del modelo utilizado, el análisis se realiza de manera pormenorizada considerando una resolución temporal de 15 minutos y simulando un año completo. Los datos de recurso eólico y recurso solar, como principales fuentes no

gestionables, se generan con el modelo Weather Research Forecast para todo el archipiélago de Canarias, determinando la producción estimada en cada parque eólico y planta fotovoltaica considerados en las distintas alternativas.

Las demandas eléctricas de cada una de las islas han sido presentadas en el Capítulo 2 del PTECan. También se estiman las necesidades de hidrógeno para el transporte colectivo y el sector marítimo (tal como se analiza en el Capítulo 7). El modelo de balance trata de identificar para cada día del año cuál es la situación óptima en cuanto a reducción de costes de operación del sistema eléctrico. Por ello, en algunos momentos puede interesar almacenar energía para suministrarla más tarde, en horas punta en caso de no disponer de recurso suficiente en esas horas o para prestar servicios complementarios de ajuste a la red. Esta optimización se desarrolla en base a un problema de investigación operativa a través de la técnica Mixed Integer Linear Programming (MILP).

Se presentan en los siguientes apartados los resultados obtenidos conforme a las demandas anunciadas, procedimientos descritos y configuraciones definidas para cada alternativa PTECan.

#### 4.8.1 ALTERNATIVA 0

Esta alternativa destaca por la predominancia de la generación térmica convencional que se mantiene en unos valores similares a los actuales, mientras que las energías renovables crecen algo manteniendo la tendencia de los últimos años. En relación a la demanda eléctrica, se ha supuesto también un crecimiento tendencial sin incluir más medidas que las existentes en la actualidad en materia de eficiencia energética. En esta demanda se ha incluido también el consumo debido a la recarga de los vehículos eléctricos. A nivel de movilidad eléctrica, en la Alternativa 0, se mantiene un crecimiento tendencial en relación con los valores disponibles desde 2011 sobre el parque de motorización eléctrica. Esta alternativa supone, en sí misma, una continuación del modelo energético actual basado, fundamentalmente, en el uso de combustibles fósiles.

A continuación se resumen a modo muy sintético los datos de partida empleados para realizar las simulaciones, así como los resultados obtenidos, para cada una de las islas.

##### 4.8.1.1 Gran Canaria

En la Tabla 112 se muestran los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en la isla de Gran Canaria para la situación singular de la Alternativa 0.

Con estos datos de partida, **se obtiene una cobertura de demanda con EERR del 29,6% sin que se produzcan excedentes energéticos con los que producir hidrógeno verde.**

Por otro lado, las emisiones totales de GEI en la isla, en 2030, ascenderían a 4.011 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 46% corresponderían al sector eléctrico, el 37% al transporte terrestre, el 10% al transporte marítimo nacional y el 8% al transporte aéreo nacional. Así pues, el sector eléctrico sería el más contaminante siendo el responsable de más de la mitad de las emisiones totales.

En la Ilustración 62 se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 0.

Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 0] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermita media/alta entalpía	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	906,2	0	159,3	5,2	40,5	0	4,6	0	0	0	0	0
2020	906,2	0	194	5,2	40,7	0	12,1	0	0	5,05	0	0
2022	843,2	0	197,8	5,2	45,9	0	13,6	0	0	5,05	0	0
2023	843,2	0	204	5,2	47,4	0	14,8	0	0	5,05	0	0
2025	843,2	0	226,2	5,2	50,2	0	16,3	0	0	5,05	0	0
2030	843,2	0	281,7	5,2	57,4	0	18,5	0	0	5,05	0	0

Tabla 112. Datos de partida en Gran Canaria. Alternativa 0

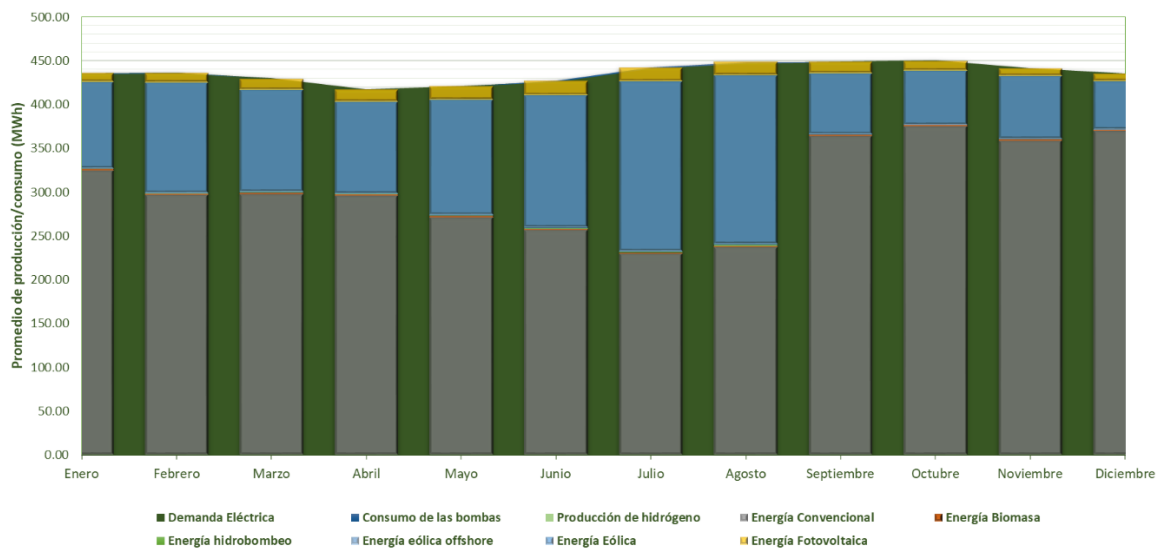


Ilustración 62 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Gran Canaria en 2030. Alternativa 0

Como se puede ver, la generación eléctrica se destina exclusivamente a cubrir la demanda eléctrica de la isla. En este caso no se produce energía excedentaria renovable y, por tanto, no tendrían sentido iniciativas como generar hidrógeno verde. Para ello habría que reforzar el parque de generación energético renovable.

La energía eólica on-shore en este caso, es la que más contribuye a cubrir la demanda eléctrica tanto en términos mensuales como anual (26,3%), obteniendo sus valores máximos durante los meses de julio y agosto. Sin embargo, la fotovoltaica muestra unos valores similares durante todo los meses del año, siendo su aportación anual en el mix eléctrico del 2,8%. La aportación anual del sistema de almacenamiento es prácticamente despreciable (0,1%), debido a la falta de excedentes de energía que activen dicho sistema. La energía eólica off-shore y la biomasa también tienen una participación muy baja en la cobertura de demanda anual, alcanzando tan sólo el 0,2% y el 0,3%, respectivamente.

#### 4.8.1.2 Tenerife

En la Tabla 113 se muestran los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en la isla de Tenerife. A partir de estos, **se obtiene una cobertura de demanda con EERR del 23,2%**, produciéndose vertidos de energía a la red por la cantidad de 1.524 MWh. Esto es una cantidad insignificante de energía pérdida, ya que tan sólo representa el 0,03% de la demanda eléctrica.

Por otra parte, las emisiones totales de GEI producidas en 2030 ascenderían a 4.970 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 49% se deberían al sector eléctrico, el 35% al transporte terrestre, el 9% al transporte marítimo nacional y el 8% restante al transporte aéreo nacional.

Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 0] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermita media/alta entalpía	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	959,3	0	195,6	0	116,1	0	2,6	1,2	0	1,6	0	0
2020	959,3	0	195,6	0	116,2	0	5,1	1,2	0	1,6	0	0
2022	959,3	0	200,8	0	116,3	0	6,6	1,2	0	1,6	0	0
2023	959,3	0	211,2	0	116,8	0	6,7	1,2	0	1,6	0	0
2025	1029,3	0	212	0	117,5	0	7,1	1,2	0	1,6	0	0
2030	1064,3	0	264,1	0	118,3	0	7,9	1,2	0	1,6	0	0

Tabla 113. Datos de partida en Tenerife. Alternativa 0

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 0.

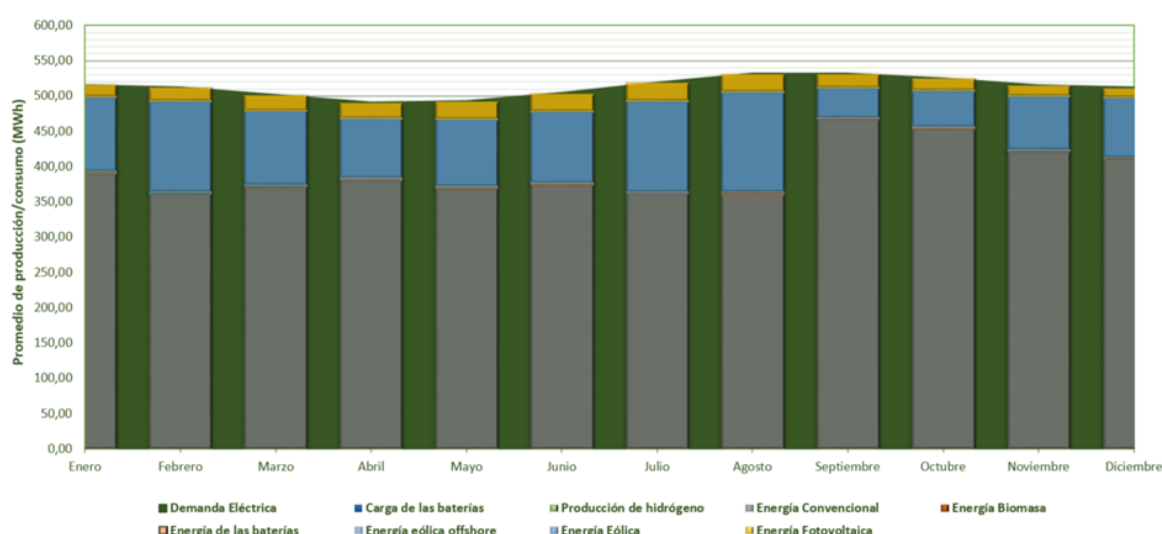


Ilustración 63 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Tenerife 2030. Alternativa 0

En este caso la carga y descarga de las baterías, que tienen una capacidad de almacenamiento de 3,56 MWh, proporcionan una cantidad de energía insignificante, por lo que su contribución no es apreciable en el gráfico. La demanda eléctrica de la isla coincide con la generación empleada para cubrir dicha demanda, por lo que no se producen excedentes energéticos para producir hidrógeno verde. De las energías renovables, la eólica on-shore es la que más contribuye a la cobertura de la demanda eléctrica anual de la isla (18,7%), con diferencia sobre la fotovoltaica (4,1%). La participación de la energía eólica off-shore y de la biomasa es testimonial, participando tan sólo en el 0,1% y el 0,3% de la demanda eléctrica total, respectivamente.

#### 4.8.1.3 Lanzarote

En la Tabla 114 se muestran los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en Lanzarote. La **demanda eléctrica cubierta con EERR, obtenida a partir de estos datos de partida, es del 22,0%**, produciéndose 14.165 MWh de vertidos a la red. Esta energía perdida supone el 1,4% de la demanda eléctrica de la isla, lo que supondría que los parques eólicos y fotovoltaicos tendrían que limitar su producción eléctrica un 6,9%. En la Ilustración 64 se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 0.

Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 0] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermitia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	204,8	0	22,3	0	8	0	2,4	0	0	2,1	0	0
2020	204,8	0	31,5	0	8	0	3,2	0	0	2,1	0	0
2022	232,4	0	39	0	8,1	0	3,2	0	0	2,1	0	0
2023	232,4	0	41,2	0	8,2	0	3,2	0	0	2,1	0	0
2025	232,4	0	45,7	0	8,3	0	3,2	0	0	2,1	0	0
2030	232,4	0	56,9	0	9,5	0	3,2	0	0	2,1	0	0

Tabla 114. Datos de partida en Lanzarote. Alternativa 0

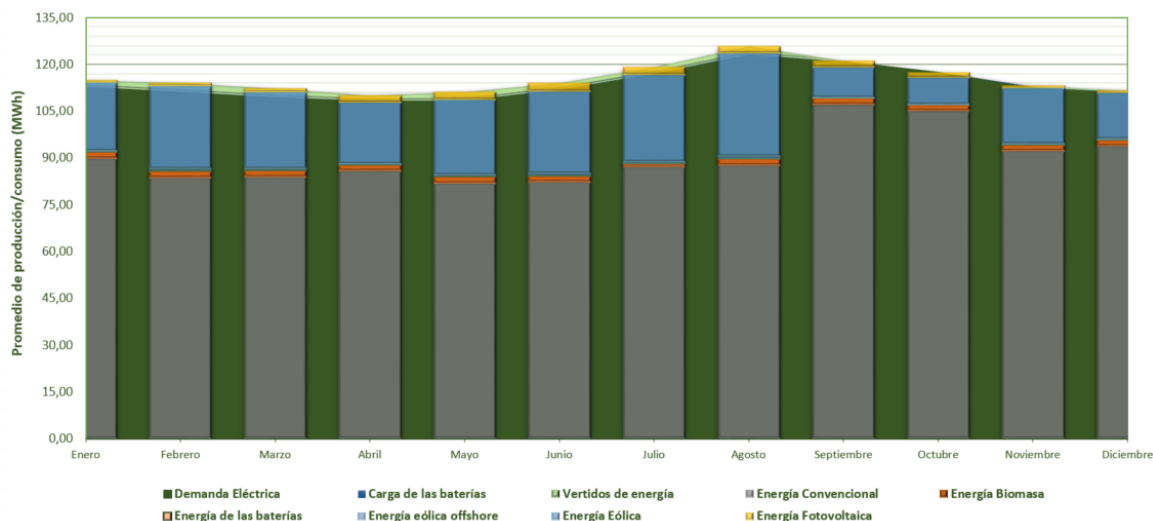


Ilustración 64 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Lanzarote 2030. Alternativa 0

Por otro lado, las emisiones totales de GEI producidas en 2030 ascenderían a 1.041 GgCO<sub>2</sub>-eq, de las que el 50% se deberían al sector eléctrico, el 34% al sector del transporte terrestre el 1% al transporte marítimo nacional y la fracción restante (15%) al transporte aéreo nacional. En este caso la carga y descarga de las baterías, que tienen una capacidad de almacenamiento de 4,54 MWh, proporcionan una cantidad de energía insignificante en comparación con las otras tecnologías, por lo que su contribución no es apreciable en el gráfico. La energía eólica es la tecnología con mayor contribución en el mix eléctrico de la isla, cubriendo el 17,0% de la demanda eléctrica total de la isla.

#### 4.8.1.4 Fuerteventura

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en Fuerteventura son:

Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 0] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermitia media/ alta entalpia	Bio masa	Undi motriz	Term osolar
2019	159,3	0	28,7	0	12,7	0	1,7	0	0	0	0	0
2020	159,3	0	28,7	0	12,7	0	2,5	0	0	0	0	0
2022	173,3	0	45	0	13,8	0	2,5	0	0	0	0	0
2023	173,3	0	47,6	0	14,2	0	2,5	0	0	0	0	0
2025	173,3	0	52,7	0	15,1	0	2,5	0	0	0	0	0
2030	191,3	0	65,7	0	17,2	0	2,5	0	0	0	0	0

Tabla 115. Datos de partida en Fuerteventura. Alternativa 0

Con estos datos de partida se **obtiene una cobertura de demanda con EERR del 26,7%** y se producirían 29.131 MWh de vertidos de energía, lo que supone limitar la generación eléctrica de parques eólicos y fotovoltaicos en un 12,2%.

Por su lado, las emisiones totales de GEI, en 2030, ascenderían a 808 GgCO<sub>2</sub>-eq, de las que el 59% se corresponderían con el sector eléctrico, el 23% al transporte terrestre y prácticamente la totalidad de las emisiones restantes (17%) al transporte aéreo nacional.

En este caso la carga y descarga de las baterías, que tienen una capacidad de almacenamiento de 3,37 MWh, proporcionan una cantidad de energía insignificante en comparación con las otras tecnologías, por lo que su contribución no es apreciable en el gráfico. De las energías renovables, la eólica terrestre es la que más contribuye a la cobertura de la demanda eléctrica de la isla con un 19,9%.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 0.

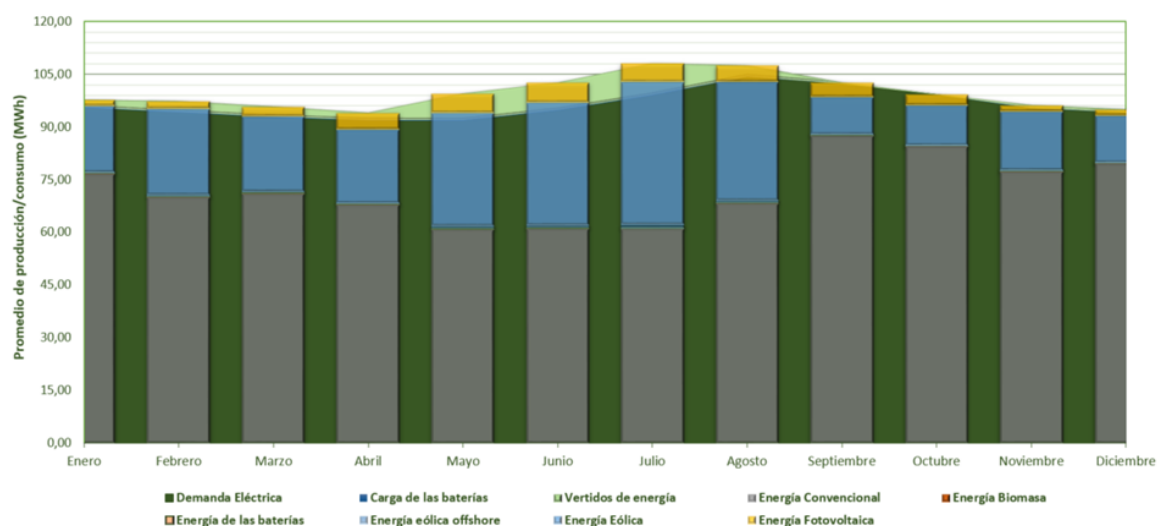


Ilustración 65 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Fuerteventura 2030. Alternativa 0

#### 4.8.1.5 La Palma

En la siguiente tabla se muestran los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en La Palma.

Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 0] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	96,4	0	6,9	0	4,4	0	1	0,8	0	0	0	0
2020	96,4	0	6,9	0	4,7	0	1,2	0,8	0	0	0	0
2022	95,3	0	16,1	0	5	0	1,3	0,8	0	0	0	0
2023	95,3	0	17	0	5,2	0	1,3	0,8	0	0	0	0
2025	103,3	0	18,9	0	5,5	0	1,4	0,8	0	0	0	0
2030	111,3	0	23,5	0	6,3	0	1,4	0,8	0	0	0	0

Tabla 116. Datos de partida en La Palma. Alternativa 0

La **cobertura de demanda eléctrica con EERR, obtenida a partir de los datos de partida planteados, es del 27,7%** produciéndose vertidos de energía a la red por la cantidad de 7.563

MWh. Esta cantidad de vertidos supone cortar la producción de parques eólicos y fotovoltaicos en un 8,6%.

Por su lado, las emisiones totales de GEI, en 2030, ascenderían a 330 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las que el 48% se corresponderían con el sector eléctrico, el 50% al transporte terrestre y el 2% restante al transporte aéreo nacional. La contribución del transporte marítimo es inferior al 0,1%

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 0.

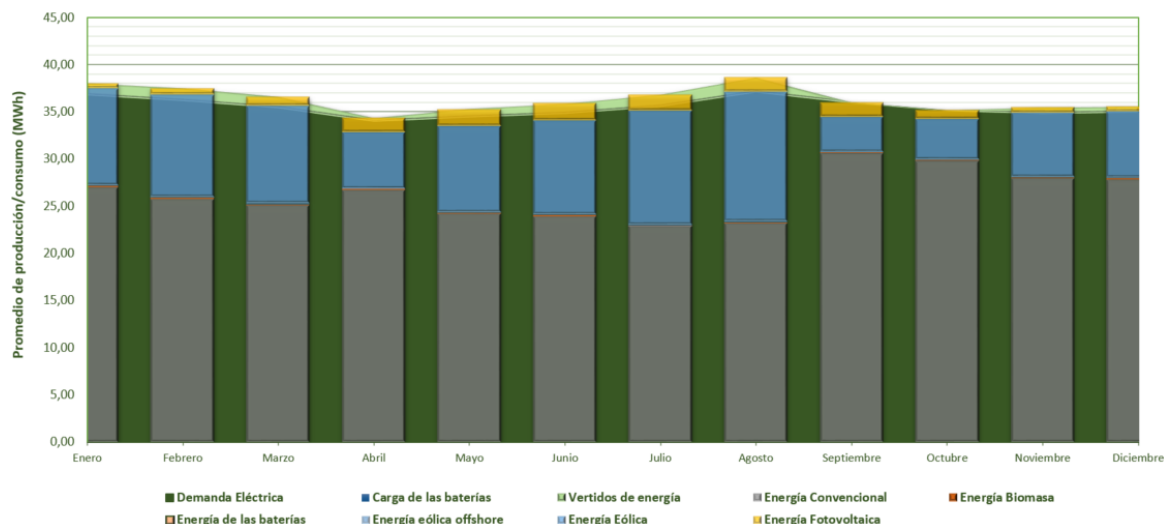


Ilustración 66 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Palma 2030. Alternativa 0

En esta alternativa no se ha propuesto para La Palma almacenamiento energético. Esto limita la contribución de una mayor cantidad de energías renovables en la isla.

De las energías renovables, la eólica terrestre es la que más contribuye a la cobertura de la demanda eléctrica de la isla con un 22,4%.

#### 4.8.1.6 La Gomera

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en La Gomera, son los siguientes.

Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 0] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermita media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	18,4	0	0,4	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0
2020	18,4	0	0,4	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0
2022	21,4	0	2,4	0	0,8	0	0,2	0	0	0	0	0
2023	21,4	0	2,5	0	0,8	0	0,2	0	0	0	0	0
2025	21,4	0	2,8	0	0,9	0	0,2	0	0	0	0	0
2030	21,4	0	3,5	0	1	0	0,2	0	0	0	0	0

Tabla 117. Datos de partida en La Gomera. Alternativa 0

Con estos datos de partida se obtiene una cobertura de demanda con EERR del 18,6% con cero excedentes energéticos. Este dato convierte a La Gomera en la isla con la menor participación de EERR para cubrir la demanda eléctrica insular, en la Alternativa 0. En cuanto a las emisiones totales de GEI, en 2030, ascenderían a 87 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las que el 54% se corresponderían con el

sector eléctrico, el 45% al transporte terrestre y las contribuciones del transporte aéreo y marítimo nacional a esta cantidad de contaminación es inferior al 1%.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 0.

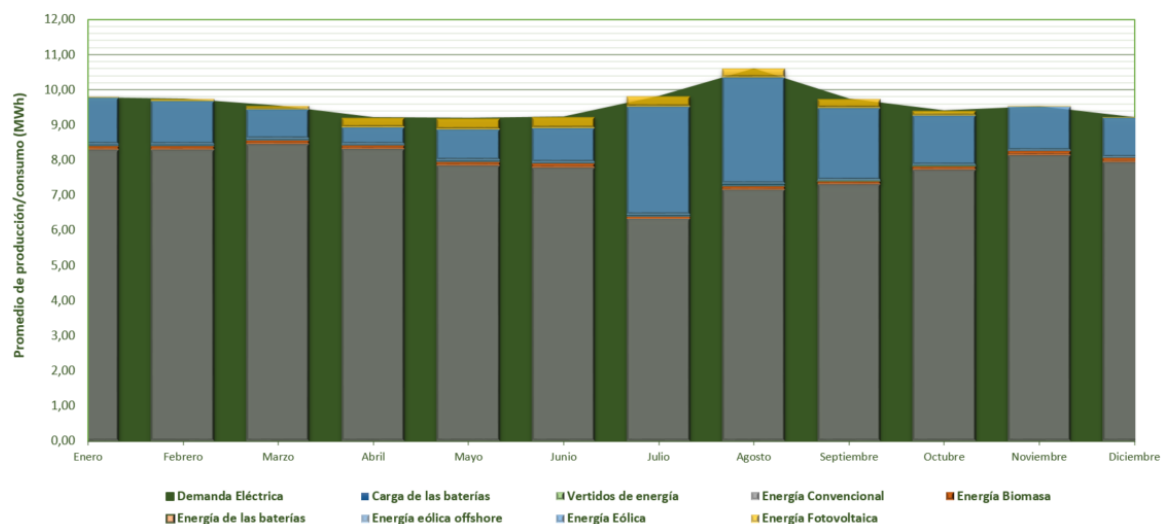


Ilustración 67 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Gomera en 2030. Alternativa 0

En este caso la carga y descarga de las baterías, que tienen una capacidad de almacenamiento de 1,02 MWh, proporcionan una cantidad de energía casi insignificante en comparación con las otras tecnologías, por lo que su contribución es de difícil apreciación en el gráfico.

De las energías renovables, la eólica terrestre es la que más contribuye a la cobertura de la demanda eléctrica de la isla, con un 15,4%.

#### 4.8.1.7 El Hierro

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en El Hierro, son los siguientes.

Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 0] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermita media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	13	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0
2022	12,2	0	4,6	0	0,3	0	0,1	0	0	0	0	0
2023	12,2	0	4,9	0	0,3	0	0,1	0	0	0	0	0
2025	12,2	0	5,4	0	0,4	0	0,1	0	0	0	0	0
2030	12,2	0	6,7	0	0,4	0	0,1	0	0	0	0	0

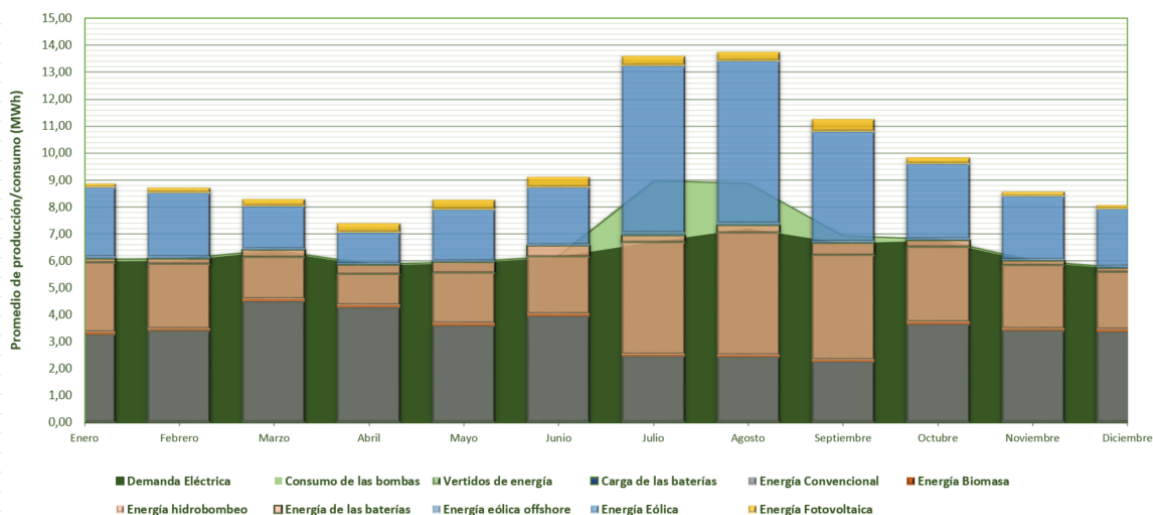
Tabla 118. Datos de partida en El Hierro. Alternativa 0

Con estos datos de partida se obtiene una participación de las EERR en la **cobertura de demanda del 46,4%**, produciéndose vertidos de energía a la red por la cantidad de 2.991 MWh. Esta cantidad de energía perdida representa el 4,8% de la demanda eléctrica insular, lo que supondrá limitar en un 11,2% la producción de fuentes renovables no gestionables y, principalmente para este caso la eólica y la fotovoltaica.



En cuanto a las emisiones totales de GEI, en 2030, ascenderían a 49 GgCO<sub>2</sub>-eq, de las que el 42% se corresponderían con el sector eléctrico y el 58% restante al transporte terrestre. Nuevamente, la contribución del transporte marítimo y aéreo a este objetivo es inferior al 1%.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 0.



*Ilustración 68 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en El Hierro 2030. Alternativa 0*

En esta alternativa se ha tenido en cuenta el sistema de hidrobombeo, con una potencia de las bombas/turbinas de 6 / 11,3 MW, y una capacidad de almacenamiento de 238 MWh. Como puede verse en el gráfico anterior, la aportación de este sistema es notable, sobre todo, entre julio y septiembre. Los vertidos de energía no son apreciables en el gráfico, en el que sí destaca el consumo de las bombas en los meses estivales.

De las energías renovables, la eólica terrestre es la que más contribuye a la cobertura de la demanda eléctrica insular, con un 39,4%.

#### 4.8.2 ALTERNATIVA 1

En esta alternativa se apuesta por un cambio drástico del sistema energético de Canarias, en el que se fomente aún más la eficiencia energética, las energías renovables, el almacenamiento energético y el resto de eslabones de la cadena de la energía tales como la gestión de demanda, el uso de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno o la generación distribuida, entre otros. En este sentido, se apuesta por el autoconsumo fotovoltaico que, también, será clave en este nuevo modelo energético, fomentando su instalación, sobre todo, en el sector residencial.

El modelo que se pretende instaurar en el sector eléctrico resulta trascendental, sosteniéndose en cuatro claves, el incremento de la potencia renovable total instalada, la implantación de sistemas de almacenamiento energético, la ejecución de las interconexiones eléctricas proyectadas (Tenerife – La Gomera y Lanzarote – Fuerteventura – Gran Canaria) y la reducción progresiva de la participación en el mix de generación de las centrales eléctricas convencionales basadas en combustibles fósiles.

Para poder aumentar la potencia renovable es imprescindible disponer de sistemas de almacenamiento energético a gran escala en 2030 así como de apoyo en las redes eléctricas de modo que no solo suministren energía a la red cuando sea necesario sino que también aporten

capacidad de regulación al sistema, es decir, servicios complementarios de ajuste. Por otro lado, también se debe fomentar el almacenamiento eléctrico distribuido a nivel de usuario, asociado al autoconsumo renovable. Sin estos sistemas sería imposible reducir la potencia térmica convencional para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico.

Por todo ello, se plantea disponer de la capacidad de almacenamiento de la central Gorona del Viento en 150 MWh en El Hierro, la central Chira-Soria en Gran Canaria (200 MW/3.200 MWh), y una central similar a esta en Tenerife (200 MW/3.000 MWh) como formas de almacenamiento a gran escala (6.588 MWh en total). A esta capacidad de almacenamiento habría que añadir 243,7 MWh adicionales a nivel de redes (basados principalmente en baterías) y 1.297,5 MWh a nivel local, basados en baterías (asociados al autoconsumo fotovoltaico). De manera general, hay que destacar que, en la mayor parte de los casos, el almacenamiento en redes no es apreciable en lo que a suministrar energía se refiere, estos sistemas son más apropiados en proporcionar servicios complementarios de ajuste de la red para mantener su estabilidad, sobre todo en puntos donde haya una mayor inyección de energía renovable poco gestionable. En cuanto al almacenamiento a nivel local, cabe reseñar que no se ha tenido en cuenta en el balance energético, al considerar que la energía fotovoltaica acumulada en las baterías se consume en las propias viviendas o edificios a los que está asociada.

#### 4.8.2.1 Gran Canaria

Los datos de partida para esta alternativa, en el caso de Gran Canaria, serían los siguientes.

Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 1] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	906,2	0	159,3	5,2	40,5	0	4,6	0	0	0	0	0
2020	906,2	0	194	5,2	40,7	0	12,1	0	0	5,05	0	0
2022	699,6	0	189,4	5,2	70,8	0	35,4	0	0	5,05	1	0
2023	699,2	0	229,4	5,2	91,5	0	55,8	0	0	5,05	1	0
2025	698,1	0	336	150	146,5	4,7	109,9	0	0	5,05	1	0
2030	467,6	0	770,8	250	374,4	14,9	323,4	0	0	7,9	1	0

Tabla 119. Datos de partida en Gran Canaria. Alternativa 1

De la potencia fotovoltaica propuesta, el 52,5% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta, que inyectan toda su producción eléctrica a la red. El 45,4% está asociado al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, mientras que el 2,1% restante proviene de plantas fotovoltaicas off-shore, instaladas sobre pequeños embalses, el mar, o presas. También se plantea la instalación de 1 MW de tecnología undimotriz de modo demostrativo, teniendo en cuenta que las islas aún no cuentan con este tipo de tecnología.

Con estos datos de partida, **se obtiene una cobertura de demanda del 71,3% a partir de fuentes de energía renovable y los sistemas de almacenamiento propuestos**, principalmente, por la central hidráulica de bombeo, cuya potencia y capacidad de almacenamiento es significativamente mayor que el almacenamiento a nivel de redes. Por otro lado, también se ha considerado el almacenamiento a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico, que, en Gran Canaria, asciende a 430,1 MWh, aunque, en este caso, la energía almacenada en las baterías normalmente se consume en las viviendas o edificios a los que están asociadas, por lo que no se tiene en cuenta en los balances de energía. La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan 56.304 toneladas de

hidrógeno, además de la cobertura de demanda indicada, a partir de una potencia de 309,5 MW de electrolizadores.

Por otra parte, las emisiones totales de GEI en la isla en 2030 ascenderían a 2.638 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 48% corresponderían al sector eléctrico, el 31% al transporte terrestre, el 10% al transporte marítimo nacional y el 10% restante al transporte aéreo nacional. Esto supone una reducción de emisiones del 34% respecto a la Alternativa 0. El sector eléctrico sería el más contaminante siendo el responsable de más de la mitad de las emisiones totales.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 1.

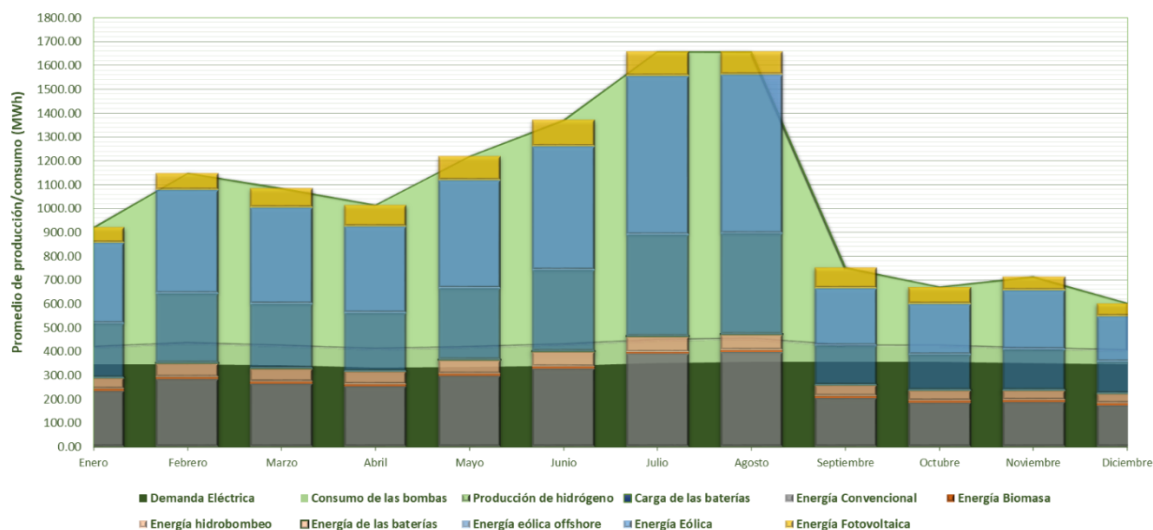


Ilustración 69 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Gran Canaria 2030. Alternativa 1

Tal y como puede verse en el gráfico, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, alcanzando sus máximos valores en julio y agosto; en consecuencia, en esos meses también se produce la mayor cantidad de hidrógeno verde, ya que gran parte de esa energía se destina a accionar los electrolizadores para la generación de ese hidrógeno. En cuanto a los sistemas de almacenamiento, el basado en hidrobombeo es el que contribuye más aportando energía al sistema, mientras que el almacenamiento a nivel de redes no es apreciable en lo que se refiere a suministrar energía, su participación influye más en proporcionar servicios complementarios de ajuste a la red, es decir, en aportar estabilidad al sistema eléctrico.

La energía eólica terrestre y la offshore son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda anual de la isla, con un 40,4% y un 13,4%, respectivamente.

#### 4.8.2.2 Tenerife

Los datos de partida para esta alternativa en Tenerife serían los mostrados en la Tabla 120. De la potencia fotovoltaica propuesta, el 57,8% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta que inyectan toda su producción eléctrica a la red. El 40,3% está asociado al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 1,8% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore, instaladas sobre embalses, el mar, balsas, etc.

Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 1] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	959,3	0	195,6	0	116,1	0	2,6	1,2	0	1,6	0	0
2020	959,3	0	195,6	0	116,2	0	5,1	1,2	0	1,6	0	0
2022	722,2	0	187,6	0	120,4	0	35,8	1,2	0	2	0	0
2023	721,8	0	227,3	0	130,5	2,2	56,4	1,2	0	2,4	0	0
2025	720,6	0	332,8	150	183,5	4,7	111	1,2	0	3,5	0	0
2030	476	0	763,6	200	468,8	14,9	326,8	2,6	50	7,9	1	0

Tabla 120. Datos de partida en Tenerife. Alternativa 1

También se plantea la instalación de 2 MW de tecnología undimotriz a modo demostrativo, teniendo en cuenta que las islas aún no cuentan con este tipo de tecnología.

En la isla de Tenerife **se obtiene una cobertura de demanda anual con EERR del 71,9%**. Los sistemas de almacenamiento propuestos, al igual que en Gran Canaria, comprenden una central hidráulica de bombeo o almacenamiento a gran escala, almacenamiento a nivel de redes, compuestos mayoritariamente por baterías, y el almacenamiento a nivel de usuario, asociado al autoconsumo fotovoltaico que asciende a 639,6 MWh. Teniendo en cuenta la potencia y capacidad de almacenamiento de los tres niveles propuestos resulta lógico que la participación del hidrobombeo sea mayor que las demás. Hay que tener en cuenta que la energía acumulada en los sistemas de almacenamiento de autoconsumo, normalmente, no se inyecta a la red sino que se consume en las propias viviendas o edificios a los que está asociado.

La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 51.108 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 280,9 MW de electrolizadores. En cuanto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla en 2030 ascenderían a 2.943 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 43% corresponderían al sector eléctrico, el 33% al transporte terrestre, el 12% al transporte marítimo nacional y el 11% al transporte aéreo nacional. Esto supone una reducción de emisiones totales del 41%, respecto a la Alternativa 0.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 1.

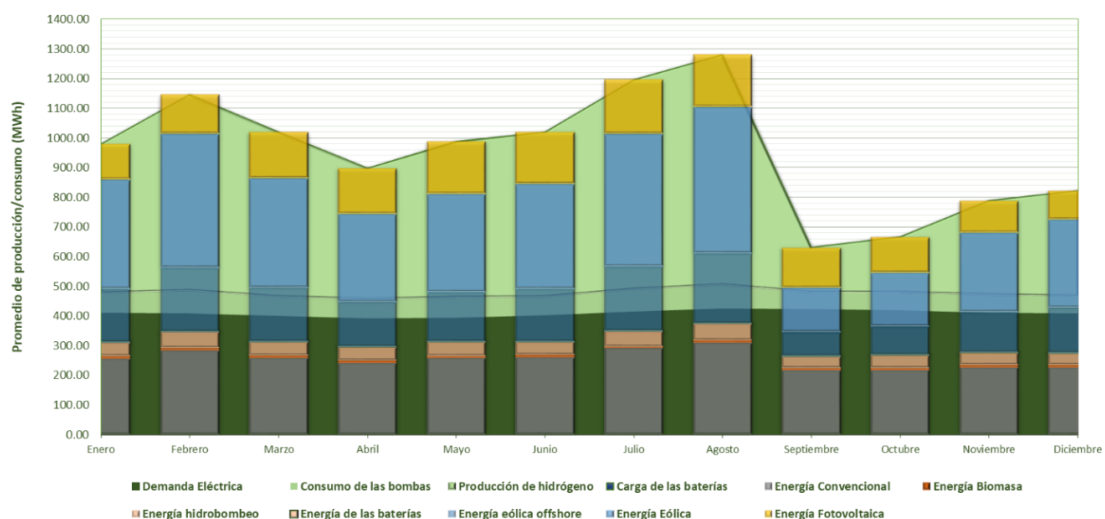


Ilustración 70 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Tenerife 2030. Alternativa 1

Como puede verse en la gráfica, la energía renovable predominante es la eólica terrestre y la offshore, proporcionando energía durante todo el año de manera significativa, aunque algo menor desde septiembre a octubre. La energía fotovoltaica y la eólica offshore están más igualadas a lo largo del año, aunque en algunos años predomina más una que otra. La producción de hidrógeno también se reduce notablemente durante los últimos cuatro meses del año, sobre todo durante septiembre y octubre. Por su parte, el sistema de almacenamiento basado en hidrobombeo es el que más contribuye aportando energía al sistema, mientras que el almacenamiento a nivel de redes no es apreciable en lo que se refiere a aportar energía, su participación influye más en proporcionar servicios complementarios de ajuste a la red.

La energía eólica terrestre y la fotovoltaica son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda anual de la isla, con un 37,6% y un 17,1%, respectivamente.

#### 4.8.2.3 Lanzarote

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en Lanzarote, son los que se muestran a continuación.

Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 1] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	204,8	0	22,3	0	8	0	2,4	0	0	2,1	0	0
2020	204,8	0	31,5	0	8	0	3,2	0	0	2,1	0	0
2022	181,4	0	57	0	8,5	0,4	6,6	0	0	2,1	0	0
2023	169	0	69,1	0	10	0	10,4	0	0	2,1	0	0
2025	163,7	0	101,2	0	15,5	0	20,5	0	0	2,1	0	0
2030	123,2	20	312,2	0	21,8	4,2	60,4	0	0	2,1	0	0

Tabla 121. Datos de partida en Lanzarote. Alternativa 1

A la potencia convencional hay que sumar al año 2027 y 2028, una potencia adicional de 10 MW, mientras que a 2029 y 2030, 20 MW. Esta potencia se añadiría a la convencional con la diferencia de que los combustibles empleados serían sintéticos obtenidos a partir de procesos en los que se emplean energías renovables para producirlos. Por tanto, en 2030, la potencia convencional total será de 143,2 MW.

De la potencia fotovoltaica propuesta, el 25,2% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta que inyectan toda su producción eléctrica a la red. El 69,6% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 4,9% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore, instaladas sobre el mar, ya que en esta isla no se dispone de embalses o presas para la instalación de este tipo de infraestructura.

También se plantea la instalación de 1 MW de tecnología undimotriz a modo demostrativo, teniendo en cuenta que las islas aún no cuentan con este tipo de tecnología.

**A partir de estos datos se obtiene una cobertura de demanda anual con EERR del 61,6%.** En este caso no se cuenta con sistemas de almacenamiento a gran escala, solo a nivel de redes (mostrado en la tabla anterior), y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (72,43 MWh). Este último no se incluye en el balance energético al considerar que la energía almacenada se consume en las propias viviendas o edificios a los que están asociados. En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de

electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la alternativa 1.

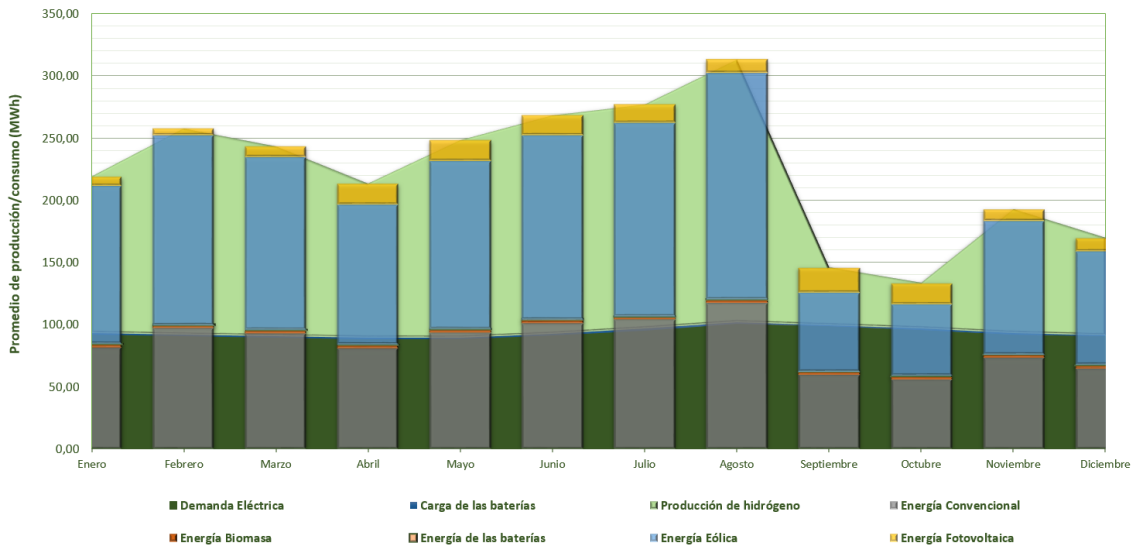


Ilustración 71 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Lanzarote 2030. Alternativa 1

En cuanto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla en 2030 ascenderían a 840 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 59,3% provendrían del sector eléctrico, el 24% del transporte terrestre y el 16% restante del transporte aéreo nacional. Esto supone una reducción de emisiones totales del 19%, respecto a la Alternativa 0.

La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 21.236 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 116,7 MW de electrolizadores instalados.

El gráfico muestra que la energía renovable predominante es la eólica terrestre, proporcionando energía durante todo el año, de manera significativa, aunque bastante menor durante septiembre y octubre. En consecuencia, la producción de hidrógeno también se reducirá en esos meses. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas sol pico son menores que en verano y primavera. Los sistemas de almacenamiento a nivel de redes apenas aportan energía al sistema aunque sí proporcionan servicios complementarios de ajuste a la red.

En términos anuales, la energía eólica terrestre es la energía renovable con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 54,7%.

#### 4.8.2.4 Fuerteventura

A la potencia convencional hay que sumar, al año 2027 y 2028, una potencia adicional de 20 MW, mientras que a 2029 y 2030, 30 MW. Esta potencia se añadiría a la convencional con la diferencia de que los combustibles empleados serían sintéticos obtenidos a partir de procesos en los que se emplea energías renovables para producirlos. Por tanto, en 2030, la potencia convencional total será de 120,3 MW.

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones de la isla de Fuerteventura se muestran en la siguiente tabla.

Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 1] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpía	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	159,3	0	28,7	0	12,7	0	1,7	0	0	0	0	0
2020	159,3	0	28,7	0	12,7	0	2,5	0	0	0	0	0
2022	150,4	0	55,4	0	15,6	0	7,3	0	0	0,3	0	0,3
2023	150,2	0	67,1	0	20,1	0	11,6	0	0	0,4	0	0,4
2025	135,1	0	98,3	0	32,2	0	22,8	0	0	0,5	0	0,9
2030	90,3	30	305,5	0	82,3	5,1	67	0	0	1,2	0	2,9

Tabla 122. Datos de partida en Fuerteventura. Alternativa 1

De la potencia fotovoltaica propuesta, el 53,3% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta que inyectan toda su producción eléctrica a la red. El 43,4% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 3,3% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore, instaladas sobre el mar, ya que en esta isla, al igual que en Lanzarote, no se dispone de embalses o presas para la instalación de este tipo de infraestructura.

**La cobertura de demanda anual obtenida con EERR es del 62,2%.** En este caso, como en Lanzarote, no se cuenta con sistemas de almacenamiento a gran escala, solo a nivel de redes (mostrado en la tabla anterior), y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (77,34 MWh). Este último no se incluye en el balance energético al considerar que la energía almacenada se consume en las propias viviendas o edificios a los que están asociados.

La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 24.744 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 136,0 MW de electrolizadores instalados.

Respecto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla, en 2030, ascenderían a 795 GgCO<sub>2</sub>-eq, de las cuales el 71% corresponderían al sector eléctrico, el 13% al transporte terrestre y el 16% al transporte aéreo nacional. Esto supone una reducción de emisiones totales del 2%, respecto a la Alternativa 0.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la Alternativa 1.

Como muestra el gráfico, la energía renovable predominante es la eólica terrestre proporcionando energía durante todo el año, de manera significativa, aunque bastante menos durante septiembre, octubre y diciembre. En consecuencia, la producción de hidrógeno también se reducirá en esos meses. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas sol pico son menores que en verano y primavera. El almacenamiento en redes apenas aporta energía al sistema pero presta servicios complementarios de ajuste a la red, proporcionando estabilidad al sistema eléctrico, sobre todo en aquellos puntos donde se produzca una mayor inyección de las energías renovables menos gestionables y, por ende, mayor inestabilidad y riesgo de fallo en el suministro.

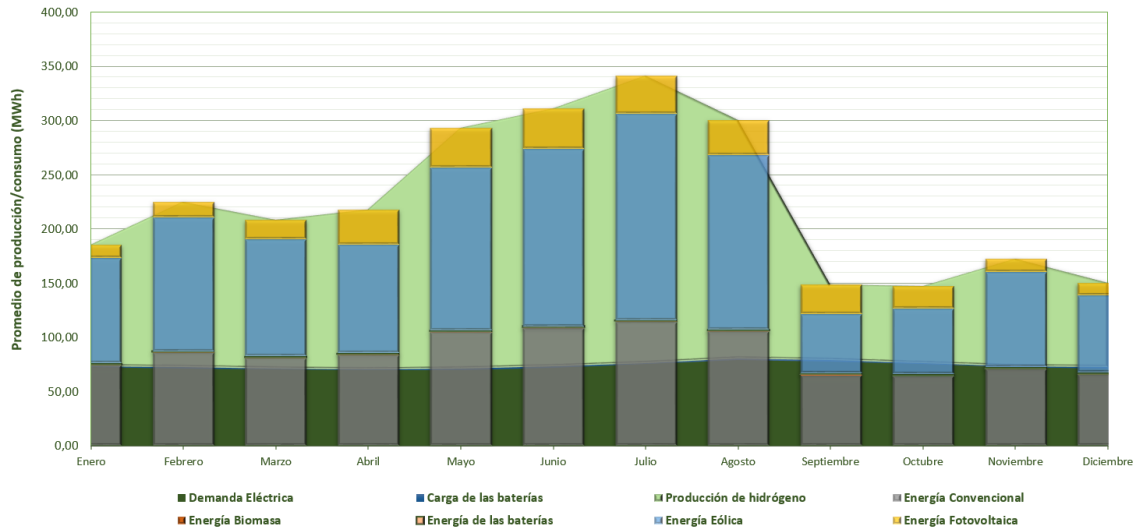


Ilustración 72 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Fuerteventura 2030. Alternativa 1

En términos anuales, la energía eólica terrestre es la tecnología renovable con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 50,7%.

#### 4.8.2.5 La Palma

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones de la isla de La Palma se muestran en la siguiente tabla.

Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 1] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	96,4	0	6,9	0	4,4	0	1	0,8	0	0	0	0
2020	96,4	0	6,9	0	4,7	0	1,2	0,8	0	0	0	0
2022	69,2	0	16,2	0	6,7	0,1	2,1	0,8	0	0,1	0	0
2023	69,2	0	19,6	0	8,6	0,2	3,4	0,8	0	0,1	0	0
2025	69,1	0	28,7	0	13,8	0,4	6,7	0,8	0	0,2	0	0
2030	44,6	0	65,9	20	35,2	1,3	19,6	0,8	10	0,4	0	0

Tabla 123. Datos de partida en La Palma. Alternativa 1

De esa potencia fotovoltaica, el 62,8% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta, inyectando toda su producción eléctrica a la red. El 34,9% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 2,3% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore sobre embalses, balsas, el mar, etc.

En La Palma se obtiene una cobertura de demanda anual con EERR del 69,7%. En este caso, tampoco se cuenta con sistemas de almacenamiento a gran escala, solo a nivel de redes (mostrado en la tabla anterior), y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (52,96 MWh). Este último no se incluye en el balance energético al considerar que la energía almacenada se consume en las propias viviendas o edificios a los que están asociados.

Con la alta producción de energía renovable generada, resultado de la importante potencia propuesta, se consigue, además de la cobertura de demanda indicada, la producción de 6.827 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 37,5 MW de electrolizadores instalados.

En cuanto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla en 2030 ascenderían a 230 GgCO<sub>2</sub>-eq, de las cuales el 56% corresponderían al sector eléctrico, el 40% al transporte



terrestre y el 3% restante al transporte aéreo nacional. Esto supone una reducción de emisiones totales del 30% respecto a la Alternativa 0.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la Alternativa 1.

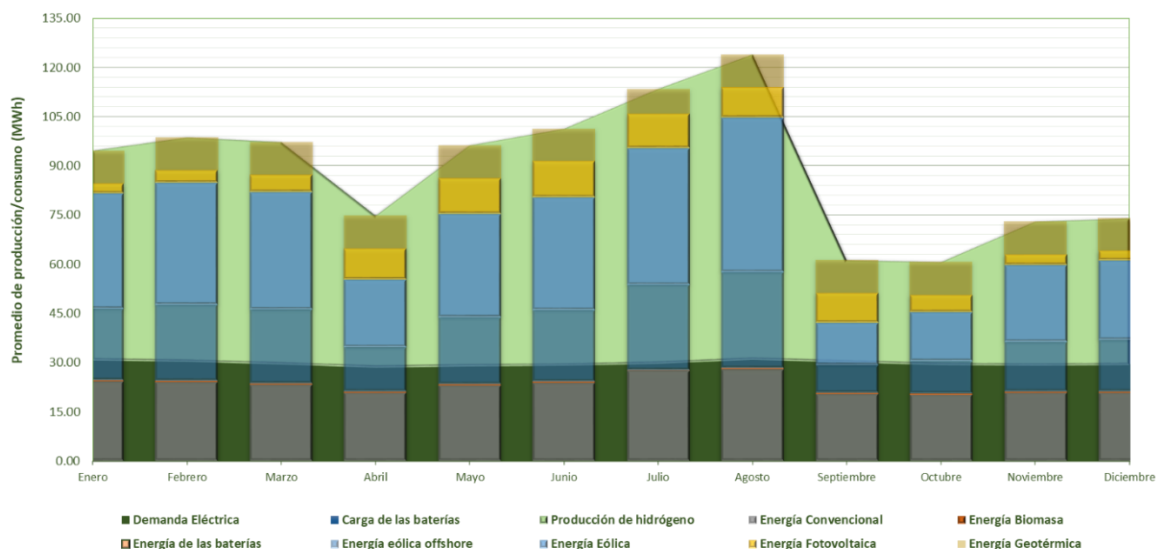


Ilustración 73 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Palma 2030. Alternativa 1

Como puede verse en la gráfica, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, proporcionando energía durante todo el año de manera significativa, aunque bastante menos durante septiembre y octubre. Por ese motivo, la producción de hidrógeno también se reducirá en esos meses. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas sol pico son menores que en verano y primavera.

La Palma es la única isla en la que se ha propuesto energía geotérmica en el horizonte temporal analizado, siendo una fuente de energía gestionable y constante durante todo el año.

En términos anuales, la energía eólica terrestre y la offshore son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 34,1% y un 11,6%, respectivamente.

#### 4.8.2.6 La Gomera

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en La Gomera, son los siguientes.

Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 1] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	18,4	0	0,4	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0
2020	18,4	0	0,4	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0
2022	9,3	0	0,4	0	0,9	0,1	0,5	0	0	0,1	0	0
2023	9,3	0	0,4	0	1,1	0,2	0,7	0	0	0,1	0	0
2025	6,7	0	7,9	0	1,8	0,4	1,4	0	0	0,2	0	0
2030	3,4	0	18,2	12	4,6	1,3	4,2	0	0	0,4	0	0

Tabla 124. Datos de partida en La Gomera. Alternativa 1

De esa potencia fotovoltaica, el 45,6% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta, que inyectan toda su producción eléctrica a la red. El 41,7% está asociada al

autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 12,8% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore, instaladas sobre embalses, presas, el mar, etc. La Gomera es la isla con mayor potencia instalada de este tipo de infraestructura.

**A partir de los datos de partida mostrados en la tabla anterior, se obtiene una cobertura de demanda eléctrica anual con EERR del 83,9%.** En este caso, tampoco se cuenta con sistemas de almacenamiento a gran escala, como ocurre en todas las islas excepto en Gran Canaria, Tenerife y El Hierro, solo se dispone de almacenamiento a nivel de redes (mostrado en la tabla anterior), y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (14,70 MWh).

La importante producción de energía renovable, resultado de la potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 1.746 toneladas de hidrógeno en ese año, a partir de una potencia de 9,6 MW de electrolizadores instalados.

En cuanto a las emisiones totales de GEI en 2030, ascenderían a 41 GgCO<sub>2</sub>-eq, de las que el 45% se corresponderían con el sector eléctrico, el 55% al transporte terrestre y el 53% restante al transporte aéreo nacional. Esto se traduce en una reducción de emisiones totales del 53%, respecto a la Alternativa 0.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la Alternativa 1.

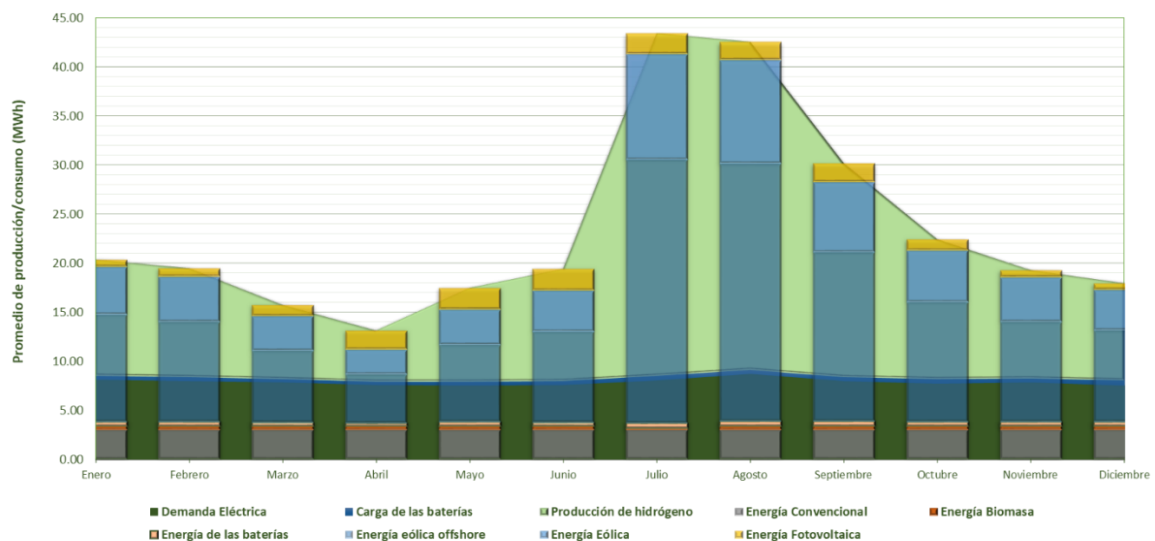


Ilustración 74 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Gomera 2030. Alternativa 1

Como puede verse en el gráfico, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, proporcionando energía durante todo el año, aunque bastante menor en marzo y, sobre todo, abril. Por ese motivo, la producción de hidrógeno también se reducirá en esos meses. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas sol pico son menores que en verano y primavera.

En el gráfico también se observa la contribución de la energía aportada por la biomasa y las baterías instaladas a nivel de redes, aunque mucho menor que el resto.

En términos anuales, la energía eólica terrestre y la offshore son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 34,1% y un 11,6%, respectivamente.

#### 4.8.2.7 El Hierro

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en la isla de El Hierro, son los que se muestran en la Tabla 125. De esa potencia fotovoltaica, el 57,1% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta que inyectan toda su producción eléctrica a la red. El 37,1% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 5,8% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore, instaladas sobre balsas o el mar, etc.

Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 1] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	13	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0
2022	6,9	0	0	0	1,6	0,1	0,6	0	0	0,1	0	0
2023	6,9	0	0	0	2	0,1	0,9	0	0	0,1	0	0
2025	5,5	0	11,4	0	3,2	0,3	1,8	0	0	0,2	0	0
2030	5,3	0	26,2	12	8,3	0,8	5,4	0	0	0,4	0	0

Tabla 125. Datos de partida en El Hierro. Alternativa 1

En El Hierro se obtiene una cobertura de demanda del 86,6% a partir de fuentes de energía renovable y los sistemas de almacenamiento propuestos, que comprenden una ampliación de la capacidad de almacenamiento de la central Gorona del Viento (en 150 MWh más), almacenamiento a nivel de redes, compuestos mayoritariamente por baterías, y almacenamiento a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaica (no obstante, este último tipo de almacenamiento no se tiene en cuenta en el balance energético al considerar que la energía fotovoltaica acumulada se consumirá en las viviendas o edificios donde se instalen). Teniendo en cuenta la potencia y capacidad de almacenamiento de los sistemas a gran escala y los asociados a las redes, resulta lógico que la participación del primero sea mayor que la del segundo.

La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 2.456 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 13,5 MW de electrolizadores.

En cuanto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla en 2030 ascenderían a 32 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 51% corresponderían al sector eléctrico y el 49% restante al transporte terrestre. Esto supone una reducción de emisiones totales del 53%, respecto a la Alternativa 0. En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 1.

Según se desprende del gráfico anterior, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, proporcionando energía durante todo el año, aunque bastante menor en marzo y, sobre todo, abril. Por ese motivo, el consumo de las bombas también se reducirá en esos meses, ya que las energías renovables son las encargadas de accionarlas. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas sol pico son menores que en verano y primavera. La producción del hidrógeno es menor que en otras islas ya que se da prioridad a accionar las bombas de la central Gorona del Viento, para almacenar el agua en el depósito superior, que a la producción de hidrógeno, que es otra manera de almacenar energía también.

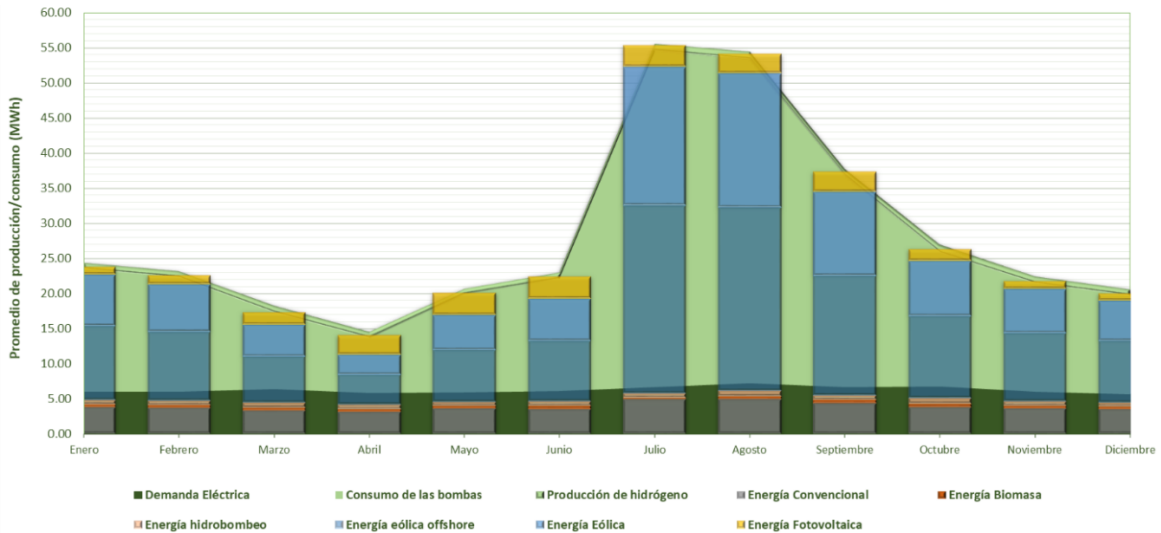


Ilustración 75 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en El Hierro 2030. Alternativa 1

En el gráfico también se observa la contribución de la energía aportada por la biomasa y la energía aportada por el sistema de hidrobombeo, aunque en menor proporción que el resto.

En términos anuales, la energía eólica terrestre y la offshore son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 42,8% y un 20,8%, respectivamente.

### 4.8.3 ALTERNATIVA 2

También propone un cambio profundo del sistema energético de Canarias con medidas semejantes a las evaluadas en la Alternativa 1. No obstante, a pesar de que la total descarbonización se conseguiría en el año 2040, determinadas inversiones se retrasan al periodo comprendido entre los años 2030 y 2039 a efectos de que determinadas inversiones puedan ser acometidas teniendo en cuenta las previsiones de reducción de los costes de inversión al alcanzarse la madurez de tecnologías renovables (principalmente las de carácter más innovador).

En materia de almacenamiento, se dispondría de una ampliación de la capacidad de la central Gorona del Viento de 150 MWh en El Hierro (11,3 MW/388 MWh) y la central Chira-Soria en Gran Canaria (200 MW/3.200 MWh) como formas de almacenamiento a gran escala (3.588 MWh en total). A esta capacidad de almacenamiento se añadirían 162 MWh adicionales a nivel de redes (basados principalmente en baterías) y 827 MWh a nivel local, basados en baterías (asociados al autoconsumo fotovoltaico).

#### 4.8.3.1 Gran Canaria

En esta alternativa se plantean los siguientes datos de partida para la isla de Gran Canaria.

Parque de generación eléctrica de Gran Canaria [Alternativa 2] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermita media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	906,2	0	159,3	5,2	40,5	0	4,6	0	0	0	0	0
2020	906,2	0	194	5,2	40,7	0	12,1	0	0	5,05	0	0
2022	699,4	0	196,9	5,2	73,1	0	37	0	0	5,05	0	0
2023	698,9	0	230,9	5,2	90,2	0	54,5	0	0	5,05	0	0
2025	697,9	0	309	55	129,7	3	94,5	0	0	5,05	1	0
2030	468,5	5	565,1	200	264,6	10,8	224,8	0	0	7	1	0

Tabla 126. Datos de partida en Gran Canaria. Alternativa 2

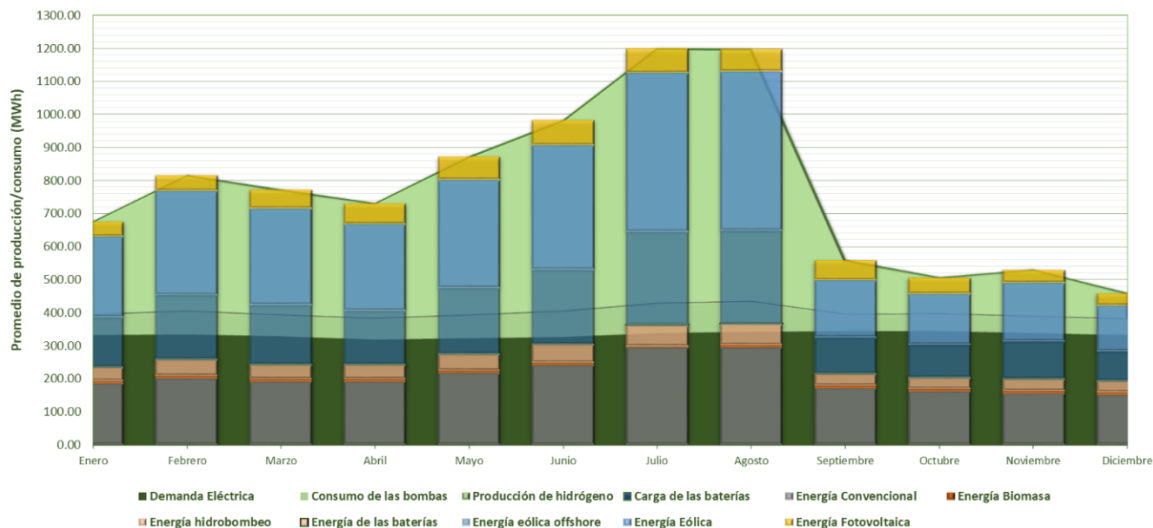
De la potencia fotovoltaica propuesta, el 52,9% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta, el 45,4% al autoconsumo fotovoltaico en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, mientras que el 2,1% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore. También se plantea la instalación de 1 MW de tecnología undimotriz.

**Se obtiene una cobertura de demanda con EERR del 63,4%.** La central hidráulica de bombeo, cuya potencia y capacidad de almacenamiento es significativamente mayor que el almacenamiento a nivel de redes, es la que más energía aporta al sistema eléctrico insular. El almacenamiento a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (274,2 MWh), no se tiene en cuenta en los balances de energía, sino que se computa como reducción del consumo energético derivado de este sector.

La alta producción de energía renovable permite que se produzcan 34.586 toneladas de hidrógeno, además de la cobertura de demanda indicada, a partir de una potencia de 190,1 MW de electrolizadores.

Por otra parte, las emisiones totales de GEI en la isla en 2030 ascenderían a 2.889 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 42% corresponderían al sector eléctrico, el 36% al transporte terrestre, el 12% al transporte marítimo nacional y el 10% restante al transporte aéreo nacional. Esto supone un aumento de emisiones del 10% respecto a la Alternativa 1 aunque reduciría las emisiones respecto a la Alternativa 0 en un 28%.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030, para la Alternativa 2.



*Ilustración 76 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Gran Canaria 2030. Alternativa 2*

Tal y como puede verse en el gráfico, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, alcanzando sus máximos valores en julio y agosto; por lo que en esos meses también se produce la mayor cantidad de hidrógeno verde. El almacenamiento a gran escala es el que más participa también en el balance energético.

La energía eólica terrestre y la offshore son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda anual en la isla, con un 37,4% y un 12,0%, respectivamente.

#### 4.8.3.2 Tenerife

Los datos de partida para esta alternativa en Tenerife serían los mostrados en la Tabla 127. De la potencia fotovoltaica propuesta, el 58,7% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta que inyectan toda su producción eléctrica a la red. El 39,5% está asociado al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 1,8% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore, instaladas sobre embalses, el mar, balsas, etc. También se plantea la instalación de 2 MW de tecnología undimotriz.

Parque de generación eléctrica de Tenerife [Alternativa 2] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	959,3	0	195,6	0	116,1	0	2,6	1,2	0	1,6	0	0
2020	959,3	0	195,6	0	116,2	0	5,1	1,2	0	1,6	0	0
2022	722	0	195,7	0	116,5	0	38	1,2	0	2,2	0	0
2023	721,5	0	229,4	0	117	0	55,9	1,2	0	2,6	0	0
2025	720,5	0	307	50	168,2	4	96,9	1,2	0	3,7	1	0
2030	677,1	10	568,5	130	343,2	10,8	230,7	1,8	20	7	2	0

Tabla 127. Datos de partida en Tenerife. Alternativa 2

En la isla de Tenerife se obtiene una cobertura de demanda anual con EERR del 60,7%. El almacenamiento a nivel de usuario, asociado al autoconsumo fotovoltaico asciende a 407,7 MWh pero, como ya se ha comentado, la energía acumulada en estos sistemas, normalmente, no se inyecta a la red sino que se consume en las propias viviendas o edificios a los que está asociado.

La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 37.271 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 204,9 MW de electrolizadores.

En cuanto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla en 2030 ascenderían a 3.449 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 43% corresponderían al sector eléctrico, el 35% al transporte terrestre, el 12% al transporte marítimo nacional y el 10% al transporte aéreo nacional. Esto supone un aumento de emisiones totales del 17,0% respecto a la Alternativa 1, aunque la reducción de emisiones respecto a la Alternativa 0 se situaría en el 31%.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales, prevista en 2030 para la Alternativa 2.

Como puede verse en la gráfica, la energía renovable predominante es la eólica terrestre y la fotovoltaica, proporcionando energía durante todo el año de manera significativa, aunque algo menor desde septiembre a octubre. La producción de hidrógeno también se reduce notablemente durante los últimos esos meses.

El almacenamiento a nivel de redes no es apreciable en lo que se refiere a aportar energía, su participación influye más en proporcionar servicios complementarios de ajuste a la red.

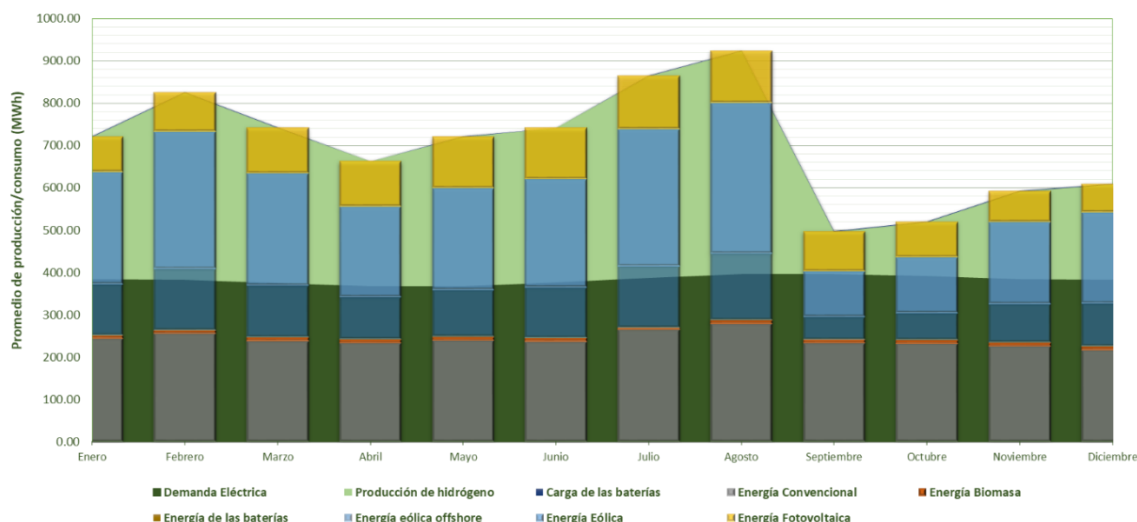


Ilustración 77 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Tenerife 2030. Alternativa 2

La energía eólica terrestre y la fotovoltaica son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda anual de la isla, con un 33,9% y un 16,3% respectivamente.

### 4.8.3.3 Lanzarote

En la siguiente tabla se muestran los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en Lanzarote.

Parque de generación eléctrica de Lanzarote [Alternativa 2] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermit media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	204,8	0	22,3	0	8	0	2,4	0	0	2,1	0	0
2020	204,8	0	31,5	0	8	0	3,2	0	0	2,1	0	0
2022	181,4	0	67	0	9,1	0	4,2	0	0	2,1	0	0
2023	168,9	0	78,5	0	11,2	0	6,2	0	0	2,1	0	0
2025	163,7	0	105	0	16,1	0	10,8	0	0	2,1	0	0
2030	133,4	10	244,5	0	32,8	3,1	25,6	0	0	2,1	1	0

Tabla 128. Datos de partida en Lanzarote. Alternativa 2

A la potencia convencional hay que sumar desde el año 2027 a 2030, una potencia adicional de 10 MW. Esta potencia se añadiría a la convencional con la diferencia de que los combustibles empleados serían sintéticos obtenidos a partir de procesos en los que se emplea energías renovables para producirlos. En 2030, la potencia convencional total será de 143,2 MW.

De la potencia fotovoltaica propuesta, el 53,3% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta, el 41,7% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 5,0% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore. También se plantea la instalación de 1 MW de tecnología undimotriz.

**A partir de estos datos se obtiene una cobertura de demanda anual con EERR del 61,7%.** En este caso el almacenamiento a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico, aunque no participa en el balance energético insular, es de 36,72 MWh. La alta producción de energía renovable permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 13.577 tH<sub>2</sub>, a partir de una potencia de 74,6 MW de electrolizadores instalados.

En cuanto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla en 2030 ascenderían a 776 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 49% provendrían del sector eléctrico, el 32% del transporte terrestre, el 1,0% al transporte marítimo nacional y el 18% a sector del transporte aéreo nacional. Esto supone una reducción de emisiones totales del 7%, respecto a la Alternativa 1 y del 25% respecto a la Alternativa 0.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación, en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la Alternativa 2.

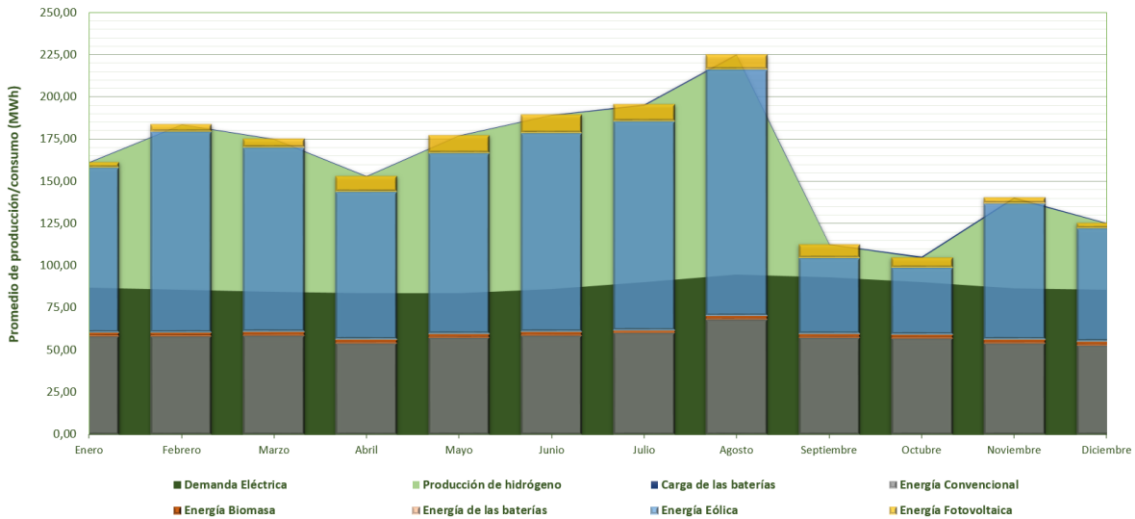


Ilustración 78 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Lanzarote 2030. Alternativa 2

El gráfico muestra que la energía renovable predominante es la eólica terrestre, proporcionando energía durante todo el año, aunque bastante menor durante septiembre y octubre. Por ello, la producción de hidrógeno también se reducirá en esos meses. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas sol pico son menores que en verano y primavera. Los sistemas de almacenamiento a nivel de redes apenas aportan energía al sistema, aunque sí proporcionan servicios complementarios de ajuste a la red.

En términos anuales, la energía eólica terrestre es la renovable con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 42,0% y un 13,2%, respectivamente.

#### 4.8.3.4 Fuerteventura

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones de la isla de Fuerteventura se muestran en la siguiente tabla.

Parque de generación eléctrica de Fuerteventura [Alternativa 2] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	159,3	0	28,7	0	12,7	0	1,7	0	0	0	0	0
2020	159,3	0	28,7	0	12,7	0	2,5	0	0	0	0	0
2022	150,7	0	66	0	21,5	0	4,7	0	0	0,3	0	0
2023	150,6	0	77,4	0	26,6	0	6,9	0	0	0,4	0	0
2025	133,8	0	103,5	0	38,2	1,5	12	0	0	0,6	0	2,2
2030	97,8	20	241,7	0	77,9	3,7	28,5	0	0	1,1	0	5,6

Tabla 129. Datos de partida en Fuerteventura. Alternativa 2



A la potencia convencional hay que sumar, desde 2027 hasta 2030, una potencia adicional de 20 MW. Esta potencia se añadiría a la convencional con la diferencia de que los combustibles empleados serían sintéticos obtenidos a partir de procesos en los que se emplean energías renovables para producirlos. Por tanto, en 2030, la potencia convencional total será de 117,8 MW.

De la potencia fotovoltaica propuesta, el 70,8% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta, el 25,9% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 3,4% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore.

**La cobertura de demanda anual obtenida con EERR es del 61,0%.** En este caso no se cuenta con sistemas de almacenamiento a gran escala, solo a nivel de redes (mostrado en la tabla anterior), y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (46,17 MWh). La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 17.181 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 94,4 MW de electrolizadores instalados.

Respecto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla, en 2030, ascenderían a 715 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 64% corresponderían al sector eléctrico, el 19% al transporte terrestre y el 17% restante al transporte aéreo nacional. Esto supone una reducción de emisiones totales del 10% respecto a la Alternativa 1 y del 11% respecto a la Alternativa 0.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la Alternativa 2.

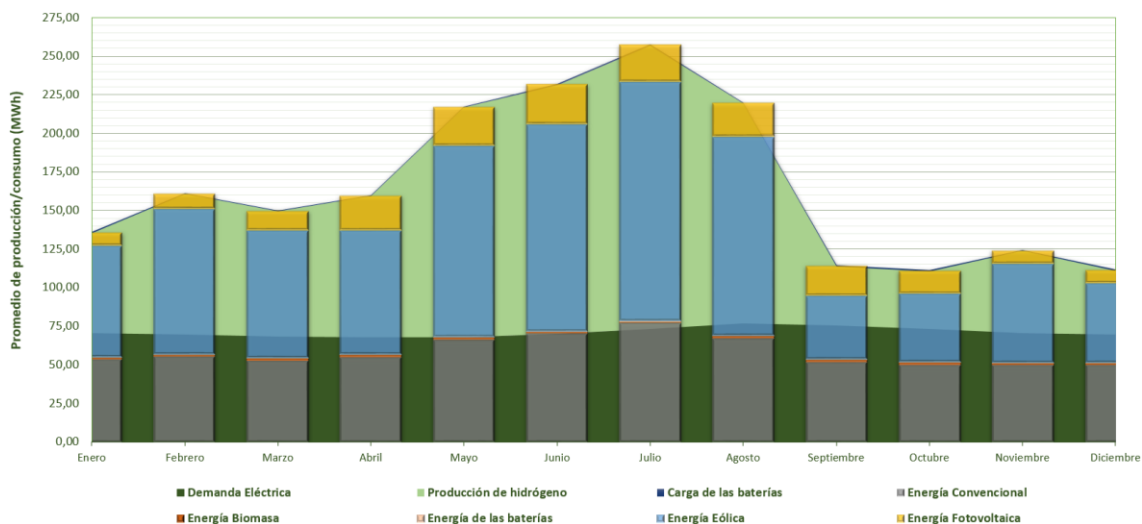


Ilustración 79 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Fuerteventura 2030. Alternativa 2

Como muestra el gráfico, la energía renovable predominante es la eólica terrestre, proporcionando energía durante todo el año, aunque bastante menos durante septiembre, octubre y diciembre. Así, la producción de hidrógeno también se reducirá en esos meses. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas sol pico son menores que en verano y primavera. El almacenamiento en redes apenas aporta energía al sistema pero presta servicios complementarios de ajuste a la red, proporcionando estabilidad a las redes, sobre todo en aquellos puntos donde se produzca una mayor inyección de las energías renovables menos gestionables.

En términos anuales, la energía eólica terrestre es la renovable con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 50,6%.

#### 4.8.3.5 La Palma

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones de la isla de La Palma se muestran en la Tabla 130. De esa potencia fotovoltaica, el 71,5% se asocia a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta, el 26,1% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, totalmente distribuido, y el 2,3% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore.

Parque de generación eléctrica de La Palma [Alternativa 2] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	96,4	0	6,9	0	4,4	0	1	0,8	0	0	0	0
2020	96,4	0	6,9	0	4,7	0	1,2	0,8	0	0	0	0
2022	69,2	0	19,6	0	7,9	0	1,7	0,8	0	0,1	0	0
2023	69,2	0	22,9	0	9,7	0	2,5	0,8	0	0,1	0	0
2025	69,1	0	30,7	0	14	0	4,4	0,8	0	0,2	0	0
2030	54,6	0	56,8	0	28,6	0,9	10,4	0,8	10	0,4	0	0

Tabla 130. Datos de partida en La Palma. Alternativa 2

**En La Palma se obtiene una cobertura de demanda anual con EERR del 60,2%.** En este caso, tampoco se cuenta con sistemas de almacenamiento a gran escala, solo a nivel de redes (mostrado en la tabla anterior), y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (33,76 MWh). Este último no se incluye en el balance energético, como ya se ha comentado. Con la alta producción de energía renovable generada, resultado de la importante potencia propuesta, se consigue, además de la cobertura de demanda indicada, la producción de 4.237 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 23,3 MW de electrolizadores instalados.

En cuanto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla en 2030 ascenderían a 249 GgCO<sub>2-eq</sub>, de las cuales el 50% corresponderían al sector eléctrico, el 47% al transporte terrestre y el 3% restante al transporte aéreo nacional. Esto supone un aumento de emisiones totales del 8%, respecto a la Alternativa 1, si bien se reduce un 25% respecto a la Alternativa 0.

En el siguiente gráfico se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la Alternativa 2.

Como puede verse en el gráfico, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, proporcionando energía durante todo el año de manera significativa, aunque bastante menor durante septiembre y octubre. Por ese motivo, la producción de hidrógeno también se reducirá en esos meses. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas solares pico son menores que en verano y primavera. En términos anuales, la energía eólica terrestre, junto con la offshore y la fotovoltaica, son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 40,6% y un 9,4% en el caso de la offshore y la fotovoltaica.

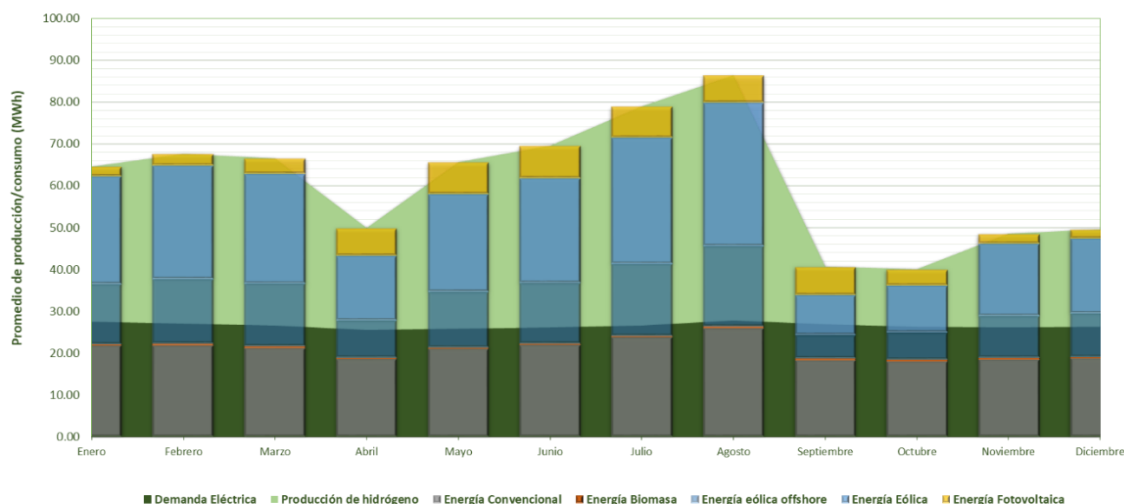


Ilustración 80 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Palma 2030. Alternativa 2

### 4.8.3.6 La Gomera

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en La Gomera, son los siguientes.

Parque de generación eléctrica de La Gomera [Alternativa 2] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geotermia media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	18,4	0	0,4	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0
2020	18,4	0	0,4	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0
2022	9,3	0	5,2	0	1,3	0	0,3	0	0	0,1	0	0
2023	9,3	0	6,1	0	1,5	0	0,4	0	0	0,1	0	0
2025	6,7	0	8,2	0	2,2	0	0,7	0	0	0,2	0	0
2030	3,5	0	15,1	0	4,5	0,9	1,7	0	0	0,4	0	0

Tabla 131. Datos de partida en La Gomera. Alternativa 2

De esa potencia fotovoltaica, el 63,7% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta el 23,3% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 13,0% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore.

**A partir de los datos de partida mostrados en la tabla anterior, se obtiene una cobertura de demanda eléctrica anual con EERR del 83,9%.** En este caso, tampoco se cuenta con sistemas de almacenamiento a gran escala, solo se dispone de almacenamiento a nivel de redes (mostrado en la tabla anterior), y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (9,37 MWh).

La importante producción de energía renovable permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 1.198 toneladas de hidrógeno en ese año, a partir de una potencia de 6,6 MW de electrolizadores instalados. En cuanto a las emisiones totales de GEI en 2030, ascenderían a 52 GgCO<sub>2</sub>-eq, de las que el 46% se corresponderían con el sector eléctrico y el 53% al transporte terrestre. Esto se traduce en un aumento de las emisiones totales del 29%, respecto a la Alternativa 1, aunque la reducción respecto a la Alternativa 0 es del 29%.

En la Ilustración 81 se presentan los datos de la demanda y producción de electricidad de los diferentes grupos de generación en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la Alternativa 2.

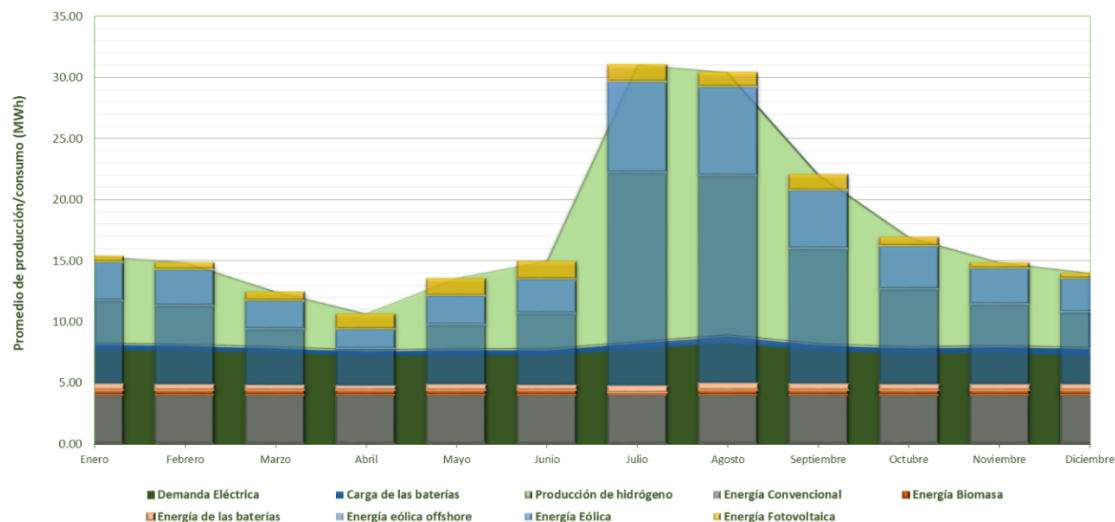


Ilustración 81 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Gomera 2030. Alternativa 2

Como puede verse en el gráfico, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, proporcionando energía durante todo el año, aunque bastante menor en marzo y, sobre todo, abril. Por ese motivo, la producción de hidrógeno también se reducirá en esos meses. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas solares pico son menores que en verano y primavera.

En el gráfico también se observa la contribución de la energía aportada por la biomasa y las baterías instaladas a nivel de redes, aunque mucho menor que el resto. En términos anuales, la energía eólica terrestre y la offshore son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 41,0% y un 21,2%, respectivamente.

#### 4.8.3.7 El Hierro

Los datos de partida empleados para realizar las simulaciones en la isla de El Hierro, son los que se muestran a continuación.

Parque de generación eléctrica de El Hierro [Alternativa 2] (MW)												
Año	Térmica	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	PV On-shore	PV Off-shore	PV en autoconsumo	Minihidráulica	Geoterma media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
2019	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	13	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0
2022	6,9	0	3,6	0	1,3	0	0,3	0	0	0,1	0	0
2023	6,9	0	4,4	0	1,7	0	0,4	0	0	0,1	0	0
2025	5,5	0	6,4	0	2,8	0	0,9	0	0	0,2	0	0
2030	5,3	0	14,8	0	7,1	0,6	2,6	0	0	0,4	0	0

Tabla 132. Datos de partida en El Hierro. Alternativa 2

De esa potencia fotovoltaica, el 68,9% está asociada a plantas instaladas en tierra o sobre cubierta, el 25,2% está asociada al autoconsumo en edificios o viviendas, distribuido por toda la geografía insular, y el 5,9% restante proviene de plantas fotovoltaicas flotantes u offshore.

En El Hierro se obtiene una cobertura de demanda del 78,2% a partir de fuentes de energía renovable y los sistemas de almacenamiento propuestos, que comprenden una ampliación de la capacidad de almacenamiento de la central Gorona del Viento (en 150 MWh más), almacenamiento a nivel de redes, compuestos mayoritariamente por baterías, y almacenamiento a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaica (6,60 MWh). Teniendo

en cuenta la potencia y capacidad de almacenamiento de los sistemas a gran escala y los asociados a las redes, resulta lógico que la participación del primero sea mayor que la del segundo.

En la Ilustración 82 se presentan los datos de la demanda eléctrica de la isla y la producción de electricidad de los diferentes grupos de generación, en medias horarias mensuales prevista en 2030 para la Alternativa 2.

Según se desprende de dicha ilustración, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, proporcionando energía durante todo el año, aunque bastante menor en marzo y, sobre todo, abril. Por ese motivo, el consumo de las bombas también se reducirá en esos meses, ya que las energías renovables son las encargadas de accionarlas. La energía fotovoltaica se reduce también en los meses de otoño e invierno, en los que las horas sol pico son menores que en verano y primavera. La producción del hidrógeno es menor que en otras islas. También se observa la contribución de la energía aportada por la biomasa y la energía aportada por el sistema de hidrobombeo, aunque en menor proporción que el resto.

La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 1.244 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 6,8 MW de electrolizadores.

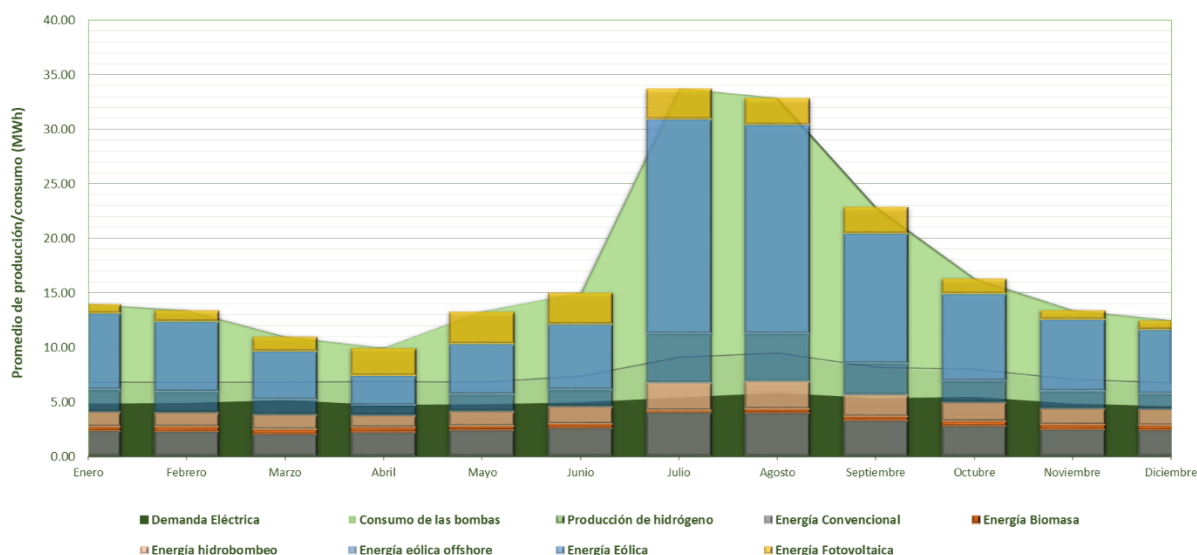


Ilustración 82 Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en El Hierro 2030. Alternativa 2

En cuanto a los gases de efecto invernadero, sus emisiones totales en la isla en 2030 ascenderían a 37 GgCO<sub>2</sub>-eq, de las cuales el 45% corresponderían al sector eléctrico y el 54% restante al transporte terrestre. Esto supone un aumento de las emisiones totales del 13%, respecto a la Alternativa 1 pero siendo una opción atractiva respecto a la Alternativa 0, donde aumenta en un 25%. En términos anuales, la energía eólica terrestre y la fotovoltaica son las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 52,2% y un 12,5%, respectivamente.

#### 4.8.4 RESUMEN DE ALTERNATIVAS AL MODELO ENERGÉTICO DE CANARIAS

En las siguientes tablas se presenta un resumen de resultados del modelo energético de Canarias para las tres alternativas estudiadas en el ámbito del PTECan. En estas tablas se sintetiza a nivel de isla las potencias que se requerirían por cada una de las tecnologías en función de los resultados obtenidos con el modelo ISLA para el archipiélago. Asimismo, se desglosa la demanda anual prevista así como el balance energético, teniendo en cuenta que se simulaba la situación en un año completo con resolución cada 15 minutos.

Por último, en la última sección de cada tabla se representan los principales indicadores de cumplimiento, entre ellos, el factor de cobertura de demanda eléctrica con EERR y las emisiones del sector eléctrico, así como la parte relativa a emisiones de transporte terrestre, marítimo y aéreo así como la suma de todos ellos. Respecto a estos indicadores, es importante tener en cuenta que hasta el momento ha existido una clara distinción entre el sector eléctrico y la movilidad. No obstante, la descarbonización de la movilidad pasa por la electrificación de este sector, consumiéndose directamente esa energía eléctrica (vehículos eléctricos) o usándola para producir hidrógeno verde. Por consiguiente, la frontera entre estos dos sectores va a quedar progresivamente más difuminada.

Resumen de resultados del modelo energético de Canarias [Alternativa 0]															
Isla	Potencia														
	Eólica Onshore	FV Onshore	Eólica Offshore	FV Offshore	FV autoconsumo	Biomasa	Geotermia alta entalpía	Minihidráulica	Undimotriz	Termosolar	Almacenamiento gran escala	Almacenamiento redes	Almacenamiento autoconsumo	Térmica convencional	Electrolizadores
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	MW	MW
Gran Canaria	281,7	57,4	1,9	0,0	4,0	5,05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5	1	843,2	0
Tenerife	264,1	114,7	1,3	0,0	7,9	1,6	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	3	1	1.064,3	0
Lanzarote	57,7	9,5	0,0	0,0	0,7	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7	3	232,4	0
Fuerteventura	66,5	17,2	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4	5	191,3	0
La Palma	23,5	6,3	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1	0	111,3	0
La Gomera	3,5	1,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	21,4	0
El Hierro	6,7	1,6	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0	0	0	12,2	0
Canarias	<b>703,7</b>	<b>208</b>	<b>3,4</b>	<b>0,0</b>	<b>14,3</b>	<b>8,75</b>	<b>0,0</b>	<b>2,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>150,0</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>2.476,1</b>	<b>0</b>
Isla	Demandas						MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	tH <sub>2</sub>			
	Demanda eléctrica tendencial		Demanda eléctrica con eficiencia energética + autoconsumo		Demanda del vehículo eléctrico	Demanda barcos eléctricos (cercanía)**							Demanda eléctrica total	Hidrógeno	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh							MWh		
Gran Canaria	3.824.177		3.797.957		26.016	0	3.823.973	0							
Tenerife	4.506.414		4.475.438		30.607	0	4.506.045	0							
Lanzarote	999.144		988.991		9.947	0	998.938	0							
Fuerteventura	845.354		832.245		3.061	0	835.306	0							
La Palma	310.942		307.135		3.826	0	310.961	0							
La Gomera	84.075		83.317		765	0	84.082	0							
El Hierro	55.188		54.404		765	0	55.169	0							
Canarias	<b>10.625.295</b>		<b>10.539.486</b>		<b>74.988</b>	<b>0</b>	<b>10.614.474</b>	<b>0</b>							
Isla	Balance														
	Generación Eólica	Generación Fotovoltaica	Generación Eólica Offshore	Generación Biomasa	Generación geotérmica alta entalpía	Turbinación (hidrobombeo)	Descarga de baterías	Bombeo (hidrobombeo)	Carga de baterías	Térmica convencional	Producción hidrógeno verde (Electrolización)				
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh				
Gran Canaria	1.006.331	107.011	7.230	11.794	0	2.628	0	3.653	0	2.692.632	0				
Tenerife	841.347	185.193	4.711	13.478	0	0	43	0	59	3.461.332	0				

Lanzarote	175.070	16.495	0	17.690	0	0	856	0	1.232	790.059	0
Fuerteventura	168.798	31.346	0	1.685	0	0	985	0	1.333	633.825	0
La Palma	68.723	10.340	731	842	0	0	0	0	0	230.325	0
La Gomera	12.976	1.459	379	842	0	0	3	0	1	68.423	0
El Hierro	23.054	2.592	372	590	0	2.327	0	3.352	0	29.586	0
<b>Canarias</b>	<b>2.296.300</b>	<b>354.436</b>	<b>13.423</b>	<b>46.922</b>	<b>0</b>	<b>4.955</b>	<b>1.887</b>	<b>7.005</b>	<b>2.625</b>	<b>7.906.182</b>	<b>0</b>
Isla	<b>Indicadores de cumplimiento</b>										
	Cobertura demanda eléctrica con EERR*	Emisiones sector eléctrico	Emisiones transporte terrestre	Emisiones transporte marítimo**	Emisiones transporte aéreo	Emisiones totales					
	%	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente					
Gran Canaria	29,59%	1.835	1.468	402	305	4.011					
Tenerife	23,18%	2.434	1.720	443	373	4.970					
Lanzarote	20,91%	525	355	9	151	1.041					
Fuerteventura	24,12%	480	188	1	138	808					
La Palma	25,93%	157	164	1	8	330					
La Gomera	18,62%	47	40	0	0	87					
El Hierro	46,37%	20	28	0	0	49					
Canarias	25,52%	5.500	3.964	856	976	11.296					

Tabla 133. Resumen de resultados del modelo energético de Canarias [Alternativa 0]



Resumen de resultados del modelo energético de Canarias [Alternativa 1]															
Isla	Potencia														
	Eólica Onshore	FV Onshore	Eólica Offshore	FV Offshore	FV autoconsumo	Biomasa	Geotermia alta entalpía	Mini hidráulica	Undimotriz	Termosolar	Almacenamiento gran escala	Almacenamiento a redes	Almacenamiento autoconsumo	Térmica convencional	Electrolizadores
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	MW	MW
Gran Canaria	770,8	275	250,0	14,9	123,4	7,9	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	55	72	467,6	309
Tenerife	763,6	550	200,0	14,9	246,8	7,9	50,0	2,6	1,0	0,0	0,0	41	77	476,0	281
Lanzarote	312,2	45	0,0	4,2	20,4	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.200,0	91	430	123,2	117
Fuerteventura	305,5	82	0,0	5,1	37,0	1,2	0,0	0,0	0,0	2,9	3.000,0	43	640	90,3	136
La Palma	65,9	30	20,0	1,3	13,6	0,4	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12	15	44,6	38
La Gomera	18,2	5	12,0	1,3	2,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	53	3,4	10
El Hierro	26,2	8	12,0	0,8	3,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0	1	10	5,3	14
<b>Canarias</b>	<b>2.263</b>	<b>995</b>	<b>494,0</b>	<b>42,5</b>	<b>446,7</b>	<b>20,2</b>	<b>60,0</b>	<b>2,6</b>	<b>2,0</b>	<b>2,9</b>	<b>6.350,0</b>	<b>244</b>	<b>1.297</b>	<b>1.210,4</b>	<b>904</b>
Isla	Demandas						Hidrógeno								
	Demanda eléctrica tendencial		Demanda eléctrica con eficiencia energética + autoconsumo		Demanda del vehículo eléctrico	Demanda barcos eléctricos (ceranía)**		Demanda eléctrica total							
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh		MWh	tH <sub>2</sub>						
Gran Canaria	3.824.177		2.655.891		390.918	372.163	3.418.972	56.304							
Tenerife	4.506.414		3.129.704		464.979	106.959	3.701.642	51.108							
Lanzarote	999.144		693.906		97.927	21.368	813.201	21.236							
Fuerteventura	845.354		587.099		52.414	1.442	640.955	24.744							
La Palma	310.942		215.949		45.171	1.208	262.329	6.827							
La Gomera	84.075		58.390		10.627	592	69.609	1.746							
El Hierro	55.188		38.328		7.871	0	46.199	2.456							
<b>Canarias</b>	<b>10.625.295</b>		<b>7.379.267</b>		<b>1.069.906</b>	<b>503.733</b>	<b>8.952.907</b>	<b>164.422</b>							
Isla	Balance														
	Generación Eólica	Generación Fotovoltaica	Generación Eólica Offshore	Generación Biomasa	Generación geotérmica alta entalpía	Turbinación (hidrobombeo)	Descarga de baterías	Bombeo (hidrobombeo)	Carga de baterías	Térmica convencional	Producción hidrógeno verde (Electrolización)				
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh				
Gran Canaria	2.989.866	726.307	993.355	66.550	0	768.464	7.184	950.993	10.040	1.849.575	3.021.296				
Tenerife	2.376.465	1.267.163	764.359	66.550	410.000	708.082	2.869	956.224	4.834	1.809.661	2.742.448				

Lanzarote	1.074.022	113.175	0	17.690	0	0	7.619	0	10.239	750.465	1.139.532
Fuerteventura	1.002.899	213.556	0	10.109	0	0	7.322	0	9.825	744.657	1.327.764
La Palma	214.554	61.783	72.729	3.370	86.040	0	0	0	0	190.194	366.340
La Gomera	78.807	12.956	42.273	3.370	0	0	3.726	0	4.182	26.352	93.693
El Hierro	86.935	18.912	42.273	3.370	0	27.916	0	25.196	0	23.801	131.812
<b>Canarias</b>	<b>7.823.548</b>	<b>2.413.852</b>	<b>1.914.989</b>	<b>171.007</b>	<b>86.040</b>	<b>1.504.462</b>	<b>28.720</b>	<b>1.932.413</b>	<b>39.120</b>	<b>5.394.705</b>	<b>8.822.885</b>
Isla	Indicadores de cumplimiento										
	Cobertura demanda eléctrica con EERR*	Emisiones sector eléctrico	Emisiones transporte terrestre	Emisiones transporte marítimo**	Emisiones transporte aéreo	Emisiones totales					
	%	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente					
Gran Canaria	71,28%	1.261	830	273	275	2.638					
Tenerife	71,92%	1.273	972	363	336	2.943					
Lanzarote	61,57%	499	200	4	136	840					
Fuerteventura	62,18%	564	106	0	124	795					
La Palma	69,75%	130	93	0	7	230					
La Gomera	83,86%	18	22	0	0	41					
El Hierro	86,63%	16	16	0	0	32					
<b>Canarias</b>	<b>69,65%</b>	<b>3.761</b>	<b>2.239</b>	<b>640</b>	<b>878</b>	<b>7.518</b>					

Tabla 134. Resumen de resultados del modelo energético de Canarias [Alternativa 1]

Resumen de resultados del modelo energético de Canarias [Alternativa 2]															
Isla	Potencia														
	Eólica On shore	FV On shore	Eólica Offshore	FV Offshore	FV auto consumo	Bio masa	Geotermia alta entalpía	Mini hidráulica	Undi motriz	Termo solar	Almacenamiento gran escala	Almacenamiento a redes	Almacenamiento autoconsumo	Térmica convencional	Electrolizadores
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	MW	MW
Gran Canaria	565,1	210	165,0	10,8	145	7,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	37	46	468,5	190
Tenerife	568,5	419	130,0	10,8	290	7,0	20,0	2,6	2,0	0,0	0,0	27	49	677,1	205
Lanzarote	244,5	35	0,0	3,1	24	1,8	0,0	0,0	1,0	0,0	3.200,0	60	274	133,4	75
Fuerteventura	241,7	63	0,0	3,7	44	1,1	0,0	0,0	0,0	5,6	0,0	29	408	97,8	94
La Palma	56,8	23	0,0	0,9	16	0,4	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8	9	54,6	23
La Gomera	15,1	4	0,0	0,9	3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	34	3,5	7
El Hierro	14,8	6	0,0	0,6	4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0	0	7	5,3	7
<b>Canarias</b>	<b>1.706</b>	<b>759</b>	<b>330</b>	<b>30,8</b>	<b>524</b>	<b>17,9</b>	<b>30,0</b>	<b>2,6</b>	<b>4,0</b>	<b>5,6</b>	<b>3.350,0</b>	<b>162</b>	<b>827</b>	<b>1.440,2</b>	<b>601</b>
Isla	Demandas eléctricas						Demandas de vehículos				Demandas de barcos		Demandas de hidrógeno		
	Demanda eléctrica tendencial		Demanda eléctrica con eficiencia energética + autoconsumo		Demanda del vehículo eléctrico		Demanda barcos eléctricos (cercañía)**		Demanda eléctrica total		Hidrógeno				
	MWh		MWh		MWh		MWh		MWh		tH <sub>2</sub>				
Gran Canaria	3.824.177		2.655.891		273.643		124.054		3.053.588		34.586				
Tenerife	4.506.414		3.129.704		230.449		35.653		3.395.806		37.271				
Lanzarote	999.144		693.906		68.547		7.123		769.576		13.577				
Fuerteventura	845.354		587.099		36.689		481		624.268		17.181				
La Palma	310.942		215.949		17.232		403		233.584		4.237				
La Gomera	84.075		58.390		7.438		197		66.026		1.198				
El Hierro	55.188		38.328		6.297		0		44.625		1.244				
<b>Canarias</b>	<b>10.625.295</b>		<b>7.379.267</b>		<b>640.295</b>		<b>167.911</b>		<b>8.187.473</b>		<b>109.294</b>				
Isla	Balance														
	Generación Eólica	Generación Fotovoltaica	Generación Eólica Offshore	Generación Biomasa	Generación geotérmica alta entalpía	Turbinación (hidrobombeo)	Descarga de baterías	Bombeo (hidrobombeo)	Carga de baterías	Térmica convencional	Producción hidrógeno verde (Electrolización)				
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh				
Gran Canaria	2.041.490	504.556	657.040	66.550	0	397.349	2.931	550.229	5.611	1.795.391	1.855.878				
Tenerife	1.666.615	879.389	500.172	66.550	164.000	0	5.283	0	7.663	2.121.407	1.999.946				

Lanzarote	830.237	78.842	0	17.690	0	0	4.442	0	6.578	573.504	728.561
Fuerteventura	785.691	149.116	0	10.109	0	0	4.638	0	6.836	603.486	921.936
La Palma	135.337	43.193	43.524	3.370	52.000	0	0	0	0	183.513	227.352
La Gomera	55.078	8.698	28.435	3.370	0	0	3.674	0	4.083	35.136	64.282
El Hierro	68.812	16.486	7.530	0	0	14.590	0	20.327		24.295	66.761
<b>Canarias</b>	<b>5.583.260</b>	<b>1.680.280</b>	<b>1.236.701</b>	<b>167.638</b>	<b>0</b>	<b>411.939</b>	<b>20.968</b>	<b>570.556</b>	<b>30.771</b>	<b>5.336.732</b>	<b>5.864.716</b>
Isla	Indicadores de cumplimiento										
	Cobertura demanda eléctrica con EERR*	Emisiones sector eléctrico	Emisiones transporte terrestre	Emisiones transporte marítimo**	Emisiones transporte aéreo	Emisiones totales					
	%	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente	GgCO <sub>2</sub> equivalente					
Gran Canaria	63,43%	1.224	1.036	354	275	2.889					
Tenerife	60,68%	1.492	1.214	408	336	3.449					
Lanzarote	61,72%	381	250	8	136	776					
Fuerteventura	60,97%	457	133	1	124	715					
La Palma	60,19%	125	116	0	7	249					
La Gomera	73,04%	24	28	0	0	52					
El Hierro	78,19%	17	20	0	0	37					
Canarias	62,02%	3.720	2.798	770	878	8.166					

Tabla 135. Resumen de resultados del modelo energético de Canarias [Alternativa 2]

La **Alternativa 0** no puede ser considerada como solución válida al no asegurar la descarbonización en el año 2040. No en vano, dicha proyección es muy importante, dado que define la situación en la que nos encontraríamos en el año 2030 si no se llevara a cabo un cambio profundo en el modelo energético del archipiélago. Bajo esta alternativa sólo seríamos capaces de alcanzar una cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables del 25,5%, un valor muy próximo a la cobertura actual la cual se sitúa en el 16%. En esta alternativa, El Hierro sería la isla en la cual se alcanzaría el mayor grado de autosuficiencia y el hidrobombeo de Gran Canaria comenzaría a lograr un aumento de este indicador, si bien la producción eólica no sería aún suficiente para alcanzar metas de cobertura mediante energías renovables superiores.

En términos generales, la situación modelada en la **Alternativa 1** sería la que más cerca dejaría a Canarias de su total descarbonización para el año final de planificación. Se alcanzaría una cobertura de demanda de energía eléctrica próxima al 70%, lo cual es un hito muy significativo teniendo en cuenta que en esa demanda eléctrica se consideran ahora consumos tales como el vehículo eléctrico y la movilidad basada en el hidrógeno, nuevas demandas que no necesariamente se corresponden con el sector eléctrico tal como lo conocemos hoy en día. Los sistemas de almacenamiento energético volverían a ser elementos clave para asegurar las mayores tasas de cobertura mediante energías renovables en cada sistema eléctrico. Tanto en Tenerife como en Gran Canaria se promediarían coberturas de demanda superiores al 70%. La isla de La Gomera también se vería beneficiada gracias a la interconexión eléctrica con Tenerife.

Por su parte, con la **Alternativa 2**, a pesar de no ser tan ambiciosa como la Alternativa 1, el esfuerzo seguiría siendo de gran importancia, alcanzándose una cobertura mediante energías renovables del 62%. Esto es debido a que, aunque en esta alternativa se pretenda aplazar ciertas inversiones como algunas soluciones en almacenamiento energético, no se pueden demorar en exceso su implementación por cuestiones relativas a asegurar la descarbonización para el año 2040. Asumiendo como referencia de emisiones las producidas en el año 2019, dato publicado en el Anuario Energético de Canarias 2020 y que asciende hasta los 11.456 GgCO<sub>2</sub>, con la Alternativa 0 las emisiones rondarían los 11.296 GgCO<sub>2</sub>, mientras que con la Alternativa 1 se situarían en 7.518 GgCO<sub>2</sub> y con la Alternativa 2 serían 8.166 GgCO<sub>2</sub>.

Tanto el PNIEC, a nivel nacional, como el Paquete de Invierno de la Comisión Europea han establecido como referencia las emisiones existentes en el año 1990. La parte relativa a las industrias del procesado de la energía se encontraba en ese año sobre los 7.956 GgCO<sub>2</sub>. Teniendo en cuenta que las emisiones totales de Canarias se sitúan sobre las 13.000 GgCO<sub>2</sub>, la reducción prevista en la Alternativa 1 haría que éstas fueran la mitad de las emisiones actuales en 2030. Además, si se compara esas previsiones de emisión de la Alternativa 1 con las que existían en el año 1990, la reducción prevista sería del 5,5%. Tanto las Alternativas 0 como la 2 aumentarían las emisiones si se comparan con el año 1990. Para la Alternativa 0 el aumento respecto a 1990 sería del 42% mientras que para la 2 sería un 2,6%.

#### 4.9. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA GENERACIÓN

Conforme a lo establecido en el Artículo 18 punto 2 de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias, ***“el Plan de Transición Energética de Canarias establecerá los criterios de localización de las instalaciones de energía renovable conforme a las previsiones que al respecto se prevean”***.

De acuerdo con lo anterior, después de sugerirse las posibles combinaciones del mix energético propuestas para las tres alternativas evaluadas, en el PTECan se realiza un análisis geoespacial por tecnología con el objeto último de determinar si las potencias previstas son territorialmente aceptables. En esta línea, el análisis no únicamente se centra en la situación a 2030 (horizonte de planificación) sino que valiéndose de los estudios desarrollados en las estrategias de apoyo al PTECan y cálculos del propio PTECan también se evalúa la viabilidad de las alternativas en la situación de total descarbonización a 2040. Dado que tanto para la Alternativa 1 como para la Alternativa 2 el objetivo es la total descarbonización, las potencias y por ende la ocupación territorial de ambas opciones serían las mismas en el año 2040.

Este análisis detallado se presenta en el anexo I al PTECan y va acompañado del Anexo II donde también se evalúa la ocupación por alternativa (aspecto especialmente necesario para el Estudio Ambiental Estratégico asociado al PTECan).

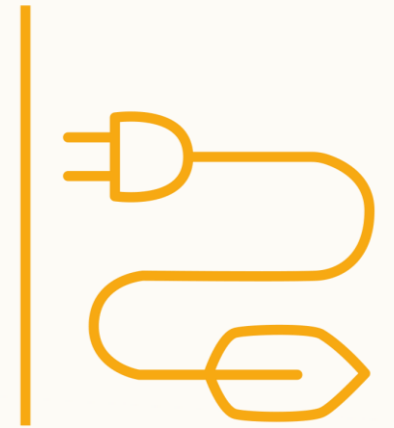
Adicionalmente, además de la cartografía expuesta en el apartado 1.3 del Anexo I en el que sólo se delimita las zonas previsiblemente aptas por tecnología e isla, se ha desarrollado una cartografía complementaria en los Anexos VIII y IX donde se evalúan las zonas de mayor interés tomando criterios de disponibilidad de recurso renovable y lejanía a zonas protegidas conforme a la explicación expuesta en el apartado 1.4 del Anexo I.

En lo que respecta a los criterios de localización considerados, si bien en el anexo I se aporta mayor detalle de las bases seguidas en cada uno de ellos, a continuación se anuncian los más relevantes:

- ✳ **Criterio 1:** Cumplimiento de las restricciones vigentes en cuanto a protección medioambiental, conservación de la biodiversidad, del patrimonio natural y cultural del archipiélago canario.
- ✳ **Criterio 2:** Límites establecidos de protección territorial y de uso del suelo no considerando espacios cuya clasificación es incompatible con la tecnología evaluada en cada caso.
- ✳ **Criterio 3:** Cumplimiento de las condiciones de proximidad a población según tecnología.
- ✳ **Criterio 4:** Cumplimiento de los límites derivados de servidumbres con otros usos del espacio y, en especial, las servidumbres aeronáuticas, rutas marítimas, zonas militares, zonas portuarias y dominios públicos marítimos-terrestres.
- ✳ **Criterio 5:** Disponibilidad de recurso renovable, priorizándose para la explotación comercial aquellas regiones y/o posiciones en las cuales se estima mayor potencial y, por tanto, mayor eficiencia por megavatio instalado y espacio ocupado.
- ✳ **Criterio 6:** Cumplimiento de restricciones técnicas como las que supone las pendientes orográficas, las distancias entre generadores (cuando es un criterio significativo), el cumplimiento de los límites de ruido en la edificación, la viabilidad técnica para la ejecución de tareas de mantenimiento y cualquier otra restricción relevante desde el punto de vista tecnológico.
- ✳ **Criterio 7:** Proximidad a la red de transporte y distribución de energía eléctrica cuando se requiere de conexión para evacuar la potencia generada.

# 5

## Almacenamiento energético



## 5 Almacenamiento energético

Canarias presenta unas condiciones ideales para conseguir un alto grado de autoabastecimiento mediante fuentes de generación de energías renovables. No obstante, no hay que perder de vista que de las distintas tecnologías disponibles y viables para su inclusión en el mix energético del archipiélago, sólo la biomasa, la geotermia y la minihidráulica podrían cumplir por sí mismas las condiciones requeridas en cuanto a gestionabilidad y capacidad para aporte de servicios complementarios de ajuste al sistema. En este punto, el almacenamiento energético se presenta como un elemento imprescindible en la estrategia de descarbonización de Canarias, incluso más importante que en otras Comunidades Autónomas del territorio nacional, dadas las condiciones derivadas de la insularidad y la incapacidad para conectar dichos sistemas eléctricos con sistemas continentales.

Ligada al PTECan se ha desarrollado la Estrategia de almacenamiento energético de Canarias, la cual ha permitido alcanzar una notable comprensión de la situación del almacenamiento energético en las Islas Canarias y la potencialidad para su desarrollo, así como éste repercutiría en la reducción del consumo de combustibles y la disminución de las emisiones contaminantes. La estrategia permitió identificar la potencialidad y necesidad de desarrollo de infraestructuras de almacenamiento a nivel de usuario, almacenamiento a nivel de redes y a gran escala, partiendo de información geográfica y energética como medio para alcanzar la mayor precisión posible en un estudio de carácter estratégico. Este capítulo no trata de trasladar los estudios desarrollados en la estrategia de almacenamiento energético, sino conectarlo con el resto de la política energética impulsada por el PTECan.

### 5.1 NECESIDAD DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Se presenta en la siguiente tabla una clasificación por alternativas PTECan de la potencia renovable gestionable y no gestionable (sin incluir aún sistemas de almacenamiento energético).

Comparativa del parque de generación renovable gestionable y no gestionable						
Año	ALTERNATIVA 0		ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2	
	EERR Gestionable	EERR No Gestionable	EERR Gestionable	EERR No Gestionable	EERR Gestionable	EERR No Gestionable
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2019	5,7	612,6	5,7	612,6	5,7	612,6
2020	10,75	669,0	10,75	669,0	10,75	669,0
2022	10,75	728,5	11,75	826,0	12,0	854,2
2023	10,75	735,2	12,25	1.025,2	12,5	1.039,6
2025	10,75	797,6	13,75	1.923,3	14,0	1.618,7
2030	10,75	951,2	133,6	4.606,1	95,8	3.359,9
Porcentaje 2030	1,1%	98,9%	2,8%	97,2%	2,8%	97,2%

Tabla 136. Comparativa del parque de generación renovable gestionable y no gestionable

A pesar de que lo deseable sería disponer de fuentes renovables que tuvieran la capacidad de ser gestionables por sí mismas, las únicas tecnologías que a día de hoy tendrían dicha potencialidad en Canarias serían la energía geotérmica, la biomasa y la minihidráulica y ninguna de las tres tecnologías son las principales referencias en Canarias.

En relación con la energía geotérmica, hasta que no se lleven a cabo sondeos de investigación no se podrá saber si la puesta en marcha de una central geotérmica de alta entalpía sería posible



y, en cualquier caso, los estudios desarrollados hasta el momento en fase de exploración sólo presentan interés en las islas de Tenerife, La Palma y Gran Canaria para la instalación de sistemas geotérmicos convencionales. Técnicamente es una alternativa muy atractiva que ha demostrado en sistemas eléctricos insulares (como los existentes en Azores) que pueden alcanzar coberturas de demanda mediante energías renovables muy altas y a un bajo coste gracias a su alto factor de capacidad. No obstante, es una solución que presenta altas barreras de entrada, siendo necesaria una inversión de 10 M€ por cada sondeo (necesitándose hasta 3 sondeos para determinar si existe o no potencial geotérmico). En el ámbito de la PTECan, aunque se proyecte acelerar en la puesta de centrales geotérmicas, supondría mucho riesgo para el reto de descarbonización confiar únicamente en esta alternativa. A finales de 2021 se reactivaban permisos de investigación en Canarias por lo que hay constancia de que la geotermia podría ser de interés, pero hasta la fecha no puede ser considerada como la principal alternativa.

La biomasa presenta menos problemas operativos que la geotermia. Es una tecnología probada y que actualmente está siendo usada en diferentes complejos ambientales de Canarias. No obstante, se entiende que la biomasa debe ser potenciada usando como combustibles recursos existentes en el propio archipiélago y no importándolos de otras regiones para que el concepto de neutralidad climática se satisfaga en la propia Comunidad Autónoma. Así pues, podría aprovecharse en Canarias los residuos sólidos urbanos, los lodos de depuradora, los residuos ganaderos, agrícolas y forestales. A pesar del enorme potencial, no sería realista aspirar a mayores potencias instaladas de las ya contempladas en la Alternativa 1 teniendo en cuenta la evolución de los últimos 20 años.

La minihidráulica sólo ha podido instalarse en las islas de La Palma y Tenerife, siendo su participación en el mix energético de escasa importancia.

Por las razones expuestas en los últimos párrafos, la contribución conjunta de las fuentes renovables gestionables no supera los 134 MW, lo que supondría aproximadamente un 3% de la potencia renovable instalable para el año 2030. La integración masiva de energías renovables no gestionables necesariamente requieren de la asistencia del almacenamiento energético en sus diferentes formas. Además, para prestar los servicios que serían exigibles de calidad y seguridad del suministro, es necesario incluso un aumento de la potencia renovable no gestionable instalada, de modo que parte de la energía pueda ser almacenada en momentos en los que existe recurso y que dicha energía pueda ser luego usada para proveer servicios de arbitraje de energía y de regulación en momentos en los que la generación renovable no gestionable no pueda ser usada. Si esto no fuera viable, seguiría requiriéndose de la contribución de la generación térmica convencional y estaría en peligro el objetivo de total descarbonización.

Hasta mitad de 2017, el sistema de almacenamiento con mayor capacidad instalada a nivel mundial eran los hidrobombes, con una amplia diferencia sobre los demás. Hasta esa fecha se contaba con el 96% de la capacidad total instalada (aproximadamente 176 GW). Las otras tecnologías de almacenamiento con más presencia en el mercado eran el almacenamiento térmico, con una capacidad instalada de 3,3 GW (1,9% del total), las baterías electroquímicas con 1,9 GW (1,1% del total) y el almacenamiento mecánico con 1,6 GW (0,9% del total).

Los sistemas eléctricos requieren de una amplia variedad de servicios auxiliares para garantizar un funcionamiento adecuado. La oferta y la demanda deben equilibrarse en tiempo real para garantizar la calidad del suministro, evitar daños a los aparatos eléctricos y mantener el suministro a todos los usuarios. Además, todos los sistemas eléctricos requieren de un cierto

grado de servicios de flexibilidad que permitan a los operadores de red reaccionar ante cambios inesperados en la demanda o la pérdida de grandes cantidades de suministro. La flexibilidad brinda a los operadores las herramientas para restaurar rápidamente el equilibrio en el sistema.

En los sistemas eléctricos de las Islas Canarias, la energía eólica y solar aún tienen un impacto limitado en la operación de la red. Sin embargo, a medida que aumenta la participación de estas energías, los sistemas eléctricos necesitarán no sólo más servicios de flexibilidad, sino una combinación de diferentes tecnologías que favorezcan las capacidades de respuesta rápida del almacenamiento de electricidad. Este cambio clave en la operación del sistema debe ser parte del proceso de la planificación energética. A nivel estatal, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 prevé que para 2030 se produzca un aumento de capacidad de almacenamiento energético de 6 GW (bombeo y baterías), cuya composición y funcionamiento preciso se desarrollarán en función de la evolución y disponibilidad tecnológicas.

La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), analizando los efectos de la transición energética hasta 2050, estima que más del 80% de la electricidad mundial podría derivarse de fuentes renovables para esa fecha. La energía solar fotovoltaica y la eólica representarían en ese momento el 52% de la generación total de electricidad. Por su parte, el almacenamiento eléctrico estará en el centro de la transición energética, proporcionando servicios en toda la cadena de valor del sistema eléctrico y en los sectores de uso final de la energía. La capacidad de almacenamiento de electricidad puede reducir las restricciones en la red de transmisión y puede aplazar la necesidad de grandes inversiones en otras infraestructuras de generación. Esto también se aplica a la distribución, independientemente de si las restricciones reflejan el crecimiento de las energías renovables o un cambio en los patrones de demanda. Las aplicaciones “behind the power meter” permiten a los consumidores administrar sus facturas, reduciendo los cargos por demanda pico y aumentando el autoconsumo fotovoltaico.

En general, los servicios que pueden ser proveídos por los sistemas de almacenamiento energético son múltiples. Se destacan para el caso concreto de Canarias los siguientes:

- **Aplicaciones de modulación y arbitraje de energía:** Tiene como objetivo adaptar, desde el punto de vista energético, la generación a la demanda. Se considera que el almacenamiento energético para proveer modulación de la curva de demanda es una de las aplicaciones esenciales de deben ser utilizadas en las Islas Canarias en todos los niveles (almacenamiento a nivel de usuario, en redes y a gran escala). Además es de especial interés para la gestión de redes de distribución y transporte ya que permite adecuar sus sistemas a las puntas de demanda que se producen en distintos horizontes temporales. También puede aplicarse con el fin de evitar la saturación de redes eléctricas en periodos concretos de demanda alta.
- **Integración de energías renovables:** Para el caso de las Islas Canarias, el almacenamiento permitiría incrementar la cobertura de demanda mediante energías renovables al reducir la aplicación de políticas de corte, la modulación de la generación renovable y la integración de energías renovables en regiones remotas débilmente interconectadas.
- **Control de potencia activa – frecuencia:** La diferencia entre lo que generan los grupos primarios y lo consumido es aportada, principalmente, por la variación de la energía cinética de las máquinas síncronas que trabajan como generadores eléctricos. Esto da lugar a que la frecuencia varíe constantemente ya que está directamente relacionada con la velocidad de los generadores. Los generadores convencionales disponen de un controlador que

permanentemente mide la velocidad de giro de frecuencia y, en función de ésta, varía la potencia entregada por la máquina. Si se elimina la generación térmica convencional, este tipo de servicios debe ser proveído por otros sistemas. Dependiendo del tiempo de actuación y la capacidad exigible, puede recurrirse al almacenamiento energético en distintas tecnologías.

- **Control de potencia reactiva – tensión:** Los sistemas de almacenamiento también pueden tener un papel relevante en el control de tensiones de los sistemas eléctricos canarios, especialmente en las redes de distribución con mucha presencia de generación distribuida. En este sentido, lo más ventajoso sería que el almacenamiento estuviera distribuido a lo largo de la red, asociado a las instalaciones de generación distribuida o cerca de zonas de grandes consumos. De este modo, los dispositivos de almacenamiento estarían cerca de los puntos que requieren un mayor aporte de potencia reactiva. Actualmente, la mayoría de los convertidores que se emplean para la conexión a red son inversores autoconmutados que usan dispositivos de conmutación que controlan los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET. Este tipo de inversores pueden controlar libremente la forma de onda de tensión y corriente en la parte de alterna, lo que permite controlar el factor de potencia de la instalación.
- **Emulación de potencia sincronizante:** Cuanto mayor sea la inercia de las máquinas generadoras menor será la variación de la frecuencia, de lo que se deduce que la inercia es un factor fundamental en el mantenimiento de la estabilidad del sistema. A medida que se reemplaza la generación basada en grandes máquinas síncronas, con una inercia considerable, por generación basadas en máquinas asíncronas (eólica) o convertidores electrónicos (fotovoltaica), resulta lógico que la inercia total del sistema disminuya y, por tanto, las perturbaciones en generación-consumo afecten a la frecuencia de forma más acusada y prolongada.
- **Reservas rodantes:** Uno de los problemas que plantea la reserva rodante es que obliga a los generadores a trabajar en puntos de funcionamiento no óptimos o distintos al nominal. El disponer de almacenamiento permite que los generadores puedan funcionar a su potencia nominal y sólo cuando sean necesarios por fines energéticos, aportando el almacenamiento los posibles incrementos de potencia necesarios en un determinado periodo de tiempo. Por ello, los sistemas de almacenamiento energético ayudarían en las Islas Canarias a reducir progresivamente las reservas rodantes proveídas por la generación convencional.
- **Black-start:** Si se combina un convertidor electrónico en configuración como fuente de tensión con una batería se puede producir un sistema trifásico de tensiones. Si por medio de la batería, del lado de continua del convertidor, se pueden alimentar los elementos auxiliares del sistema (medidores de tensión, corriente y potencia, los sistemas de control y el sistema de refrigeración) se podrá iniciar el funcionamiento de convertidor aun cuando no existan otras máquinas generadoras que suministren un sistema trifásico de tensiones. Las tensiones sintetizadas en el lado de alterna del convertidor podrán alimentar cargas e incluso los sistemas auxiliares de otros generadores convencionales.
- **Almacenamiento estacional:** El almacenamiento estacional se refiere a la provisión de energía durante meses, un requisito que solo puede ser satisfecho por tecnologías donde la capacidad de almacenamiento de energía es totalmente independiente de la potencia. Este tipo de almacenamiento se adapta, generalmente, a dos factores, los ciclos anuales de

demanda eléctrica y la generación de energías renovables variables, de modo que se almacena bajo unas condiciones estacionales determinadas y la energía almacenada se descarga bajo las condiciones contrarias en función de los dos factores comentados anteriormente.

En Canarias el hidrógeno se postula como un candidato ideal para el almacenamiento estacional. La electricidad renovable se puede utilizar para producir el hidrógeno que, a su vez, puede proporcionar energía a diferentes sectores que, de otro modo, serían difíciles de descarbonizar mediante la electrificación.

Los ocho servicios mencionados se consideran necesarios para lograr la total descarbonización del sector eléctrico de Canarias. Todos estos servicios están siendo actualmente aportados por la generación térmica convencional, y dada la escasa existencia de fuentes renovables gestionables, la responsabilidad en el mantenimiento de estos servicios de red recaerá en el almacenamiento, que necesariamente estaría ligado a las fuentes renovables y a la operación de las redes eléctricas.

## 5.2 ALMACENAMIENTO A NIVEL DE USUARIO

Según los estudios desarrollados en la estrategia de autoconsumo de Canarias, a nivel de usuario existiría espacio sobre cubiertas de edificios para instalar hasta 11.233 MWh. No obstante, optar por esta solución sin disponer de almacenamiento energético produciría una cantidad ingente de vertidos a red y el grado de cobertura de demanda de las edificaciones mediante autoconsumo no sería superior al 50% en ninguna de las islas. Por todo ello, se consideró en dicha estrategia que la opción más adecuada sería la instalación de 1.271 MW de generación fotovoltaica en autoconsumo, lo que permitiría alcanzar una cobertura de demanda mediante energías renovables media del 36,6% para toda Canarias y evitando que los vertidos a red fueran superiores al 10% de la cantidad total de energía fotovoltaica producida al año.

De acuerdo con lo anterior, lograr mayores coberturas de demanda mediante energía renovable a nivel de usuario pasaría por el uso de sistemas de almacenamiento energético, normalmente sistemas de baterías electroquímicas al ser una solución adaptada en escala a este tipo de consumos y ser una tecnología muy probada que presenta muchas variantes y siguen mejorando en capacidad de gestión y nivel de control automático.

Según los análisis realizados, para alcanzar una cifra próxima al 100% habría que instalar 7.739 MW de potencia fotovoltaica y 5.783 MW / 5.572 MWh en almacenamiento energético, lo que supondría ocupar el 72% de la superficie de cubierta total disponible y viable para la instalación de paneles fotovoltaicos y una inversión de 20.376 M€.

En ese caso, el ahorro anual conseguido en la factura eléctrica de los usuarios ascendería a 305.085 k€/año para toda Canarias sólo teniendo en cuenta el ahorro en términos de energía. Bajo este escenario, las emisiones contaminantes evitadas ascenderían a 1.963 ktCO<sub>2</sub>/año, lo que supondría, en términos económicos, unos 50 M€/año si se cuantifica esa mejora en términos económicos considerando unos derechos de emisión de 25 €/tCO<sub>2</sub>.

Se presentan en las siguientes tablas los resultados del escenario 100% en autoconsumo con almacenamiento por isla para toda Canarias.

Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 100%]						
Isla	Área total sobre cubierta	PV máxima instalable	Potencia baterías	Capacidad baterías	Inversión requerida	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€/año
Lanzarote	7.223.671	711	376	361	1.605	25.643
Fuerteventura	5.265.224	518	334	323	1.240	18.499
Gran Canaria	28.640.383	2.820	2.073	2.003	7.212	120.875
Tenerife	32.577.316	3.208	2.634	2.539	8.913	123.544
La Gomera	855.583	84	74	70	259	3.027
La Palma	3.444.369	339	244	230	969	11.280
El Hierro	582.593	57	49	46	177	2.217
<b>Total</b>	<b>78.589.140</b>	<b>7.739</b>	<b>5.783</b>	<b>5.572</b>	<b>20.376</b>	<b>305.084,7</b>

Tabla 137 Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 100%]

Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos 100%]							
Isla	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga baterías	Descarga de baterías	Red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	304,4	1.146,1	105,7	77,7	89,6	903,3	98,8
Fuerteventura	218,8	876,7	74,9	55,3	65,8	704,0	95,9
Gran Canaria	1.568,6	4.432,8	382,0	334,3	579,8	3.396,2	96,8
Tenerife	1.452,4	4.843,3	467,1	399,3	460,2	3.783,3	98,2
La Gomera	30,5	138,1	16,3	12,4	5,0	108,8	96,2
La Palma	118,1	502,1	58,9	44,2	23,1	392,5	95,3
El Hierro	34,5	89,1	9,7	8,5	5,5	66,9	95,2
<b>Total</b>	<b>3.727,3</b>	<b>12.028,1</b>	<b>1.114,6</b>	<b>931,7</b>	<b>1.229,0</b>	<b>9.355,0</b>	<b>96,6</b>

Tabla 138 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos 100%]

Además del escenario 100% se desarrolló en la estrategia de almacenamiento una estimación para un supuesto más conservador pero igualmente ambicioso, en el que se plantea como objetivo que la cobertura de demanda energética de las edificaciones mediante autoconsumo se sitúe sobre el 80%. En este caso, la potencia fotovoltaica requerida se situaría en los 2.131 MW, siendo igualmente necesario 4.334 MW / 4.086 MWh en almacenamiento energético. La cobertura de demanda de las edificaciones media mediante energías renovables se situaría en el 79,9% para toda Canarias.

En esta situación, la inversión requerida se reduce considerablemente hasta los 8.180 M€ con un ahorro anual en facturas eléctricas de los usuarios de 253.234 k€/año. Las emisiones evitadas en este caso son inferiores a las del escenario 100%. Se sitúan en este caso en 1.620 ktCO<sub>2</sub>/año, estimándose el beneficio económico en 40,5 M€. Se presenta, en las dos tablas siguientes, un resumen por islas.

Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 80%]						
Isla	Área total sobre cubierta	PV máxima instalable	Potencia baterías	Capacidad baterías	Inversión requerida	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€/año
Lanzarote	2.055.788	202	284	275	614	21.816
Fuerteventura	1.525.603	150	231	216	471	15.833
Gran Canaria	7.929.762	781	1.551	1.463	2.897	100.656
Tenerife	8.962.814	883	2.003	1.872	3.671	101.939
La Gomera	195.735	19	47	44	92	2.371
La Palma	831.536	82	190	180	368	8.863

Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 80%]						
Isla	Área total sobre cubierta	PV máxima instalable	Potencia baterías	Capacidad baterías	Inversión requerida	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€/año
El Hierro	138.398	14	37	35	68	1.758
<b>Total</b>	<b>21.639.635</b>	<b>2.131</b>	<b>4.344</b>	<b>4.086</b>	<b>8.180</b>	<b>253.234,9</b>

Tabla 139 Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 80%]

Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos 80%]							
Isla	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga baterías	Descarga de baterías	Red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	304,4	327,7	67,2	58,6	121,9	136,5	78,4
Fuerteventura	218,8	257,3	44,8	39,0	88,2	121,0	80,1
Gran Canaria	1.568,6	1214,0	229,0	224,9	750,2	391,4	80,7
Tenerife	1.452,4	1326,1	267,5	261,4	642,2	509,8	80,2
La Gomera	30,5	32,4	8,5	7,4	10,5	11,4	80,1
La Palma	118,1	121,8	33,2	28,7	43,5	42,7	78,4
El Hierro	34,5	31,7	6,2	5,4	9,4	5,8	81,1
<b>Total</b>	<b>3.727,3</b>	<b>3.310,9</b>	<b>656,5</b>	<b>625,5</b>	<b>1.665,8</b>	<b>1.218,5</b>	<b>79,9</b>

Tabla 140 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos 80%]

En este estudio también se modeló una situación por la cual la prioridad sería reducir el nivel de energía renovable vertida a red estableciéndose un límite del 10% de la generación fotovoltaica producida en términos anuales. Este límite se considera aceptable porque supondría que las instalaciones de autoconsumo se diseñan explícitamente para el autoconsumo y no para fomentar el vertido a red.

Este supuesto genera resultados semejantes a los obtenidos con el criterio de cobertura de demanda al 80%. Se obtiene que el grado de autoconsumo sería del 76,2% y sería necesario instalar 1.587 MW fotovoltaicos y 4.777 MW / 4.533 MWh en almacenamiento energético para alcanzar ese nivel de autosuficiencia. La inversión requerida en este caso es mayor, situándose en 8.204 M€ con un ahorro de 231.186 k€/año. Estos resultados son lógicos dado que la limitación mencionada hace que deba incrementarse la capacidad de almacenamiento y reducir la potencia fotovoltaica instalada para que los vertidos sean menores.

Las emisiones evitadas en este supuesto serían de 1.474 ktCO<sub>2</sub>/año con un beneficio económico asociado de 36,8 M€. Se muestran en las siguientes tablas los resúmenes de resultados por isla.

Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos limitación excedentes]						
Isla	Área total sobre cubierta	PV máxima instalable	Potencia baterías	Capacidad baterías	Inversión requerida	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€/año
Lanzarote	1,249,785	123	257	246	497	18,949
Fuerteventura	910,463	90	277	263	465	14,088
Gran Canaria	6,377,467	628	1,688	1,602	2,940	93,215
Tenerife	6,703,323	660	2,296	2,175	3,820	92,812
La Gomera	157,352	15	53	50	95	2,301
La Palma	602,075	59	172	163	323	8,170
El Hierro	117,196	12	34	33	63	1,652
<b>Total</b>	<b>16,117,662</b>	<b>1,587</b>	<b>4,777</b>	<b>4,533</b>	<b>8,204</b>	<b>231,186.8</b>

Tabla 141 Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuesto limitación]

Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos limitación excedentes]							
Isla	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga baterías	Descarga de baterías	Red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	304.4	197.3	51.1	45.1	146.0	33.0	73.0
Fuerteventura	218.8	149.2	39.8	34.7	102.9	28.3	76.9
Gran Canaria	1568.6	937.5	205.5	204.4	812.8	180.6	78.4
Tenerife	1452.4	923.7	248.4	248.1	719.1	190.1	75.6
La Gomera	30.5	25.3	9.2	8.0	11.1	4.7	77.9
La Palma	118.1	87.2	30.4	26.7	49.3	14.7	74.7
El Hierro	34.5	28.0	5.9	5.2	10.3	3.0	76.9
<b>Total</b>	<b>3727.3</b>	<b>2348.2</b>	<b>590.4</b>	<b>572.4</b>	<b>1851.6</b>	<b>454.5</b>	<b>76.2</b>

Tabla 142 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuesto limitación]

Para las tres situaciones simuladas, si se hiciera un análisis económico considerando como beneficios los ahorros en factura eléctrica y el ahorro por emisiones evitadas, **se comprueba que el TIR sería del -3% para el escenario de 100%, del 2% para el escenario del 80% y del 1% para el escenario de limitación de vertidos.** En este estudio se consideraba una vida útil de las instalaciones de autoconsumo con almacenamiento de 25 años forzando el cambio de los sistemas de almacenamiento en el año 13. En dicho reacondicionamiento de las instalaciones, se considera que el coste de las baterías sería un 10% inferior del existente al inicio del proyecto.

Debe tenerse en cuenta que los precios de venta de la energía en Canarias no están acoplados con los costes reales de generación. Usando como referencia los datos publicados en el servicio web E-SIOS del operador del sistema, para el año 2019, el precio medio de la demanda se situó en 25 €/MWh, mientras que el coste medio de la generación varió entre 137,98 €/MWh (Gran Canaria) y 245,59 €/MWh (La Gomera). Adicionalmente, se prevé un aumento de los precios de combustible que tendría un impacto directo en el aumento de los costes de generación, tal como se refleja en las variaciones históricas producidas durante los últimos 20 años. Por todo ello, el impacto a nivel de sistema eléctrico sería considerablemente más halagüeño que el proyectado con el estudio económico inicial definido en el apartado anterior.

Todo parece indicar que la opción ideal para almacenamiento a nivel de usuario sería la modelada con el Supuesto del 80% de cobertura de demanda en edificación mediante energías renovables. No obstante, esto es sólo una lectura parcial. Para la correcta interpretación de los resultados es necesario tener en cuenta el aporte del resto de sistemas de almacenamiento energético y de fuentes energéticas que cooperan en el mix energético de Canarias.

### 5.3 ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

Los distintos escenarios de grado de introducción de sistemas de almacenamiento a distintas escalas fueron ordenados en la estrategia de almacenamiento en 10 supuestos en función del punto donde se concentraba la mayor capacidad de almacenamiento.

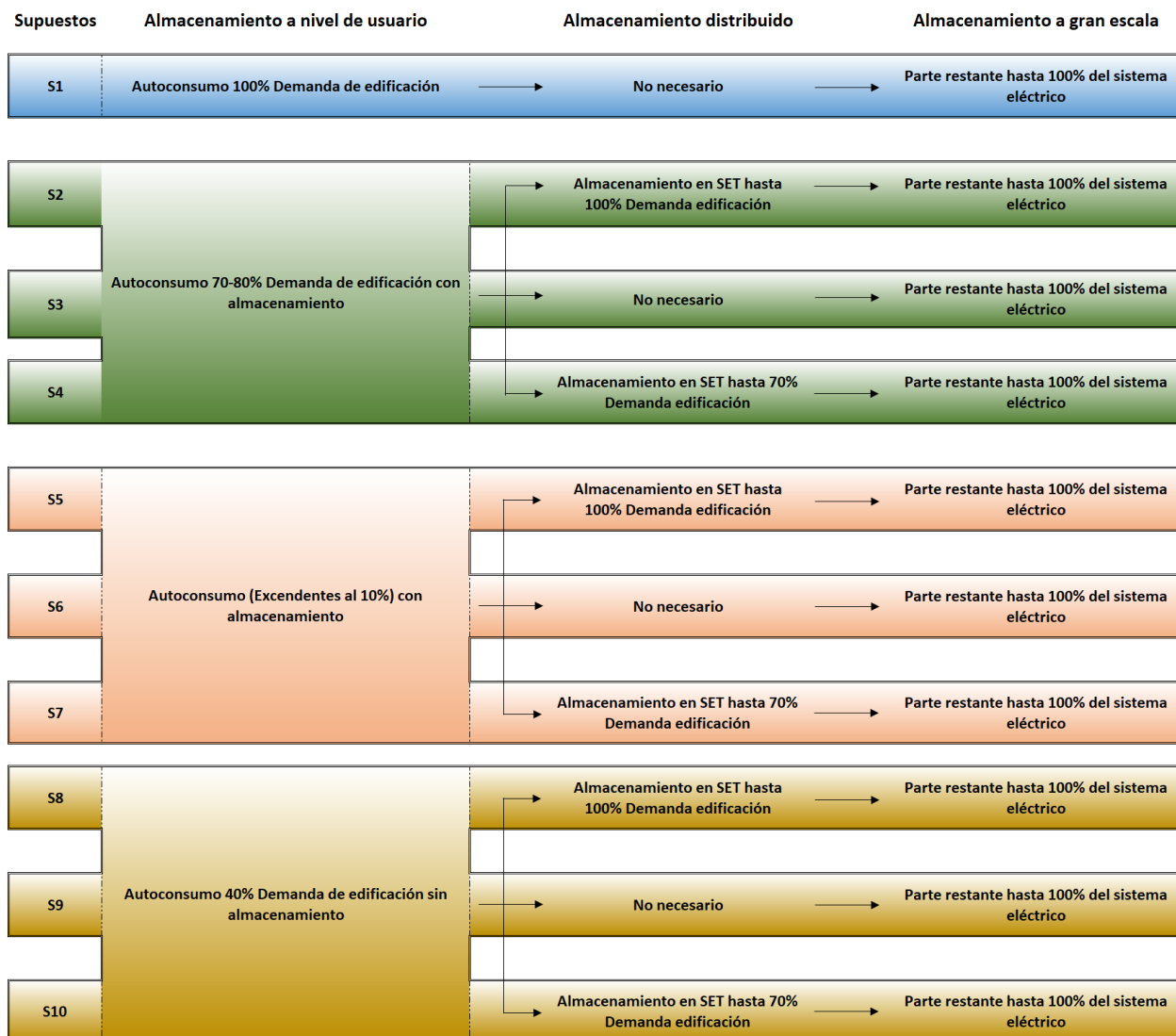


Ilustración 83 Supuestos de la Estrategia de almacenamiento energético

El almacenamiento distribuido hace referencia a aquellos sistemas de almacenamiento energético que se distribuirían en redes de media tensión y que estarían directamente vinculados con generadores, fundamentalmente renovables para evitar vertidos, almacenistas de energía (conforme al Real Decreto-Ley 23/2020) y gestores de red que aporten servicios tanto de modulación de generación renovable o de demanda como de servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico. En este caso la desagregación se lleva a cabo hasta el nivel de subestaciones eléctricas sin que ello signifique que dichas instalaciones se deban ubicar necesariamente en esas posiciones. La decisión de ubicación sería establecida por el promotor (ya sea público o privado) y bajo el cumplimiento de la normativa vigente.

Usando como referencia la ilustración anterior, a nivel de usuario, los Supuestos 2 y 4 hacían referencia a escenarios del 100%, los Supuestos 5 y 7 se referían a escenarios del 80% y los Supuestos 8 y 10 proyectaban alternativas de limitación de vertidos al 10% de la producción anual. Continuando con el análisis realizado en el apartado 5.2 se valora ahora el aporte conseguido con los sistemas de almacenamiento a nivel de redes. Para ello, cada una de las 3 alternativas de almacenamiento a nivel de usuario se dividía en dos supuestos por su interacción



con el almacenamiento en red. De esta forma, los Supuestos 2, 5 y 8 plantean casos en los que se aspira a alcanzar el 100% de la demanda en edificación reforzando la capacidad de almacenamiento al instalar sistemas asociados en subestaciones, mientras que los Supuestos 4, 7 y 10 proponían coberturas del 80% en el mismo nudo de red.

Es importante resaltar que **los sistemas de almacenamiento en subestaciones se definían para cubrir únicamente aquella parte de la demanda de la edificación que no era posible satisfacer con los autoconsumos**. Esta parte de la energía se nombró como “Consumo de red” en las tablas de autoconsumo a nivel de usuario. De la misma forma, se consideraban los vertidos de las distintas instalaciones de autoconsumo, por lo que parte de esa energía requerida por otros edificios podían ser satisfechas por excedentes producidos aguas abajo de la subestación. A esta escala también se consideró el aporte de otros parques eólicos y plantas fotovoltaicas. Por último, si incluso considerándose todos estos aportes energéticos no fuera suficiente cubrir la demanda eléctrica total de la subestación, se demandaría energía de otras partes de la isla, aspecto que se gestionaría a nivel de sistema eléctrico con el almacenamiento a gran escala.

En este estudio se consideraron los parques eólicos y las plantas fotovoltaicas actualmente instaladas y también aquellas que se encuentran en fases finales de tramitación, habiéndose procedido con el trámite de consulta pública a través del Boletín Oficial de Canarias. Para distribuir la demanda eléctrica, la generación eólica y fotovoltaica y el autoconsumo por subestaciones eléctricas, se calculó la distancia planar de cada inmueble o instalación de generación con respecto a las subestaciones eléctricas, atribuyéndose dichas infraestructuras a la que presentara menor distancia. Para todos los casos no únicamente se considera su potencia, sino que se agregan sus respectivos perfiles horarios de generación o demanda.

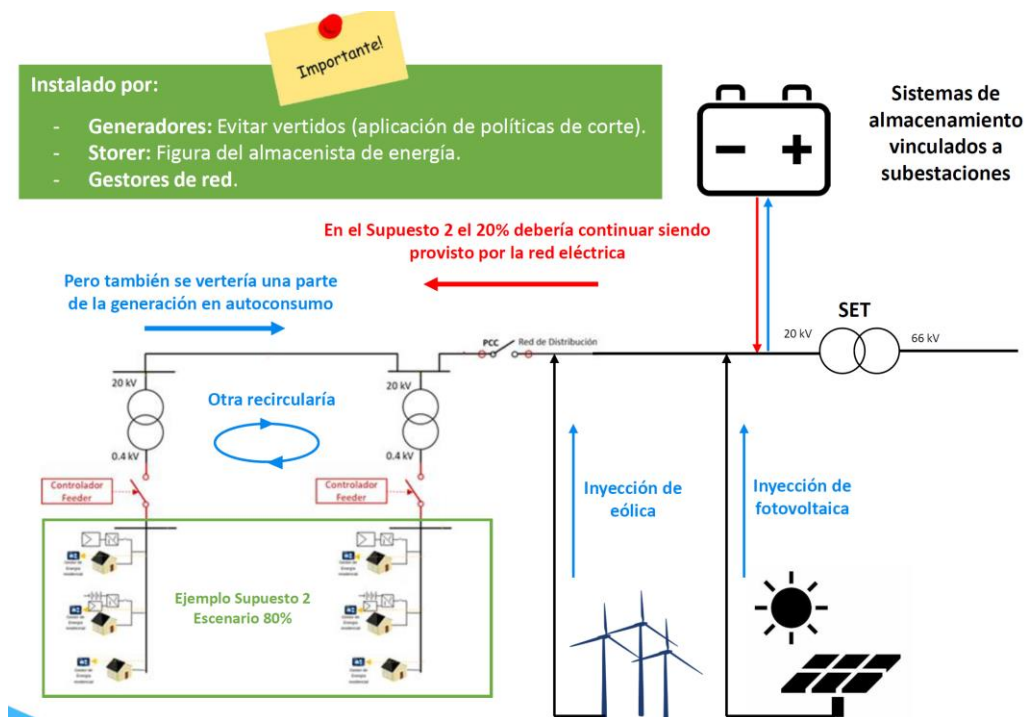


Ilustración 84 Almacenamiento a nivel de redes eléctricas

Una de las principales conclusiones extraídas de este análisis es que no siempre es posible llegar a los escenarios de autosuficiencia energética con el almacenamiento en redes dado que aunque se aumente de manera excesiva las capacidades de almacenamiento, no en todas las

subestaciones hay parques eólicos ni plantas fotovoltaicas conectadas con las que poder realizar la gestión energética deseada. Esto motiva la inclusión de sistemas de almacenamiento a gran escala con los que conseguir una gestión coordinada de todo el sistema eléctrico en su conjunto.

Para los supuestos 2, 5 y 7 la demanda eléctrica directamente atribuible a edificaciones se encontraba entre 1.665 – 2.350 GWh/año, no siendo posible cubrir esta cantidad de energía con los sistemas de autoconsumo en su totalidad. Al introducir sistemas de almacenamiento a nivel de redes se logra que entre el 67% y el 88% de esa energía pueda ser aportada por fuentes renovables. Para hacer eso posible, es necesario invertir entre 281 – 622 M€ con un beneficio anual de entre 5.721 – 47.368 k€/año. Se presenta una síntesis de los resultados por islas para los tres supuestos donde se intentaba cubrir el 100% de la demanda de la edificación.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Isla	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	284.3	177.9	177.9	59.6	3521.1
Fuerteventura	202.5	14.5	150.2	202.1	200.0	67.0	3480.8
Gran Canaria	533.3	45.2	780.9	298.8	293.1	98.2	11954.7
Tenerife	477.3	123.1	882.6	1076.1	1071.6	359.0	26807.9
La Gomera	13.9	0.1	19.3	10.0	19.9	6.7	112.4
La Palma	21.2	5.4	81.9	86.4	85.9	28.8	1446.6
El Hierro	11.5	0.1	13.6	10.2	9.9	3.3	45.0
<b>Total</b>	<b>1.346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>2.212.75</b>	<b>1.861.5</b>	<b>1858</b>	<b>622.56</b>	<b>47.368.45</b>
Supuesto 5							
Isla	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	123.1	179.9	178.5	59.8	630.3
Fuerteventura	202.5	14.5	89.7	134.7	132.7	44.5	1028.9
Gran Canaria	533.3	45.2	628.0	164.1	155.2	52.0	823.6
Tenerife	477.3	123.1	660.1	278.3	267.6	89.7	3648.0
La Gomera	13.9	0.1	15.5	10.0	40.0	13.4	133.0
La Palma	21.2	5.4	59.3	52.7	52.0	17.4	387.7
El Hierro	11.5	0.1	11.5	10.2	19.9	6.7	65.9
<b>Total</b>	<b>1.346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>1.587.16</b>	<b>829.9</b>	<b>846</b>	<b>283.39</b>	<b>6.717.29</b>
Supuesto 8							
Isla	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	90.4	179.9	178.5	59.8	835.6
Fuerteventura	202.5	14.5	64.1	78.3	76.9	25.8	466.8
Gran Canaria	533.3	45.2	464.4	190.8	181.0	60.6	912.1
Tenerife	477.3	123.1	423.6	230.8	219.9	73.7	2.737.9
La Gomera	13.9	0.1	8.2	10.0	40.0	13.4	231.3
La Palma	21.2	5.4	32.7	45.0	44.1	14.8	233.3
El Hierro	11.5	0.1	11.0	10.2	30.0	33.5	304.8
<b>Total</b>	<b>1.346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>1.094.40</b>	<b>745.0</b>	<b>770</b>	<b>281.52</b>	<b>5.721.80</b>

Tabla 143 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 2,5 y 8]

Balance energético por subestación [Supuestos 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Isla	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	121.9	443.6	21.9	22.0	10.3	332.2	91.2
Fuerteventura	88.2	639.9	21.6	21.8	6.2	558.0	92.6
Gran Canaria	750.2	2.273.2	75.1	74.7	329.5	1.852.1	60.8
Tenerife	642.2	2.336.9	167.4	167.9	224.1	1.919.0	78.4
La Gomera	10.5	42.9	0.7	0.7	0.0	32.4	99.8
La Palma	43.5	116.4	9.0	9.0	2.4	75.3	95.0
El Hierro	9.4	41.8	0.3	0.3	0.1	32.5	99.3
<b>Total</b>	<b>1.665.82</b>	<b>5.894.68</b>	<b>296.05</b>	<b>296.45</b>	<b>572.61</b>	<b>48.01.47</b>	<b>88.14%</b>
Supuesto 5							
Isla	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	146.0	344.8	3.9	3.9	50.7	249.5	60.4
Fuerteventura	102.9	553.1	6.4	6.4	33.2	483.4	70.7
Gran Canaria	812.8	2.081.8	5.4	5.1	502.6	1.771.4	46.3
Tenerife	719.1	2.051.8	23.0	23.0	487.5	1.820.1	47.6
La Gomera	11.1	36.3	0.8	0.8	0.1	25.3	99.1
La Palma	49.3	90.4	2.5	2.4	12.2	53.3	78.5
El Hierro	10.3	39.2	0.4	0.4	0.1	29.1	99.1
<b>Total</b>	<b>1.851.56</b>	<b>5.197.53</b>	<b>42.35</b>	<b>42.22</b>	<b>1.086.43</b>	<b>4.432.03</b>	<b>71.68%</b>
Supuesto 8							
Isla	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	188.8	350.0	5.2	5.2	67.3	228.6	57.6
Fuerteventura	131.0	557.0	3.0	2.9	51.5	477.3	67.2
Gran Canaria	973.0	2103.9	5.9	5.7	604.3	1735.1	44.8
Tenerife	940.6	2033.9	17.2	17.5	701.1	1794.3	41.8
La Gomera	18.8	34.9	1.4	1.4	1.3	17.5	92.8
La Palma	76.9	87.3	1.6	1.5	27.3	37.5	68.9
El Hierro	21.4	39.2	1.8	1.9	1.1	18.9	95.0
<b>Total</b>	<b>2350.42</b>	<b>5206.25</b>	<b>36.11</b>	<b>36.16</b>	<b>1453.79</b>	<b>4309.20</b>	<b>66.87%</b>

Tabla 144 Balance energético por subestación [Supuestos 2,5 y 8]

Por su parte, para los supuestos 4, 7 y 10 la demanda eléctrica alcanzaba valores comprendidos entre 1.665 – 2.350 GWh/año (como en los supuestos anteriores). Al introducir sistemas de almacenamiento a nivel de redes se lograba que entre el 64% y el 82% de esa energía pueda ser cubierta con energías renovables. Para ello era necesario invertir entre 104 – 421 M€ con un beneficio anual de entre 2.974 – 23.833 k€/año. Se presenta una síntesis de los resultados por islas para los tres supuestos donde se intentaba cubrir el 80%.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 4,7 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Isla	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	284.3	117.2	136.4	45.7	2599.6
Fuerteventura	202.5	14.5	150.2	98.3	96.8	32.4	2835.7
Gran Canaria	533.3	45.2	780.9	145.2	137.4	46.0	619.3

	477.3	123.1	882.6	867.9	860.6	288.3	16914.9
Tenerife	477.3	123.1	882.6	867.9	860.6	288.3	16914.9
La Gomera	13.9	0.1	19.3	2.5	2.1	0.7	27.4
La Palma	21.2	5.4	81.9	25.0	24.1	8.1	820.9
El Hierro	11.5	0.1	13.6	2.5	2.1	0.7	15.6
<b>Total</b>	<b>1346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>2212.75</b>	<b>1258.6</b>	<b>1259</b>	<b>421.91</b>	<b>23833.33</b>
<b>Supuesto 7</b>							
Isla	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	123.1	177.9	18.6	6.2	179.5
Fuerteventura	202.5	14.5	89.7	112.1	92.6	31.0	611.9
Gran Canaria	533.3	45.2	628.0	95.1	65.6	22.0	168.7
Tenerife	477.3	123.1	660.1	314.1	140.0	46.9	2727.6
La Gomera	13.9	0.1	89.7	5.0	5.0	0.7	29.1
La Palma	21.2	5.4	59.3	86.4	8.3	2.8	164.4
El Hierro	11.5	0.1	89.7	10.2	2.1	0.7	18.4
<b>Total</b>	<b>1346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>1739.44</b>	<b>800.9</b>	<b>332</b>	<b>110.25</b>	<b>3899.69</b>
<b>Supuesto 10</b>							
Isla	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	90.4	177.9	56.5	18.9	863.2
Fuerteventura	202.5	14.5	64.1	112.1	74.4	24.9	272.2
Gran Canaria	533.3	45.2	464.4	119.0	69.6	23.3	216.0
Tenerife	477.3	123.1	423.6	160.6	102.2	34.2	1418.4
La Gomera	13.9	0.1	8.2	4.0	4.0	0.7	43.0
La Palma	21.2	5.4	32.7	86.4	6.2	2.1	125.2
El Hierro	11.5	0.1	11.0	10.2	2.1	0.7	36.6
<b>Total</b>	<b>86.78</b>	<b>198.74</b>	<b>1094.40</b>	<b>670.3</b>	<b>315</b>	<b>104.87</b>	<b>2974.67</b>

Tabla 145 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 4, 7 y 10]

<b>Balance energético por subestación [Supuestos 4, 7 y 10 – Escenario 80% EERR]</b>							
<b>Supuesto 4</b>							
Isla	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	121.9	439.0	16.4	16.2	17.8	334.8	83.4
Fuerteventura	88.2	626.3	17.0	17.7	15.8	554.6	85.7
Gran Canaria	750.2	2272.2	64.1	64.0	340.8	1862.7	59.8
Tenerife	642.2	2331.9	107.8	105.7	285.0	1972.6	66.2
La Gomera	10.5	42.8	0.2	0.2	0.4	32.6	95.5
La Palma	43.5	116.8	5.2	5.1	5.5	78.8	88.7
El Hierro	9.4	41.7	0.1	0.1	0.2	32.5	97.6
<b>Total</b>	<b>1665.82</b>	<b>5870.66</b>	<b>210.80</b>	<b>209.10</b>	<b>665.53</b>	<b>4868.68</b>	<b>82.41%</b>
<b>Supuesto 7</b>							
Isla	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	146.0	346.2	1.2	1.1	52.7	252.9	59.6
Fuerteventura	102.9	553.1	3.9	3.8	35.5	485.6	69.4
Gran Canaria	812.8	2072.3	6.5	6.6	506.5	1766.1	45.2
Tenerife	719.1	2052.6	17.8	17.0	492.2	1825.1	45.6
La Gomera	11.1	36.4	0.2	0.2	0.6	25.8	94.8
La Palma	49.3	90.4	1.1	1.0	13.3	54.3	76.6
El Hierro	10.3	39.0	0.1	0.1	0.3	29.1	96.8

Total	1851.56	5190.20	30.84	29.92	1101.06	4438.78	69.72%
Supuesto 10							
Isla	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	188.8	343.0	5.1	5.4	71.8	226.2	56.0
Fuerteventura	131.0	557.0	1.9	1.7	52.4	478.1	66.4
Gran Canaria	973.0	2103.4	3.7	3.4	606.2	1736.4	44.3
Tenerife	940.6	2034.8	9.1	8.9	708.0	1802.1	40.2
La Gomera	18.8	35.1	0.3	0.3	2.2	18.5	88.2
La Palma	76.9	87.3	0.9	0.8	27.8	38.0	67.7
El Hierro	21.4	40.3	0.3	0.2	2.2	21.1	89.8
<b>Total</b>	<b>2350.42</b>	<b>5201.01</b>	<b>21.30</b>	<b>20.66</b>	<b>1470.63</b>	<b>4320.58</b>	<b>64.66%</b>

Tabla 146 Balance energético por subestación [Supuestos 4, 7 y 10]

## 5.4 ALMACENAMIENTO A GRAN ESCALA

Conviene reiterar que la demanda cubierta con los sistemas de autoconsumo apoyados con almacenamiento a nivel de usuario y almacenamiento a nivel de redes se ha destinado a cubrir la demanda propiamente dicha de las edificaciones, usándose datos catastrales como medio para determinar la ubicación de las instalaciones y posteriormente permitir la agregación por nodos de red de transporte.

Con la aportación conjunta de los sistemas de almacenamiento a nivel de usuario y en redes, se alcanzan los siguientes niveles de cobertura de demanda en edificación para los distintos supuestos de simulación de alternativas de descarbonización mediante sistemas de almacenamiento energético en Canarias, según la Ilustración 83.

Porcentajes de cobertura de demanda en edificación por supuestos								
Supuesto	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	%	%	%	%	%	%	%	%
Supuesto 1	98,8%	95,9%	96,8%	98,2%	96,2%	95,3%	95,2%	96,6%
Supuesto 2	97,6%	98,0%	85,8%	89,3%	100,0%	98,5%	99,8%	95,6%
Supuesto 3	98,8%	95,9%	96,8%	98,2%	96,2%	95,3%	95,2%	96,6%
Supuesto 4	95,8%	94,9%	85,3%	86,4%	98,9%	96,6%	99,5%	93,9%
Supuesto 5	88,8%	89,7%	78,9%	77,5%	99,8%	92,7%	99,8%	89,6%
Supuesto 6	98,8%	95,9%	96,8%	98,2%	96,2%	95,3%	95,2%	96,6%
Supuesto 7	88,3%	89,0%	78,7%	77,3%	98,6%	92,1%	99,3%	89,0%
Supuesto 8	86,4%	85,3%	76,2%	70,7%	97,3%	86,0%	98,1%	85,7%
Supuesto 9	98,8%	95,9%	96,8%	98,2%	96,2%	95,3%	95,2%	96,6%
Supuesto 10	85,4%	85,0%	76,1%	70,4%	95,5%	85,8%	96,1%	84,9%

Tabla 147 Balance energético conjunto de sistemas de almacenamiento a nivel de usuario y en redes eléctricas

Existe otra parte de la demanda que no ha sido posible localizar geográficamente. Esa parte de la energía se atendería como almacenamiento a gran escala. Sirva como ejemplo las infraestructuras portuarias, consumo en túneles o las industrias que poseen maquinarias fuera de lo común y donde el método de estimación de la demanda en función de ratios de superficie no logra cuantificar de manera exacta la demanda en dichas infraestructuras.

El almacenamiento energético a gran escala tendría, por tanto, un doble cometido. Por un lado aportaría la cantidad de energía restante hasta alcanzar el 100% de la demanda energética en

las edificaciones (coberturas de entre el 3,4% y el 15,1% conforme a la tabla anterior). Por el otro, se atendería a aquellas demandas eléctricas no localizadas geográficamente en el marco de esta estrategia.

Para todas las islas del archipiélago canario se desarrolló un análisis de las capacidades disponibles en almacenamiento a gran escala mediante centrales de bombeo reversible como principal alternativa, dada la madurez de esta tecnología y los relativamente bajos costes de inversión en comparación con otras alternativas tecnológicas. De este estudio se concluye que el potencial es muy variable según islas:

- ✳ **Gran Canaria:** Existen varias opciones de almacenamiento a gran escala en la isla. Se detectaron un total de 13 alternativas (contando con Chira – Soria) siendo las opciones de mayor potencial Chira – Soria (3.200 MWh), Cueva de las Niñas – Soria (3.156 MWh), El Parralillo – Siberio (699 MWh) y El Parralillo – El Caidero de las Niñas (622 MWh).
- ✳ **Tenerife:** Las alternativas más prometedoras son El Tanque – Sibora con una capacidad de 2.460 MWh y la opción que está siendo valorada por REE a construir en el valle de Güímar con el acondicionamiento de canteras para tener una capacidad de almacenamiento equivalente a la existente en Chira – Soria (200 MW/3.200 MWh). En ambos casos, los depósitos no han sido construidos pero parece que son las alternativas que ganan más fuerza, dado que serían aptas para las necesidades de la isla. Les siguen las alternativas de El Embalse del Río – Balsa El Saladero con 540 MWh, el Embalse Montaña de Taco – Sibora con 452 MWh, Aguamansa - Charca de Ascanio con 220 MWh y Trevejos – Del Ancón con 200 MWh. En cualquier caso, la viabilidad técnica estaría condicionada a que se desarrollen estudios específicos.
- ✳ **La Palma:** Con las presas y embalses actualmente disponibles, existirían hasta 5 alternativas de almacenamiento a gran escala con capacidad superior a los 100 MWh. La de mayor interés sería la opción de Gánico – Vicario con 516 MWh, seguido de Laguna de Barlovento – Adeyahaman con 278 MWh y Tamanca – La Caldereta con 219 MWh. La opción más prometedora sería la construcción de un embalse cerca de Laguna de Barlovento (en la zona de costa) con capacidad superior a 3.000.000 m<sup>3</sup> con el que poder llevar a cabo la instalación de un sistema de bombeo reversible de estas características. También podría plantearse ampliar la capacidad de los depósitos de Gánico y Vicario hasta los 3.000.000 m<sup>3</sup>.
- ✳ **La Gomera:** La alternativa de mayor interés sería Quebradón – La Encantadora, siendo suficiente para satisfacer las necesidades de las diez alternativas propuestas en términos de almacenamiento a gran escala. No obstante, la isla se interconectaría con Tenerife y la demanda de esta isla no supone un problema en comparación con la magnitud del sistema eléctrico insular de Tenerife. Por consiguiente, sería viable que no se apueste por el almacenamiento a gran escala y que sólo se potencie el almacenamiento a nivel de usuario y en redes, acudiéndose a la interconexión eléctrica con Tenerife para cubrir la parte restante que no sea capaz de gestionarse internamente en la isla de La Gomera.
- ✳ **Lanzarote y Fuerteventura:** No se considera viable la instalación de centrales de hidrobombeo ya no tanto por la no existencia de embalses o presas acondicionadas, sino más bien porque no existen diferencias de cotas interesantes para plantear la construcción de este tipo de almacenamientos. Las necesidades de almacenamiento energético a gran

escala se deberían cubrir con otras tecnologías de almacenamiento energético diferentes tales como el hidrógeno.

- ✳ **El Hierro:** En esta isla debería potenciarse el almacenamiento a nivel de usuario y valorar los posibles incrementos en función del grado de éxito de esta política. Si el grado de éxito fuera elevado, bastaría con la capacidad actual para alcanzar el objetivo del 100% del sector eléctrico. En caso contrario, habría que reforzar la capacidad de almacenamiento actual con el aumento de la capacidad del depósito inferior de la central hidroeléctrica de El Hierro o únicamente promover el uso de otro sistema de almacenamiento diferente como baterías electroquímicas.

Se presenta en la siguiente tabla el total para Canarias de la potencia renovable y de almacenamiento energético a gran escala requerida para alcanzar la cobertura de demanda del sistema eléctrico del 100% para cada uno de los supuestos. Cabe hacer constar que las potencias eólica y fotovoltaica expuestas en dichas tablas son las mínimas requeridas para que el almacenamiento a gran escala opere con altos factores de capacidad durante todo el año, y en la Tabla 149 se expone el balance energético para cada supuesto.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Canarias								
Sup.	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almacen.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	5.818	5.652	5.812	156	835	13.740	1.648,8	29.145,0
2	4.584	2.254	2.711	183	818	13.080	1.569,6	23.605,4
3	4.433	1.494	4.423	256	901	14.381	1.725,7	33.990,9
4	4.589	2.280	2.696	182	867	13.755	1.650,6	24.550,5
5	4.680	2.073	2.670	203	713	11.140	1.336,8	26.179,7
6	4.463	1.107	4.456	395	996	15.770	1.892,4	34.506,8
7	4.677	2.080	2.669	203	717	11.480	1.377,6	26.834,0
8	4.778	1.877	2.543	216	679	15.960	1.915,2	27.269,9
9	4.106	2.238	4.103	195	852	16.199	1.943,9	27.690,0
10	4.779	1.879	2.541	216	680	16.065	1.927,8	27.406,3

Tabla 148 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Canarias

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Canarias							
Sup	Demanda	EERR	Carga almacen.	Descarga almacen.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	5.524	30.358	341	343	6	24.395	100,00%
2	4.876	19.717	271	278	16	14.702	100,00%
3	5.961	17.826	394	400	67	11.801	99,99%
4	4.971	19.789	283	289	15	14.673	100,00%
5	5.391	19.743	300	308	31	14.148	99,99%
6	6.147	17.203	387	406	99	11.051	99,98%
7	5.404	19.750	307	316	31	14.138	99,99%
8	5.752	19.697	315	321	48	13.766	99,99%
9	4.809	18.169	318	326	17	13.211	100,00%
10	5.768	19.707	317	322	49	13.758	99,99%

Tabla 149 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Canarias

Los datos desglosados por islas se presentan en los análisis realizados para cada isla del archipiélago en los apartados anteriores.

## 5.5 COORDINACIÓN DE LOS DISTINTOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Los resultados expuestos en los apartados 5.2 - 5.4 para cada isla y supuesto han sido compilados en la tabla expuesta a continuación. En dichas tablas se presenta un resumen de las principales diez combinaciones posibles de sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario, en redes y a gran escala para cada una de las islas en una situación de total descarbonización del sistema eléctrico de Canarias. Se muestran las capacidades de almacenamiento de cada alternativa así como la inversión requerida (CAPEX), los costes de operación y mantenimiento (OPEX), el beneficio anual y la Tasa Interna de Retorno (TIR) de cada solución.

Para el cálculo del TIR se ha considerado una vida útil de 25 años y que para el caso de baterías electroquímicas se necesitaría el cambio de baterías en el año 12. Además, en este estudio económico inicial se consideró como ingreso el ahorro por parte del usuario en la factura eléctrica, la reducción del coste de explotación gracias a la gestión del almacenamiento energético (sólo la parte relativa al almacenamiento), el beneficio medioambiental originado por la reducción de emisiones contaminantes (debido a almacenamiento) y contabilizando unos derechos de emisión de 25 €/tCO<sub>2</sub>.

Resumen de resultados del diagnóstico por isla y supuesto								
Lanzarote								
Sup.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E.	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€/año	k€/año	%	%
S1	360,6	0,0	2.400	1.893,0	25.642,8	7.055	100,0%	-3,3%
S2	275,4	177,9	1.800	889,2	21.815,5	8.273	99,1%	1,5%
S3	275,4	0,0	2.800	949,6	21.815,5	6.204	99,1%	0,5%
S4	275,4	136,4	2.000	899,3	21.815,5	7.575	99,2%	1,2%
S5	246,3	178,5	1.400	725,2	18.949,0	4.686	99,5%	1,4%
S6	246,3	0,0	2.100	749,5	18.949,0	5.987	97,1%	1,5%
S7	246,3	18,6	1.400	671,7	18.949,0	4.258	99,5%	1,9%
S8	0,0	178,5	2.500	359,8	13.953,9	5.045	99,2%	6,0%
S9	0,0	0,0	2.700	324,0	13.953,9	4.449	99,5%	6,8%
S10	0,0	56,5	2.650	336,9	13.953,9	5.142	99,1%	6,7%
Fuerteventura								
Sup.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E.	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	322,6	0,0	1.400	1.407,5	18.499,2	2.786	100,0%	-3,9%
S2	215,9	200,0	800	634,2	15.832,6	4.433	100,0%	1,3%
S3	215,9	0,0	1.200	615,2	15.832,6	3.525	99,6%	1,2%
S4	215,9	96,8	800	599,7	15.832,6	3.916	100,0%	1,6%
S5	263,0	132,7	800	605,5	14.087,7	2.326	100,0%	0,3%
S6	263,0	0,0	1.800	681,0	14.087,7	3.750	97,3%	0,0%
S7	263,0	92,6	800	592,0	14.087,7	1.933	100,0%	0,3%
S8	0,0	76,9	1.450	199,8	12.956,7	1.989	100,0%	10,0%
S9	0,0	0,0	1.584	190,1	12.956,7	3.900	100,0%	11,9%
S10	0,0	74,4	1.450	198,9	12.956,7	1.793	100,0%	9,9%



Gran Canaria								
Sup.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E.	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	2.003,0	0,0	3.800	7.668,5	120.874,8	5.186	99,8%	-3,6%
S2	1.462,6	293,1	4.400	3.522,9	100.656,4	22.397	99,6%	1,4%
S3	1.462,6	0,0	4.400	3.424,7	100.656,4	13.324	98,3%	1,2%
S4	1.462,6	137,4	4.400	3.470,7	100.656,4	11.172	99,6%	1,0%
S5	1.602,2	155,2	4.400	3.519,8	93.215,4	12.858	99,4%	0,6%
S6	1.602,2	0,0	5.000	3.539,8	93.215,4	13.628	97,8%	0,6%
S7	1.602,2	65,6	4.400	3.489,8	93.215,4	12.229	99,3%	0,6%
S8	0,0	181,0	5.210	685,8	69.706,4	13.560	99,1%	16,1%
S9	0,0	0,0	5.020	602,4	69.706,4	10.642	99,5%	18,0%
S10	0,0	69,6	5.130	638,9	69.706,4	12.877	99,1%	17,2%
Tenerife								
Sup.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E.	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	2.538,8	0,0	4.800	9.489,2	123.544,1	5.428	100,0%	-4,5%
S2	1.872,1	1.071,6	4.800	4.605,5	101.939,3	30.626	100,0%	0,3%
S3	1.872,1	0,0	4.800	4.246,5	101.939,3	7.086	99,8%	-0,1%
S4	1.872,1	860,6	5.000	4.558,8	101.939,3	21.053	100,0%	0,0%
S5	2.175,2	267,6	3.000	4.269,7	92.811,6	8.479	99,7%	-0,6%
S6	2.175,2	0,0	4.800	4.396,1	92.811,6	7.768	99,6%	-0,8%
S7	2.175,2	140,0	3.000	4.227,0	92.811,6	7.581	99,7%	-0,5%
S8	0,0	219,9	5.100	685,7	22.647,8	8.302	99,4%	8,9%
S9	0,0	0,0	5.250	630,0	22.647,8	4.159	100,0%	9,2%
S10	0,0	102,2	5.150	652,2	22.647,8	7.001	99,4%	9,2%
La Gomera								
Sup.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E.	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	70,0	0,0	480	317,1	3.027,4	2.078	100,0%	-1,3%
S2	44,4	19,9	430	150,1	2.370,8	1.613	97,0%	2,5%
S3	44,4	0,0	421	142,3	2.370,8	1.159	95,1%	1,5%
S4	44,4	2,1	505	153,1	2.370,8	1.544	99,3%	2,1%
S5	50,0	40,0	290	143,4	2.301,4	1.533	95,2%	2,5%
S6	50,0	0,0	470	151,7	2.301,4	1.060	97,1%	0,6%
S7	50,0	5,0	480	153,5	2.301,4	1.962	97,2%	3,2%
S8	0,0	40,0	510	74,6	1.308,0	1.329	95,3%	6,1%
S9	0,0	0,0	530	63,6	1.308,0	1.724	97,1%	9,8%
S10	0,0	4,0	505	61,3	1.308,0	1.159	95,2%	7,2%
La Palma								
Sup.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E.	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	230,0	0,0	800	1.064,9	11.279,7	6.506	100,0%	-2,7%
S2	180,1	85,9	700	481,2	8.862,6	3.459	99,1%	0,2%
S3	180,1	0,0	700	452,4	8.862,6	2.574	95,7%	-0,1%
S4	180,1	24,1	900	484,5	8.862,6	2.981	99,1%	-0,2%

S5	163,3	52,0	950	454,0	8.169,8	2.782	97,1%	-0,3%
S6	163,3	0,0	1.300	478,6	8.169,8	2.140	99,2%	-1,1%
S7	163,3	8,3	1.100	457,4	8.169,8	2.580	97,0%	-0,5%
S8	0,0	44,1	840	115,6	4.811,9	2.406	97,1%	9,2%
S9	0,0	0,0	800	96,0	4.811,9	2.621	99,0%	11,9%
S10	0,0	6,2	870	106,5	4.811,9	2.316	97,0%	10,0%
<b>El Hierro</b>								
Sup.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E.	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	46,5	0,0	60	184,1	2.216,6	106	100,0%	-4,1%
S2	35,2	9,9	150	89,4	1.757,7	172	99,5%	0,2%
S3	35,2	0,0	60	75,3	1.757,7	119	99,2%	1,0%
S4	35,2	2,1	150	86,8	1.757,7	142	99,5%	0,2%
S5	32,6	19,9	300	106,1	1.651,9	233	99,1%	-0,7%
S6	32,6	0,0	300	99,5	1.651,9	172	99,5%	-0,8%
S7	32,6	2,1	300	100,2	1.651,9	189	99,5%	-0,7%
S8	0,0	30,0	350	75,5	440,6	361	99,9%	-0,2%
S9	0,0	0,0	315	37,8	440,6	195	99,9%	2,9%
S10	0,0	2,1	310	37,9	440,6	92	99,9%	1,1%

Tabla 150 Resumen de resultados por isla y supuesto

Como criterio general parece que la solución de mayor rentabilidad sería la apuesta por el autoconsumo a nivel local sin la integración (o con escasa integración) de sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario, existiendo soluciones de almacenamiento energético a gran escala y, en menor medida, en redes eléctricas. Esto parece lógico dado que la desagregación del almacenamiento por punto de consumo tiende a generar una situación de cierto sobredimensionamiento. **No obstante, no debe perderse de vista los aspectos señalados a continuación:**

1. El almacenamiento distribuido a nivel de usuario tiene impacto directo sobre la economía del usuario. A diferencia del almacenamiento energético a gran escala, las instalaciones de autoconsumo distribuidas permiten reducir el coste de la factura eléctrica del usuario.
2. Como se ha demostrado, no todas las islas tienen las mismas condiciones en cuanto a la posibilidad de apostar por sistemas de almacenamiento energético a gran escala. Existen islas donde la posibilidad de desarrollo de esta tecnología pasa por alternativas de mayor coste de inversión a las requeridas para hidrobombes como el hidrógeno o baterías electroquímicas. Además, en estas tecnologías la vida útil de estos equipos son inferiores a los 15 años, lo que obliga a ejecutar acciones de reacondicionamiento a la mitad de su vida útil.
3. El sobredimensionamiento permite hacer frente a futuros incrementos de la demanda durante la vida útil de la instalación.
4. Las inversiones en almacenamiento energético a nivel local serían llevadas a cabo por promotores privados con interés y no suponen una gran inversión en comparación con la apuesta por el almacenamiento a nivel de redes o a gran escala.

5. Los plazos de ejecución y el nivel de tramitación de proyectos de almacenamiento a gran escala pueden alcanzar los 10 años, a diferencia del almacenamiento a nivel de usuario que puede ser gestionado en un plazo corto de tiempo (6 meses).
6. El almacenamiento distribuido fomenta la generación de empleo local y nuevos modelos de negocio basados en las energías renovables.
7. El almacenamiento distribuido plantea un modelo energético en el que el usuario final de la energía participa también en el proceso de generación y, por ende, fomenta la apuesta por políticas de eficiencia energética. En general, este tipo de consumidores tratan de reducir el consumo de la red eléctrica lo máximo posible y acaban apostando por la integración de políticas de gestión de demanda.

En conclusión, aunque el análisis económico concluya que la alternativa más económica sería la apuesta por el almacenamiento a gran escala en detrimento del almacenamiento a nivel de usuario, es importante considerar otros aspectos que inicialmente no se plasman en el estudio económico inicial anteriormente expuesto.

En general, en las islas de **Lanzarote y Fuerteventura** se debería apostar por el almacenamiento a nivel de usuario y en redes todo lo que sea posible, ya que no existen alternativas aptas de almacenamiento a gran escala mediante centrales de bombeo reversible. En estas islas, se debería apostar por otras tecnologías como el **hidrógeno**, que aún no son competitivas desde el punto de vista económico. Además, estas islas se interconectarían con Gran Canaria, por lo que siempre se podría acudir a la interconexión eléctrica para cubrir posibles desvíos que no puedan ser atendidos con la generación renovable existente en cada isla. Esto no quiere decir que se abandone toda posibilidad de almacenamiento energético a gran escala, es más, sería obligatorio contar con un sistema de estas características para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema. **Lo recomendable sería apostar por una configuración semejante a la modelada en el Supuesto 5.**

En **Gran Canaria** si existen posibilidades de almacenamiento a gran escala. Ya se avanza en la instalación de la central de hidrobombeo Chira – Soria. No obstante, la capacidad de este hidrobombeo es de 3.200 MWh y para llegar a la situación más económica habría que contar con una capacidad de almacenamiento próxima a los 5.000 MWh. Los tiempos requeridos para la puesta en marcha de este tipo de instalaciones son elevados y, por tanto, conviene diversificar las formas de almacenamiento en la isla. Para alcanzar esos 5.000 MWh habría que invertir en otra central de semejantes características o ampliar la capacidad de Chira – Soria (por ejemplo con la asociación con Cueva de las Niñas). **De ser posible llevar a cabo ese proyecto con anterioridad a 2040** la alternativa óptima sería la propuesta en el **Supuesto 9. En caso contrario habría que optar por una configuración semejante a la modelada en el Supuesto 2.**

El caso de **Tenerife** no es muy diferente al modelado para Gran Canaria. En esta isla no existen tantas presas o embalses con capacidad y condiciones para ser susceptibles de ser usados para almacenamiento a gran escala, pero se proponen hasta dos alternativas de hidrobombeo mediante la construcción de embalses en distintas zonas de la isla. Nuevamente se considera un factor crítico el tiempo. En cualquier caso, dada la demanda eléctrica de la isla y las condiciones derivadas de la garantía del suministro, se considera fundamental disponer de al menos una central de hidrobombeo de características semejantes a las previstas en Chira – Soria. El aporte de estos generadores en términos de inercia y respuesta ante variaciones de tensión y frecuencia no es comparable a la que se tendría en sistemas de almacenamiento

electroquímicos o incluso el hidrógeno. Sin embargo, si se podría usar el hidrógeno y un aporte de CO<sub>2</sub> (captura) para producir metano sintético y alimentar a generadores convencionales. En las propuestas evaluadas de hidrobombeo en la isla no se superan capacidades de 3.000 MWh por instalación. Teniendo en cuenta que no se considera realista que se lleven a cabo dos instalaciones antes de 2040, **la mejor alternativa a la que se podría aspirar es la considerada en el Supuesto 7.**

**La Gomera** tiene condiciones perfectas para que se apueste por un modelo basado en multi-microgrids. Se dispondrían de sistemas de almacenamiento distribuidos por comarcas en función de su demanda y el aporte extra, que necesariamente debería ser cubierto con una instalación a gran escala que se proveería con la interconexión eléctrica con Tenerife. Este modelo no sólo es la opción más viable sino que tendría un interés especial desde el punto de vista tecnológico, alcanzándose un grado de innovación semejante al actualmente existente en la isla de El Hierro. En esta isla se considera que **la mejor alternativa es la definida en el Supuesto 5, si bien el aporte del almacenamiento a gran escala sería proveído por la isla de Tenerife.**

Aunque a diferente escala, la isla de **La Palma** presenta una situación semejante a la evaluada para Tenerife. Las posibilidades de almacenamiento a gran escala en la isla pasan por la construcción de un hidrobombeo en el que al menos uno de sus embalses debe ser construido para este fin. La opción más interesante sería construir un depósito de 3.000.000 m<sup>3</sup> próximo a la costa norte de la isla y asociado al embalse de La Laguna de Barlovento. La capacidad de este sistema podría alcanzar los 1.000 MWh y eso sería suficiente para apostar por alternativas como el Supuesto 9 (la opción más económica). Pero nuevamente, no conviene que se fomente únicamente el almacenamiento a gran escala. **La alternativa más equilibrada es la planteada en el Supuesto 3.**

Finalmente en la isla de **El Hierro** ya existe la central hidroeléctrica de Gorona del viento. En este caso podría bastar con fomentar el autoconsumo. En cualquier caso, de acuerdo con los aspectos mencionados a lo largo de este apartado, **la opción recomendable sería la simulada en el supuesto 4.**

La siguiente tabla resume las opciones que han sido identificadas como de mayor interés según el análisis desarrollado en la estrategia de almacenamiento energético.

Alternativas de almacenamiento energético propuestas por islas								
Isla	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoconsumo	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
Lanzarote	246,3	178,5	1.400	725,2	18.949,0	4.686	99,5%	1,4%
Fuerteventura	263,0	132,7	800	605,5	14.087,7	2.326	100,0%	0,3%
Gran Canaria	1.462,6	293,1	4.400	3.522,9	100.656,4	22.397	99,6%	1,4%
Tenerife	2.175,2	140,0	3.000	4.227,0	92.811,6	7.581	99,7%	-0,5%
La Gomera*	50,0	40,0	290*	143,4	2.301,4	1.533	95,2%	2,5%
La Palma	180,1	0,0	700	452,4	8.862,6	2.574	95,7%	-0,1%
El Hierro	35,2	2,1	150	86,8	1.757,7	142	99,5%	0,2%

Tabla 151 Alternativas de almacenamiento energético propuestas por islas

## 5.6 NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN EL HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN PTECAN

Las capacidades de almacenamiento expuestas en la Tabla 151 hacen referencia a las necesidades en un supuesto de total descarbonización del sector eléctrico. En coherencia con lo descrito a lo largo del PTECan, ese objetivo se alcanzaría en el año 2040 para las alternativas 1 y 2, requiriéndose un incremento progresivo en cada año y para cada escala (a nivel de usuario, en redes y a gran escala) hasta que el almacenamiento sea suficiente para cumplir con las necesidades de integración previstas. Por su parte, en la alternativa 0 se asume un escenario tendencial en el que el almacenamiento energético tendría una incidencia mínima semejante a la que se ha producido históricamente en Canarias.

En los siguientes apartados se presentan las proyecciones anuales de incremento del almacenamiento energético para cada escala de sistema. Dichas proyecciones son coherentes con los escenarios de máximo modelados en la estrategia de almacenamiento energético de Canarias. Teniendo en cuenta que se trata de estimaciones, se presentan los datos para los años de referencia 2022, 2023, 2025 y 2030 como para el resto del documento.

### 5.6.1 ALTERNATIVA 0

En la alternativa 0 se presenta una situación conservadora, en la cual el almacenamiento a nivel de usuario y en redes apenas incrementaría en el periodo de planificación. En lo que respecta al almacenamiento a gran escala, se considera únicamente la capacidad que está siendo aportada por la central hidroeléctrica de Gorona del Viento en El Hierro.

Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 0] (MWh)								
Almacenamiento a nivel de usuario								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	0,56	0,60	3,31	4,93	0,11	0,41	0,08	10,00
2023	0,56	0,60	3,31	4,93	0,11	0,41	0,08	10,00
2025	0,56	0,60	3,31	4,93	0,11	0,41	0,08	10,00
2030	0,56	0,60	3,31	4,93	0,11	0,41	0,08	10,00
Almacenamiento distribuido (MWh)								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	4,54	3,37	7,45	3,56	1,02	0,00	0,05	20,00
2023	4,54	3,37	7,45	3,56	1,02	0,00	0,05	20,00
2025	4,54	3,37	7,45	3,56	1,02	0,00	0,05	20,00
2030	4,54	3,37	7,45	3,56	1,02	0,00	0,05	20,00
Almacenamiento a gran escala (MWh)								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	150,00	150
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	150,00	150
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	150,00	150
2030	0,00	0,00	3200,00	0,00	0,00	0,00	150,00	3.350

Tabla 152 Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 0]

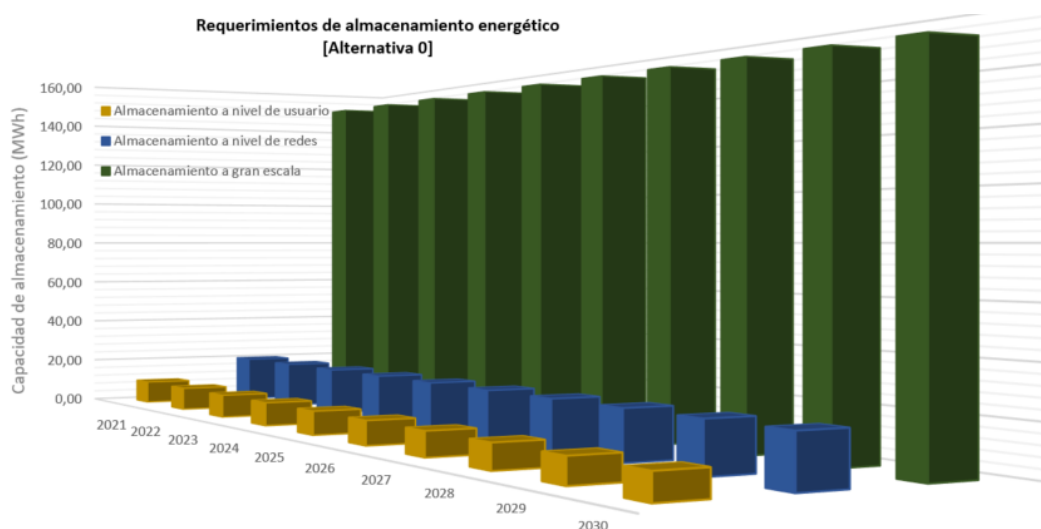


Ilustración 85 Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 0]

### 5.6.2 ALTERNATIVA 1

Con la situación modelada en la alternativa 1, la total descarbonización del sector energético de Canarias se alcanzaría en el año 2040. Por ello, los valores máximos orientativos estimados en la estrategia de almacenamiento energético de Canarias (almacenamiento a nivel de usuario de 4.412 MWh, a nivel de red de 786 MWh y a gran escala de 10.740 MWh para el total de Canarias) se deberían lograr en el año 2040.

El paso intermedio por el año 2030 supone que para el total de Canarias deberían existir 1.297 MWh de capacidad de almacenamiento instalada a nivel de usuario, mientras que para el almacenamiento en redes la cifra ascendería a 244 MWh y para gran escala sería de 6.350 MWh. La distribución de esa capacidad de almacenamiento total se distribuye por isla en la siguiente Tabla 153.

En lo que respecta al almacenamiento a gran escala, se consideraría la central hidroeléctrica Gorona del Viento en El Hierro y dos hidrobombes adicionales, Chira – Soria en Gran Canaria el cual se encuentra en avanzado estado de tramitación y otra instalación de semejantes características a este último que debería localizarse en la isla de Tenerife. Si se alcanzara ese objetivo, se cumpliría con el objetivo global de almacenamiento a gran escala (10.740 MWh) a largo plazo en un 60%. Además, si se consideran las infraestructuras de interconexión eléctrica, dichos hidrobombes estarían dando servicio a todas las islas a excepción de La Palma, por tanto, el impacto de estas infraestructuras es incluso superior al inicialmente esperado.

Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 1] (MWh)								
Almacenamiento a nivel de usuario								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	6,77	7,23	40,22	59,82	1,37	4,95	0,97	<b>121,34</b>
2023	11,41	12,18	67,76	100,77	2,32	8,34	1,63	<b>204,42</b>
2025	23,74	25,35	141,00	209,70	4,82	17,36	3,39	<b>425,37</b>
2030	72,43	77,34	430,09	639,63	14,70	52,96	10,35	<b>1.297,49</b>
Almacenamiento distribuido (MWh)								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	8,83	6,56	14,49	6,92	1,98	0,00	0,10	<b>38,89</b>
2023	12,11	9,00	19,89	9,50	2,71	0,00	0,14	<b>53,35</b>

2025	20,84	15,50	34,22	16,35	4,67	0,00	0,25	<b>91,83</b>
2030	55,31	41,12	90,82	43,38	12,39	0,00	0,65	<b>243,69</b>
Almacenamiento a gran escala (MWh)								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	150	<b>150</b>
2023	0	0	0	0	0	0	150	<b>150</b>
2025	0	0	0	0	0	0	150	<b>150</b>
2030	0	0	3.200	3.000	0	0	150	<b>6.350</b>

Tabla 153 Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 1]

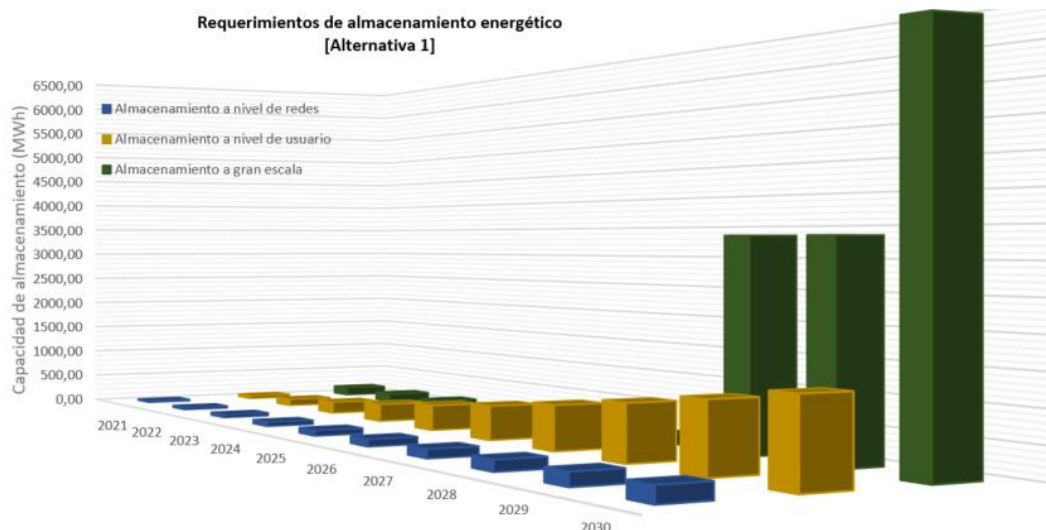


Ilustración 86 Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 1]

### 5.6.3 ALTERNATIVA 2

Los valores indicativos de máximos expuestos en la Tabla 151 se alcanzarían en este caso en el año 2040 como en la Alternativa 1. No obstante, en este caso el crecimiento se centra en la segunda década. Esta es la principal razón por la que el paso intermedio en el año 2030 requiere menores necesidades de capacidad de almacenamiento energético en sus tres tipologías.

El almacenamiento a nivel de usuario sería en esta alternativa de aproximadamente 827 MWh. Se sumarían 162 MWh en almacenamiento a nivel de redes y 3.350 MWh en almacenamiento a gran escala. El objetivo de almacenamiento a gran escala se alcanzaría con la central hidroeléctrica de Gorona del Viento en El Hierro y la central de hidrobombeo reversible proyectada para Gran Canaria (Chira – Soria). La distribución por años e islas se presenta en la siguiente tabla.

Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 2] (MWh)								
Almacenamiento a nivel de usuario								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	6,78	7,24	40,24	59,85	1,38	4,96	0,97	<b>121,40</b>
2023	10,43	11,14	61,94	92,12	2,12	7,63	1,49	<b>186,86</b>
2025	18,83	20,10	111,80	166,27	3,82	13,77	2,69	<b>337,27</b>
2030	46,17	49,30	274,16	407,74	9,37	33,76	6,60	<b>827,10</b>
Almacenamiento distribuido (MWh)								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	8,83	6,56	14,50	6,92	1,98	0,00	0,10	<b>38,90</b>
2023	11,42	8,49	18,75	8,95	2,56	0,00	0,13	<b>50,30</b>
2025	17,36	12,91	28,51	13,62	3,89	0,00	0,20	<b>76,49</b>

2030	36,72	27,30	60,30	28,80	8,23	0,00	0,43	161,78
<b>Almacenamiento a gran escala (MWh)</b>								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	150	150
2023	0	0	0	0	0	0	150	150
2025	0	0	0	0	0	0	150	150
2030	0	0	3.200	0	0	0	150	3.350

Tabla 154 Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 2]

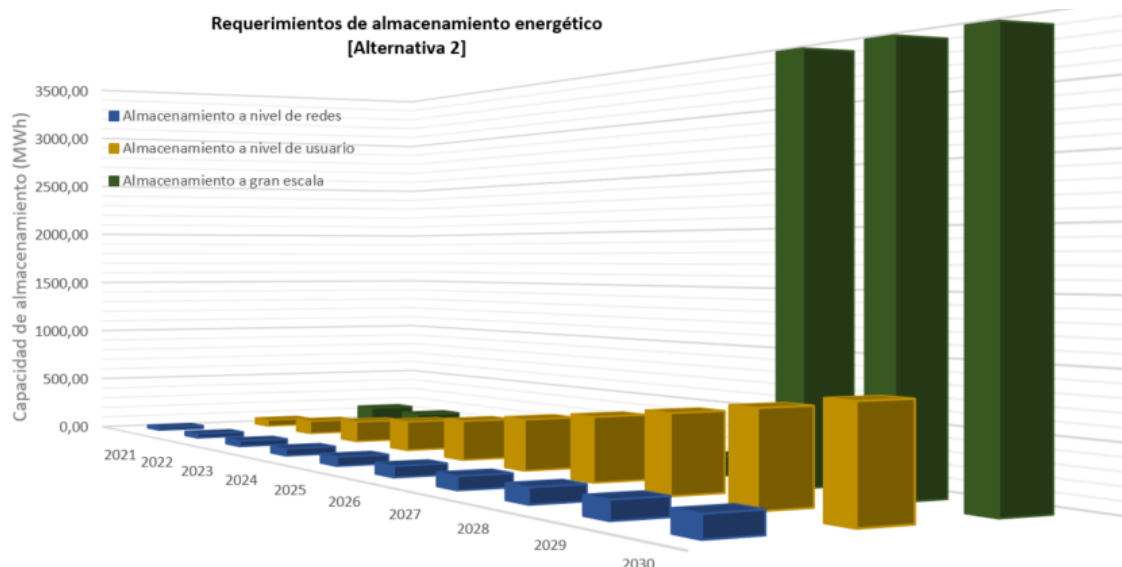


Ilustración 87 Requerimientos de almacenamiento energético [Alternativa 2]

## 5.7 MODELIZACIÓN

Las estimaciones expuestas en la Tabla 151 hacen referencia a la situación de total descarbonización del sistema eléctrico de Canarias por islas. No obstante, el PTECan debe proyectar la situación del almacenamiento para el horizonte hasta 2030. Dicha estimación anual de la potencia/capacidad que debería ser instalada en cada año por isla ha sido expuesta en el apartado 5.6. Se resume en la siguiente tabla la situación por alternativas para la situación final de planificación en el horizonte PTECan.

Capacidades de almacenamiento previstas según PTECan por alternativas (MWh)								
Año	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
<b>Almacenamiento a nivel de usuario</b>								
Alternativa 0	0,56	0,60	3,31	4,93	0,11	0,41	0,08	10,00
Alternativa 1	72,43	77,34	430,09	639,63	14,70	52,96	10,35	1.297,49
Alternativa 2	46,17	49,30	274,16	407,74	9,37	33,76	6,60	827,10
<b>Almacenamiento distribuido</b>								
Alternativa 0	4,54	3,37	7,45	3,56	1,02	0,00	0,05	20,00
Alternativa 1	55,31	41,12	90,82	43,38	12,39	0,00	0,65	243,69
Alternativa 2	36,72	27,30	60,30	28,80	8,23	0,00	0,43	161,78
<b>Almacenamiento a gran escala</b>								
Alternativa 0	0	0	0	0	0	0	150	150
Alternativa 1	0	0	3.200	3.000	0	0	150	6.350
Alternativa 2	0	0	3.200	0	0	0	150	3.350

Tabla 155 Capacidades de almacenamiento previstas según PTECan por alternativas



Como ha sido explicado en las bases técnicas definidas en el apartado 3.3, para cada sistema eléctrico se ha ejecutado el modelo ISLA, estimándose la configuración del mix energético y el grado de cumplimiento de los objetivos de descarbonización en cada territorio insular. Los resultados generales de esa modelización han sido presentados en el apartado 4.8. No obstante, en esta sección se realiza una síntesis de las capacidades de almacenamiento instaladas y la producción prevista para cada una de estas alternativas.

Resumen de resultados del balance en términos de almacenamiento energético [Alternativa 0] (MWh)									
Isla	Cap. Almacenamiento gran escala	Cap. Almacenamiento redes	Cap. Almacenamiento autoconsumo	Descarga Gran escala	Carga Gran escala	Descarga En redes	Carga En redes	Descarga Usuario	Carga Usuario
Lanzarote	0	5	1	2.628	3.653	38	52	120,5	164,0
Fuerteventura	0	3	1	0	0	43	59	102,7	139,1
Gran Canaria	3.200	7	3	0	0	856	1.232	552,4	631,3
Tenerife	0	4	5	0	0	985	1.333	775,3	907,0
La Gomera	0	1	0	0	0	0	0	19,5	25,6
La Palma	0	0	0	0	0	3	1	78,8	105,0
El Hierro	150	0	0	2.327	3.352	0	0	14,8	16,9
<b>Canarias</b>	<b>3.350</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>4.955</b>	<b>7.005</b>	<b>1.925</b>	<b>2.677</b>	<b>1.664</b>	<b>1.989</b>

Tabla 156 Resumen de resultados del balance en términos de almacenamiento energético [Alternativa 0]

Resumen de resultados del balance en términos de almacenamiento energético [Alternativa 1] (MWh)									
Isla	Cap. Almacenamiento gran escala	Cap. Almacenamiento redes	Cap. Almacenamiento autoconsumo	Descarga Gran escala	Carga Gran escala	Descarga En redes	Carga En redes	Descarga Usuario	Carga Usuario
Lanzarote	0	55	72,43	768.464	950.993	7184	10040	15.590	21.207
Fuerteventura	0	41	77,34	708.082	956.224	2869	4834	13.241	17.934
Gran Canaria	3.200	91	430,09	0	0	7619	10239	71.782	82.024
Tenerife	3.000	43	639,63	0	0	7322	9825	100.592	117.673
La Gomera	0	12	14,7	0	0	0	0	2.604	3.423
La Palma	0	0	52,96	0	0	3726	4182	10.178	13.562
El Hierro	150	1	10,35	27.916	25.196	0	0	1.913	2.183
<b>Canarias</b>	<b>6.350</b>	<b>244</b>	<b>1.297</b>	<b>1.504.462</b>	<b>1.932.413</b>	<b>28.720</b>	<b>39.120</b>	<b>215.899</b>	<b>258.006</b>

Tabla 157 Resumen de resultados del balance en términos de almacenamiento energético [Alternativa 1]

Resumen de resultados del balance en términos de almacenamiento energético [Alternativa 2] (MWh)									
Isla	Cap. Almacenamiento gran escala	Cap. Almacenamiento redes	Cap. Almacenamiento autoconsumo	Descarga Gran escala	Carga Gran escala	Descarga En redes	Carga En redes	Descarga Usuario	Carga Usuario
Lanzarote	0	37	46,17	397.349	550.229	2931	5611	9.937	13.518
Fuerteventura	0	27	49,3	0	0	5283	7663	8.441	11.432
Gran Canaria	3.200	60	274,16	0	0	4442	6578	45.757	52.286
Tenerife	0	29	407,74	0	0	4638	6836	64.124	75.012
La Gomera	0	8	9,37	0	0	0	0	1.660	2.182
La Palma	0	0	33,76	0	0	3674	4083	6.488	8.645
El Hierro	150	0	6,6	14.590	20.327	0		1.220	1.392
<b>Canarias</b>	<b>3.350</b>	<b>162</b>	<b>827</b>	<b>411.939</b>	<b>570.556</b>	<b>20.968</b>	<b>30.771</b>	<b>137.626</b>	<b>164.468</b>

Tabla 158 Resumen de resultados del balance en términos de almacenamiento energético [Alternativa 2]

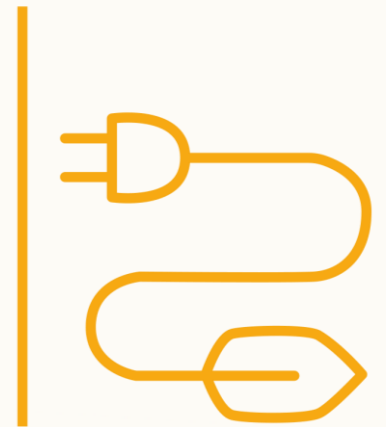
Las tablas expuestas en esta sección demuestran que hay un incremento notorio tanto de la capacidad de almacenamiento como del uso de estos sistemas en las Alternativas 1 y 2, y ésta ha sido una de las claves para alcanzar los niveles de autosuficiencia mencionados en el apartado 4.8.4.

Es importante considerar que, tal como se evalúa de manera detallada en la Estrategia de almacenamiento energético de Canarias, no basta con el aumento de la capacidad de almacenamiento, sino que, adicionalmente, debe existir una potencia renovable instalada suficiente como para que la energía renovable almacenada tenga origen renovable y, especialmente, opere con generación renovable no gestionable en aquellos instantes en los que dicha energía no puede ser directamente inyectada a la red eléctrica para la conservación de las condiciones de seguridad y garantía del suministro. Esta es la principal razón por la que en la Alternativa 0, a pesar de que ya se contaría con la central de hidrobombeo Chira-Soria, el efecto sobre el aumento de la cobertura de demanda mediante energías renovables no es significativo, produciéndose casos en los cuales la mayor parte de la producción renovable puede ser integrada en el sistema sin riesgo a que sean aplicadas políticas de corte y, por tanto, sin necesidad de llevar a cabo soluciones de almacenamiento.

Adicionalmente, conviene comentar que el hidrógeno es otra forma de almacenamiento energético, la cual en este horizonte de planificación se está utilizando fundamentalmente para la descarbonización del transporte y, principalmente, en aquellos nichos donde la electrificación no es la solución óptima. Por esta razón las capacidades de producción de hidrógeno se exponen en el capítulo 7 de este documento. Lógicamente, el modelo global descrito en el apartado 4.8 no sólo tiene en cuenta la contribución del almacenamiento energético, sino también los aspectos relacionados con la producción de hidrógeno verde como solución para descarbonizar subsectores energéticos especialmente carbonizados del archipiélago canario.

# 6

## Transporte y distribución de energía eléctrica



## 6 Transporte y distribución de energía eléctrica

---

De acuerdo con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, la planificación eléctrica la realiza la Administración General del Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla. Requiere informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y trámite de audiencia, es sometida al Congreso de los Diputados con carácter previo a su aprobación por el Gobierno abarcando periodos de seis años.

En la citada planificación eléctrica, únicamente tiene carácter vinculante la planificación de la red de transporte, con las características técnicas que en la misma se definen.

El último documento de planificación aprobado es el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026. Dicho documento de planificación describe todas las actuaciones que se pretendan desarrollar en la red eléctrica española durante el horizonte temporal 2021-2026, abarcando:

1. Infraestructuras eléctricas para la integración de energías renovables,
2. Resolución de restricciones técnicas y contingencias detectadas,
3. Enlaces e interconexiones eléctricas,
4. Desarrollo de redes de partida,
5. Apoyo a la distribución de energía eléctrica,
6. Renovación de instalaciones de transporte,
7. Infraestructuras necesarias para asegurar el suministro de energía eléctrica,
8. Y otras actuaciones no recogidas en los puntos anteriores.

Cumpliendo con el procedimiento establecido para su aprobación, Red Eléctrica de España remitió en enero de 2020 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) una propuesta inicial del plan de desarrollo de la red de energía eléctrica 2021-2026 para su valoración desde la perspectiva económica. El informe con expediente número INF/DE/005/20 fue publicado en junio de 2020.

Seguidamente, en noviembre de 2020 la Secretaria de Estado de Medioambiente del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico publicaba el documento de alcance de la Evaluación Ambiental Estratégica al citado plan. Este documento incluía las recomendaciones recibidas por los distintos agentes en la fase de consultas previas celebrada entre el 7 de agosto y el 7 de octubre de 2020.

En febrero de 2021 se iniciaba el periodo de información pública de la Planificación de la red de transporte de electricidad 2021-2026, hasta el 21 de abril de 2021. El contenido del documento presentado establecía un conjunto de medidas en la red de transporte para mejorar la seguridad del suministro y reducir los costes variables de generación hasta un 30% con respecto al año 2019 gracias a que dichas actuaciones permitirían la integración de mayor capacidad de producción de energías renovables.

La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico publicaba a 9 de diciembre de 2021 una resolución por la cual se formulaba la Declaración Ambiental Estratégica (DAE) del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026. Este plan se aprobaba definitivamente el día 22 de marzo de 2022, publicándose su documento definitivo.

## 6.1 PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2026

De acuerdo con lo establecido en el documento del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026, en materia de planificación se distingue entre planificación indicativa y vinculante.

A nivel nacional, se considera como planificación indicativa el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 en el cual no se tiene en cuenta la capacidad de las redes eléctricas y se establecen escenarios de posible evolución de la demanda y del parque de generación para no sólo asegurar su cobertura sino también la reestructuración del sistema hacia un sector energético libre de emisiones contaminantes y sostenible. Por su parte, el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica (PDRTEE) 2021-2026 se considera como planificación vinculante, la cual siendo coherente con lo definido en el PNIEC, materializa las infraestructuras de redes de transporte de energía eléctrica para un horizonte de 5 años.

Se presentan a continuación los principios rectores sobre los cuales se ha formulado el PDRTEE. Estos principios rectores fueron establecidos en la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inició el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2026:

- a) El cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima se concretan a nivel nacional a través del PNIEC 2021-2030.
- b) La maximización de la penetración renovable en el sistema eléctrico, minimizando el riesgo de vertidos, y de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico.
- c) La evacuación de energías renovables en aquellas zonas en las que existen elevados recursos renovables y sea posible ambientalmente la explotación y transporte de la energía generada.
- d) La contribución, en lo que respecta a la red de transporte de electricidad, a garantizar la seguridad del suministro del sistema eléctrico.
- e) La compatibilización del desarrollo de la red de transporte de electricidad con las restricciones medioambientales.
- f) La supresión de las restricciones técnicas existentes en la red de transporte de electricidad.
- g) El cumplimiento de los principios de eficiencia económica y del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
- h) La maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes.
- i) La reducción de pérdidas para el transporte de energía eléctrica a los centros de consumo.

De acuerdo con estos principios rectores el PDRTEE 2021-2026 establece los siguientes objetivos:

- ✳ Permitir la integración masiva de nueva generación renovable al ritmo necesario para alcanzar los objetivos del PNIEC en el medio y largo plazo.

- ✱ Mantener y mejorar la seguridad de suministro del sistema eléctrico español en cumplimiento de lo establecido en la legislación de aplicación.
- ✱ Dar respuesta a las necesidades de nueva demanda que se identifican, incluidas las relativas a la alimentación de infraestructuras de transporte como ferrocarriles o electrificación de los puertos marítimos.
- ✱ Reducir las limitaciones técnicas estructurales de la red de transporte que hacen necesaria la programación de generación por restricciones técnicas.
- ✱ Dar respuesta a las necesidades de interconexión internacional y conexión con y entre territorios no peninsulares.

Era necesario establecer un escenario base sobre el cual se programaran las actuaciones. En este sentido, se optó por establecer como “red de partida” al conjunto de las infraestructuras de la red de transporte que ya se encontraban operativas a lo que se le añadía aquellas infraestructuras que con una muy alta probabilidad estarían en funcionamiento antes de 2026. Entre las infraestructuras consideradas como de una muy alta probabilidad de ejecución incluyeron:

- Actuaciones con construcción iniciada.
- Actuaciones con puesta en servicio prevista antes del inicio de la planificación (2019-2020).
- Actuaciones que disponer de Declaración de Impacto Ambiental (DIA).
- Actuaciones que no requieren DIA y con puesta en marcha prevista antes de 2023.
- Posiciones de acceso ya anteriormente incluidas en el PDRTEE 2015-2020.
- Actuaciones de interconexiones entre los sistemas de Estado Miembro de la EU.

Sobre esa red de partida se asignó la demanda y la generación establecida en el PNIEC (como planificación indicativa) y, en línea con todo lo anterior, se programó las infraestructuras que serían acometidas en la red de transporte de España hasta el año 2026.

Es necesario añadir que para alcanzar los objetivos establecidos en el PNIEC, el PDRTEE 2021-2026 contempló la ejecución de nuevas actuaciones en la red de transporte más allá de la red de partida las cuales se requerirían para resolver limitaciones. Las nuevas actuaciones se plantean fundamentalmente a efectos de resolver problemas de sobrecarga en la red de transporte, tensiones fuera del rango admisible, valores de potencia de cortocircuito no admisibles y oscilaciones.

El coste de inversión estimado del conjunto de actuaciones incluidas en el plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 es de 6.964 M€, de los cuales:

- 1.260 M€ corresponden a actuaciones que no se encuentran sujetas al valor límite de inversión establecido en el Art. 13 del Real Decreto 1047/2015 y a la DA 2ª del Real Decreto-Ley 23/2020, para reforzar las interconexiones internacionales con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos;
- 5.704 M€ a actuaciones de refuerzo de las redes de transporte que componen el sistema eléctrico nacional, tanto de la red de partida como nuevas instalaciones.

De los 5.704 M€ de inversión previstos en la propuesta inicial del plan para toda España que sí computan en el límite de inversión, 1.103 M€ se destinaban a la red de partida mientras que 4.598 M€ se reservarían a nuevas actuaciones. Habría otra partida complementaria de 3 M€ asociada a interconexiones eléctricas internacionales.

En cuanto a las inversiones que no computan en el límite de inversión, la gran parte de ellas se deben a las interconexiones internacionales con una inversión adicional de 1.190 M€. También se añaden 51 M€ de red de partida y 18 M€ de nuevas actuaciones.

Por partidas, la inversión prevista se distribuía como se muestra en la siguiente tabla.

Propuesta inicial del Plan de desarrollo de la red de energía eléctrica 2021-2026		
Partida	Inversión	Distribución
	M€	%
Integración de energías renovables y restricciones técnicas	1.872 M€	32,8%
Enlaces	1.487 M€	26,1%
Apoyo a la demanda	820 M€	14,4%
Seguridad de suministro	729 M€	12,8%
Necesidades de operación	405 M€	7,1%
Renovación RdT	328 M€	5,8%
Generación y almacenamiento	54 M€	0,9%
Interconexiones	8 M€	0,1%

Tabla 159 Propuesta inicial del Plan de desarrollo de la red de energía eléctrica 2021-2026

La inversión destinada a las Islas Canarias ascendería a 815 M€ (segunda comunidad autónoma con mayor inversión por detrás de las Islas Baleares cuya inversión prevista asciende a 1.166 M€), consignándose 404 M€ a actuaciones en la red de partida y 307 M€ en nuevas actuaciones y 104 M€ en enlaces entre islas.

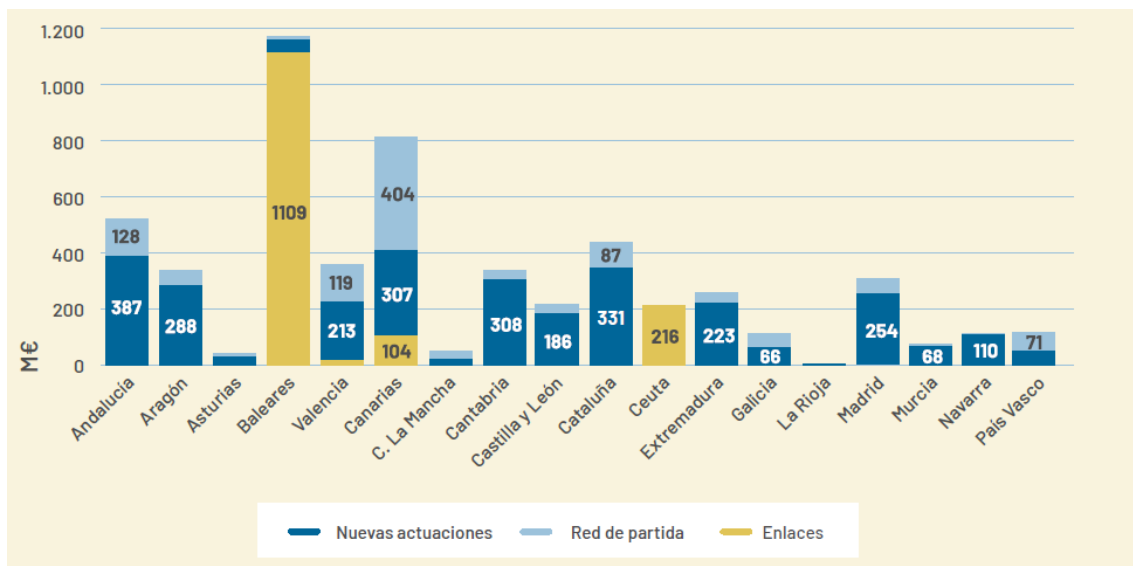


Ilustración 88 Coste de inversión total del PDRTEE 2021 - 2026

## 6.2 ACTUACIONES PREVISTAS EN EL PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021-2026

La siguiente ilustración presenta de manera esquemática las actuaciones que se prevén para Canarias en el horizonte hasta 2026.

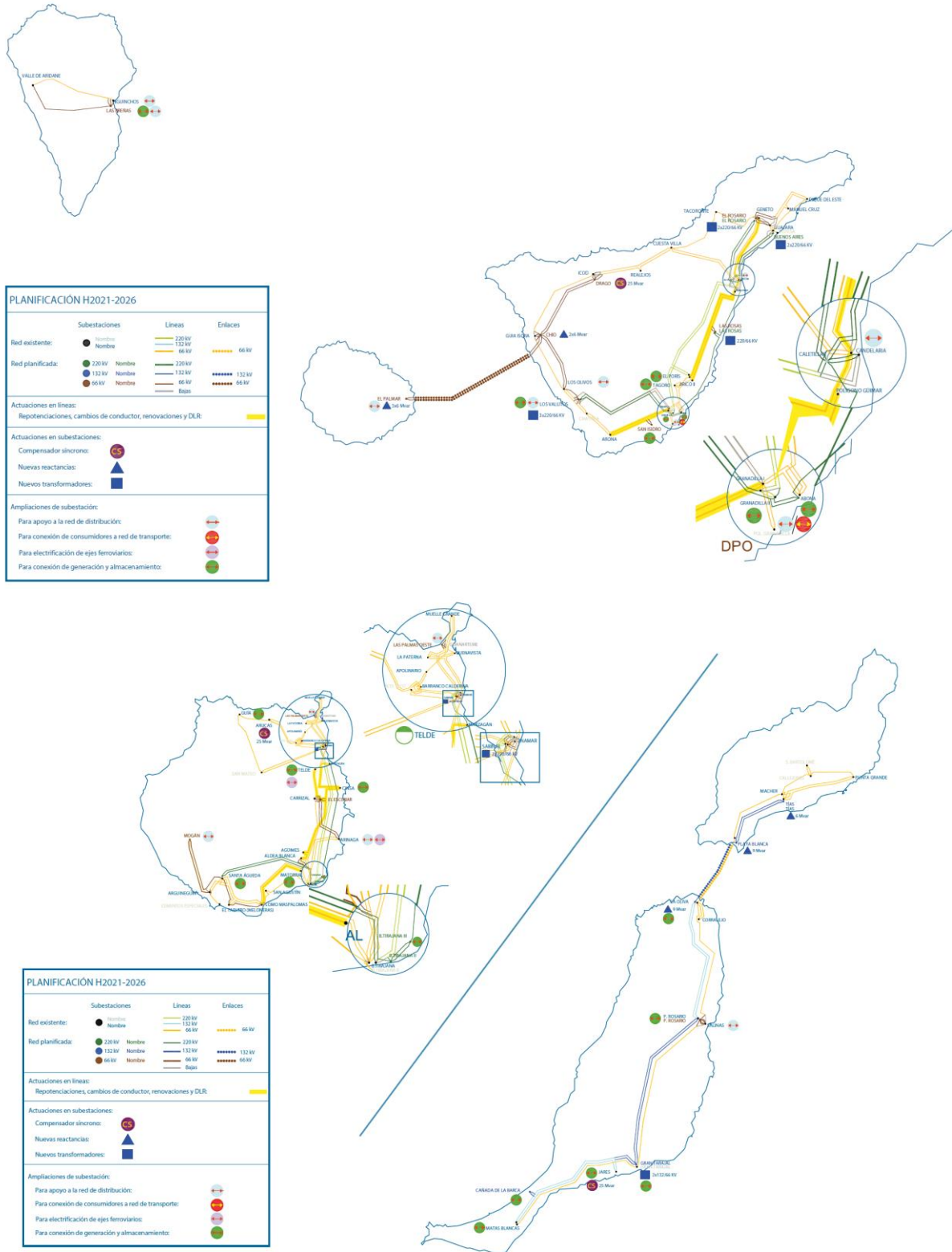


Ilustración 89 Esquema de las actuaciones previstas en Canarias según el PDRTEE 2021 - 2026



Todas las actuaciones consideradas se han clasificado en dos anexos.

El Anexo I recoge las actuaciones en la **red de partida** ordenándose las actividades en: i) Nuevas subestaciones; ii) Ampliación de subestaciones; iii) Nuevas líneas/cables; iv) Cambios de tensión; v) Cambios de topología; vi) Repotenciación de líneas; vii) Nuevos transformadores; y viii) Nuevas reactancias.

Por su parte, en el Anexo II se incluyen las **nuevas actuaciones** previstas, habiéndose considerado para Canarias: i) La instalación de compensadores síncronos; ii) el apoyo a la red de distribución, iii) actuaciones enmarcadas en enlaces entre sistemas; iv) actividades de integración de renovables y resolución de restricciones técnicas; v) seguridad de suministro; y actuaciones con puesta en servicio posterior a 2026.

Para más detalles, en los siguientes subapartados se presenta una relación de las actuaciones previstas en red de partida y nuevas actuaciones.

Como actuaciones de relevancia contempladas para Canarias se incluye la interconexión eléctrica entre las islas de Tenerife y La Gomera (actuación ya incluida en el plan de desarrollo 2015-2020 pero no ejecutada). La interconexión submarina conectaría las subestaciones eléctricas de Chío, en Tenerife, con el Palmar, ubicada en San Sebastián de La Gomera. Se recorre una distancia de 42 km y se enlaza con dos circuitos de 66 kV y una capacidad total de 50 MVA. La inversión requerida ha sido estimada en 103,8 M€, habiéndose contemplado que los costes de operación y mantenimiento ascenderían a 2,01 M€/año.

También se incluye en la red de partida las infraestructuras necesarias para la conexión y desarrollo del proyecto de almacenamiento de Chira-Soria en la isla de Gran Canaria.

Finalmente, debe comentarse que la posible interconexión entre las islas de Fuerteventura y Gran Canaria se incluye en el Anexo II como actuaciones con puesta en servicio posterior a 2026, matizándose que aún se desconoce la tecnología a utilizar (queda pendiente de definición). La inclusión de determinadas actuaciones en el Anexo II como actuación con puesta en servicio posterior a 2026 se justifica en base a que, mientras el horizonte de planificación es de seis años, el despliegue de algunas infraestructuras de la red de transporte requiere de largos periodos de estudio y tramitación administrativa y medioambiental, de resolución de dificultades técnicas y de coordinación entre distintos agentes que aconsejan considerar, con carácter preliminar horizontes de más largo plazo. La identificación de una actuación para una fecha posterior al periodo de planificación (2026) permite el inicio de los trámites administrativos pertinentes siempre que no afecten directamente a bienes y derechos de terceros.

### **6.2.1 ACTUACIONES EN RED DE PARTIDA**

De acuerdo con lo establecido en el Anexo I al PDRTEE 2021-2026, la motivación de las actuaciones recogidas en la red de partida de Canarias es la de asegurar la consecución de los proyectos singulares ya planificados para el 2015-2020 cuya puesta en servicio se efectuará con muy alta probabilidad en el horizonte a 2026. Es por ello que las actuaciones de la red de partida no fueron evaluadas nuevamente en este ejercicio de planificación ya que su justificación vendría desde el plan anterior.

✱ **Nuevas subestaciones.**

Nuevas subestaciones previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]	
Nuevas subestaciones	Prev.
Barranco de Tirajana II 220 kV	2022
Buenos Aires 220 kV	2022
Cañada de La Barca 132 kV	2023
Chío 66 kV	2023
El Rosario 220 kV	2021
El Rosario 66 kV	2021
Escobar 66 kV	2020
Gran Tarajal 132 kV	2023
Las Caletillas 220 kV	2022
Vallitos 220 kV	2023
Vallitos 66 kV	2023

Tabla 160 Nuevas subestaciones previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]

 ✱ **Ampliación de subestaciones.**

Ampliaciones de subestaciones previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]				
Ampliaciones de subestaciones	Unidades	Tipo	Motiv.	Prev.
Abona 66 kV	1	Blind.	Gen/Alm	2021
Arinaga 66 kV	1	Blind.	EjeFerr.	2023
Arinaga 66 kV	2	Blind.	RdT	2019
Barranco de Tirajana 220 kV	2	Blind.	RdT	2022
Barranco de Tirajana 66 kV	1	Conv.	RdT	2020
Barranco de Tirajana 66 kV	2	Conv.	RdT	2021
Barranco de Tirajana II 220 kV	2	Blind.	RdT	2022
Buenos Aires 220 kV	6	Blind.	RdT	2022
Buenos Aires 66 kV	2	Conv.	RdT	2021
Cañada de La Barca 132 kV	1	Blind.	Gen/Alm	2023
Cañada de La Barca 132 kV	4	Blind.	RdT	2023
Chío 66 kV	10	Blind.	RdT	2023
Cinsa 66 kV	1	Conv.	Gen/Alm	2023
El Matorral 66 kV	1	Blind.	Gen/Alm	2021
El Porís 66 kV	1	Blind.	RdT	2018
El Porís 66 kV	1	Blind.	Gen/Alm	2021
El Rosario 220 kV	4	Blind.	RdT	2022
El Rosario 220 kV	2	Blind.	RdT	2021
El Rosario 66 kV	14	Blind.	RdT	2021
El Tablero 66 kV	2	Blind.	RdT	2022
Escobar 66 kV	3	Blind.	RdT	2020
Gran Tarajal 132 kV	10	Blind.	RdT	2023
Gran Tarajal 132 kV	1	Blind.	Gen/Alm	2023
Gran Tarajal 66 kV	2	Blind.	RdT	2023
Granadilla 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Granadilla II 220 kV	1	Blind.	RdT	2023
Guía 66 kV	1	Conv.	Gen/Alm	2023

Jares 132 kV	1	Blind.	Gen/Alm	2022
La Oliva 132 kV	2	Blind.	RdT	2017
La Oliva 66 kV	3	Blind.	RdT	2019
La Oliva 66 kV	3	Blind.	RdT	2018
Las Caletillas 220 kV	9	Blind.	RdT	2022
Las Salinas 66 kV	1	Blind.	RdT	2022
Las Salinas 66 kV	1	Móvil	RdT	2022
Los Guinchos 66 kV	2	Conv/Blind	RdT	2023
Los Olivos 66 kV	4	Blind.	RdT	2023
Matas Blancas 132 kV	1	Blind.	RdT	2017
Matas Blancas 66 kV	1	Conv.	RdT	2017
Móvil 66 kV	1	Móvil	RdT	2022
Playa Blanca 132 kV	5	Blind.	RdT	2019
Puerto del Rosario 66 kV	3	Blind.	Gen/Alm	2017
Puerto del Rosario 66 kV	9	Blind.	RdT	2017
Sabinal 220 kV	4	Blind.	RdT	2023
Sabinal 66 kV	12	Blind.	RdT	2023
Santa Águeda 66 kV	1	Blind.	Gen/Alm	2020
Santa Águeda 66 kV	1	Blind.	RdT	2019
Tagoro 66 kV	1	Blind.	Gen/Alm	2023
Telde 66 kV	1	Conv.	RdT	2023
Telde 66 kV	1	Conv.	Gen/Alm	2021
Tías 132 kV	2	Blind.	RdT	2020
Vallitos 220 kV	6	Blind.	RdT	2023
Vallitos 66 kV	9	Blind.	RdT	2023

Tabla 161 Ampliaciones de subestaciones previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]

✳ Nuevas líneas/cables.

Nuevas líneas previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]						
Nuevas líneas previstas	MVA [inv.]	MVA [inv.]	km (+-10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Arguineguín - Santa Águeda 66 kV, cto 3	82	82	0.1	Cable	SdS	2022
DC Arguineguín - Santa Águeda 66 kV	74	74	1	Línea	SdS	2022
DC Arinaga - Escobar 66 kV	67	67	5	Línea	RES	2023
DC Arinaga - Escobar 66 kV	75	75	3	Cable	RES	2023
DC Buenos Aires - Las Caletillas 220 kV	342	342	0.3	Línea	SdS	2022
DC Buenos Aires - Las Caletillas 220 kV	395	395	0.3	Cable	SdS	2022
DC Candelaria - Las Caletillas 220 kV	459	459	0.4	Cable	SdS	2022
DC Chío - Guía de Isora 66 kV	80	80	1	Cable	SdS	2023
DC Chío - Los Olivos 66 kV	76	76	12	Línea	SdS	2023
DC Chío - Los Olivos 66 kV	83	80	2	Cable	SdS	2023
DC El Rosario - Guajara 66 kV	69	69	8	Cable	SdS	2022
DC Geneto - El Rosario 66 kV	76	76	5	Cable	SdS	2021
DC Gran Tarajal - Matas Blancas 132 kV	190	190	0.1	Cable	SdS	2023
DC La Oliva - Corralejo 66 kV	80	80	5	Cable	SdS	2020
DC Las Caletillas - El Rosario 220 kV	303	303	8	Línea	SdS	2022
DC Las Caletillas - El Rosario 220 kV	303	303	2	Cable	SdS	2022
DC Las Salinas - Puerto del Rosario 66 kV	80	80	4	Cable	SdS	2022

DC Puerto del Rosario - Gran Tarajal 132 kV	160	160	44	Línea	SdS	2023
DC Puerto del Rosario - Gran Tarajal 132 kV	160	160	0.3	Cable	SdS	2023
DC Santa Águeda – Barranco de Tirajana II 220 kV	323	323	1	Cable	SdS	2022
DC Tías - Playa Blanca 132 kV	160	160	14	Línea	SdS	2023
DC Tías - Playa Blanca 132 kV	190	190	3	Cable	SdS	2023
DC Vallitos - Granadilla 220 kV	200	200	0.1	Línea	SdS	2023
DC Vallitos - Granadilla 220 kV	200	200	4	Cable	SdS	2023
E/S en Abona, de Granadilla II – Vallitos 220 kV, cto 1	393	360	1	Cable	RES	2023
E/S en Cañada de La Barca, de Gran Tarajal - Matas Blancas 132 kV, cto 1	160	160	0.5	Línea	RES	2023
E/S en Cañada de La Barca, de Gran Tarajal - Matas Blancas 132 kV, cto 1	160	160	0.5	Cable	RES	2023
E/S en Escobar, de Agüimes - Cinsa 66 kV, cto 1	55	55	0.2	Cable	RES	2021
E/S en Escobar, de Carrizal - Barranco de Tirajana 66 kV, cto 1	77	77	0.2	Cable	RES	2021
E/S en Escobar, de Carrizal - Telde 66 kV, cto 1	77	77	0.2	Cable	RES	2021
E/S en Puerto del Rosario, de Corralejo - Las Salinas 66 kV, cto 1	80	80	0.8	Línea	SdS	2022
E/S en Puerto del Rosario, de Corralejo - Las Salinas 66 kV, cto 1	80	80	0.2	Cable	SdS	2022
E/S en Puerto del Rosario, de Gran Tarajal - Las Salinas 66 kV, cto 1	80	80	0.1	Cable	SdS	2022
E/S en Puerto del Rosario, de Gran Tarajal - Las Salinas 66 kV, cto 1	80	80	1	Línea	SdS	2022
E/S en Vallitos, de Chayofa - Los Olivos 66 kV, cto 1	62	62	4	Línea	SdS	2023
E/S en Vallitos, de Chayofa - Los Olivos 66 kV, cto 1	62	62	1	Cable	SdS	2023
El Tablero - Lomo Maspalomas 66 kV, cto 2	80	80	0.3	Cable	SdS	2022
El Tablero - Lomo Maspalomas 66 kV, cto 2	76	76	6	Línea	SdS	2022
El Tablero - Santa Águeda 66 kV, cto 2	90	90	3	Cable	SdS	2022
La Oliva - Playa Blanca 132 kV, cto 1	120	120	17	Subm.	ENL	2022

Tabla 162 Nuevas líneas previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]

## ✳ Cambios de tensión.

Cambios de tensión previstos en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]						
Cambios de tensión	MVA [inv.]	MVA [inv.]	km (+-10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC Buenos Aires - Las Caletillas 220 kV	400	400	6	Cable	SdS	2022
DC Buenos Aires - Las Caletillas 220 kV	400	400	14	Línea	SdS	2022

Tabla 163 Cambios de tensión previstos en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]

## ✳ Cambios de topología.

Cambios de topología previstos en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]						
Cambios de topología	MVA [inv.]	MVA [inv.]	km (+-10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Barranco de Calderina - Sabinal 66 kV, cto	76	76	0.3	Cable	SdS	2023
Buenavista GC – Sabinal 66 kV, cto 1	60	60	0.5	Cable	SdS	2023
Chío - Icod de Los Vinos 66 kV, cto 1	46	43	0.5	Cable	SdS	2023
Chío - Los Olivos 66 kV, cto 1	52	48	0.5	Cable	SdS	2023
DC Barranco de Calderina - Sabinal 66 kV	76	76	0.2	Cable	SdS	2023
DC Buenavista GC - Sabinal 66 kV	60	60	0.1	Cable	SdS	2023
DC El Rosario - Dique del Este 66 kV	66	66	6	Cable	SdS	2022

Proyecto	MVA	MVA [inv.]	km (+-10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
DC El Rosario - Tacoronte 66 kV	66	66	0.4	Cable	SdS	2022
DC Guanarteme - Sabinal 66 kV	58	58	0.1	Cable	SdS	2023
DC Las Caletillas - Granadilla 220 kV	290	290	0.5	Cable	SdS	2022
DC Santa Águeda – Cementos Especiales 66 kV	40	40	0.5	Cable	SdS	2022
Guanarteme - Sabinal 66 kV, cto 1	58	58	0.2	Cable	SdS	2023
La Oliva - Playa Blanca 66 kV, cto 1	60	60	0.5	Cable	ENL	2022
La Oliva - Puerto del Rosario 66 kV, cto 1	60	60	0.5	Cable	ENL	2022
La Paterna - Sabinal 66 kV, cto 2	60	60	0.8	Cable	SdS	2023
San Agustín (Gran Canaria) - El Tablero 66 kV, cto 1	66	66	0.5	Cable	SdS	2022

Tabla 164 Cambios de topología previstos en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]

✳ **Repotenciación de líneas.**

Repotenciación de líneas previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]						
Repotenciación de líneas	MVA [inv.]	MVA [inv.]	km (+-10%)	Tipo	Motiv.	Prev.
Jinámar - Lomo Apolinario 66 kV	76	76	7	Línea	SdS	2023
Sabinal - Barranco Seco 66 kV	76	76	4	Línea	SdS	2023

Tabla 165 Repotenciación de líneas previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]

✳ **Nuevos transformadores.**

Nuevos transformadores previstos en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]					
Nuevos transformadores	MVA	Tipo	Motiv.	Prev.	
Buenos Aires 220/66 kV, TF1	125	B.Trif.	SdS	2019	
Buenos Aires 220/66 kV, TF2	125	B.Trif.	SdS	2022	
El Rosario 220/66 kV, TF1	125	B.Trif.	SdS	2021	
El Rosario 220/66 kV, TF2	125	B.Trif.	SdS	2021	
Gran Tarajal 132/66 kV, TF1	80	B.Trif.	SdS	2023	
Gran Tarajal 132/66 kV, TF2	80	B.Trif.	SdS	2023	
Matas Blancas 132/66 kV, TF2	80	B.Trif.	SdS	2017	
Móvil 220/132 kV, TF1	30	B.Trif.	SdS	2023	
Móvil 220/132 kV, TF2	30	B.Trif.	SdS	2023	
Móvil 220/132 kV, TF3	30	B.Trif.	SdS	2023	
Sabinal 220/66 kV, TF3	125	B.Trif.	SdS	2023	
Sabinal 220/66 kV, TF4	125	B.Trif.	SdS	2023	
Vallitos 220/66 kV, TF1	125	B.Trif.	SdS	2023	
Vallitos 220/66 kV, TF2	125	B.Trif.	SdS	2023	

Tabla 166 Nuevos transformadores previstos en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]

✳ **Nuevas reactancias.**

Nuevas reactancias previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]				
Nuevas reactancias	MVA <sub>r</sub>	Tipo	Motiv.	Prev.
La Oliva 132 kV	9	-	ENL	2017
Playa Blanca 132 kV	9	-	ENL	2019

Tabla 167 Nuevas reactancias previstas en la red de partida [PDRTEE 2021-2026]

### 6.2.2 NUEVAS ACTUACIONES

El PDRTEE 2021 – 2026 contempla en su Anexo II las siguientes acciones en el capítulo de nuevas actuaciones para la situación de Canarias.

#### \* Necesidades de operación.

- **COMP\_ICA:** La actuación consiste en la instalación de tres compensadores síncronos, de 25 MVar cada uno, en las subestaciones de Drago 66 kV (Tenerife), Arucas 66 kV (Gran Canaria) y Jares 132 kV (Fuerteventura). Estos compensadores síncronos aportarán potencia de cortocircuito en el sistema eléctrico, sumándose al aporte de aquellos nudos de red donde se encuentra la generación síncrona. Esta actuación ayuda a incrementar la potencia renovable no gestionable en la isla dado que a través de estos sistemas es más fácil cumplir con la condición de corriente de cortocircuito.

#### \* Apoyo a la red de distribución.

- **APD-ICA:** Plantean tres actuaciones fundamentales:
  - Ampliaciones de las subestaciones de Salinas 66 kV, Haría 66 kV, El Palmar 66kV, Los Olivos 66 kV, Candelaria 66 kV, Los Vallitos 66 kV, Arinaga 66 kV y Abona 66 kV.
  - Nueva subestación Mogán 66 kV, nuevo doble circuito Mogán-Arguineguín 66 kV y segundo circuito del DC Sta Águeda-Arguineguín 66kV.
  - Nueva Las Palmas Oeste 66 kV por traslado de la subestación Guanarteme 66 kV.

#### \* Enlaces entre sistemas.

- **ENL\_ICA:** TE-LG: Enlaces Tenerife – La Gomera. Contemplan cuatro actuaciones principales:
  - Nueva subestación El Palmar 66 kV en La Gomera.
  - Nuevo enlace submarino-cable de doble circuito El Palmar-Chío 66 kV en corriente alterna, con 50 MVA de capacidad por circuito.
  - Ampliación de la subestación de Chío 66 kV en Tenerife.
  - 5 reactancias en 66 kV de 6 MVar.

#### \* Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas.

- **ICA\_1:** Refuerzo eje norte-sur de Gran Canaria. Contemplan tres actuaciones principales:
  - Repotenciación de las líneas El Escobar-Cinsa-Marzagán 66 kV, El Escobar-Telde 66 kV y Matorral-Lomo Maspalomas 66 kV e instalación de equipos de DLR en Aldea Blanca-Agüimes-El Escobar 66 kV.
  - Entrada-salida en Aldea Blanca 66 kV de la línea Bco Tirajana-El Escobar 66 kV.

- Nueva subestación Bco de Tirajana III 220 kV, con conexión mediante línea-cable de simple circuito a Sabinal 220 kV y mediante cable de doble circuito con Bco de Tirajana II 220kV.
- **ICA\_2:** Refuerzo eje norte-sur del este de Tenerife. Contemplan tres actuaciones principales:
  - La monitorización dinámica en tiempo real de la capacidad (DLR) del doble circuito Candelaria-Geneto 66 kV y de la línea Arico II-Polígono de Güimar 66 kV.
  - Nuevo circuito línea-cable Abona-Caletillas 220 kV y conexión a 66 kV en la nueva subestación Las Rosas.
  - Un tercer transformador 220/66 kV en Vallitos.
- **ICA\_3:** Refuerzo eje sur Tenerife y nueva San Isidro. Contemplan tres actuaciones principales:
  - Repotenciación del doble circuito Granadilla-Arona 66 kV.
  - Nueva subestación San Isidro 66 kV y entrada-salida en ésta del doble circuito línea-cable Granadilla-Arona 66 kV. Ampliación de la subestación San Isidro 66 kV para conexión de generación o almacenamiento.

✳ **Seguridad de suministro:**

- **SdS\_ICA\_1:** Refuerzo anillo oeste Tenerife. Contemplan cuatro actuaciones principales:
  - Nueva subestación Drago 66 kV
  - Nuevo doble circuito línea-cable Chío-Draco 66 kV
  - Entrada-salida en Drago 66 kV del doble circuito Icod de los Vinos-Realejos / Icod de los Vinos- Cuesta Villa 66 kV.
  - Tercer circuito Los Olivos-Los Vallitos 66 kV.
- **SdS\_ICA\_2:** Refuerzo red de La Palma. Contemplan cuatro actuaciones principales:
  - Nueva subestación Las Breñas 66 kV y entrada-salida en Las Breñas de la línea Valle de Aridane-Los Guinchos 66 kV.
  - Nueva línea Las Breñas-Los Guinchos 2 66 kV.
  - Nueva línea Las Breñas-Valle de Aridane 2 66 kV.
  - Nueva subestación Fuencaliente 66 kV en E/S de la línea Las Breñas-Valle de Aridane 2 (H>2026).
- **SdS\_ISLAS:** Incremento de la seguridad de suministro en sistemas no peninsulares. Para aumentar la seguridad de suministro se plantea la inclusión de una nueva reactancia en Tías 66 kV (Lanzarote), así como cambios de configuración con partición de barras y nuevos interruptores de acoplamiento de 66 kV con configuración de barra simple en las subestaciones de Corralejo, Gran Tarajal y

Matas Blancas para Fuerteventura, Macher para Lanzarote y Telde y San Agustín para Gran Canaria.

✳ **Actuaciones con puesta en servicio posterior a 2026**

- **POS19:** Interconexión Gran Canaria-Fuerteventura.
- **POS20:** Doble E/S de La Rosas 220 kV en Granadilla-Caletillas 220 kV y en El Porís-Buenos Aires 220 kV. E/S de La Rosas 66 kV en Porís-Candelaria 66 kV y nuevo transformador Las Rosas 220/66 kV AT2 Binudo de las Rosas 220 kV para integración de renovables y resolución de RRTT .
- **POS21:** Segundo circuito del DC Sta Águeda – Arguineguín 66 kV cto 3 y 4 para apoyo a la red de distribución.
- **POS22:** Cambio topológico con baja de Jinámar-Lomo Apolinario y alta de Sabinal-Lomo Apolinario 66 kV para seguridad de suministro.
- **POS23:** Subestación Antigua 132 kV, con entrada-salida en línea Pto del Rosario-Gran Tarajal 132 kV cto 1 para integración de renovables y resolución de RRTT.
- **POS24:** Subestación Fuencaliente 66 kV, con entrada-salida en Valle de Aridane-Las Breñas 66 kV cto 2 para integración de renovables y resolución de RRTT.
- **POS25:** Subestación Haría 66 kV y DC Callejones-Haría 66 kV para integración de renovables y resolución de RRTT/ Apoyo a la red de distribución.

### 6.3 ANÁLISIS DE LA RED DE TRANSPORTE

En el apartado 3.5 del Anuario Energético de Canarias se presentan las principales características de la red de transporte eléctrico del archipiélago, dándose información de la ubicación y niveles de tensión de todas las subestaciones eléctricas, kilómetros de líneas existentes por isla e incluso las actuaciones que han sido desarrolladas en el último año. Por tanto, este documento refleja el estado de la red de transporte y el nivel de cumplimiento en la puesta en marcha de las actuaciones previstas en la planificación a nivel nacional.

En el periodo comprendido entre los años 2015 y 2020 el mayor número de interrupciones de suministro por fallo de red de transporte se produjeron los años 2015 y 2017 donde para ambos casos se alcanzaron un total de 45 incidencias. Para el resto de años en el mismo periodo temporal variaban entre 20 y 37 interrupciones (2018: 37 incidencias, 2019: 20 incidencias y 2020: 28 incidencias).

Además del número de eventos de interrupción del servicio energético es importante tener en cuenta la duración de esas interrupciones. Entre los años 2015 y 2020 el número de incidencias que obligaban a detener el servicio durante más de cinco horas ha sido generalmente menos de 3 veces al año a excepción del año 2017 donde hubieron 6 de estos eventos y el año 2019 donde ascendían a 9 incidencias.

La siguiente tabla resume el número de incidencias en la red de transporte durante el año 2020 exponiéndose qué tipo de fallo se produjo y que elemento de red ha sido afectado en cada caso.



Número de incidencias en la red de transporte eléctrico de Canarias en 2020				
Elemento de red		Causa		
		Fallo líneas	Fallo subestaciones	Agentes atmosféricos y otros
Líneas	220/132 kV	-	-	-
	hasta 66 kV	6	3	11
Transformadores	220/132/66 kV	-	-	2
Interruptores	220/132/66 kV	1	1	4
Elemento de red		Duración		
		Más de 5 horas	De 0 a 5 horas	Con reenganche
Líneas	220/132 kV	-	-	-
	hasta 66 kV	1	18	1
Transformadores	220/132/66 kV	-	2	-
Interruptores	220/132/66 kV	1	5	-

Tabla 168 Número de incidencias en la red de transporte eléctrico de Canarias 2020

A pesar de que algunas de estas incidencias pueden ser inevitables, las actuaciones de refuerzo de la red eléctrica tienden a robustecer el sistema eléctrico. Por ello es importante acometer, en los plazos previstos, las actuaciones planificadas para la mejora de la seguridad de suministro y resolución de restricciones técnicas.

De la misma forma, no sería realista pensar en un aumento considerable de la generación renovable en Canarias sin llevar a cabo una adaptación de las redes de transporte. Para la conexión de parque eólicos y grandes plantas fotovoltaicas no sólo se requeriría de nuevas posiciones de línea en subestaciones eléctricas sino que habría que seguir reforzando la estructura de la red eléctrica para cumplir con los criterios exigidos de niveles de tensión y frecuencias entre otros parámetros de red. Un ejemplo claro de ello se presentó en la isla de Gran Canaria. La región con mayor potencial eólico de la isla se ubica en el sureste, no habiendo sido técnicamente viable la instalación de nuevos parques eólicos en la zona hasta que definitivamente se acometieron las obras de ampliación de la subestación Aldea Blanca, la puesta en marcha de las subestaciones de Arinaga y Agüimes y la instalación de nuevas líneas de conexión asociadas a estas tres subestaciones eléctricas.

La integración masiva de renovables en los sistemas eléctricos insulares canarios requiere de sistemas de almacenamiento a todos los niveles. Por lo que respecta a los almacenamientos a gran escala, el plan de desarrollo de la red de transporte 2021-2026 solo contempla actuaciones para posibilitar la conexión del bombeo previsto en Chira-Soria en Gran Canaria. Sin embargo otras islas también tienen potencial para la instalación de este tipo de infraestructuras, en especial la isla de Tenerife, que cuenta con un sistema eléctrico similar al de Gran Canaria en cuanto a características, tamaño y porcentaje de penetración de renovables (dicho porcentaje es incluso mayor en la isla de Tenerife, con un 20,7% frente al 16,8% en Gran Canaria en el año 2020), siendo también Tenerife la isla con el mayor número de limitaciones y de porcentaje de vertidos renovables. Ante esta situación, la implantación de un sistema de almacenamiento en Tenerife, similar en tamaño al de Chira Soria en Gran Canaria, permitiría una mejor integración de renovables minimizando el riesgo de vertidos en el futuro sistema Tenerife-La Gomera, y contribuiría en mayor grado al cumplimiento del objetivo establecido en el PNIEC de lograr un mix de generación en Canarias con un porcentaje de participación de las renovables de al menos el 58% en 2030. Por ello, la Planificación de la red de transporte debería contemplar actuaciones para posibilitar, al menos, la conexión de un futuro bombeo en Tenerife, de características similares al de Gran Canaria en el horizonte 2030.

Por otra parte, también se considera un elemento clave la planificación de las necesidades de evacuación de la potencia renovable marina producida en Canarias. A diferencia de lo que ocurre en parques eólicos y plantas fotovoltaicas en tierra, la implantación de instalaciones en el mar debería regularse y ordenarse adecuadamente para reducir el impacto sobre el medio marino. Las zonas de recurso renovable se encuentran claramente delimitadas, tal como se demuestra en la estrategia de energías marinas de Canarias. Si cada promotor instalara sus infraestructuras de manera descoordinada del resto, aumentaría notoriamente el número de tendidos eléctricos existentes en una misma región. Además, se tendería a ser más ineficiente, dado que posiblemente aumente el número de subestaciones eléctricas cuando podría hacerse de manera más homogénea y unificada por regiones.

A efectos de evaluar las necesidades de repotenciación de la red de transporte de Canarias conforme con las Alternativas modeladas en el PTECan, en las siguientes tablas se distribuye la potencia renovable por subestaciones eléctricas existentes. Esta distribución se basa en análisis específicos realizados en el ámbito del PTECan para 2030 y los estudios desarrollados en las estrategias de autoconsumo, almacenamiento energético, vehículo eléctrico y energías renovables marinas acometidos en las estrategias de apoyo. Cabe indicar que en esta distribución no se propone la inclusión de nuevas subestaciones eléctricas, sino que únicamente se identifican aquellas subestaciones que, con mayor probabilidad, estarán más sobrecargadas debido a la potencia renovable que debería estar operativa en el año final de planificación (2030). Para realizar este reparto se ha recurrido a sistemas de información geográfica posicionando la ubicación de parques de generación existentes y la distribución geográfica definida en función de restricciones técnicas, medioambientales y el recurso renovable disponible para cada tecnología mencionada.

Se expone en las siguientes tablas la distribución inicial por subestaciones eléctricas de potencia renovable para la Alternativa 0.

Distribución inicial por SET de potencia renovable en la provincia de Santa Cruz de Tenerife [Alternativa 0]					
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. EERR marinas	Cap. Batería
	MW	MW	MW	MW	MWh
<b>Tenerife</b>					
S. Caletillas	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
S. Geneto	0,0	0,0	0,8	0,0	0,6
S. Abona	41,4	0,0	0,1	0,0	0,0
S. PP. EE. 2	25,1	0,0	0,1	0,0	0,0
S. Pol. Granadilla	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
S. Teno	3,0	0,0	0,4	0,0	0,1
S. Guía Isora	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3
S. Icod	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0
S. Granadilla	20,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Arona II	0,0	22,4	0,3	0,0	0,3
Chafoya	0,0	0,0	0,5	0,0	0,3
Los Vallitos	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0
Los Olivos	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
Adeje	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3
El Rosario (Nueva Geneto)	0,0	0,0	0,6	0,0	0,4
S. Cuesta de La Villa	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0
S. El Porís	66,3	26,7	0,1	0,0	0,1
S. Arico ECYR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

S. Buenos Aires	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4
Cotesa	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1
S. Tagoro	68,4	39,8	0,1	0,0	0,1
S. ITER	39,4	29,4	0,1	0,0	0,1
S. Pol. Güímar	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0
S. Candelaria	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
<b>Total</b>	<b>264,1</b>	<b>118,3</b>	<b>7,9</b>	<b>0,0</b>	<b>3,6</b>
<b>La Gomera</b>					
S. El Palmar	3,5	1,0	0,2	0,0	1,0
<b>Total</b>	<b>3,5</b>	<b>1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>
<b>La Palma</b>					
S. Los Guinchos	0,0	16,1	7,7	0,0	0,0
S. Las Breñas	34,7	3,9	3,4	0,0	0,0
S. Valle de Aridane	31,2	15,1	8,5	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>65,9</b>	<b>35,2</b>	<b>19,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>El Hierro</b>					
S. Los Llanos Blancos	6,7	0,4	0,1	0,0	9,9
<b>Total</b>	<b>6,7</b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>9,9</b>
<b>Total Santa Cruz de Tenerife</b>	<b>333,5</b>	<b>10,3</b>	<b>3,4</b>	<b>0,0</b>	<b>150,1</b>

Tabla 169 Distribución inicial por SET de potencia renovable en la provincia de Santa Cruz de Tenerife [Alternativa 0]

Distribución inicial por SET de potencia renovable en la provincia de Las Palmas [Alternativa 0]					
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. EERR marinas	Cap. Batería
	MW	MW	MW	MW	MWh
<b>Lanzarote</b>					
S. Tías	4,9	0,0	0,3	0,0	0,5
S. Consorcio del Agua	15,4	9,5	0,3	0,0	0,1
S. Mácher	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3
S. San Bartolomé	0,7	0,0	0,3	0,0	0,3
S. Playa Blanca	0,0	0,0	0,2	0,0	1,0
S. Punta Grande	14,8	0,0	0,7	0,0	1,0
S. Matagorda	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3
S. Haría-Teguise	21,0	0,0	0,3	0,0	0,1
S. Callejones	0,0	0,0	0,8	0,0	1,0
<b>Total</b>	<b>56,9</b>	<b>9,5</b>	<b>3,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4,5</b>
<b>Fuerteventura</b>					
S. Jares	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
S. Gran Tarajal	0,5	0,0	0,1	0,0	0,2
S. Las Salinas	4,7	17,2	1,0	0,0	1,9
S. Matas Blancas	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4
S. Corralejo	10,7	0,0	0,3	0,0	0,2
S. Puerto del Rosario	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4
S. Rosa Catalina García	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
S. Solantes	31,2	0,0	0,1	0,0	0,1
S. Moralito - La Tablada	18,6	0,0	0,1	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>65,7</b>	<b>17,2</b>	<b>2,5</b>	<b>0,0</b>	<b>3,4</b>
<b>Gran Canaria</b>					
S. Aldea Blanca	69,0	53,0	1,0	0,0	0,5
S. Arguineguín	0,0	0,0	2,5	0,0	0,1
S. Arinaga	135,0	2,5	2,0	1,6	0,5
S. Arucas	0,0	0,0	1,3	0,0	0,1
S. Barranco de Tirajana	48,1	0,0	0,2	3,6	0,2

S. Barranco Seco	0,0	0,0	0,8	0,0	0,1
S. Buenavista	0,0	0,0	0,8	0,0	0,1
S. Carrizal	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
S. Cinsa	0,0	1,2	1,4	0,0	0,1
S. Plaza Feria	0,0	0,0	1,1	0,0	0,1
S. San Agustín	0,0	0,0	4,9	0,0	2,8
S. San Mateo	0,0	0,0	1,3	0,0	1,8
S. Telde	0,0	0,7	0,9	0,0	0,9
S. Villegas	29,5	0,0	0,3	0,0	0,1
S. Águeda	0,0	0,0	0,0	0,0	3.200,0
<b>Total</b>	<b>281,7</b>	<b>57,4</b>	<b>18,5</b>	<b>5,2</b>	<b>3.207,5</b>
<b>Total Las Palmas</b>	<b>404,3</b>	<b>84,1</b>	<b>24,2</b>	<b>5,2</b>	<b>3.215,4</b>

Tabla 170 Distribución inicial por SET de potencia renovable en la provincia de Las Palmas [Alternativa 0]

A continuación se exponen la distribución por provincia e isla para la Alternativa 1.

Distribución por subestaciones eléctricas en La Provincia de Santa Cruz de Tenerife [Alternativa 1]					
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. EERR marinas	Cap. Batería
	MW	MW	MW	MW	MWh
<b>Tenerife</b>					
S. Caletillas	0,0	0,0	4,7	0,0	0,4
S. Geneto	0,0	0,0	31,7	0,0	7,0
S. Abona	119,6	0,0	4,5	43,2	0,5
S. PP. EE. 2	72,5	0,0	4,7	0,0	0,4
S. Pol. Granadilla	0,0	0,0	1,0	64,8	0,2
S. Teno	8,7	0,0	18,3	0,0	1,8
S. Guía Isora	0,0	0,0	10,9	0,0	3,5
S. Icod	0,0	0,0	24,6	0,0	0,2
S. Granadilla	59,4	0,0	1,0	64,8	0,4
Arona II	0,0	88,8	13,3	0,0	3,5
Chafoya	0,0	0,0	20,2	0,0	3,5
Los Vallitos	0,0	0,0	29,3	0,0	0,2
Los Olivos	0,0	0,0	18,3	0,0	0,2
Adeje	0,0	0,0	15,2	0,0	3,5
El Rosario (Nueva Geneto)	0,0	0,0	23,9	0,0	5,3
S. Cuesta de La Villa	0,0	0,0	28,8	0,0	0,2
S. El Porís	191,7	105,8	2,8	0,0	1,8
S. Arico ECYR	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
S. Buenos Aires	0,0	0,0	18,1	0,0	5,3
Cotesa	0,0	0,0	7,1	0,0	1,8
S. Tagoro	197,6	157,7	5,3	0,0	1,8
S. ITER	113,8	116,5	4,3	0,0	0,9
S. Pol. Güímar	0,0	0,0	34,8	43,2	3.000,2
S. Candelaria	0,0	0,0	4,5	0,0	0,9
<b>Total</b>	<b>763,6</b>	<b>468,8</b>	<b>326,8</b>	<b>215,9</b>	<b>3.043,4</b>
<b>La Gomera</b>					
S. El Palmar	18,2	4,6	4,2	16,6	12,4
<b>Total</b>	<b>18,2</b>	<b>4,6</b>	<b>4,2</b>	<b>16,6</b>	<b>12,4</b>
<b>La Palma</b>					
S. Los Guinchos	0,0	16,1	7,7	10,7	0,0
S. Las Breñas	34,7	3,9	3,4	10,7	0,0
S. Valle de Aridane	31,2	15,1	8,5	0,0	0,0

Total	65,9	35,2	19,6	21,3	0,0
<b>El Hierro</b>					
S. Los Llanos Blancos	26,2	8,3	5,4	12,8	150,7
<b>Total</b>	<b>26,2</b>	<b>8,3</b>	<b>5,4</b>	<b>12,8</b>	<b>150,7</b>
<b>Total Santa Cruz de Tenerife</b>	<b>847,7</b>	<b>10,3</b>	<b>3,4</b>	<b>253,8</b>	<b>3.206,4</b>

Tabla 171 Distribución inicial por SET de potencia renovable en la provincia de Santa Cruz de Tenerife [Alternativa 1]

Distribución por subestaciones eléctricas en La Provincia de Las Palmas [Alternativa 1]					
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. EERR marinas	Cap. Batería
	MW	MW	MW	MW	MWh
<b>Lanzarote</b>					
S. Tías	20,1	0,0	6,2	0,0	6,2
S. Consorcio del Agua	62,9	21,8	6,2	0,0	1,3
S. Mácher	0,0	0,0	1,9	0,0	3,1
S. San Bartolomé	2,9	0,0	5,4	0,0	3,1
S. Playa Blanca	0,0	0,0	4,3	0,0	12,4
S. Punta Grande	60,4	0,0	13,9	84,2	12,4
S. Matagorda	0,0	0,0	1,9	0,0	3,1
S. Haría-Teguise	85,8	0,0	6,2	0,0	1,3
S. Callejones	0,0	0,0	14,3	0,0	12,4
<b>Total</b>	<b>232,2</b>	<b>21,8</b>	<b>60,4</b>	<b>84,2</b>	<b>55,3</b>
<b>Fuerteventura</b>					
S. Jares	0,0	0,0	2,6	0,0	1,3
S. Gran Tarajal	1,8	0,0	3,5	85,1	2,2
S. Las Salinas	16,2	82,3	27,0	0,0	22,6
S. Matas Blancas	0,0	0,0	6,6	0,0	4,5
S. Corralejo	36,6	0,0	8,7	0,0	2,2
S. Puerto del Rosario	0,0	0,0	10,1	0,0	4,5
S. Rosa Catalina García	0,0	0,0	3,1	0,0	2,2
S. Solantes	107,0	0,0	3,8	0,0	0,9
S. Morality - La Tablada	63,9	0,0	1,4	0,0	0,5
<b>Total</b>	<b>225,5</b>	<b>82,3</b>	<b>67</b>	<b>85,1</b>	<b>41,1</b>
<b>Gran Canaria</b>					
S. Aldea Blanca	188,9	345,7	16,7	0,0	5,6
S. Arguineguín	0,0	0,0	43,7	0,0	1,2
S. Arinaga	369,5	16,0	34,8	79,7	5,6
S. Arucas	0,0	0,0	23,5	0,0	1,2
S. Barranco de Tirajana	131,6	0,0	3,4	186,1	2,3
S. Barranco Seco	0,0	0,0	13,6	0,0	1,2
S. Buenavista	0,0	0,0	13,3	0,0	1,2
S. Carrizal	0,0	0,0	3,1	0,0	2,3
S. Cinsa	0,0	8,1	25,2	0,0	1,2
S. Plaza Feria	0,0	0,0	18,4	0,0	1,2
S. San Agustín	0,0	0,0	85,3	0,0	33,5
S. San Mateo	0,0	0,0	23,2	0,0	22,3
S. Telde	0,0	4,6	15,0	0,0	11,2
S. Villegas	80,8	0,0	4,4	0,0	1,2
S. Águeda	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>770,8</b>	<b>374,4</b>	<b>323,4</b>	<b>265,9</b>	<b>90,8</b>
<b>Total Las Palmas</b>	<b>1.228,50</b>	<b>478,50</b>	<b>450,80</b>	<b>435,20</b>	<b>187,3</b>

Tabla 172 Distribución inicial por SET de potencia renovable en la provincia de Las Palmas [Alternativa 1]

Y finalmente se expone la distribución para la Alternativa 2.

Distribución por subestaciones eléctricas en La Provincia de Santa Cruz de Tenerife [Alternativa 2]					
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. EERR marinas	Cap. Batería
	MW	MW	MW	MW	MWh
<b>Tenerife</b>					
S. Caletillas	0,0	0,0	3,3	0,0	0,2
S. Geneto	0,0	0,0	22,4	0,0	4,7
S. Abona	89,1	0,0	3,2	28,5	0,3
S. PP. EE. 2	54,0	0,0	3,3	0,0	0,2
S. Pol. Granadilla	0,0	0,0	0,7	42,9	0,1
S. Teno	6,5	0,0	12,9	0,0	1,2
S. Guía Isora	0,0	0,0	7,7	0,0	2,3
S. Icod	0,0	0,0	17,4	0,0	0,1
S. Granadilla	44,2	0,0	0,7	42,9	0,2
Arona II	0,0	65,0	9,4	0,0	2,3
Chafoya	0,0	0,0	14,2	0,0	2,3
Los Vallitos	0,0	0,0	20,7	0,0	0,1
Los Olivos	0,0	0,0	12,9	0,0	0,1
Adeje	0,0	0,0	10,7	0,0	2,3
El Rosario (Nueva Geneto)	0,0	0,0	16,9	0,0	3,5
S. Cuesta de La Villa	0,0	0,0	20,3	0,0	0,1
S. El Porís	142,7	77,5	1,9	0,0	1,2
S. Arico ECYR	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
S. Buenos Aires	0,0	0,0	12,8	0,0	3,5
Cotesa	0,0	0,0	5,0	0,0	1,2
S. Tagoro	147,1	115,5	3,8	0,0	1,2
S. ITER	84,8	85,3	3,0	0,0	0,6
S. Pol. Güímar	0,0	0,0	24,6	28,5	0,1
S. Candelaria	0,0	0,0	3,2	0,0	0,6
<b>Total</b>	<b>568,5</b>	<b>343,2</b>	<b>230,7</b>	<b>142,8</b>	<b>28,8</b>
<b>La Gomera</b>					
S. El Palmar	15,1	4,5	1,7	0,9	8,2
<b>Total</b>	<b>15,1</b>	<b>4,5</b>	<b>1,7</b>	<b>0,9</b>	<b>8,2</b>
<b>La Palma</b>					
S. Los Guinchos	0,0	13,1	4,1	0,5	0
S. Las Breñas	29,9	3,2	1,8	0,5	0
S. Valle de Aridane	26,9	12,3	4,5	0,0	0
<b>Total</b>	<b>56,8</b>	<b>28,6</b>	<b>10,4</b>	<b>0,9</b>	<b>0</b>
<b>El Hierro</b>					
S. Los Llanos Blancos	14,8	7,1	2,6	0,6	9,9
<b>Total</b>	<b>14,8</b>	<b>7,1</b>	<b>2,6</b>	<b>0,6</b>	<b>9,9</b>
<b>Total Santa Cruz de Tenerife</b>	<b>640,4</b>	<b>10,3</b>	<b>3,4</b>	<b>5,0</b>	<b>150,4</b>

Tabla 173 Distribución inicial por SET de potencia renovable en la provincia de Santa Cruz de Tenerife [Alternativa 2]

Distribución por subestaciones eléctricas en La Provincia de Las Palmas [Alternativa 2]					
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. EERR marinas	Cap. Batería
	MW	MW	MW	MW	MWh
<b>Lanzarote</b>					
S. Tías	16,9	0,0	2,6	0,0	4,1
S. Consorcio del Agua	52,7	32,8	2,6	0,0	0,9

S. Mácher	0,0	0,0	0,8	0,0	2,1
S. San Bartolomé	2,5	0,0	2,3	0,0	2,1
S. Playa Blanca	0,0	0,0	1,8	0,0	8,2
S. Punta Grande	50,6	0,0	5,9	54,1	8,2
S. Matagorda	0,0	0,0	0,8	0,0	2,1
S. Haría-Teguise	71,9	0,0	2,6	0,0	0,9
S. Callejones	0,0	0,0	6,0	0,0	8,2
<b>Total</b>	<b>194,5</b>	<b>32,8</b>	<b>25,4</b>	<b>54,1</b>	<b>36,7</b>
<b>Fuerteventura</b>					
S. Jares	0,0	0,0	1,1	0,0	0,9
S. Gran Tarajal	1,5	0,0	1,5	53,7	1,5
S. Las Salinas	13,8	77,9	11,5	0,0	15
S. Matas Blancas	0,0	0,0	2,8	0,0	3
S. Corralejo	31,1	0,0	3,7	0,0	1,5
S. Puerto del Rosario	0,0	0,0	4,3	0,0	3
S. Rosa Catalina García	0,0	0,0	1,3	0,0	1,5
S. Solantes	90,9	0,0	1,6	0,0	0,6
S. Moralito - La Tablada	54,3	0,0	0,6	0,0	0,3
<b>Total</b>	<b>191,7</b>	<b>77,9</b>	<b>28,5</b>	<b>53,7</b>	<b>27,3</b>
<b>Gran Canaria</b>					
S. Aldea Blanca	138,5	244,3	11,6	0,0	3,7
S. Arguineguín	0,0	0,0	30,4	0,0	0,8
S. Arinaga	270,9	11,3	24,2	63,5	3,7
S. Arucas	0,0	0,0	16,4	0,0	0,8
S. Barranco de Tirajana	96,5	0,0	2,4	148,2	1,5
S. Barranco Seco	0,0	0,0	9,5	0,0	0,8
S. Buenavista	0,0	0,0	9,2	0,0	0,8
S. Carrizal	0,0	0,0	2,1	0,0	1,5
S. Cinsa	0,0	5,7	17,5	0,0	0,8
S. Plaza Feria	0,0	0,0	12,8	0,0	0,8
S. San Agustín	0,0	0,0	59,3	0,0	22,3
S. San Mateo	0,0	0,0	16,1	0,0	14,8
S. Telde	0,0	3,3	10,4	0,0	7,4
S. Villegas	59,3	0,0	3,1	0,0	0,8
S.Águeda	0,0	0,0	0,0	0,0	3.200,00
<b>Total</b>	<b>565,1</b>	<b>264,6</b>	<b>224,8</b>	<b>211,8</b>	<b>3.260,30</b>
<b>Total Las Palmas</b>	<b>951,30</b>	<b>375,30</b>	<b>278,70</b>	<b>319,60</b>	<b>3.324,30</b>

Tabla 174 Distribución inicial por SET de potencia renovable en la provincia de Las Palmas [Alternativa 2]

## 6.4 ANÁLISIS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Las actuaciones para el refuerzo de las redes de distribución de energía eléctrica deben ser propuestas por sus titulares a través de planes de inversiones anuales y plurianuales.

Conforme a lo establecido en el artículo 40.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, los distribuidores, como titulares de las redes de distribución de energía eléctrica, deben presentar anualmente sus planes de inversión anuales y plurianuales al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a las Comunidades Autónomas. En los citados planes de inversión figurarán los datos de los proyectos que pretendan ser acometidos en los próximos tres años, con indicación de sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución.

Por su parte, el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, establece en su artículo 16 que el volumen anual de inversión de la red de distribución de energía eléctrica puesta en servicio en el año n con derecho a retribución con cargo al sistema para el año n+2 no podría superar el 0,13% del PIB de España previsto para el año n. Además, se prevé que ese volumen de inversión sectorial máximo anual será repartido entre las distintas empresas distribuidoras reconocidas del país, aplicando un coeficiente de reparto calculado en función de la retribución aprobada para el año anterior de cada empresa y de la totalidad de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Se muestra a continuación el resumen de las inversiones propuestas en los planes de inversión anual 2022 y plurianuales 2022-2024, presentados en el año 2021 por el principal distribuidor de energía eléctrica en el ámbito territorial de Canarias.

Inversiones en red de distribución de Canarias [Año 2022]		
Fichero	Inversión total 2021	Inversión total con derecho a retribución* 2021
Máquinas	1.959.257,61	2.125.514,29
Despachos	8.733.886,36	9.475.017,60
Centros de transformación	14.615.818,17	14.920.780,08
Líneas de alta tensión	14.728.901,26	10.208.201,98
Líneas de baja tensión	5.799.841,55	1.300.746,27
IBO (otros activos no eléctricos)	3.701.654,75	4.015.765,95
Posiciones	9.276.233,49	9.786.968,17
EMF (Elementos mejora fiabilidad)	148.764,92	161.388,60
<b>Total</b>	<b>58.964.358,11</b>	<b>51.994.382,94</b>
Inversiones en red de distribución de Canarias [Periodo 2022 - 2024]		
Fichero	Inversión total 2022 - 2024	Inversión total con derecho a retribución* 2022 - 2024
Máquinas	5.721.355	6.206.852
Despachos	19.265.846	20.900.687
Centros de transformación	32.405.234	32.300.620
Líneas de alta tensión	48.157.199	35.002.364
Líneas de baja tensión	17.732.624	3.873.127
IBO (otros activos no eléctricos)	8.842.486	9.592.833
Posiciones	29.378.027	30.665.796
EMF (Elementos mejora fiabilidad)	3.203.638	3.475.489
<b>Total</b>	<b>158.985.054</b>	<b>142.017.768</b>

Tabla 175 Actuaciones a acometer en la red de distribución de Canarias [Periodo 2022-2024]

Los citados planes de inversión están orientados a la adecuación de las redes existentes, a la conexión a la red de los solicitantes de nueva demanda o generación, y a la incorporación de nuevos componentes a la red que la doten de un mayor grado de fiabilidad y operatividad, especialmente dirigido a la Digitalización de las instalaciones.

Según su finalidad, las inversiones propuestas se clasifican en:

- \* **Acometidas a Baremo:** Se considera toda la inversión estimada en atender solicitudes de acceso y conexión a la red de nuevos suministros que regulatoriamente corresponden a la distribuidora. Se clasifican principalmente en cuatro tipologías LMT y LBT aéreas y subterráneas.
- \* **Nueva Demanda:** Se considera toda la inversión estimada de las acometidas a presupuesto, los despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución



que incluye la actualización de protocolos de comunicaciones, ciberseguridad, telecontrol de las nuevas instalaciones... También se incluyen las inversiones tipo IBO, básicamente contadores (activos no específicos), las pequeñas inversiones agregadas en LMT, CC.DD. y LBT para prevención de riesgos y las inversiones en PIC (Plan Integral de la Calidad).

- \* **Renovación de Equipos:** Se considera la inversión asociada a los AMI (Acciones de Mejora Identificada) que adaptan las instalaciones a las diferentes normativas.
- \* **Resto:** Contempla las inversiones en las redes de distribución en los planes que denominados Plan de Calidad II, Telecontrol 2º interruptor, Mejora de la Fiabilidad (cierres de anillo, sustitución de conductores y adaptación nuevas tecnologías), Interruptores en CC.RR. y SS.EE., Digitalización-Sensorización de CC.DD., Red Crítica, Seguridad, Protección Avifauna, Adecuaciones telecontrol y Eliminación PCB's.

Inversiones en red de distribución de Canarias según su finalidad [Año 2022]			
Finalidad	Inversión total 2021	Inversión total con derecho a retribución* 2021	Total general
Acometidas a Baremo	2.713.977 €	4.421.381 €	7.135.358 €
Nueva demanda	28.834.473 €	28.678.763 €	57.513.236 €
Renovación de equipos	13.735.942 €	10.791.130 €	24.527.072 €
Resto	36.775.968 €	38.754.775 €	75.530.743 €
<b>Total general</b>	<b>82.060.360 €</b>	<b>82.646.050 €</b>	<b>164.706.410 €</b>

Tabla 176 Inversiones en red de distribución de Canarias según su finalidad [Año 2022]

Inversiones en red de distribución de Canarias según su ubicación [Año 2022]				
Localización	2022	2023	2024	Inversión
Las Palmas	29.797.475	28.278.351	23.984.533	82.060.360
Fuerteventura	3.781.452	2.555.175	2.689.567	9.026.194
Gran Canaria	23.662.251	23.275.092	18.709.849	65.647.192
Lanzarote	2.353.773	2.448.084	2.585.118	7.386.974
Santa Cruz de Tenerife	29.166.883	25.960.424	27.518.743	82.646.050
El Hierro	543.644	654.062	705.756	1.903.462
La Gomera	790.364	1.464.698	2.465.298	4.720.360
La Palma	4.513.343	2.785.140	6.001.639	13.300.121
Tenerife	23.319.532	21.056.524	18.346.050	62.722.106
<b>Total general</b>	<b>58.964.358</b>	<b>54.238.775</b>	<b>51.503.276</b>	<b>164.706.410</b>

Tabla 177 Inversiones en red de distribución de Canarias según su ubicación [Año 2022]

En un modelo energético donde se fomenta la generación distribuida, es especialmente importante la adaptación de las infraestructuras de distribución para evitar que se produzcan pérdidas de suministro. Algunas infraestructuras, como los centros de transformación, han sido históricamente diseñadas para reducir la tensión en funciones del suministro energético. La puesta en marcha masiva de instalaciones en régimen de autoconsumo puede provocar que en determinados tramos horarios exista una gran cantidad de vertidos a red de los distintos generadores renovables instalados que pueden llevar estas instalaciones a estado de saturación en condiciones para las cuales no han sido previstas. Además, teniendo en cuenta que la amplia mayoría de los generadores se basarían en solar fotovoltaica, la variabilidad del recurso afectará a la predictibilidad de la demanda e incluso provocaría la apertura de interruptores automáticos ya que, con una mayor probabilidad, se originará desviaciones de los parámetros de red para las cuales las configuraciones actuales no serían adecuadas.

En coherencia con lo expuesto en el párrafo anterior, las redes de distribución de Canarias deben avanzar en su digitalización y la mejora de los protocolos de gestión aplicados, incluyendo cada vez más soluciones que ayuden a reducir el riesgo de pérdida de suministro por la no gestionabilidad de la energía eólica y fotovoltaica. Por otra parte, también debe tenerse en cuenta que las medidas de eficiencia energética y el autoconsumo harán reducir el consumo energético cada vez más si bien la demanda derivada del vehículo eléctrico provocará un aumento de la demanda final que, en cierto sentido, contrarrestaría dicha disminución del consumo.

Las principales infraestructuras que afectarían a la red de distribución eléctrica de Canarias son los sistemas de autoconsumo eléctrico, que se basarían fundamentalmente en la tecnología fotovoltaica, el apoyo del almacenamiento energético distribuido a nivel local y el vehículo eléctrico. En las estrategias de autoconsumo fotovoltaico, almacenamiento energético y vehículo eléctrico de Canarias se ha realizado un desglose de los valores aproximados de estos tres elementos a nivel local. Este desglose ha sido desarrollado a nivel de edificio tomando como referencia datos catastrales y un modelo digital de terreno de alta resolución (0.5 metros), generado con datos LIDAR para toda Canarias. A pesar de que los resultados se obtenían por edificios, no se pudo tener acceso a la información sobre la red de centros de transformación de Canarias, por lo que la metodología propuesta para la red de transporte en vistas a la agregación de resultados, también aplicable en este caso, no pudo ser ejecutada. Por ello, los resultados fueron agregados por términos municipales, dando un valor indicativo de aquellas regiones donde con mayor probabilidad existiría gran interés en la puesta en marcha de este tipo de infraestructuras.

Las propuestas planteadas en las citadas estrategias son planteamientos de máximos para alcanzar la total descarbonización. A efectos prácticos esa sería la configuración para el año 2040. Se presenta en esta sección el reparto por alternativas al PTECan para el año 2030.

Se expone en las siguientes tablas la distribución municipal de autoconsumo fotovoltaico, almacenamiento y vehículo eléctrico por alternativa para la provincia de Santa Cruz de Tenerife.

Distribución por alternativa de generación distribuida y demanda del vehículo eléctrico en la provincia de Santa Cruz de Tenerife									
Alternativa	Alternativa 0			Alternativa 1			Alternativa 2		
Municipio	Pot. PV	Cap. Batería	VE	Pot. PV	Cap. Batería	VE	Pot. PV	Cap. Batería	VE
	MW	MWh	Nº VE	MW	MWh	Nº VE	MW	MWh	Nº VE
<b>Tenerife</b>									
Adeje	0,5	1,0	79	15,2	21,4	8.639	11,7	13,6	5.118
Arafo	0,1	0,4	10	4,2	7,7	1.061	3,2	4,9	628
Arico	0,2	0,4	15	5,0	9,4	1.621	3,9	6,0	961
Arona	0,5	1,3	132	15,5	26,8	14.330	11,9	17,1	8.490
Buenavista del Norte	0,1	0,2	8	1,8	5,0	832	1,4	3,2	493
Candelaria	0,2	0,5	39	5,1	10,2	4.292	3,9	6,5	2.543
El Rosario	0,2	0,5	33	5,8	11,4	3.598	4,5	7,3	2.132
El Sauzal	0,1	0,3	15	2,1	6,1	1.648	1,6	3,9	976
El Tanque	0,1	0,3	5	2,2	5,5	528	1,7	3,5	313
Fasnia	0,0	0,1	5	0,9	2,9	521	0,7	1,9	308
Garachico	0,0	0,2	7	1,6	4,7	786	1,2	3,0	466
Granadilla de Abona	0,4	1,0	91	11,7	20,0	9.894	9,0	12,8	5.862
Guía de Isora	0,3	1,3	34	10,3	26,9	3.707	7,9	17,1	2.196

Güímar	0,2	0,7	33	6,6	15,4	3.605	5,1	9,8	2.136
Icod de los Vinos	0,2	0,9	38	6,6	19,7	4.122	5,1	12,6	2.442
La Guancha	0,0	0,2	10	1,4	4,6	1.049	1,0	2,9	621
La Laguna	1,6	6,4	255	49,9	132,9	27.682	38,3	84,7	16.401
La Matanza de Acentejo	0,1	0,3	15	1,8	5,4	1.590	1,4	3,5	942
La Orotava	0,3	1,2	63	9,2	26,0	6.839	7,1	16,6	4.052
La Victoria de Acentejo	0,1	0,3	17	1,8	5,8	1.830	1,4	3,7	1.084
Los Realejos	0,2	0,9	62	7,1	18,9	6.703	5,5	12,1	3.971
Los Silos	0,0	0,2	7	1,2	4,0	754	0,9	2,6	447
Puerto de la cruz	0,2	0,7	53	7,0	13,7	5.803	5,4	8,8	3.438
San Juan de La Rambla	0,0	0,2	9	1,3	4,1	978	1,0	2,6	580
San Miguel de Abona	0,4	1,2	37	12,1	24,4	4.040	9,3	15,6	2.393
Santa Cruz de Tenerife	1,4	5,8	349	42,8	120,5	37.987	32,9	76,9	22.507
Santa Úrsula	0,1	0,4	26	3,0	8,3	2.820	2,3	5,3	1.671
Santiago del Teide	0,1	0,2	17	2,8	4,6	1.826	2,2	2,9	1.082
Tacoronte	0,2	0,8	41	6,1	16,3	4.494	4,7	10,4	2.662
Tegueste	0,1	0,3	18	2,5	6,5	1.930	1,9	4,2	1.143
Vilaflor	0,1	0,2	5	2,4	4,6	569	1,8	2,9	337
<b>Total</b>	<b>7,9</b>	<b>28</b>	<b>1.528</b>	<b>246,8</b>	<b>594</b>	<b>166.078</b>	<b>189,7</b>	<b>379</b>	<b>98.397</b>
<b>La Gomera</b>									
Agulo	0,00	0,1	2	0,11	1,2	245	0,08	0,8	145
Alajeró	0,01	0,1	2	0,20	1,3	267	0,16	0,8	158
Hermigua	0,01	0,1	3	0,21	2,0	358	0,16	1,2	212
San Sebastián de La Gomera	0,04	0,2	14	0,85	4,3	1.512	0,66	2,7	896
Valle Gran Rey	0,01	0,1	6	0,33	2,4	692	0,25	1,5	410
Vallehermoso	0,02	0,2	4	0,51	4,2	463	0,39	2,7	274
<b>Total</b>	<b>0,1</b>	<b>1</b>	<b>33</b>	<b>2,2</b>	<b>15</b>	<b>3.538</b>	<b>1,7</b>	<b>10</b>	<b>2.096</b>
<b>La Palma</b>									
Barlovento	0,01	0,1	4	0,38	2,2	385	0,29	1,4	228
Breña Alta	0,05	0,3	12	1,71	5,4	1.296	1,31	3,4	768
Breña Baja	0,03	0,2	10	1,17	4,0	1.077	0,90	2,5	638
El Paso	0,05	0,3	15	1,57	6,3	1.641	1,20	4,0	972
Fuencaliente	0,02	0,1	4	0,51	2,1	407	0,39	1,4	241
Garafía	0,01	0,1	3	0,40	2,4	376	0,31	1,5	222
Los Llanos de Aridane	0,08	0,5	37	2,78	9,9	3.987	2,13	6,3	2.362
Puntagorda	0,01	0,1	3	0,30	1,7	328	0,23	1,1	194
Puntallana	0,01	0,1	4	0,44	2,8	486	0,33	1,8	288
San Andrés y Sauces	0,02	0,2	7	0,67	3,6	791	0,51	2,3	469
Santa Cruz de La Palma	0,05	0,3	22	1,74	6,7	2.408	1,33	4,3	1.427
Tazacorte	0,01	0,1	7	0,43	2,0	766	0,33	1,2	454
Tiijarafe	0,01	0,1	6	0,46	2,8	609	0,35	1,8	361
Villa de Mazo	0,03	0,3	9	1,03	5,4	957	0,79	3,5	567
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>143</b>	<b>13,6</b>	<b>57</b>	<b>15.513</b>	<b>10,4</b>	<b>36</b>	<b>9.191</b>
<b>El Hierro</b>									
El Pinar	0,01	0,1	3	0,43	1,3	292	0,43	0,9	173
Frontera	0,03	0,2	7	1,09	4,0	737	1,09	2,5	436
Valverde	0,06	0,3	9	1,88	5,8	989	1,88	3,7	586
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>19</b>	<b>3</b>	<b>11</b>	<b>2.017</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>1.195</b>
<b>Total Santa Cruz de Tenerife</b>	<b>9</b>	<b>32</b>	<b>1.722</b>	<b>266</b>	<b>677</b>	<b>187.146</b>	<b>205</b>	<b>432</b>	<b>110.879</b>

Tabla 178 Distribución por alternativas de generación distribuida y V.E. en la provincia de S. C. de Tenerife

De modo semejante, se presentan a continuación los mismos datos para la provincia de Las Palmas.

Distribución por alternativa de generación distribuida y demanda del vehículo eléctrico en la provincia de Las Palmas									
Alternativa	Alternativa 0			Alternativa 1			Alternativa 2		
Municipio	Pot. PV	Cap. Batería	VE	Pot. PV	Cap. Batería	VE	Pot. PV	Cap. Batería	VE
	MW	MWh	Nº VE	MW	MWh	Nº VE	MW	MWh	Nº VE
<b>Lanzarote</b>									
Arrecife	0,2	1,0	95	4,9	20,8	10.326	3,7	13,3	6.118
Haría	0,0	0,3	9	1,4	6,1	1.005	1,1	3,9	596
San Bartolomé	0,2	1,1	40	4,4	22,0	4.345	3,4	14,0	2.574
Teguise	0,1	0,7	44	3,1	13,7	4.777	2,4	8,8	2.830
Tías	0,1	0,5	48	3,1	11,3	5.196	2,4	7,2	3.078
Tinajo	0,0	0,2	12	0,7	4,1	1.278	0,5	2,6	757
Yaiza	0,1	0,4	25	2,8	9,2	2.678	2,1	5,9	1.587
<b>Total</b>	<b>0,7</b>	<b>4</b>	<b>272</b>	<b>20,4</b>	<b>87</b>	<b>29.605</b>	<b>15,6</b>	<b>56</b>	<b>17.540</b>
<b>Fuerteventura</b>									
Antigua	0,2	0,4	19	5,5	7,7	2.104	4,3	4,9	1.247
Betancuría	0,0	0,0	2	0,3	0,6	206	0,2	0,4	122
La Oliva	0,2	0,4	39	6,3	9,2	4.289	4,8	5,9	2.541
Pájara	0,2	0,4	31	6,1	7,8	3.351	4,7	5,0	1.985
Puerto del Rosario	0,5	1,7	69	15,0	36,0	7.465	11,5	22,9	4.423
Tuineje	0,1	0,3	26	3,8	7,2	2.798	2,9	4,6	1.657
<b>Total</b>	<b>1,2</b>	<b>3</b>	<b>186</b>	<b>37,0</b>	<b>68</b>	<b>20.214</b>	<b>28,5</b>	<b>44</b>	<b>11.976</b>
<b>Gran Canaria</b>									
Agaete	0,0	0,1	7	0,7	3,0	791	0,5	1,9	469
Agüimes	0,3	1,3	48	9,2	26,3	5.169	7,0	16,8	3.062
Artenara	0,0	0,0	2	0,2	0,9	203	0,1	0,6	120
Arucas	0,1	0,9	55	4,1	18,9	5.960	3,1	12,0	3.531
Firgas	0,0	0,3	13	1,0	6,0	1.392	0,8	3,8	824
Gáldar	0,1	0,6	40	2,8	13,2	4.345	2,2	8,4	2.575
Santa María de Guía	0,1	0,7	26	2,1	13,9	2.780	1,6	8,9	1.647
Ingenio	0,2	0,7	48	5,3	15,6	5.177	4,0	9,9	3.067
La Aldea de San Nicolás	0,0	0,3	13	1,5	5,2	1.424	1,1	3,3	844
Las Palmas de Gran Canaria	1,0	5,3	542	32,3	110,5	58.906	24,8	70,5	34.900
Mogán	0,2	0,8	35	6,1	16,3	3.812	4,7	10,4	2.258
Moya	0,0	0,3	13	1,1	7,1	1.361	0,9	4,5	806
San Bartolomé Tirajana	0,9	5,5	104	28,8	116,0	11.353	22,1	74,0	6.726
Vega de San Mateo	0,1	0,5	14	2,4	10,6	1.500	1,8	6,8	889
Santa Brígida	0,1	0,5	30	1,9	9,9	3.231	1,5	6,3	1.914
Santa Lucía de Tirajana	0,2	1,0	93	5,9	19,9	10.125	4,6	12,7	5.999
Tejeda	0,0	0,1	46	0,3	1,9	5.054	0,3	1,2	2.994
Telde	0,4	2,0	150	13,4	42,6	16.315	10,3	27,1	9.666
Teror	0,0	0,5	19	1,5	10,2	2.063	1,2	6,5	1.223
Valleseco	0,0	0,2	17	0,5	3,9	1.836	0,4	2,5	1.088
Valsequillo	0,1	0,6	7	2,1	11,9	720	1,6	7,6	426
<b>Total</b>	<b>4,0</b>	<b>22</b>	<b>1.320</b>	<b>123,4</b>	<b>464</b>	<b>143.516</b>	<b>94,8</b>	<b>296</b>	<b>85.029</b>
<b>Total Las Palmas</b>	<b>5,9</b>	<b>30</b>	<b>1.778</b>	<b>180,8</b>	<b>620</b>	<b>193.334</b>	<b>138,9</b>	<b>395</b>	<b>114.545</b>

Tabla 179 Distribución por alternativas de generación distribuida y vehículo eléctrico en la provincia de Las Palmas

Esta distribución es la que ha sido considerada en el ámbito del PTECan para el desarrollo de las simulaciones energéticas.

## 6.5 INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

Otras de las políticas fundamentales para promover la puesta en marcha de generación renovable es la mejora de la robustez de los sistemas mediante la interconexión eléctrica entre islas. En la situación de partida de esta planificación en Canarias sólo existía una interconexión eléctrica entre las islas de Lanzarote y Fuerteventura. Sin embargo, existe potencialidad para llevar a cabo otras dos interconexiones a corto/medio plazo entre las islas de Tenerife y La Gomera y entre Fuerteventura y Gran Canaria. Estas interconexiones benefician principalmente aquellos sistemas eléctricos de menor tamaño, máxime cuando las opciones de instalación de almacenamiento energético a gran escala son reducidas.

Como ya ha sido argumentado en el apartado 6.2, en el PDRTEE 2021-2026, se contempla una interconexión eléctrica entre las islas de Tenerife y La Gomera. Esta futura interconexión submarina, que se convertirá en la segunda entre islas de Canarias (la primera es la de Lanzarote y Fuerteventura), permitirá aumentar la fiabilidad y la eficiencia en la generación eléctrica, lo que reducirá en siete millones de euros anuales los costes de producción de esa energía. La interconexión eléctrica propone un doble enlace a 66 kV entre ambas islas, requiriéndose una inversión de 103,8 M€ para acometer dicha infraestructura. La interconexión eléctrica robustecerá de forma muy importante el sistema eléctrico actual de La Gomera pudiéndose proveer de energía y servicios complementarios desde Tenerife, donde la capacidad de generación es hasta 50 veces superior a la existente en La Gomera. La energía que no pueda ser producida con fuentes renovables en la propia isla podrá provenir de Tenerife. Esta sería la opción más adecuada desde el punto de vista de reducción de costes de explotación de los sistemas eléctricos insulares. Conforme a los datos publicados en el sistema de información del operador del sistema eléctrico (E-SIOS), el coste medio de generación en el año 2020 en La Gomera se situó en 240,32 €/MWh, mientras que en Tenerife era de 118,58 €/MWh. Tal como se ha planteado en las alternativas al modelo energético, la opción ideal sería que en la isla de La Gomera se opte por un modelo de generación distribuida apoyado por generación renovable y la citada interconexión eléctrica para suplir las necesidades energéticas que no puedan satisfacerse localmente y los servicios complementarios.

Otra interconexión eléctrica que sería muy beneficiosa para Canarias sería el enlace entre Fuerteventura y Gran Canaria, ya incluida en el PDRTEE 2021-2026 como actuación con puesta en servicio posterior a 2026. Esta interconexión permitiría unificar los sistemas eléctricos de las islas de Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria, incrementando de forma notoria la robustez del sistema eléctrico en su conjunto. Como se concluía en el apartado de almacenamiento energético, las posibilidades de almacenamiento a gran escala de las islas de Lanzarote y Fuerteventura son muy limitadas y, para satisfacer las necesidades de almacenamiento, debe pensarse en otras tecnologías que, aportando las mismas capacidades, sean adaptables a las condiciones específicas de dichas islas. A pesar de que se pueda proponer el uso del hidrógeno para ello, también sería muy recomendable que dichas islas pudieran apoyarse en la capacidad de almacenamiento de la isla de Gran Canaria.

Necesariamente, para llevar a cabo la interconexión eléctrica entre Fuerteventura y Gran Canaria se debe reforzar también el eje de conexión que conecta las islas de Lanzarote y Fuerteventura. De otra forma, dicha interconexión no podría ser usada para aportar servicios energéticos y de gestión de la forma sugerida. En este caso no se han publicado detalles concretos de la infraestructura necesaria pero todo parece apuntar que se instalaría un doble

enlace de 100 MW que podría ser indicado que fuera en corriente continua, no sólo por la longitud de la interconexión (aproximadamente 100 km), sino también por los servicios que dicha infraestructura podría aportar en control de tensiones y frecuencias para asegurar la calidad del suministro. La inversión rondaría los 350 M€.

Ambas interconexiones se consideran necesarias si realmente se quiere aspirar a descarbonizar los sistemas energéticos de Canarias con anterioridad al año 2040. En las islas de Lanzarote y Fuerteventura es cada vez más urgente actuar tal como se concluía en el apartado 4.4. Entre ambas se requeriría, para el año 2030, hasta 200 MW adicionales de potencia en generación gestionable si no se contabilizan los grupos térmicos que ya han excedido su vida útil regulatoria. La interconexión eléctrica podría reducir hasta la mitad estas necesidades.

Las interconexiones eléctricas submarinas pueden trazar grandes recorridos, habiéndose alcanzado soluciones técnicas para su instalación a profundidades de hasta 1.600 metros (ejemplo: Baleares – Península, España – Francia, Creta – Grecia). Si la tecnología pudiera alcanzar un estado de desarrollo suficiente para alcanzar profundidades de hasta 2.400 metros, podría pensarse en la posibilidad de establecer una interconexión eléctrica entre las islas de Tenerife y Gran Canaria. Dicha interconexión permitiría unir cinco islas, mejorando aún más la capacidad de gestión del sistema canario y reduciendo notablemente los costes de operación en Canarias. Se presenta la dificultad de que en su instalación los barcos cableros deben ser capaces de mantener el peso de dicho cable hasta que alcanza la profundidad deseada. No obstante, se están proponiendo soluciones técnicas como el uso de sistemas de flotación intermedios durante su instalación para reducir los esfuerzos producidos en esta fase. Por lo pronto, esta alternativa no será contemplada en este ciclo de planificación, ya que no se ha demostrado la viabilidad técnica de esta solución como para considerar realista que dicha opción pueda ser ejecutada en Canarias en el horizonte a 2030.

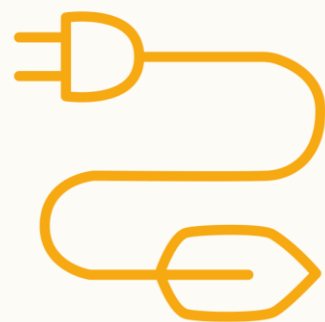
Para el desarrollo de los modelos energéticos acometidos en el ámbito del PTECan se ha considerado la interconexión eléctrica entre las islas de La Gomera y Tenerife así como las actuaciones previstas para interconectar los sistemas eléctricos de Fuerteventura y Gran Canaria.

Características de las interconexiones consideradas en los estudios PTECan por alternativas			
Islas	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2
Interconexión	Lanzarote - Fuerteventura	Lanzarote – Fuerteventura La Gomera – Tenerife Fuerteventura – Gran Canaria	Lanzarote – Fuerteventura La Gomera – Tenerife Fuerteventura – Gran Canaria
Potencia	60 MW	60 MW 50 MW 100 MW	60 MW 50 MW 100 MW
Nivel de tensión	66 kV	66 kV 66 kV 132 kV	66 kV 66 kV 132 kV
Tipo de enlace	HVAC	HVAC HVAC HVDC	HVAC HVAC HVDC

Tabla 180 Características de las interconexiones consideradas en los estudios PTECan por alternativas

# 7

## Movilidad sostenible y gestión de demanda



## 7 Movilidad sostenible y gestión de demanda

---

En este apartado se definen las medidas específicas que deben ser adoptadas en Canarias para la descarbonización del sector del transporte. A modo introductorio, conviene comentar que el sector del transporte suponía el 74% de la demanda de energía final del archipiélago canario para el año 2019, mientras que para el año 2020 se reducía al 67,83% como consecuencia de las restricciones en movilidad derivadas de la crisis sanitaria. Estas cifras reflejan la extremada importancia del sector del transporte en el mix energéticos de Canarias, de ahí la importancia de este capítulo en el objetivo global de descarbonización planteado en el PTECan.

Las medidas propuestas no sólo consideran el uso de fórmulas para que la mayor parte de la demanda del sector del transporte insular e interinsular aspire al uso de energías renovables como fuentes de suministro prioritarias, sino que adicionalmente es requisito indispensable la apuesta por políticas más alineadas con el uso racional y eficiente de la energía, tales como el fomento del transporte público colectivo. Estas medidas se detallan de manera más específica en el apartado 8.7 de este documento.

De la misma forma, la electrificación del transporte así como la producción de combustibles renovables tales como el hidrógeno, el amoníaco o los biocarburantes, amplían la capacidad para la aplicación de políticas de gestión de demanda aprovechando el máximo potencial renovable de carácter no gestionable en momentos en los cuales no existe balance entre producción y consumo de energía eléctrica. Este análisis se realiza de manera específica en la Estrategia de gestión de demanda y redes inteligentes de Canarias. Los sistemas de almacenamiento energético vinculados a estas tecnologías, ofrecen un back-up que puede ser aprovechado para afrontar variaciones del recurso renovable no gestionable. Por todo ello, la movilidad sostenible no sólo debe verse como un aumento de la demanda de energía eléctrica sino como una oportunidad para aplicar mecanismos de gestión asociados a estas nuevas formas de consumo energético.

### 7.1 ASPECTOS GENERALES DEL SECTOR DEL TRANSPORTE DE CANARIAS

Continuando con la descripción del apartado introductorio, si se realiza un repaso del consumo del sector del transporte sobre el total de la demanda de energía final de Canarias en 2019, se puede observar que el transporte terrestre suponía un 33% del total, mientras que el transporte aéreo se situaba en el 31% y el transporte marítimo en el 10%. La cifra se alteraba en el año 2020 dado que el transporte terrestre representaba el 39,34%, el transporte aéreo el 18% y el transporte marítimo el 10,49% del total.

A efectos de definir el objetivo de descarbonización para el caso de Canarias en materia de movilidad, es importante tener en cuenta que, tal como se refleja en el Anuario Energético de Canarias, en esta estimación la navegación aérea y marítima incluye el consumo nacional e internacional. La cifra más reciente alineada con la situación natural de Canarias es la producida en 2019 antes de la crisis sanitaria, representando la navegación aérea nacional el 28,2% del total de combustibles consumidos mientras que la navegación marítima nacional suponía el 9,9%. Por tanto, una parte mayoritaria del consumo de combustibles y, como consecuencia, de las emisiones contaminantes de ambos sectores de la movilidad, se originan en el transporte internacional que no necesariamente tendría que estar vinculado a Canarias.



A efectos prácticos, la capacidad de actuación de la Comunidad Autónoma se limita a los consumos que se llevan a cabo en el propio archipiélago, lo cual sería conocido como transporte aéreo y marítimo interinsular. En la actualidad no existen cifras oficiales del total nacional que se correspondería con el consumo de combustibles de navegación insular. Por ello, para fijar los objetivos base de Canarias, debe realizarse una estimación con los mejores recursos disponibles. Este aspecto se trata en los apartados 7.3 y 7.4 de este documento.

Si se considerara que la totalidad de los combustibles alternativos que recalarán en Canarias (con independencia de a qué tipo de consumidores se atendiera) fueran producidos con energías renovables, se produciría un enorme dimensionamiento del parque de generación renovable de las islas y, una gran parte de estos combustibles, no serían consumidos específicamente en el archipiélago. Esto no se considera una solución realista debido a nuestra condición de región archipelágica, donde sólo considerándose los consumos internos de energía, se plantearía un gran incremento de la potencia instalada en el corto plazo y esto se origina en un territorio especialmente sensible como suele ocurrir en las islas de todo el mundo. En este asunto se ahonda en los apartados 7.3 y 7.4, donde se exponen cifras orientativas de lo que supondría para Canarias disponer de los medios necesarios para descarbonizar desde la propia Comunidad Autónoma todo el transporte marítimo y aéreo que recalca, de una u otra forma, en el archipiélago.

En base a la justificación aportada, el **PTECan adopta una estrategia realista considerando la producción de combustibles alternativos y electricidad, ambos de origen renovable, para descarbonizar el transporte interinsular marítimo y aéreo así como el transporte terrestre de Canarias.**

En el sector del transporte marítimo se propone, como alternativa tecnológica principal, el uso del amoniaco verde como combustible producido con fuentes de generación renovables. Para la producción de amoniaco se requiere una fuente de hidrógeno y otra de nitrógeno, realizándose la síntesis mediante el proceso de Haber Bosch. El nitrógeno se extrae directamente del aire (79% del aire es nitrógeno) y el hidrógeno del agua (con el proceso de electrólisis) obteniéndose un combustible que es más fácil de operar en comparación con otras soluciones como el uso del propio hidrógeno. El uso del hidrógeno directo presenta la problemática de su almacenamiento, aspecto que se complica en los barcos debido a que existen mayores restricciones espaciales que en aplicaciones estacionarias. Ese problema se resuelve con el amoniaco, que puede estar en fase líquida bajando hasta la temperatura de -33 °C y presión atmosférica, frente a los -253 °C que habría que alcanzar con el hidrógeno. Esta solución podría ser implementada a pequeña escala durante los años iniciales para llevar a cabo la transformación del resto del sector marítimo interinsular antes del año 2040. De la misma forma, los pequeños barcos de recreo y pesca en cercanías podrían ser electrificados existiendo en la actualidad modelos de embarcaciones de estas características.

Para el sector del transporte aéreo, sería necesario continuar utilizando el queroseno, si bien éste podría ser de síntesis producido con energías renovables en vez de utilizar el queroseno convencional. Nuevamente sólo se atendería la demanda del transporte aéreo interinsular, llevándose a cabo el proceso de síntesis de hidrógeno verde y carbono mediante Fischer-Tropsch. En este caso sólo se requeriría esta solución técnica y nuevamente se propone llevar a cabo la investigación durante la primera década para, posteriormente, dar el salto a la descarbonización del resto del transporte aéreo interinsular en el horizonte 2031-2040.

En lo que respecta a la movilidad terrestre, claramente, el parque automovilístico del archipiélago está dominado por motores de combustión interna (MCI) de gasolina (65,86%) y gasoil (33,03%). El 1,11% restante se corresponde con la porción del parque automovilístico con motorizaciones GLP y los vehículos eléctricos. Por todo ello, sólo unos 3.000 vehículos podían ser clasificados como de cero emisiones. La reducción de emisiones del transporte terrestre pasa por una apuesta decidida por tres tecnologías fundamentales: los vehículos eléctricos, de hidrógeno y los propulsados con biogás y biocombustibles.

Los vehículos eléctricos son los que presentan una mayor madurez para su uso en el corto plazo, existiendo múltiples modelos de vehículos eléctricos de todos los principales fabricantes que operan en el archipiélago. Este medio de movilidad está venciendo las dudas suscitadas al comienzo de su desarrollo, si bien presentan unos costes de inversión superiores a los de vehículos convencionales como consecuencia de las baterías y la novedad de la tecnología. Se prevé una reducción de los precios de las baterías a corto plazo. Esto, unido al menor coste variable de los vehículos eléctricos en comparación con los vehículos de gasolina y gasoil y el apoyo público con programas como el MOVES, hará que en los próximos años se produzca un aumento considerable del parque automovilístico eléctrico de Canarias.

Por su parte, los vehículos propulsados con hidrógeno verde permitirán vencer un problema que actualmente presenta la movilidad eléctrica, el uso de esta tecnología para aplicaciones de transporte asociadas al movimiento de mercancías (transporte pesado) y movimiento de pasajeros (transporte colectivo). Este tipo de vehículos pesados (> 3.500 kg) suelen incorporar baterías de hasta 600 kWh para alcanzar el nivel de autonomía derivado de este tipo de servicios. Usándose cargadores rápidos (50 kW) se requeriría 12 horas de suministro para poder llevar a cabo un ciclo de carga completo. El peso de esas baterías es otro elemento clave, ya que una batería de 600 kWh supone un sobrepeso de 2,4 toneladas y esto afecta a la eficiencia. La misma cantidad de energía almacenada se podría suministrar a un vehículo de celda de combustible en menos de 7 minutos. Por ello, este vector energético permitiría llevar energía renovable a vehículos pesados sin que esto supusiera un cambio en la operativa de este tipo de medios de transporte.

Otra tecnología que podría ser interesante para la situación particular de Canarias es el uso del biogás. El biogás presenta la ventaja de poder usar para su almacenamiento las mismas infraestructuras de almacenamiento y distribución existente actualmente para los combustibles derivados del petróleo. Adicionalmente, dicho combustible puede ser usado en los vehículos actuales GNC y GNL sin necesidad de llevar a cabo ningún tipo de adaptación. La realidad es que esta opción tecnológica se encuentra por el momento en fase de desarrollo sin penetrar a gran escala, si bien sí existen proyectos interesantes en los principales países de Europa. La planta de mayor tamaño se encuentra en Noruega, con una capacidad de producción suficiente para abastecer una flota de 300 camiones de GNL y para lo que se tratan 100 toneladas de residuos pesqueros al día.

La combinación del conjunto de alternativas tecnológicas mencionadas para los tres sectores lograría reducir de forma drástica las emisiones fugitivas del transporte en Canarias hasta 2030. Las tasas de crecimiento anuales en la penetración de cada solución en el mercado dependerá de la alternativa seleccionada.

Finalmente, todas las necesidades energéticas en movilidad se traducen en la existencia de capacidades de almacenamiento, las cuales pueden ser utilizadas para desacoplar la demanda

de energía (con independencia de su forma) de la producción renovable de origen no gestionable. Este aumento de la gestionabilidad debe ser visto como un aliado para la integración de este tipo de fuentes energéticas en sistemas eléctricos débilmente conectados, reduciendo la probabilidad de que se produzcan vertidos al incrementar el nivel de consumo en un momento determinado (apoyo al balance del sistema eléctrico) o ayudando a optimizar el nivel de generación al situar el consumo en horas donde, a pesar del recurso existente, la demanda base del sistema eléctrico no es suficiente.

## 7.2 MOVILIDAD TERRESTRE

Se trata en este punto los aspectos relativos a la descarbonización del transporte terrestre de Canarias a través de los vehículos con motorización eléctrica, de hidrógeno verde y el biogás. Además, debe tenerse en cuenta que las medidas expuestas en este apartado son complementarias a la batería de acciones definidas en materia de eficiencia energética para el sector de la movilidad (apartado 8.7). En el apartado 2.5.2 se presentaba la estimación del parque automovilístico de Canarias para el horizonte hasta 2040. Se muestra, en la siguiente tabla, un resumen de dicha Tabla 18 para los años de referencia en dicho periodo. Conviene comentar que en esta tabla, los valores expuestos para los años 2019 y 2020 son reales.

Parque automovilístico de Canarias en años de referencia									
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS	Veh/hab
2019	662.289	752.520	131.372	91.704	73.990	15.817	9.199	<b>1.736.891</b>	<b>0,807</b>
2020	660.818	760.422	130.262	92.887	75.775	16.024	9.554	<b>1.745.742</b>	<b>0,802</b>
2030	<b>631.749</b>	<b>728.833</b>	<b>128.931</b>	<b>88.221</b>	<b>68.022</b>	<b>15.217</b>	<b>8.852</b>	<b>1.669.825</b>	<b>0,688</b>
2040	599.234	693.439	123.611	84.400	64.773	14.459	8.423	1.588.340	<b>0,625</b>

Tabla 181 Parque automovilístico de Canarias en años de referencia

La estimación de crecimiento del número de vehículos de cero emisiones depende de la alternativa seleccionada, incrementándose la participación de los vehículos con motorización eléctrica, de hidrógeno y biocombustibles en función de la cercanía al horizonte de descarbonización en cada supuesto. Se exponen en los siguientes apartados los supuestos asumidos para cada forma de movilidad terrestre sostenible y en cada alternativa para el periodo comprendido entre los años 2021 – 2030.

### 7.2.1 VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Como principal referencia para estimar el número de vehículos eléctricos que deberían existir en el año 2030 en cada alternativa, se utilizan los análisis desarrollados en la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias. No obstante, es importante tener en cuenta que dicha estrategia no consideraba las tres alternativas al modelo energético de Canarias y, por tanto, dichas estimaciones han sido re-proyectadas para la definición de los objetivos del PTECan. De la misma forma, la movilidad sostenible incluye, en este caso, otras soluciones tecnológicas como el hidrógeno verde o los biocarburantes, viabilizando más si cabe el objetivo de reducción de emisiones sin afectar a la calidad de los servicios ofertados.

Bajo la perspectiva del PTECan, el uso del vehículo eléctrico se centraría fundamentalmente en la descarbonización del transporte terrestre ligero. Se considera que esta tecnología está creciendo de manera progresiva año por año, así pues mientras que en el año 2018 el número total de vehículos eléctricos era de 1.731, aumento en un 48% en el año 2019 (2.578). La cifra

en el año 2020 alcanzaba los 3.806 VE, de los cuales el 77% se corresponden con vehículos ligeros (46,7% Turismos, 21,5% Motos y 8,8% Furgones). De la misma forma, prácticamente la totalidad de las marcas de vehículos que operan en el archipiélago disponen en su catálogo de modelos de motorización eléctrica y programas como el MOVES (en sus diferentes ediciones) están ayudando a acercar este sector a su pleno desarrollo comercial.

Bajo el supuesto de la **Alternativa 0** sólo se usarían vehículos eléctricos como tecnología de cero emisiones. A nivel de Canarias, el parque automovilístico eléctrico rondaría los 33.397 vehículos, lo que supondría el 2% del parque total. Asimismo, los vehículos de gasolina y gasoil continuarían teniendo una importancia extrema, representando el 98% restante repartido entre vehículos de gasolina en un 66,8% y de gasoil en un 31,2%. Se presenta en la siguiente tabla el reparto por tipo de vehículo entre los años 2020 (referencia) y 2030.

Parque automovilístico eléctrico de Canarias [Alternativa 0]								
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guagua	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2019	1.402	74	154	5	619	0	324	2.578
2020	2.281	112	209	8	849	0	347	3.806
2022	3.683	128	564	10	409	19	111	4.924
2023	5.756	131	870	11	632	29	137	7.565
2025	10.506	141	1.576	13	1.142	52	205	13.634
2030	25.909	162	3.891	19	2.811	126	480	33.397

Tabla 182 Parque automovilístico eléctrico de Canarias [Alternativa 0]

Las tendencias de crecimiento por islas se han definido en función de la estructura del parque automovilístico eléctrico existente en la actualidad. Ese reparto se equivaldría con la configuración mostrada en la siguiente ilustración.

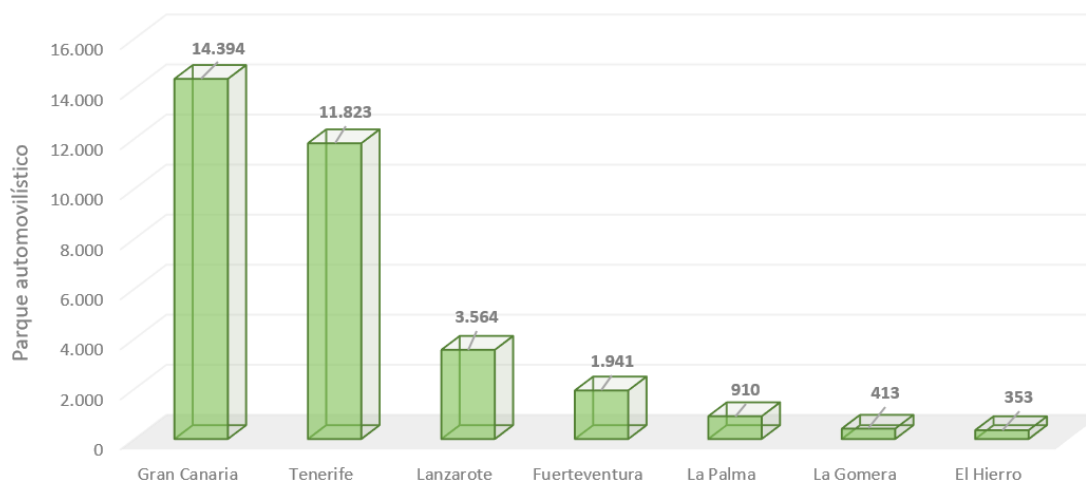


Ilustración 90 Parque automovilístico eléctrico por islas [año 2030 – Alternativa 0]

El consumo eléctrico derivado de este parque automovilístico reflejaría una tendencia de crecimiento semejante a la que se expone a continuación.

Estimación del consumo eléctrico debido al vehículo eléctrico (MWh) [Alternativa 0]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	3.634	2.263	445	369	149	49	78	6.988
2020	5.406	3.470	613	484	218	88	82	10.361
2022	7.113	4.030	1.976	922	209	228	231	14.709

Estimación del consumo eléctrico debido al vehículo eléctrico (MWh) [Alternativa 0]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2023	10.408	6.250	2.849	1.356	352	329	327	<b>21.872</b>
2025	17.654	11.843	4.685	2.326	763	542	515	<b>38.328</b>
2030	39.541	32.477	9.789	5.331	2.500	1.134	970	<b>91.742</b>

Tabla 183 Estimación del consumo eléctrico debido al vehículo eléctrico (MWh) [Alternativa 0]

Por su parte, en la **Alternativa 1**, lejos de seguirse la tendencia histórica, se plantea aquella proyección que haría posible que la totalidad del parque automovilístico de Canarias estuviera descarbonizado en el año 2040. Para alcanzar este objetivo, en Canarias debería existir, en el año 2030, un total de 380.480 vehículos eléctricos (el 22,8% del parque automovilístico), los cuales sumados a los vehículos de hidrógeno y de biocombustibles alcanzaría los 438.600 vehículos de cero emisiones (el 26,3% de la flota terrestre del archipiélago). El número total de vehículos de gasolina y gasoil sería de 1.231.198 (el 73,7% de la flota de Canarias). De conseguirse este objetivo, la tecnología ya habría alcanzado un nivel de aceptación suficiente como para plantear fórmulas que eviten que se produzcan nuevas matriculaciones de vehículos propulsados con motores de combustión interna de gasolina y gasoil. A partir de este hito, el crecimiento en el interés del vehículo eléctrico será exponencial, hasta el punto en el cual la tendencia sería logística (limitada por la flota existente y la población). Se muestra en la siguiente tabla la flota total de vehículos eléctricos en este horizonte temporal bajo las hipótesis de la alternativa 1.

Parque automovilístico eléctrico de Canarias [Alternativa 1]								
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guagua	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2019	1.402	74	154	5	619	0	324	<b>2.578</b>
2020	2.281	112	209	8	849	0	347	<b>3.806</b>
2022	27.466	128	4.149	8	2.908	129	763	<b>35.551</b>
2023	46.600	131	7.000	14	4.931	218	1.020	<b>59.914</b>
2025	97.391	141	14.573	28	10.326	457	1.799	<b>124.714</b>
2030	297.355	162	44.424	86	31.723	1.403	5.326	<b>380.480</b>

Tabla 184 Parque automovilístico eléctrico de Canarias [Alternativa 1]

La movilidad eléctrica estaría centrada en vehículos de tipo ligero tales como turismo, furgonetas, motocicletas y otro tipo de vehículos diferentes de camiones y autobuses. Nuevamente Tenerife y Gran Canaria serían las islas donde un mayor número de vehículos eléctricos existiría. En este caso, en vez de utilizarse como referencia los datos históricos del parque de vehículos eléctricos (estrategia adoptada en la Alternativa 0), se opta por considerar el reparto por tipo de vehículo en la flota total de vehículos eléctricos de Canarias.

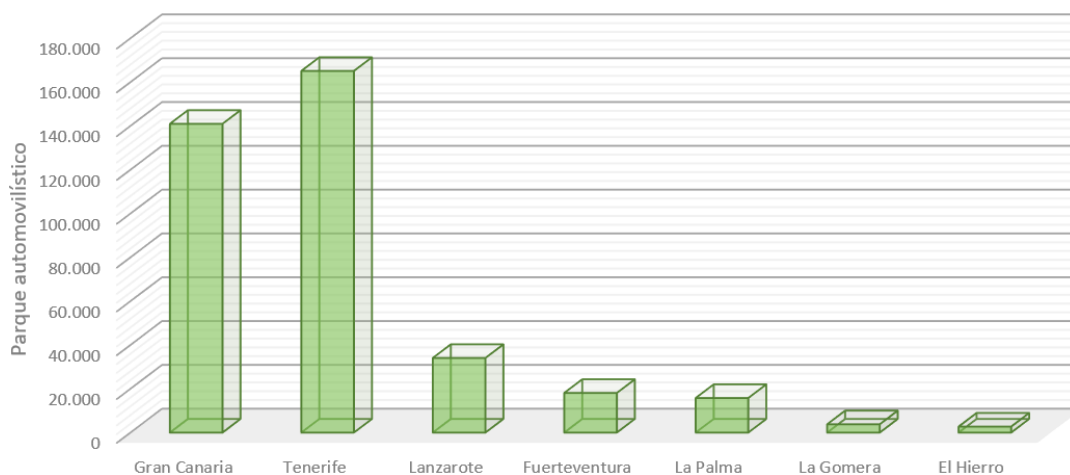


Ilustración 91 Parque automovilístico eléctrico por islas [año 2030 – Alternativa 1]

Se muestra a continuación la estimación de consumo de energía eléctrica para la alternativa 1.

Estimación del consumo eléctrico debido al vehículo eléctrico (MWh) [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	3.634	2.263	445	369	149	49	78	<b>6.988</b>
2020	5.406	3.470	613	484	218	88	82	<b>10.361</b>
2022	33.488	38.723	12.574	3.803	4.549	1.379	1.406	<b>95.923</b>
2023	56.799	66.587	19.731	6.727	7.479	2.171	2.104	<b>161.599</b>
2025	119.971	142.005	36.584	15.049	15.025	4.046	3.566	<b>336.246</b>
2030	374.766	445.358	93.520	50.284	43.317	10.439	7.599	<b>1.025.283</b>

Tabla 185 Estimación del consumo eléctrico debido al vehículo eléctrico (MWh) [Alternativa 1]

Para la **Alternativa 2** las proyecciones se suavizan. En este supuesto, el número de vehículos eléctricos para el año 2030 debería rondar los 225.400 (un 13,5% de la flota automovilística de Canarias para ese mismo año). Asimismo, la flota de vehículos de cero emisiones rondaría el 16% del global.

La cifra mencionada es coherente con el objetivo del PNIEC, el cual definía que el número de vehículos eléctricos en el año 2030 para España debería ser de 5 millones. Si se tiene en cuenta que el parque automovilístico de Canarias representa el 5% del total nacional, en Canarias deberían existir aproximadamente unos 250.000 vehículos eléctricos.

Parque automovilístico eléctrico de Canarias [Alternativa 2]								
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guagua	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2019	1.402	74	154	5	619	0	324	<b>2.578</b>
2020	2.281	112	209	8	849	0	347	<b>3.806</b>
2022	25.657	128	3.808	8	2.762	126	748	<b>33.237</b>
2023	39.670	131	5.871	12	4.263	194	922	<b>51.062</b>
2025	71.788	141	10.634	21	7.708	350	1.384	<b>92.026</b>
2030	175.881	162	26.264	52	18.974	853	3.238	<b>225.424</b>

Tabla 186 Parque automovilístico eléctrico de Canarias [Alternativa 2]

Como se puede concluir de la tabla anterior, en la Alternativa 2 la movilidad eléctrica también se ha centrado en los vehículos ligeros. Se presenta a continuación la ilustración del reparto por islas.

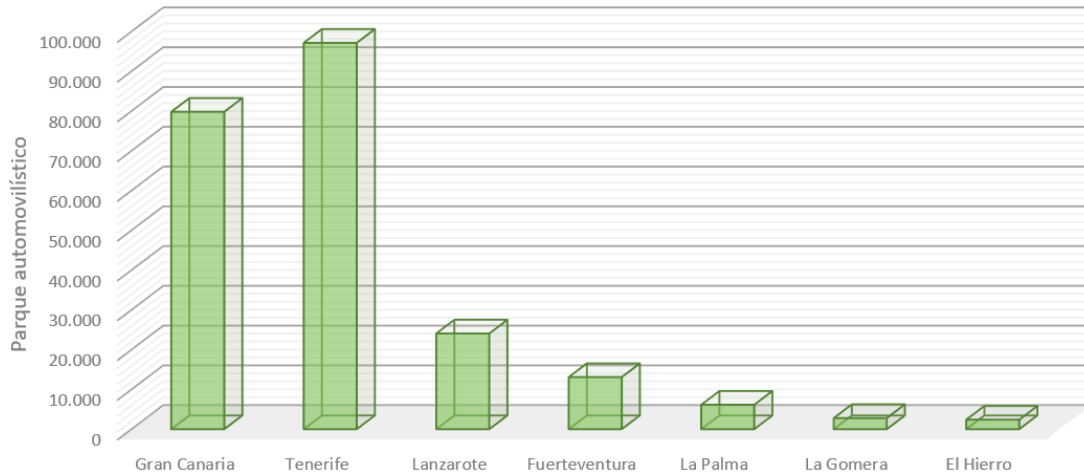


Ilustración 92 Parque automovilístico eléctrico por islas [año 2030 – Alternativa 2]

Por último, se presenta la estimación de consumo de energía eléctrica para la alternativa 2.

Estimación del consumo eléctrico debido al vehículo eléctrico (MWh) [Alternativa 2]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	3.634	2.263	445	369	149	49	78	6.988
2020	5.406	3.470	613	484	218	88	82	10.361
2022	43.288	24.526	12.023	5.612	1.270	1.390	1.404	89.511
2023	65.433	39.293	17.910	8.528	2.215	2.071	2.053	137.502
2024	89.053	56.643	24.001	11.670	3.435	2.775	2.696	190.274
2025	114.144	76.572	30.293	15.039	4.931	3.504	3.333	247.817
2030	261.657	214.910	64.779	35.275	16.542	7.503	6.421	607.088

Tabla 187 Estimación del consumo eléctrico debido al vehículo eléctrico (MWh) [Alternativa 2]

Otro aspecto clave para optar por esta tecnología es su eficiencia en comparación con motores de combustión interna. Si se quisiera evaluar la eficiencia de la movilidad eléctrica es requisito indispensable tener en cuenta todas las pérdidas que se producen desde que se genera la energía eléctrica (la cual debería ser predominantemente renovable) hasta que se consume en el vehículo eléctrico, pasando incluso por las pérdidas derivadas de la red de transporte y distribución de energía eléctrica, la eficiencia en el convertidor electrónico y la batería del vehículo eléctrico, el motor eléctrico y la eficiencia mecánica del vehículo. Este análisis se realiza de manera específica en la Estrategia del Vehículo eléctrico de Canarias, estimándose una eficiencia global del 63,59% multiplicado por el rendimiento de la generación ( $\eta_g$ ) el cual dependería del tipo de grupo usado para generar esa energía. Así pues, el rendimiento de los grupos térmicos convencionales tales como los Ciclos Combinados o los grupos diésel rondan el 45%, mientras que para una turbina de vapor este rendimiento en Canarias se sitúa en el 35% y para una turbina de gas sería del 20%. En cuanto a tecnologías renovables, el rendimiento de un parque eólico es del 50%, mientras que para una planta fotovoltaica se sitúa en el 20%.

Teniendo en cuenta todos los principios manifestados en el párrafo anterior, la eficiencia global de un vehículo eléctrico rondaría el 26-30% dependiendo de cómo se haya configurado el sistema eléctrico.

Por otra parte, **el vehículo eléctrico debe ser potenciado como un instrumento para mejorar la gestionabilidad de los sistemas eléctricos insulares.** Como se argumenta en la Estrategia del Vehículo Eléctrico, las redes de transporte se dimensionan comúnmente en función de la

potencia máxima que va a ser requerida durante un periodo determinado para dar soporte a la demanda del sistema eléctrico. Así pues, el vehículo eléctrico podría ser visto por la red eléctrica como una batería que demanda una cantidad de energía asumiéndose una potencia de carga que se establece en función del tipo de conector al que se enchufa (carga lenta: 3,7 kW, carga semi-rápida: 11-22 kW y carga rápida: 40-80 kW). La frecuencia con la que se recarga esa batería depende de los hábitos de consumo del usuario y del trayecto recorrido por día. La recarga lenta exige un flujo continuo de energía entre la red eléctrica y el vehículo durante 5-7 horas mientras que con la recarga rápida el vehículo sería capaz de cargar su batería en un tiempo inferior a 30 minutos.

De la misma forma, en los últimos años se ha producido un aumento progresivo de la autonomía de los vehículos eléctricos pasándose de capacidades de entre 15-30 kWh a modelos en los que actualmente se llega a capacidades de 100 kWh. Este aumento de la capacidad de las baterías se traduce en un incremento de la autonomía de los vehículos, pasándose de los 200 km a los 500 km en los modelos de más alta gama. El aumento de la autonomía está generando mayor confianza entre potenciales usuarios y, por ello, la tendencia de los fabricantes es ofrecer las mayores capacidades posibles aún a sabiendas de que dichas capacidades sólo serían requeridas en situaciones excepcionales y, en muchos casos, estos problemas serían solucionados con una red de recarga pública eficiente. La problemática de esta política de incrementar cada vez más la capacidad de las baterías son los tiempos de carga, los cuales exigen abandonar los sistemas de recarga lenta a favor de infraestructuras de carga semi-rápida o rápida para que los tiempos sean semejantes.

Red Eléctrica de España (REE) estima que una cuarta parte del parque automovilístico de España podría ser asociado a la red eléctrica sin necesidad de inversiones adicionales en generación y transporte, siempre y cuando, sólo se utilice recarga lenta en periodos nocturnos. De la misma forma, se apuesta por el uso de políticas “*Vehicle to Grid*” (V2G) por la cual el coche puede ser considerado como un sistema de almacenamiento energético distribuido, no sólo demandando energía, sino también teniendo la capacidad para verter a red energía durante horas pico. Las soluciones V2G solamente son viables en este momento para vehículos compatibles con puntos de carga tipo CHADEMO (vehículos japoneses). No obstante, se está desarrollando la tecnología para que sea compatible con cargadores tradicionales. Por tanto, el éxito de esta política viene de la mano de dos condiciones: i) estandarización de los puntos de carga con compatibilidad V2G; ii) desarrollo de vehículos que puedan aprovechar esta tecnología más allá de la baja gama que para 2020 lo ofrece.

A efectos del PTECan, se podría considerar que en el desarrollo del vehículo eléctrico se pueden definir tres fases en función de la penetración de este medio en el mercado. Así, mientras el número de vehículos sea bajo, no será necesario implementar ningún control especial del aumento de carga derivado del vehículo eléctrico. Con una penetración media, habría que implantar ciertos mecanismos que, basado en un análisis estadístico, permita evitar los periodos en los que se producen coincidencias temporales de carga que obliguen a un sobredimensionamiento desmesurado de los sistemas eléctricos asociados a la recarga de vehículos. Por último, en un escenario de alta penetración de vehículos eléctricos sería necesario realizar una gestión controlada e inteligente de la carga. En cualquier caso, a nivel local, dependiendo de la situación, incluso para una baja penetración de vehículos, puede ser necesaria una carga controlada principalmente en puntos de la red de transporte en los que los niveles de frecuencia estén al borde de las condiciones de cumplimiento (zonas donde la red de transporte y distribución ya se encuentra sobrecargada).



### 7.2.2 GESTIÓN DE DEMANDA ASOCIADA AL VEHÍCULO ELÉCTRICO

En coherencia con todo lo anterior, para que la integración del vehículo eléctrico reporte beneficios al conjunto del sistema eléctrico, será necesario **el desarrollo de un sistema de gestión de recarga inteligente apoyado en tecnologías Smart-Grids**. Este sistema debe ser lo suficientemente flexible para adaptarse a las preferencias de los consumidores y, atendiendo a las necesidades del sistema eléctrico, fomentar la recarga de los vehículos fuera de las horas de máxima demanda de electricidad.

Si el foco se centra únicamente en el sector eléctrico, la solución más eficiente es el llenado de valles. En este sentido, la demanda del vehículo eléctrico se trataría de situar en periodos nocturnos entre las 0:00 y 7:00 horas, ya que durante este tramo horario se produce en todos los sistemas eléctricos de Canarias una reducción considerable de la demanda de energía eléctrica. Así pues, se aprovecharía esa bajada del consumo eléctrico para suministrar a esta nueva demanda. Se evitaría además que estos consumos no engrosen la punta de demanda, lo que tiene consecuencias directas en la capacidad del sistema eléctrico para permitir el suministro con los grupos generadores existentes en la actualidad.

En cualquier caso, la realidad es que no siempre será posible el escenario trazado en el párrafo anterior ya que, por aplicación de economías, algunos usuarios podrían optar preferentemente por la recarga en destino (por ejemplo en lugares de trabajo) evitando con ello la carga de vehículos eléctricos en hogares. Este modelo podría incluso ser seleccionado por aquellos usuarios que no tuvieran garaje en sus hogares. En este caso, se produciría un aumento de la demanda eléctrica entre las 7:00 y las 17:00 horas. Esta opción no tiene por qué ser ineficiente de entrada dado que habría que considerar las horas en las que se produce mayor cantidad de energías renovables. Por ejemplo, en ese tramo horario puede ser un importante aliado la generación fotovoltaica, utilizándose los vertidos para cubrir una parte de la demanda.

Por todo ello, un sistema de recarga inteligente no sería más que un equipo que recabaría información enviada por el operador de la red eléctrica de dos aspectos fundamentales:

1. Predicción de la energía eléctrica que podría ser generada en cada tramo horario por las fuentes renovables (gestionables y no gestionables).
2. Estado de carga de la red eléctrica y límites para garantizar el cumplimiento de las condiciones de calidad, seguridad y garantía de suministro.

Esa información podría ser enviada a los usuarios simplemente como una señal de precios. La decisión de conexión y desconexión sería en última instancia del usuario en función de sus necesidades. En este contexto, el equipo anteriormente mencionado incorporaría un sistema de gestión energética que actuaría de modo autónomo mediante la resolución de un problema de optimización donde, además de la señal de precio proveída por el operador de la red eléctrica, se tuviera en cuenta las condiciones establecidas por el usuario, en concreto:

3. Tramo horario en el que el vehículo eléctrico debe estar conectado al punto de suministro.
4. Hora en la que dicho vehículo debe estar operativo.
5. Nivel de carga mínimo para asegurar que el vehículo eléctrico tenga autonomía suficiente incluso cuando no hubiera suministro o se produzca una incidencia no prevista. Esto se podría traducir a nivel de usuario como una distancia media de recorrido (valor que puede ser incluso aportado por la centralita del vehículo).

En cualquier caso, sería interesante que el operador de red tuviera un mínimo de capacidad para actuar en la demanda, en cuyo caso, el usuario podría percibir un incentivo. Esta actuación, sólo se permitiría por causas mayores (deslastre de cargas para conservar condiciones de estabilidad) o si se alcanzara la situación de nivel de carga mínima.

En general, ya existen tecnologías con capacidad para permitir la comunicación entre los vehículos eléctricos y la red e incluso en países como Noruega se ha implementado. No obstante, su implantación a gran escala no deja de ser un reto a día de hoy.

La descarbonización del sector del transporte por carretera pasa, en gran medida, por la electrificación del sistema de transporte y el uso masivo de energías renovables con capacidad para proveer no sólo servicios energéticos sino complementarios de ajuste al sistema. **El vehículo eléctrico no sólo debe ser visto como un aumento de la demanda eléctrica, sino como un aliado para proveer mayor capacidad de gestionabilidad**, ayudando a optimizar el sistema de generación (aplanando la curva de demanda) o reduciendo la probabilidad de vertidos al incrementar el nivel de consumo cuando existen vertidos de las renovables no gestionables. El triunfo de esta política estará condicionado a la búsqueda de una solución eficiente en la que se reduzcan, en la medida de lo posible, las necesidades de refuerzo de las redes eléctricas por la propia entrada del vehículo eléctrico. Para minimizar estas inversiones, será necesario una óptima comunicación y coordinación entre los sistemas de recarga y las redes inteligentes, lo que propiciaría una adecuada integración que evite estas inversiones innecesarias y que, por otro lado, propicie la oportunidad de nuevos servicios orientados a los clientes, como la transacción de energía del vehículo a la red o V2G.

Una red inteligente se entiende como aquella que incorpora las tecnologías de la información y comunicación (TICs) para controlar y gestionar todos los aspectos de la generación, transporte, distribución y consumo de electricidad con el fin de satisfacer la demanda de los usuarios finales minimizando el impacto ambiental, mejorando los mercados, la fiabilidad, el servicio y la eficiencia a la vez que reduciendo los costes. Mediante las TICs, el control, la monitorización y el autodiagnóstico de estos factores, las redes inteligentes, buscan alcanzar los siguientes objetivos:

- Robustecer y automatizar la red mejorando su operación, sus índices de calidad y sus pérdidas.
- Favorecer la integración de las energías renovables, en general.
- Mejorar la integración de generación renovable intermitente (principalmente eólica y solar) desarrollando nuevas tecnologías de almacenamiento y mejorando las existentes.
- Desarrollar plantas o sistemas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño, más cerca del consumidor final, en armonía con el resto del sistema (generación distribuida), lo que reduciría las pérdidas.
- Gestión activa de la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos.
- Incentivar la gestión de demanda activa potenciando ofertas de energía con tarifas de discriminación horaria que incentiven a los usuarios a llevar a cabo una recarga inteligente en horas valle.

- Integrar la tecnología V2G, permitiendo la entrada de gran cantidad de energía distribuida y renovable y la participación activa de los clientes en el sistema eléctrico. Esta tecnología permite una gestión bidireccional de la red, ya que por un lado consume energía de la red pero por otro puede devolverla en horas de máxima demanda. Esto permite un control avanzado de la carga en las redes inteligentes.

Estas medidas se hacen aún más necesarias en Canarias, donde existe un territorio fragmentado, por su carácter insular, y seis sistemas eléctricamente aislados y de pequeño tamaño en comparación con el peninsular (sólo las islas de Lanzarote y Fuerteventura están eléctricamente interconectadas). Este aislamiento, además de no permitir aprovechar las sinergias que brindan las interconexiones eléctricas, que se resumen en una mayor estabilidad en el sistema global, supone un incremento del coste de la generación por la imposibilidad de realizar una optimización conjunta del sistema para asegurar la calidad de servicio. En este contexto, la política energética canaria prevista sobre una mayor integración de energías renovables, fuertemente intermitentes y difícilmente previsibles, supone un desafío adicional en la gestión del necesario equilibrio entre la generación y el consumo.

La integración del vehículo eléctrico en las islas brindará la oportunidad de aumentar la penetración de las energías renovables de modo que sean éstas las que abastezcan la demanda adicional de energía que supondrá la carga de dichos vehículos. Además, en un futuro cercano, con la introducción de la tecnología V2G y las redes inteligentes, los vehículos eléctricos podrán servir como almacenes de energía, devolviendo a la red, en horas punta, la energía cargada durante las horas valle mediante una gestión activa e inteligente de la demanda.

En concreto, y con la perspectiva de un creciente número de vehículos eléctricos en el horizonte temporal de 2030, la recarga doméstica será la manera más obvia para recargar las baterías de los vehículos, debido a la falta de infraestructuras de recarga públicas. Sin embargo, esto puede tener impactos adversos a las redes de baja tensión, tales como demanda adicional de corriente y aumento de desequilibrio de cargas trifásicas. Estos desequilibrios ocurren con frecuencia en sistemas de distribución trifásicos y pueden ser perjudiciales para el funcionamiento de la red, además de que las mediciones muestran que la pérdida de potencia real aumenta debido a cargas desequilibradas. Estos desequilibrios de carga pueden reducirse al mínimo mediante el control de las cargas entre las tres fases y el ajuste de la tasa de potencia de carga en cada fase.

Con el fin de minimizar el impacto de los vehículos eléctricos en las redes de distribución se ha propuesto una Estrategia de gestión de demanda y redes inteligentes, tratando de definir un mecanismo efectivo de control que daría lugar a una utilización óptima de las infraestructuras existentes, a la vez que prevendría sobrecargas en transformadores. La integración de los vehículos eléctricos a nivel de transformador de distribución que sirve a un grupo de viviendas, puede beneficiarse de las estrategias de control de carga para evitar el problema de sobrecarga del transformador. Con el fin de alcanzar los objetivos de control del proceso de carga durante las horas no pico, las necesidades y preferencias de los clientes deben tenerse en cuenta para intentar que la gestión de la demanda afecte lo mínimo al estilo de vida de los consumidores. Hay que intentar tener en cuenta estas preferencias de los consumidores en la gestión de las cargas y la capacidad de un circuito de distribución para acomodar la penetración del vehículo eléctrico. Para crear un perfil de carga de la flota de vehículos eléctricos, es fundamental obtener la información de cuánto tiempo y en qué medida son conducidos los vehículos, y dónde y cuánto tiempo se estacionan.

Durante las últimas décadas las empresas eléctricas de todo el mundo han desplegado diversos tipos de programas de Respuesta a la Demanda (Demand Response - DR) para reducir sus cargas máximas durante condiciones de estrés en los edificios comerciales. Tal como se establece en la Estrategia de gestión de demanda y redes inteligentes de Canarias, la Respuesta de la Demanda se diseñará en dos niveles: en la red de área de vecindario (Neighborhood Area Network - NAN) y la red de área doméstica (Home Area Network - HAN). Las estrategias de DR se diseñarán para dar cabida a las flotas de vehículos eléctricos conectados a un circuito de distribución asegurando al mismo tiempo que la demanda pico original puede ser mantenida con diferentes niveles de penetración de vehículo eléctrico. El objetivo de la DR es mantener el nivel original de la demanda máxima experimentada sin vehículo eléctrico y conseguir que la penetración del mismo sea invisible para el sistema, eso teniendo en cuenta los patrones de conducción de los vehículos, para que el usuario no sufra restricciones en el uso de su vehículo.

### 7.2.3 INFRAESTRUCTURAS DE PUNTOS DE RECARGA

Como referencia para estimar el número de puntos de recarga necesarios en Canarias para el desarrollo del subsector del transporte terrestre mediante el vehículo eléctrico se utilizan las estimaciones realizadas en la Estrategia del Vehículo Eléctrico de Canarias. En esta estrategia se llevó a cabo un reconocimiento profundo de las necesidades de puntos de recarga en una situación de máxima integración del vehículo eléctrico en el archipiélago, haciendo uso de Sistemas de Información Geográfica (SIG) para la distribución de puntos de recarga en toda la geografía del archipiélago. En ese estudio se partía de la información pública proporcionada por distintos entes tales como Dirección General de Catastro, el Instituto Geográfico Nacional (IGN), el Sistema de Información de Ocupación del Suelo de España (SIOSE) o GRAFCAN, desarrollando mapas temáticos de alta resolución donde se inventariaban los puntos de recarga situados en edificios de Canarias para el sector residencial, comercial, lugares de trabajo, recintos hoteleros, aparcamientos públicos y privados, estaciones de servicio e incluso estacionamientos en vías públicas.

A modo de resumen, se presenta en la siguiente tabla el número de puntos de recarga por isla según tipología y el ratio de puntos de recarga por vehículo en ese escenario de total electrificación del parque automovilístico. En la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias incluso se presenta la distribución por municipios y mapas temáticos por islas.

Ratio de puntos de recarga por vehículo en situación de total electrificación del parque automovilístico (2040)						
Isla	Carga vinculada	Carga de apoyo	Carga de emergencia	Total puntos de recarga	Vehículos eléctricos	Ratio puntos recarga por vehículo
Tenerife	771.663	16.765	4.315	792.743	693.439	1,14
Gran Canaria	652.028	16.335	2.805	671.168	599.234	1,12
Lanzarote	137.632	2.531	2.619	142.782	123.611	1,16
Fuerteventura	95.951	2.954	1.279	100.184	84.400	1,19
La Palma	68.182	945	814	69.941	64.773	1,08
La Gomera	18.775	280	84	19.139	14.459	1,32
El Hierro	11.185	192	35	11.412	8.423	1,35
<b>Canarias</b>	<b>1.755.416</b>	<b>40.002</b>	<b>11.951</b>	<b>1.807.369</b>	<b>1.588.339</b>	<b>1,14</b>

Tabla 188 Ratio de puntos de recarga por vehículo en situación de total electrificación del parque automovilístico

En coherencia con el diagnóstico desarrollado, el 96% de los puntos de recarga instalados deberían ser de recarga lenta, el 3% de recarga semi-rápida y el 1% de recarga rápida. De la

misma forma, en términos promedios, existiría algo más de 1 punto de recarga por vehículo en cada isla como se deduce de la tabla anterior. En las islas de menor tamaño ese ratio es ligeramente mayor debido al hecho de que existirían más zonas de aparcamientos que vehículos en su parque automovilístico (aspecto coherente y demostrado en la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias). Esta configuración sería favorable para asegurar la máxima gestionabilidad posible de la demanda asociada al vehículo eléctrico.

La integración anual de puntos de recarga en la red eléctrica debería ser proporcional a la flota de vehículos eléctricos existentes en cada periodo temporal. De la misma forma, se debería llevar a cabo una estrategia coherente y que potenciase el uso de sistemas de recarga que sean lo menos problemáticos posible para el sistema eléctrico. Esta condición se cumple con el uso prioritario de los puntos de recarga lenta y la integración de sistemas de gestión inteligentes como los mencionados en el apartado anterior. La solución propuesta plantea una estrategia de despliegue de puntos de recarga en cuatro fases:

- ✱ **Fase 1:** Los puntos de recarga se instalarían en origen y destino siendo, por lo general, de recarga lenta.
  - Puntos de recarga vinculados a residencias con plazas de garaje en propiedad. La carga en este caso sería nocturna.
  - Puntos de recarga en lugares de trabajo. Estos puntos se utilizarían en periodo diurno y, por tanto, podría asociarse a plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.
  - En ambos casos sería ideal que los puntos de recarga se asociaran a sistemas de gestión de demanda.
- ✱ **Fase 2:** Recarga de apoyo asociada a sitios tales como comercios, zonas turísticas, aparcamientos semipúblicos, aeropuerto, estaciones de servicio, etc.
  - Optar por la recarga lenta siempre que sea posible.
  - Considerar la recarga en apoyo en lugares tales como comercios y aeropuertos.
  - Apostar por la recarga rápida principalmente en estaciones de servicios para casos en los que el usuario requiera suministros de emergencia.
- ✱ **Fase 3:** En esta fase se acometerían las obras para la electrificación de flotas de vehículos públicos tales como correos, parques móviles de ayuntamientos, policía, etc.
  - Se optaría nuevamente por la instalación de puntos de recarga lenta siempre que sea posible.
  - La recarga semi-rápida y rápida ayudaría en aquellos casos en los que sea indispensable. Así pues, en cada parque móvil debería existir algunos puntos de recarga de esta característica para brindar funciones de apoyo.
- ✱ **Fase 4:** Finalmente, se llevaría a cabo la instalación de puntos de recarga en las vías públicas. Aproximadamente un 55% del parque automovilístico de Canarias no tiene acceso a garajes donde realizar la recarga del vehículo. Tal como se describe detalladamente en la estrategia del vehículo eléctrico, se han propuesto distintas soluciones alternativas a los puntos de recarga estándares que requerirían una enorme inversión para generar zonas de recarga en la vía pública. Una de estas soluciones es la recarga inductiva, que si bien no ha alcanzado su madurez, ya se ha implantado en varias regiones europeas e incluso se proponen como soluciones de carga dinámica (en movimiento) en proyectos de investigación.

En la siguiente tabla se muestra una comparativa del tiempo de carga teórico para un vehículo estándar que dispone de una batería de 30 kWh. En Canarias, un turismo medio recorre 50 km/día lo que supondría un consumo de aproximadamente 7,42 kWh/día. Si los usuarios llevaran a cabo la recarga del vehículo eléctrico todos los días, el tiempo máximo de carga se situaría en 2 horas. Por ello, la opción inteligente sería que los usuarios realizaran un pequeño cambio de hábitos, conectando el vehículo a la red siempre que sea posible (tanto en origen como en destino) y que la recarga se lleve a cabo de modo inteligente en función de las órdenes aportadas por el sistema de gestión de puntos de recarga. A nivel del sistema eléctrico, existirían múltiples puntos de suministro con potencias inferiores a los 7 kW que podrían usarse para adaptar la generación al consumo en tiempo real cuando las condiciones del recurso renovable no gestionable no coincidan con la demanda existente en el mismo periodo horario. Los puntos de recarga rápida podrían suponer un problema para los sistemas eléctricos, ya que intensifican el origen de inestabilidades en red y, éstas, deberían reducirse en la medida de lo posible.

Tiempo de recarga en función de la potencia del cargador						
Tipo de recarga	Potencia	Distancia	Consumo medio diario	Capacidad VE	Carga de consumo diario	Carga de batería completa
Recarga lenta	3,6 kW	50 km/día	7,42 kWh/día	30 kWh	2 horas	<b>8 horas</b>
	7 kW				1 hora	<b>4 horas</b>
Recarga semi-rápida	11 kW				40 min	<b>3 horas</b>
	22 kW				20 min	<b>80 minutos</b>
Recarga rápida	55 kW				10 min	<b>30 minutos</b>

Tabla 189 Tiempo de recarga en función de la potencia del cargador

En base a los aspectos mencionados, en la siguiente tabla se presenta la distribución de puntos de recarga previstos por islas para la **Alternativa 0**. De la misma forma se muestra una ilustración que representa la distribución de puntos de recarga según su tipología (carga vinculada, de apoyo o de emergencia).

Puntos de recarga [Alternativa 0]								
Isla	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	1.399	1.170	359	200	85	47	41	<b>3.301</b>
2022	2.667	1.538	767	367	75	101	104	<b>5.620</b>
2023	4.032	2.464	1.143	558	132	150	152	<b>8.632</b>
2025	7.033	4.802	1.933	985	293	254	248	<b>15.549</b>
2030	16.122	13.478	4.134	2.309	983	545	477	<b>38.047</b>

Tabla 190 Puntos de recarga [Alternativa 0]

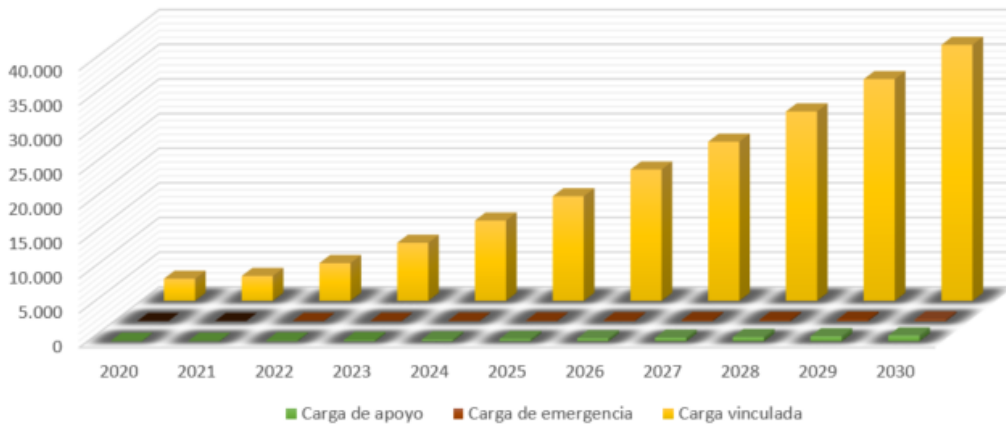


Ilustración 93 Puntos de recarga [Alternativa 0]

Conviene comentar en este punto que según datos publicados en el Anuario Energético de Canarias, en el año 2020 existían 1.036 puntos de recarga activos según Electromaps, de los cuales serían públicos 312 puntos de recarga. No obstante, es importante tener en cuenta que la cifra real se aproxime al número de vehículos eléctricos existente ya que generalmente el que se compra un vehículo eléctrico suele instalar un punto de recarga, a lo que se añadiría los puntos públicos ya sean financiados por la administración pública o instalados por promotores privados incluso en establecimientos comerciales, hoteles, estaciones de servicio y edificios equivalentes.

Los datos mostrados para la Alternativa 0 también se presentan para la **Alternativa 1**. En comparación con la Alternativa 0, es notorio el aumento previsto en el número de puntos de recarga, el cual tiene total correspondencia con el parque automovilístico para el mismo año.

Puntos de recarga [Alternativa 1]								
Isla	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	1.265	1.262	382	207	92	54	43	<b>3.305</b>
2022	14.102	16.364	5.311	1.628	1.786	662	680	<b>40.533</b>
2023	23.921	28.139	8.334	2.880	2.942	1.042	1.018	<b>68.277</b>
2025	50.530	60.010	15.452	6.443	5.911	1.941	1.725	<b>142.014</b>
2030	157.859	188.204	39.501	21.529	17.043	5.009	3.677	<b>432.822</b>

Tabla 191 Puntos de recarga [Alternativa 1]

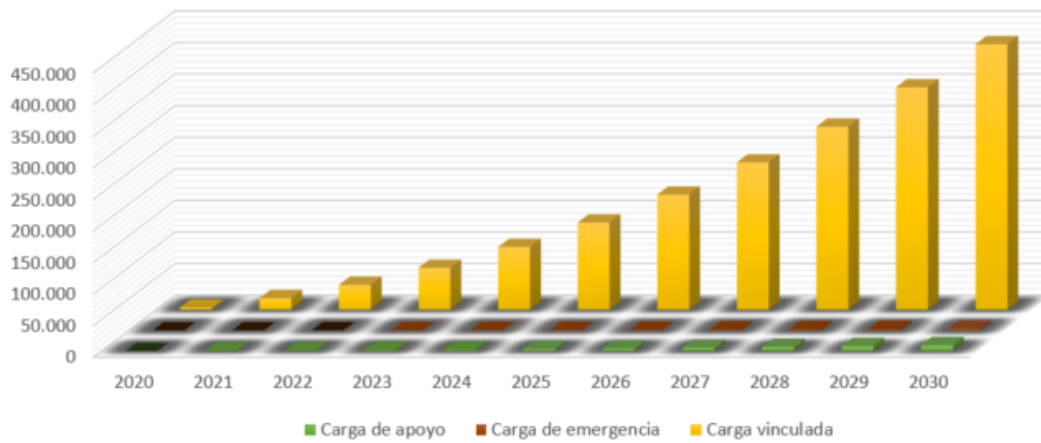


Ilustración 94 Puntos de recarga [Alternativa 1]

Y por último se presenta en la siguiente tabla los puntos de recarga requeridos para la situación modelada con la **Alternativa 2**.

Puntos de recarga [Alternativa 2]								
Isla	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	1.399	1.170	359	200	85	47	41	<b>3.301</b>
2022	18.002	10.382	5.179	2.480	509	681	704	<b>37.936</b>
2023	27.215	16.635	7.715	3.768	888	1.015	1.029	<b>58.266</b>
2025	47.473	32.416	13.049	6.646	1.978	1.718	1.671	<b>104.950</b>
2030	89.376	110.761	27.902	15.587	6.634	3.678	3.218	<b>257.156</b>

Tabla 192 Puntos de recarga [Alternativa 2]

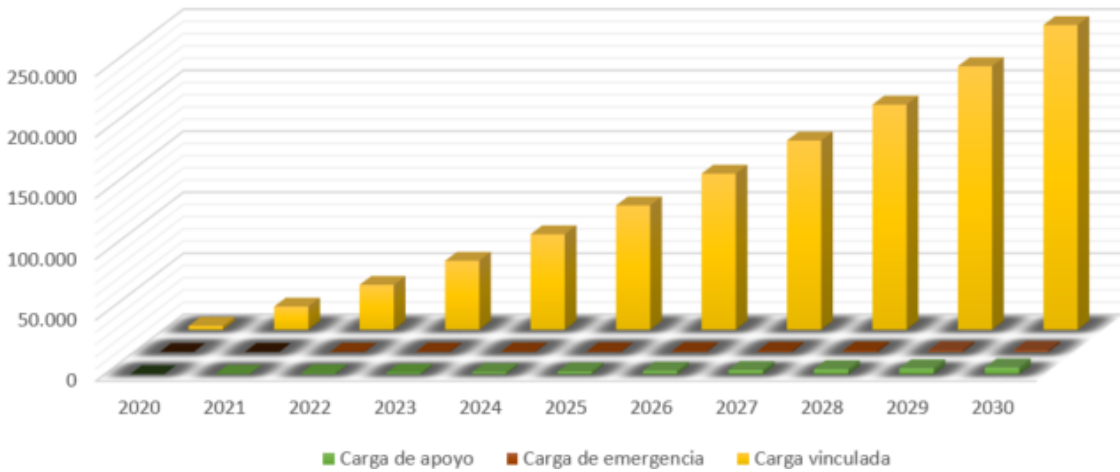
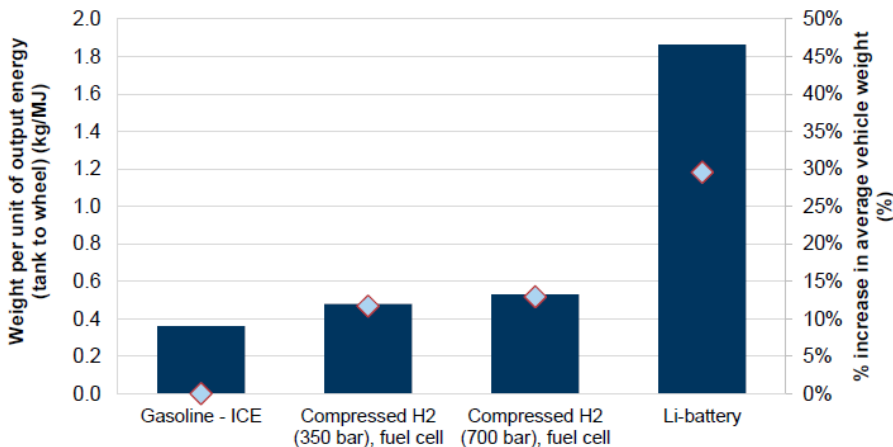


Ilustración 95 Puntos de recarga [Alternativa 2]

### 7.2.4 VEHÍCULOS DE HIDRÓGENO

A pesar de que los vehículos de hidrógeno también incorporan un motor eléctrico, estos incorporan celdas de combustibles las cuales son capaces de convertir el hidrógeno en energía eléctrica, suponiendo otra solución de almacenamiento energético que puede ser asociada al sector de la movilidad. Una de las grandes ventajas de esta tecnología es su densidad energética, o dicho de otra forma, la cantidad de energía que puede ser almacenada por kilogramo del sistema de almacenamiento. Tal como se muestra en la siguiente ilustración, las baterías de litio pueden suponer un peso de hasta tres veces el requerido para el hidrógeno y, naturalmente, en movilidad el peso tiene una relación directa con la potencia del vehículo.





*Ilustración 96 Peso por unidad de energía para distintos sistemas (DOE, EIA y Goldman Sachs Global Investment Research)*

A medida que aumenta el tamaño del vehículo, las necesidades de almacenamiento energético son mayores, lo cual es un aspecto de extrema importancia en el transporte pesado y colectivo. Asumiendo que en tecnologías litio – Ion el ratio de masa por unidad de energía se sitúa en 4 kg/kWh y sabiendo que para un servicio tipo de un autobús se requiere una capacidad de unos 400 kWh, este tipo de vehículos deberían incorporar baterías que podrían suponer un sobrepeso de 1.600 kg. La opción del hidrógeno rebaja el sobrepeso hasta los 400 kg.

Otro aspecto de extrema importancia es la operatividad del servicio. Un turismo eléctrico incorpora baterías de aproximadamente 30 kWh. En la Tabla 189 se ha mostrado los tiempos de carga tipo según el tipo de cargador utilizado, pero en cualquier caso, dichos tiempos se pueden considerar asumibles para el tipo de desplazamiento que se lleva a cabo en Canarias. No obstante, la situación podría no ser tan realista en el caso del transporte pesado. Con capacidades de almacenamiento cercanas a los 400 kWh, se necesitaría un tiempo de ocho horas para cargar una batería de estas características con un cargador rápido cuya potencia es de 50 kW. Además, el ratio de consumo de estos vehículos es de aproximadamente 120 kWh/100 km, y, diariamente en Canarias, un autobús recorre unos 300 km por día. Llevar a cabo la gestión de una flota de autobuses eléctricos puede ser realmente problemático y exigiría disponer de un parque móvil incluso superior para atender el servicio de transporte en situaciones en las que uno de los vehículos no tengan la suficiente capacidad almacenada en baterías para llevar a cabo el trayecto.

En este escenario, el hidrógeno puede tener una clara ventaja frente al uso del vehículo eléctrico estándar ya que la carga de hidrógeno no se diferencia mucho en tiempos al repostaje actual. En un tiempo inferior a 15 minutos se puede llevar a cabo la carga de un vehículo de celda de combustible. A diferencia del vehículo con motor de combustión interna, el hidrógeno debe ser suministrado a presión. La presión es mayor cuanto menor es el tamaño del vehículo por aspectos relativos al volumen del depósito. Así pues, para camiones o autobuses el hidrógeno debe ser comprimido a una presión de 350 bares mientras que para los vehículos utilitarios se suele recurrir a presiones de 700 bares. Por ello, además de las infraestructuras propiamente dichas para la producción de hidrógeno, las hidrogeneras deberían estar equipadas con sistemas de compresión y dispensadores capaces de trabajar a estas presiones.

La tecnología ha sido desarrollada y su instalación sería posible en un corto plazo de tiempo. La principal problemática, y razón por la cual no se ha producido el despliegue comercial hasta la fecha, es el alto coste de este tipo de sistemas. Dependiendo de la tecnología de electrolizadores y el LCOE del proyecto, el hidrógeno verde (hidrógeno producido con energías renovables) presenta un coste de producción comprendido entre 3 €/kgH<sub>2</sub> y 8 €/kgH<sub>2</sub> tal como se justifica en la Estrategia del hidrógeno verde de Canarias.

En el caso específico de Canarias, un turismo diésel recorre al año una distancia de 18.000 km (50 km/día · 360 días) siendo el consumo de diésel de 0,05 litros/km. Por ello, anualmente cada turismo consumiría al año aproximadamente 900 litros de diésel. Si asumimos que el precio es de 0,9 €/litro, el coste de suministro ascendería a 810 €/año. Si se recorriera el mismo camino con un turismo de hidrógeno, el ratio de consumo sería de 0,01 kgH<sub>2</sub>/km. Esto supondría un consumo anual de 180 kgH<sub>2</sub> para recorrer la misma distancia. Con todo ello, para que el coste del hidrógeno sea comparable al del diésel, éste debería ser de 4,5 €/kgH<sub>2</sub>.

En el caso del transporte colectivo el precio del diésel actual es significativamente inferior al pagado por el usuario de un turismo como medida de fomento de este medio de transporte. Así pues, el precio por litro puede alcanzar los 0,6 €/litro, por lo que la paridad en coste se alcanzaría con un precio por el hidrógeno de aproximadamente 3,5 €/kgH<sub>2</sub>.

Estos costes, aunque comienzan a ser competitivos para aplicaciones de movilidad, es alto en comparación con otros combustibles tradicionales. Este aspecto se demuestra con la ilustración expuesta a continuación.

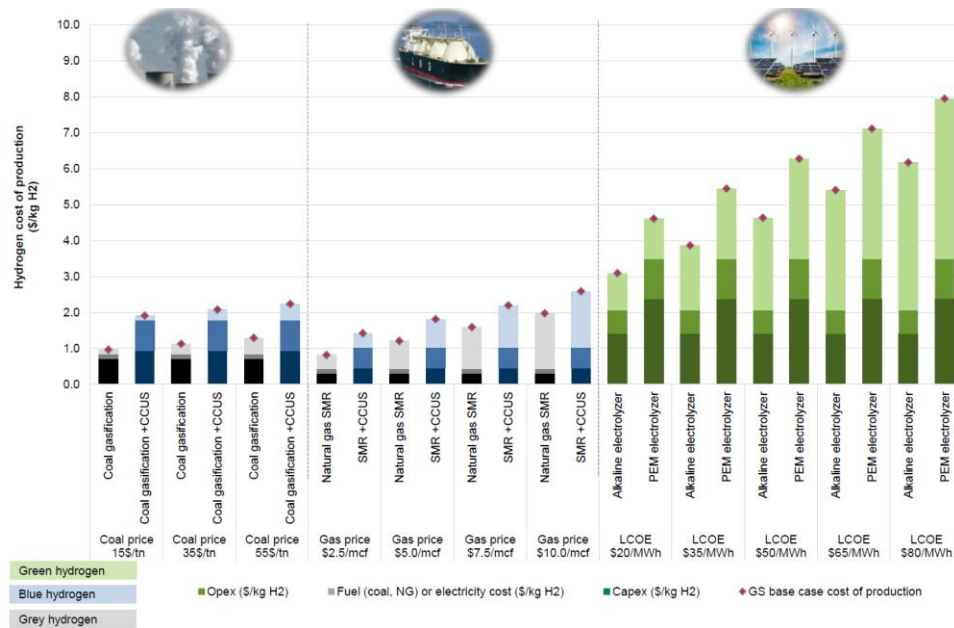


Ilustración 97 Coste de producción del H en distintas modalidades (Goldman Sachs Global Investment Research)

Por otra parte, a pesar de que ya existen múltiples modelos de vehículos de hidrógeno, la oferta es aún escasa y esto hace que el coste de este tipo de vehículos sea superior a un vehículo eléctrico. No obstante, este sector tiene un alto potencial crecimiento, habiéndose activado una multitud de proyectos a gran escala a nivel europeo en el último año, que hacen predecir el despliegue inminente de este sector. A modo de ejemplo, se están poniendo en marcha flotas de autobuses de hidrógeno en lugares como Barcelona, utilizándose estos vehículos para servicios estándares dentro de ciudad (autobuses Clase I).

La solución del hidrógeno permitiría desacoplar, aún más si cabe, la producción de energía eléctrica del consumo en la actividad de movilidad. Así pues, la energía que no pudiera ser integrada en el sistema eléctrico por cuestiones de balance, podría ser destinada al accionamiento de electrolizadores que producirían hidrógeno. Ese hidrógeno sería almacenado en depósitos a presión de 350 bares para permitir el suministro directo a camiones y autobuses (preferiblemente).

En sus inicios, lo adecuado sería que los electrolizadores operen el máximo tiempo posible en condiciones nominales, abaratando con ello el precio de venta del hidrógeno. No obstante, a medida que vaya mejorando la rentabilidad de este modelo de negocio, sería aconsejable incrementar la capacidad de producción de hidrógeno a efectos de generar mayor flexibilidad en el sistema eléctrico. Así pues, en vez de mantener los electrolizadores a pleno rendimiento durante todo el tiempo, estos seguirían el comportamiento del recurso renovable no gestionable (eólica y fotovoltaica), produciendo más cantidad de hidrógeno en las horas de

máxima producción y reduciendo el consumo de energía eléctrica (y por tanto la producción de hidrógeno) en horas en las cuales el recurso no sea suficiente.

La capacidad de gestión de esta solución es mucho mayor de la que se conseguiría con el vehículo eléctrico, dado que puede ser aumentado incrementando la capacidad de almacenamiento de hidrógeno en depósitos estacionarios.

El hidrógeno también podría abrir la puerta a otras formas de combustible de síntesis. No obstante, es importante entender que producir estos combustibles de síntesis lleva aparejado un consumo energético que empeora la eficiencia del sistema. En cualquier caso, el uso de estas alternativas, a pesar de tener una mayor complejidad técnica en el proceso de generación, presenta menos problemas en su almacenamiento y transporte ya que, incluso en los casos en los que se almacena a presión, las presiones son considerablemente inferiores (menos de 15 bares).

En el ámbito del PTECan, se ha considerado la inclusión del hidrógeno para la movilidad terrestre únicamente en las Alternativas 1 y 2. Para la **Alternativa 1** se ha considerado que el número de vehículos de hidrógeno rondaría los 34.895, centrándose esta motorización en vehículos pesados como camiones y autobuses (especialmente los de MMA > 3.500 kg). También se ha considerado una parte mínima en turismos siendo de interés, principalmente, para flotas de vehículos como taxis donde la logística de suministro puede ser también un problema.

Parque automovilístico de hidrógeno de Canarias [Alternativa 1]								
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guagua	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2019	5	0	0	0	0	0	0	5
2020	7	0	0	0	0	0	0	7
2022	298	4.987	0	153	0	0	0	5.438
2023	506	8.731	0	258	0	0	0	9.495
2025	1.059	18.690	0	537	0	0	0	20.285
2030	3.236	30.024	0	1.635	0	0	0	34.895

Tabla 193 Parque automovilístico de hidrógeno de Canarias [Alternativa 1]

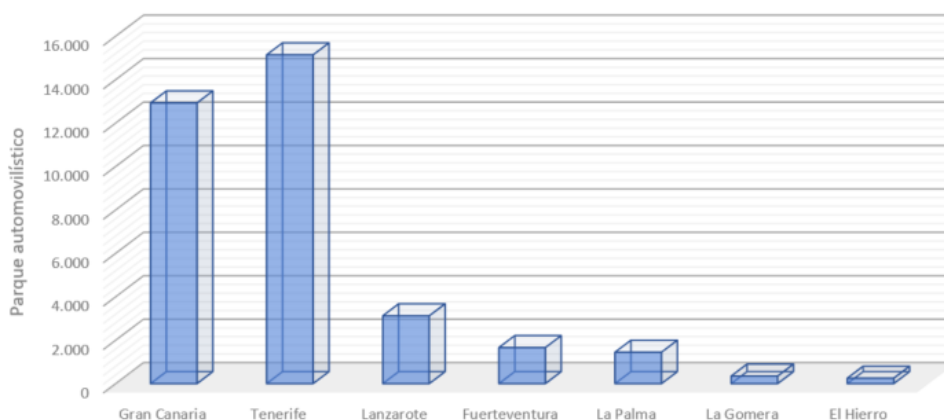


Ilustración 98 Parque automovilístico de hidrógeno por islas [año 2030 – Alternativa 1]

El parque automovilístico de hidrógeno de la Alternativa 1 representa el 16% del total para Canarias, por lo que se considera una meta realista si se potencia esta política en el corto plazo de tiempo. A partir de ese punto, el sector habría alcanzado una madurez suficiente como para proponerse metas incluso más ambiciosas, como que el 100% de la flota de vehículos pesados pueda ser impulsada por celdas de combustible.

Para satisfacer esta demanda, se requeriría la producción de las siguientes cantidades de hidrógeno por islas. En la tabla siguiente incluso se presenta el consumo de energía eléctrica requerido por los electrolizadores para producir dicho hidrógeno.

Necesidades energéticas para abastecer la movilidad terrestre basada en hidrógeno [Alternativa 1]								
Año	Consumo de hidrógeno (tH <sub>2</sub> /año)							
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	8.321	9.486	3.026	904	1.093	331	333	<b>23.494</b>
2023	14.623	16.900	4.919	1.657	1.865	540	516	<b>41.021</b>
2025	31.703	36.991	9.361	3.805	3.846	1.034	898	<b>87.638</b>
2030	55.846	65.413	13.492	7.168	6.252	1.503	1.079	<b>150.754</b>
Año	Consumo eléctrico (GWh/año)							
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	447	509	162	49	59	18	18	<b>1.261</b>
2023	785	907	264	89	100	29	28	<b>2.201</b>
2025	1.701	1.985	502	204	206	55	48	<b>4.703</b>
2030	2.997	3.510	724	385	336	81	58	<b>8.089</b>

Tabla 194 Necesidades energéticas para abastecer la movilidad terrestre basada en hidrógeno [Alternativa 1]

La **Alternativa 2** plantea que la flota de vehículos de hidrógeno sea inferior, situándose sobre los 7.183 vehículos. Nuevamente, la tecnología se potenciaría para el transporte colectivo si bien, al aumentarse el horizonte de descarbonización, la proyección hasta alcanzar este objetivo es menos drástica.

Como para la Alternativa 1, se presenta en las siguientes tablas la flota por año y tipo de vehículo para el total de Canarias, la distribución por islas para el año final de planificación (2030) y el consumo estimado tanto en términos de hidrógeno en tH<sub>2</sub>/año como en energía eléctrica necesaria para producir esa cantidad de hidrógeno.

Parque automovilístico de hidrógeno de Canarias [Alternativa 2]								
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guaguas	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2022	10	0	0	1	0	0	0	<b>11</b>
2023	15	0	0	9	0	0	0	<b>24</b>
2025	91	10	0	30	0	0	0	<b>131</b>
2030	4.756	1.443	0	984	0	0	0	<b>7.183</b>

Tabla 195 Parque automovilístico de hidrógeno de Canarias [Alternativa 2]

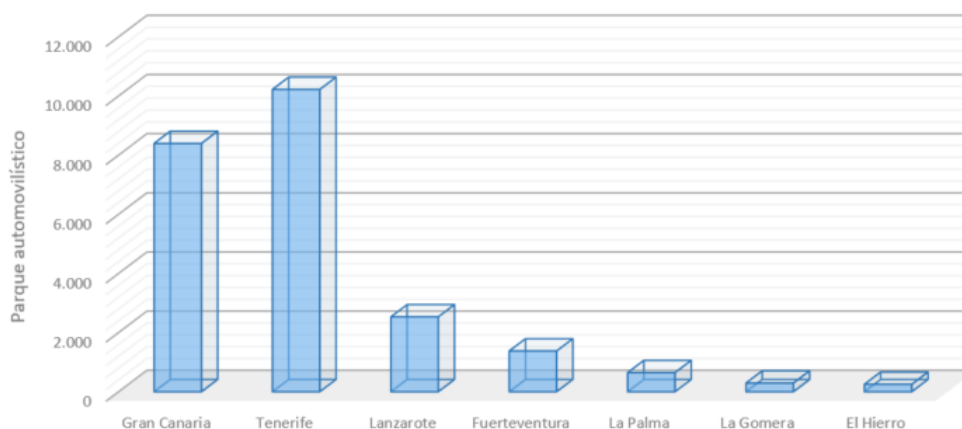


Ilustración 99 Parque automovilístico de hidrógeno por islas [año 2030 – Alternativa 2]

Necesidades energéticas para abastecer la movilidad terrestre basada en hidrógeno [Alternativa 2]								
Año	Consumo de hidrógeno (tH <sub>2</sub> /año)							
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	23	13	6	3	1	1	1	48
2023	49	30	14	6	2	2	2	105
2025	261	175	69	34	11	8	8	566
2030	13.375	10.985	3.311	1.803	846	384	328	31.032
Año	Consumo eléctrico (GWh/año)							
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	1	1	0	0	0	0	0	3
2023	3	2	1	0	0	0	0	6
2025	14	9	4	2	1	0	0	30
2030	718	589	178	97	45	21	18	1.665

Tabla 196 Necesidades energéticas para abastecer la movilidad terrestre basada en hidrógeno [Alternativa 2]

### 7.2.5 OTRAS OPCIONES TECNOLÓGICAS

Si bien las tendencias del mercado parecen proyectar un despliegue masivo de vehículos eléctricos y de hidrógeno, existen otras tecnologías que muestran robustez suficiente para ser promovidas como formas de transporte alternativas de cero emisiones. Dentro del grupo de otras opciones tecnológicas destacarían el biogás o los biocombustibles.

- \* **Biogás:** En Canarias también sería viable la inclusión en el mix del transporte terrestre de otros combustibles como el biogás. Para ello sería necesaria la instalación de plantas de producción de combustibles sintéticos que, a través del proceso Fischer-Tropsch, sean capaces de sintetizar este combustible gaseoso a líquido para ser usado en vehículos.

Lo interesante de esta propuesta es que estos combustibles pueden aprovechar la misma infraestructura de almacenamiento y distribución existente en la actualidad para los combustibles derivados del petróleo. En el caso de las islas europeas tiene la ventaja de reducir la dependencia del petróleo, incluyendo un mayor peso del gas natural o el biogás en su mix energético.

Según un estudio publicado por NGVA Europe, el 25% de las 4.120 estaciones de servicios que disponen de gas en Europa ya ofrecen biometano. Así pues, el biometano representaría el 17% del total del gas utilizado como combustible de transporte en Europa. De la misma forma, en este estudio se menciona que la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> conseguida con este gas renovable, en caso de ser mezclado con gas natural convencional, es del 30% y el 38% respecto a la gasolina y el diésel.

Otra de las ventajas de este combustible es que puede ser usado en vehículos actuales de GNC y GNL sin necesidad de ningún tipo de adaptación, lo cual facilita enormemente su integración en el mercado. Esta es la razón por la que este combustible se considera una alternativa a corto plazo para la sustitución del diesel incluso para aplicaciones relacionadas con el transporte pesado. Según Gasnam, en la actualidad ya existen 10.000 camiones en circulación en Europa que usan GNL. El bioGNL se encuentra aún en una fase de desarrollo sin penetrar a gran escala, existiendo proyectos piloto en Italia, Alemania, España o Francia. Estas instalaciones tratan residuos para producir biogás y, a partir de este, sintetizar GNL.

La planta de mayor tamaño se encuentra en Noruega donde se tratan 100 toneladas de residuos pesqueros al día para suministrar a una flota local de 300 camiones de GNL.

El uso de gas como materia prima para producir combustibles permitiría reducir la participación actual del petróleo en el mix energético. Los procesos de gas-to-liquide basados en la utilización de gas natural podrían, con el tiempo, permitir la utilización masiva de biogás obtenido a partir de la basura generada localmente, permitiendo una valoración energética de la fracción orgánica de residuos.

- ✳ **Biocombustibles:** Los biocombustibles podrían ser otro instrumento para alcanzar objetivos de seguridad energética y control de emisiones. Para ello, el acceso a una oferta abundante y relativamente barata de biomasa como materia prima para la producción de biocombustibles es una condición necesaria en la que basar una estrategia exitosa de promoción del uso de biocarburantes. Desgraciadamente las Islas Canarias tienen restricciones importantes de escasez de grandes superficies aptas para una explotación agrícola eficiente destinada a la producción de biocombustibles, y de recursos hídricos, factores necesarios para el desarrollo competitivo de cultivos energéticos.

Una opción interesante sería implementar una estrategia de sustitución de combustibles derivados del petróleo basada en la importación de biocombustibles, para así abastecer el mercado interior de combustibles del Archipiélago con biocombustibles producidos en países del África Occidental, lo que contribuiría a reducir la dependencia del petróleo del sector del transporte por carretera en las Islas.

Aunque en términos de comercio internacional y balance de pagos, la sustitución de derivados del petróleo por las importaciones de biocarburantes tendría probablemente el mismo coste, parte de los recursos financieros que actualmente se transfieren a los países de la OPEP para compra de petróleo y producción de combustible para el transporte, se podrían destinar a apoyar actividades agrícolas e industriales en los países africanos vecinos que acojan la actividad de producción de biocombustibles. Sería un complemento importante a los recursos que actualmente destinan Europa, España y Canarias a la política de desarrollo de estos países. Los países candidatos serían los países menos desarrollados de la costa occidental de África que cuenten con tierras de baja calidad y mano de obra de bajo coste. Los cultivos energéticos elegidos serían sorgo dulce (*Japonicum sorgo*) para la producción de etanol y *Jatropha* (*Jatropha curcas*) para la producción de biodiesel. Ambos son cultivos tolerantes a suelos pobres y a condiciones de escasez de precipitaciones. Además son suelos no aptos para producción de alimentos y no entrarían en competencia.

La posibilidad de introducir en Europa biocombustibles desde países menos desarrollados debe darse bajo la completa garantía de que son producidos a partir de plantas y terrenos que no compiten con la producción de alimentos. La importación europea de biocombustibles contribuirá a una cooperación entre los países productores de estos biocombustibles, que verán impulsada e incentivada su actividad agrícola, y Europa, que de este modo podrá diversificar su mix energético, reducir su dependencia del petróleo, y mitigar los efectos del transporte en las emisiones de gases de efecto invernadero.

Así pues, para avanzar en el ámbito de los biocombustibles, necesariamente deberían plantearse opciones de importación de estos combustibles de otras regiones en las que los cultivos energéticos no supongan un freno al desarrollo económico y sostenible de las

regiones donde se introducen, creando empleo local en actividades agrícolas e industriales asociadas a la producción de biocombustibles.

La promoción de biocombustibles en islas europeas se acompañaría de la introducción de Vehículos de Combustible Flexible (flexible-fuel vehicle, FFV). El objetivo final debería ser que todos los vehículos de transporte por carretera en las islas, impulsados por motores de combustión interna, sean capaces de funcionar con cualquier mezcla de E-0 a E-100 (o B-0 a B-100). En principio no debería haber mayores problemas para lograr este objetivo, ya que todos los fabricantes de automóviles de FFV, ofrecen sus productos con capacidad para funcionar con combustibles con diferentes proporciones de biocombustibles, hasta el 100% (B100 o EEE100), a un coste no muy superior al de los vehículos convencionales.

Lo mencionado en el párrafo anterior garantizaría el uso del vehículo incluso en caso de que el suministro de biocarburante se reduzca o desaparezca en un momento determinado. Obviamente, no es la situación deseable y se debería priorizar la electrificación o el uso del hidrógeno en Canarias, pero no deja de ser una opción interesante si se logra acceder a una fuente estable de biocombustibles en cercanías a Canarias.

De acuerdo con todo lo anterior, parece lógico pensar que el uso de estas alternativas debería tener una participación menor a la mencionada para vehículos eléctricos y de hidrógeno y, en general, esta solución se asociaría en mayor medida al biogás.

Para la **Alternativa 0** sólo se ha considerado el uso del vehículo eléctrico, por lo que estas tecnologías complementarias para la descarbonización del transporte terrestre no serían utilizadas de manera significativa. Por su parte, para la **Alternativa 1**, el número de vehículos de biogás podría alcanzar los 23.252 en toda Canarias, una aportación que se corresponde con el 1,4% de la flota de vehículos total de Canarias.

Parque automovilístico de biogás y biocombustibles de Canarias [Alternativa 1]								
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guaguas	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2022	1.314	612	0	0	0	0	85	2.011
2023	2.365	1.032	0	0	0	0	113	3.511
2025	5.159	2.142	0	0	0	0	200	7.502
2030	16.153	6.507	0	0	0	0	592	23.252

Tabla 197 Parque automovilístico de biogás y biocombustibles de Canarias [Alternativa 1]

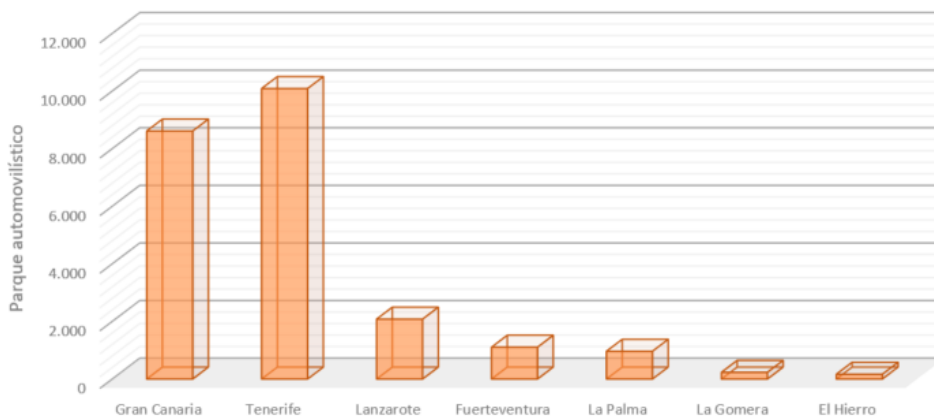


Ilustración 100 Parque automovilístico de biogás y biocombustibles por islas [año 2030 – Alternativa 1]

Por su parte, con la **Alternativa 2**, la cifra de vehículos de biogás y biocombustibles se reduce hasta los 13.847, tal como se representa en la siguiente tabla e ilustración. Las tendencias de crecimiento serían semejantes a las proyectadas en la Alternativa 1 pero dilatadas en el tiempo según las bases de esta alternativa.

Parque automovilístico de biogás y biocombustibles de Canarias [Alternativa 2]								
Año	Turismo	Camión	Furgonetas	Guagua	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2022	1.416	389	0	0	0	0	83	1.888
2023	2.191	704	0	0	0	0	102	2.997
2025	3.969	1.423	0	0	0	0	154	5.546
2030	9.742	3.746	0	0	0	0	360	13.847

Tabla 198 Parque automovilístico de biogás y biocombustibles de Canarias [Alternativa 2]

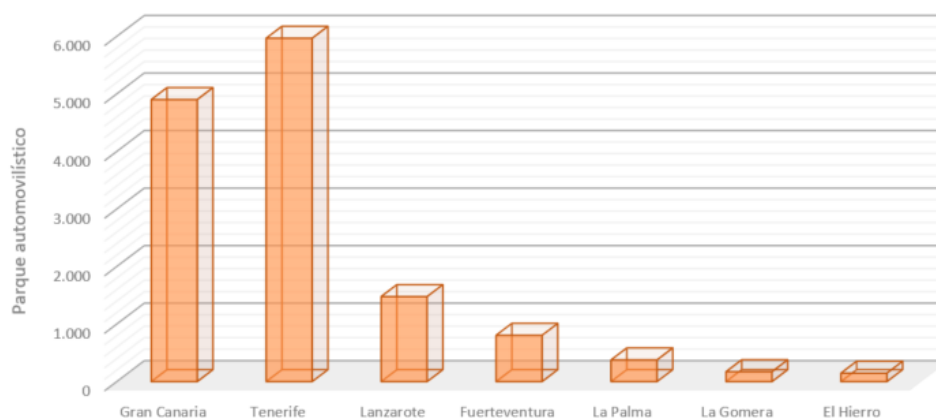


Ilustración 101 Parque automovilístico de biogás y biocombustibles por islas [año 2030 – Alternativa 2]

### 7.3 MOVILIDAD MARÍTIMA

La movilidad marítima supone uno de los grandes retos en el cumplimiento del objetivo de total descarbonización de los sistemas energéticos de Canarias. Hasta el momento en Canarias no se han llevado a cabo medidas trascendentes para la descarbonización del sector marítimo. No obstante, es de los mayores responsables de la importación de combustibles del archipiélago.

Según las estimaciones realizadas, si se continuara con las tendencias históricas de consumo de combustibles para navegación, en el año 2030 el consumo de FUEL OIL alcanzaría las 2.076.756 Tm, el Diésel OIL se situaría en 150.457 Tm, el Gasoil ascendería a 429.860 Tm y las Gasolinas supondrían un consumo anual de 886 Tm. Todas las cifras mencionadas se refieren al total de la navegación marítima de Canarias, si bien sólo el 9,9% de este total se debe a la navegación nacional y la parte restante se correspondería con la navegación marítima internacional.

Tal como se justificaba en el apartado 7.1, en la descarbonización del sector del transporte marítimo debería tenerse en cuenta la procedencia de los barcos o buques para determinar la parte de la descarbonización que podría ser gestionada a nivel local en la propia Comunidad Autónoma. Así pues, el problema de la reducción de emisiones de barcos y buques en tránsito internacional debería venir comandada por una estrategia conjunta a nivel de Estado (o incluso Europea), dado que Canarias no podría sobredimensionar su parque de generación desmesuradamente para poder atender con solvencia la producción de combustibles renovables necesaria para suministrar a toda la flota que recalca en el archipiélago.



Por otra parte, a nivel de inventario de emisiones, el Ministerio sólo considera la contribución a la contaminación de la flota nacional. Por tanto, si se toma como referencia el inventario de emisiones como indicador de la mejora conseguida en este sector y se incluye la navegación marítima internacional, a efectos de estimar la mejora por reducción de emisiones se estaría utilizando una base inapropiada para la comparación.

Por las razones mencionadas, **las acciones de descarbonización en este horizonte de planificación se centran en el transporte marítimo interinsular**, tratando de reducir el uso de combustibles fósiles y, especialmente, los más contaminantes, los cuales tienen un impacto directo sobre el archipiélago canario. Si bien para la desagregación de los datos entre nacional e internacional se puede usar la información disponible en el Anuario Energético de Canarias, los datos a nivel insular no han sido inventariados históricamente en Canarias. Por esta razón, necesariamente debe definirse un procedimiento que de encaje a los objetivos de descarbonización planteados para la situación particular de Canarias.

Las medidas implementadas se centran en dos ámbitos básicos: i) Uso de amoníaco verde para la descarbonización de la flota que tiene como puertos de referencia (origen y destino) algún puerto de Canarias; ii) La movilidad eléctrica asociada a barcos recreativos y pesqueros de pequeño calado que describan rutas de cercanía. Se detallan ambas opciones tecnológicas en los siguientes subapartados.

### 7.3.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES PARA EL TRANSPORTE MARÍTIMO INSULAR

El procedimiento seguido para estimar la demanda del transporte marítimo insular de Canarias se basa en el procedimiento de cálculo de consumo en función del factor conocido como Tonelada Bruta (GT) propuesto inicialmente por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) en el informe generado en el marco del programa MEET (Methodologies to Estimate Emissions from Transports). De acuerdo con este procedimiento, conociendo el factor GT de cada barco, es posible estimar el consumo con la aplicación de las fórmulas expuestas en la siguiente tabla.

Tipo de Buque	Peso	Desviación cuadrática	Consumo de combustible (kg km <sup>-1</sup> )	Desviación cuadrática
Tanques	1,87 x GT	0,9886	0,2283 x GT <sup>0,5589</sup>	0,8865
Graneleros	1,83 x GT	0,9859	0,3059 x GT <sup>0,5241</sup>	0,913
Carga general	1,39 x GT	0,9287	0,1637 x GT <sup>0,6024</sup>	0,7105
Porta contenedores	1,09 x GT	0,9445	0,0489 x GT <sup>0,7381</sup>	0,7748
RoRo/Ferry/Carga	0,54 x GT	0,5404	1,2324 x GT <sup>0,3967</sup>	0,3025
Pasajeros	0,18 x GT	0,7816	0,173 x GT <sup>0,6134</sup>	0,7509

Tabla 199 Consumo de combustibles estimados por tipo de buque

En el caso particular de Canarias, el objetivo de descarbonización se debería centrar en aquellos buques que recorren rutas regulares entre puertos del archipiélago. En la actualidad, este tipo de servicios están siendo ofertados por dos compañías navieras, Naviera Armas – Transmediterránea y Fred Olsen Express. Estos buques usan como combustible Fuel oil, centrándose el consumo en las islas capitalinas. En aquellos casos en lo que las rutas no parten de islas capitalinas, se opta por diésel oil.

Se presenta en la siguiente tabla una relación de las principales rutas trazadas en Canarias en función de puertos en origen y de destino. Acudiendo a la información publicada en la web de dichos operadores, se puede conocer el número de operaciones por semana y año bajo

condiciones normales de funcionamiento del servicio de transporte. Hay que hacer constar que los datos disponibles sobre históricos de operaciones por año son muy limitados, por lo que se desconoce el comportamiento estacional sobre las rutas trazadas o el efecto sobre este servicio de cambios de patrones de desplazamiento como los producidos en la crisis sanitaria.

Estimación de operaciones marítimas regulares insulares y anuales					
Naviera	Salidas	Destino	Nº op. (por semana)	Nº op. (por año)	Tiempo (min/op.)
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	El Hierro (Valverde)	6	<b>313</b>	150
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	La Gomera (San Sebastián de LG)	18	<b>939</b>	60
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	La Palma (Santa Cruz de LP)	7	<b>365</b>	255
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Fuerteventura (Morro Jable)	5	<b>261</b>	380
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	17	<b>886</b>	840
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	38	<b>1981</b>	110
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Lanzarote (Arrecife)	18	<b>939</b>	840
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Morro Jable)	7	<b>365</b>	170
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	5	<b>261</b>	420
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	La Gomera (San Sebastián de LG)	9	<b>469</b>	375
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Lanzarote (Arrecife)	6	<b>313</b>	400
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	La Palma (Santa Cruz de LP)	1	<b>52</b>	510
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	39	<b>2.034</b>	110
Armas	Lanzarote (Arrecife)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	7	<b>365</b>	345
Armas	Lanzarote (Arrecife)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	12	<b>626</b>	690
Armas	Lanzarote (Playa Blanca)	Fuerteventura (Corralejo)	28	<b>1.460</b>	35
Armas	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	5	<b>261</b>	390
Armas	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	9	<b>469</b>	690
Armas	Fuerteventura (Morro Jable)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	7	<b>365</b>	170
Armas	Fuerteventura (Morro Jable)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	11	<b>574</b>	375
Armas	Fuerteventura (Corralejo)	Lanzarote (Playa Blanca)	28	<b>1.460</b>	35
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	1	<b>52</b>	460
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	La Gomera (San Sebastián de LG)	7	<b>365</b>	165
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	Tenerife (Los Cristianos)	7	<b>365</b>	255
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	10	<b>521</b>	350
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	La Palma (Santa Cruz de LP)	6	<b>313</b>	165
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	Tenerife (Los Cristianos)	19	<b>991</b>	60
Armas	El Hierro (Valverde)	Tenerife (Los Cristianos)	6	<b>313</b>	150
Fred Olsen	Gran Canaria (Agaete)	Tenerife (Santa Cruz de Tenerife)	38	<b>1.981</b>	80
Fred Olsen	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Morro Jable)	14	<b>730</b>	120
Fred Olsen	Fuerteventura (Corralejo)	Lanzarote (Playa Blanca)	28	<b>1.460</b>	25
Fred Olsen	Fuerteventura (Morro Jable)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	14	<b>730</b>	120
Fred Olsen	La Gomera (San Sebastián de LG)	Tenerife (Los Cristianos)	20	<b>1.043</b>	50
Fred Olsen	La Gomera (San Sebastián de LG)	La Palma (Santa Cruz de LP)	27	<b>1.408</b>	438
Fred Olsen	La Palma (Santa Cruz de LP)	La Gomera (San Sebastián de LG)	7	<b>365</b>	120
Fred Olsen	La Palma (Santa Cruz de LP)	Tenerife (Los Cristianos)	7	<b>365</b>	185
Fred Olsen	Tenerife (Los Cristianos)	La Gomera (San Sebastián de LG)	21	<b>1.095</b>	50
Fred Olsen	Tenerife (Los Cristianos)	La Palma (Santa Cruz de LP)	7	<b>365</b>	185
Fred Olsen	Tenerife (Santa Cruz de Tenerife)	Gran Canaria (Agaete)	38	<b>1.981</b>	80
Fred Olsen	Lanzarote (Playa Blanca)	Fuerteventura (Corralejo)	28	<b>1.460</b>	25

Tabla 200 Estimación de operaciones marítimas regulares insulares y anuales

Por otra parte, tomando como referencia la información publicadas en webs donde se expone la información de monitoreo a tiempo real de la ubicación de estos buques como “Marine Traffic”, se determina la distancia recorrida en cada uno de estos trayectos así como el tiempo

medio de operación. Conociendo el número de operaciones anuales, se puede estimar el consumo en términos de kg/año de Fuel/Diésel oíl.

Distancia total recorrida por buques regulares en rutas insulares				
Naviera	Salidas	Destino	Distancia (km/operación)	Distancia (km/año)
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	El Hierro (Valverde)	121,5	38.030
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	La Gomera (San Sebastián de LG)	39	36.621
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	La Palma (Santa Cruz de LP)	126	45.990
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Fuerteventura (Morro Jable)	196	51.156
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	287,7	254.902
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	107,4	212.759
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Lanzarote (Arrecife)	298	279.822
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Morro Jable)	109,27	39.884
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	198	51.678
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	La Gomera (San Sebastián de LG)	220,5	103.415
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Lanzarote (Arrecife)	207,4	64.916
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	La Palma (Santa Cruz de LP)	278,5	14.482
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	107,4	218.452
Armas	Lanzarote (Arrecife)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	207,4	75.701
Armas	Lanzarote (Arrecife)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	298	186.548
Armas	Lanzarote (Playa Blanca)	Fuerteventura (Corralejo)	15	21.900
Armas	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	198	51.678
Armas	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	287,7	134.931
Armas	Fuerteventura (Morro Jable)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	109,27	39.884
Armas	Fuerteventura (Morro Jable)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	196	112.504
Armas	Fuerteventura (Corralejo)	Lanzarote (Playa Blanca)	15	21.900
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	278,5	14.482
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	La Gomera (San Sebastián de LG)	101,4	37.011
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	Tenerife (Los Cristianos)	126	45.990
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	220,5	114.881
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	La Palma (Santa Cruz de LP)	101,4	31.738
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	Tenerife (Los Cristianos)	39	38.649
Armas	El Hierro (Valverde)	Tenerife (Los Cristianos)	121,5	38.030
Fred Olsen	Gran Canaria (Agaete)	Tenerife (Santa Cruz de Tenerife)	67	132.727
Fred Olsen	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Morro Jable)	109,27	79.767
Fred Olsen	Fuerteventura (Corralejo)	Lanzarote (Playa Blanca)	15	21.900
Fred Olsen	Fuerteventura (Morro Jable)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	109,27	79.767
Fred Olsen	La Gomera (San Sebastián de LG)	Tenerife (Los Cristianos)	39	40.677
Fred Olsen	La Gomera (San Sebastián de LG)	La Palma (Santa Cruz de LP)	101,4	142.771
Fred Olsen	La Palma (Santa Cruz de LP)	La Gomera (San Sebastián de LG)	101,4	37.011
Fred Olsen	La Palma (Santa Cruz de LP)	Tenerife (Los Cristianos)	126	45.990
Fred Olsen	Tenerife (Los Cristianos)	La Gomera (San Sebastián de LG)	39	42.705
Fred Olsen	Tenerife (Los Cristianos)	La Palma (Santa Cruz de LP)	126	45.990
Fred Olsen	Tenerife (Santa Cruz de Tenerife)	Gran Canaria (Agaete)	67	132.727
Fred Olsen	Lanzarote (Playa Blanca)	Fuerteventura (Corralejo)	15	21.900

Tabla 201 Distancia total recorrida por buques regulares en rutas insulares

Finalmente, conociendo cada uno de los buques que realizan estos trayectos, se puede consultar el peso muerto (GT) y con ello el consumo por kilómetro recorrido. Este ratio es multiplicado por la distancia anual recorrida para determinar el consumo total en términos de toneladas de fuel oíl y diésel oíl.

Estimación de consumo de buques en navegación marítima insular (Tm)				
Naviera	Barco	Tipo de barco	Peso muerto GT (t)	Consumo (t/año)
Armas	Volcán de Tirajana	Fast Ferry	6.662	1.541
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	1.928
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	2.421
Armas	Villa de Agaete / Volcán de Timanfaya	Fast Ferry / Ferry	6,346 / 17,343	2.604
Armas	Volcán de Tagoro / Villa de Agaete / Volcán de Tamadaba / Volcán del Teide	Fast Ferry / Fast Ferry / Ferry / Ferry	10,870 / 6,346 / 19,976 / 29,514	14.861
Armas	Volcán de Tagoro / Villa de Agaete / Volcán de Tamadaba / Volcán del Teide	Fast Ferry / Fast Ferry / Ferry / Ferry	10,870 / 6,346 / 19,976 / 29,514	12.404
Armas	Volcán de Tagoro / Villa de Agaete / Volcán de Tamadaba / Volcán del Teide	Fast Ferry / Fast Ferry / Ferry / Ferry	10,870 / 6,346 / 19,976 / 29,514	16.314
Armas	Volcán de Timanfaya	Ferry	17.343	2.362
Armas	Al Andalus Express / Volcán de Timanfaya	Ferry	14,411 / 17,343	2.955
Armas	Villa de Agaete / Volcán de Tagoro	Fast Ferry / Fast Ferry	6,346 / 10,870	4.638
Armas	Volcán del Teide / Volcán de Tamadaba / Al Andalus Express	Ferry / Ferry	29,514 / 19,976 / 14,411	4.170
Armas	Villa de Agaete	Fast Ferry	6.346	575
Armas	Volcán de Tagoro / Villa de Agaete / Volcán de Tamadaba / Volcán del Teide	Fast Ferry / Fast Ferry / Ferry / Ferry	10,870 / 6,346 / 19,976 / 29,514	12.736
Armas	Volcán del Teide / Volcán de Tamadaba / Al Andalus Express	Ferry / Ferry	29,514 / 19,976 / 14,411	4.863
Armas	Volcán de Tamadaba / Volcán del Teide / Al Andalus Express	Ferry / Ferry	19,976 / 29,514 / 14,411	11.984
Armas	Volcán de Tindaya	Ferry	3.715	704
Armas	Al Andalus Express / Volcán de Timanfaya	Ferry	14,411 / 17,343	2.955
Armas	Al Andalus Express / Volcán de Timanfaya	Ferry	14,412 / 17,343	7.715
Armas	Volcán de Timanfaya	Ferry	17.343	2.362
Armas	Volcán de Timanfaya	Ferry	17.343	6.662
Armas	Volcán de Tindaya	Ferry	3.715	704
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	762
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	1.948
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	2.421
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	6.048
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	1.671
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	2.035
Armas	Volcán de Tirajana	Fast Ferry	6.662	1.541
Fred Olsen	Bencomo Express / Bajamar Express	Fast Ferry Catamaran	720	2.224
Fred Olsen	Betancuria Express	Fast Ferry Catamaran	1.141	1.605
Fred Olsen	Bocayna Express	Fast Ferry Catamaran	280	252
Fred Olsen	Betancuria Express	Fast Ferry Catamaran	1.141	1.605
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	818
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	2.871
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	744
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	925
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	859
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	925
Fred Olsen	Bencomo Express / Bajamar Express	Fast Ferry Catamaran	720	2.224
Fred Olsen	Bocayna Express	Fast Ferry Catamaran	280	252
<b>Total</b>				<b>149.186</b>

Tabla 202 Estimación de consumo en navegación marítima insular (Tm)

Por todo ello, **el consumo de combustible de tipo fuel oil y Diésel oil en navegación marítima insular ascendería hasta los 150 kTep. Sabiendo que el consumo nacional asciende hasta los 221 kTep, el transporte marítimo interinsular supondría el 68% del total nacional.**

En este caso, como se argumentaba anteriormente, la escasez de datos en relación con la evolución histórica en operaciones de transporte marítimo insular obligan a asumir que el consumo se debería mantener prácticamente constante por año para todo el horizonte de planificación ya que no existe forma de localizar una serie histórica que pueda ser utilizada de referencia para llevar a cabo técnicas de regresión con las que estimar la evolución de este consumo a futuro a lo largo del horizonte de planificación.

### 7.3.2 USO DE AMONIACO COMO COMBUSTIBLE DE NAVEGACIÓN

Uno de los principales problemas a los que se enfrenta nuestro sector energético en el reto de la descarbonización es el transporte marítimo y, principalmente, de los grandes buques donde las soluciones que comúnmente se llevan a cabo en aplicaciones estacionarias no serían de aplicación por aspectos como la limitación de espacio a pesar de los grandes consumos energéticos que existen en estos barcos.

El hidrógeno se está posicionando como un combustible renovable con mucha capacidad de respuesta para solucionar problemas en los que las baterías electroquímicas presentan serias limitaciones. Sin embargo, el hidrógeno también tiene sus contras y entre ellos destaca la dificultad de su almacenaje. En los barcos interesa almacenar la mayor cantidad de energía en el menor espacio disponible y eso se consigue con el paso de este combustible a fase líquida. Las condiciones particulares del hidrógeno hacen que la fase líquida se consiga a temperaturas de  $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Estas temperaturas criogénicas suponen un gasto energético desorbitado que además es mayor cuanto mayor es la cantidad de hidrógeno almacenado. Es por ello que en la actualidad se está investigando otras formas de almacenaje más realistas para estos volúmenes demandados.

El amoniaco puede ser producido con energías renovables y, además de ser el fertilizante más usado en la actualidad, puede utilizarse para la producción de energía mediante motores o pilas de combustible de forma semejante al hidrógeno. Para la producción de amoniaco se requiere una fuente de hidrógeno y otra fuente de nitrógeno. El hidrógeno puede ser conseguido mediante la electrólisis del agua, equipo que puede ser accionado con energías renovables. Por su parte, el nitrógeno se extrae del aire (el 79% del aire es nitrógeno) usándose para ello también un generador de nitrógeno que igualmente requiere para su funcionamiento energía eléctrica, que puede ser de origen renovable. Una vez se cuenta con ambas fuentes se llevaría a cabo el proceso Haber-Bosch.

El proceso Haber Bosch consiste en el incremento de la presión de la mezcla hasta aproximadamente 300 bares para posteriormente llevar a cabo un calentamiento isoentálpico hasta alcanzar temperaturas de  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$  produciéndose con ello el amoniaco. Técnicamente es un proceso de baja complejidad en comparación con otras alternativas de reconversión del hidrógeno a otros combustibles sintéticos, pero suponen un gasto energético adicional al que habría que hacer frente tanto para la extracción del nitrógeno del aire como para el proceso Haber-Bosch. La gran ventaja del amoniaco es que puede estar en fase líquida a una temperatura de  $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$  y presión atmosférica o elevando la presión a 9 bares con temperaturas de  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Por otra parte, el uso del amoniaco es ambientalmente adecuado si la energía eléctrica que es usada para la producción de hidrógeno, nitrógeno y el cocinado del amoniaco es de origen renovable. Este combustible puede ser usado en pilas de combustible siendo las emisiones vapor de agua y aire caliente. Además, este combustible no es explosivo. Por el contrario, el gas de amonio es altamente tóxico y puede ser mortal para una exposición superior a los 10 minutos, por lo que las medidas de seguridad, si bien seguirían siendo necesarias, serían de otro tipo.

Un ejemplo de la puesta en marcha de esta solución es el proyecto ShipFC, el cual recibió una financiación de 10 M€ para transformar un buque carguero de suministro de yacimientos petrolíferos, el Vinking Energy, para su funcionamiento mediante una pila de combustible de amoniaco de 2 MW que le permitiría navegar durante 3.000 horas al año. En este proyecto por un lado se consigue suministrar con amoniaco a un buque y además se sustituye los motores por pilas de combustible, las cuales son más eficientes desde un punto de vista energético e incluso el calor residual que es generado puede ser usado como energía térmica en el barco.

De la misma forma, MAN Energy Solutions está desarrollando un motor de dos tiempos alimentado con amoniaco, específicamente desarrollado para el mercado marítimo y está tratando con Siemens la forma en la que obtener amoniaco verde.

Otro ejemplo de que la solución propuesta es plausible para Canarias es el buque “Color Fantasy”. Este buque Ro-Ro actualmente es usado para el transporte de pasajeros y, a su vez, es el más grande de su clase en el mundo. Comenzará pronto a operar con amoniaco en la ruta Oslo - Kiel. Además, el Ministerio de Tierras, Infraestructuras, Transporte y Turismo de Japón ha anunciado un acuerdo con empresas para el desarrollo de un demostrador sobre un buque de 80.000 DWT, el cual sería usado como granelero para el año 2028.

El cambio de combustible supondría una reconversión de los motores actuales en los buques que realizan trayectos interinsulares, que no necesariamente supondría la sustitución del barco como demuestran los proyectos que se desarrollan en buques tales como el Viking Energy o el Color Fantasy.

Otra alternativa más compleja sería la producción de metano sintético a través de energías renovables siguiendo un procedimiento semejante al ya explicado para el amoniaco. En este caso, nuevamente, sería necesario producir hidrógeno, pero ahora sería combinado con una fuente de carbono en vez de con nitrógeno. En este sentido, existe un nexo de unión entre el hidrógeno y el biogás (ambos de origen renovable) en la posible producción de este gas sintético.

Mediante distintas materias orgánicas tales como residuos agrícolas, residuos forestales (poda), residuos ganaderos o residuos domésticos se puede producir biogás. El biogás es un combustible generado gracias a la degradación producida por determinados microorganismos existentes en la materia orgánica que se activan en ausencia de oxígeno (condiciones anaeróbicas). En ese proceso de fermentación anaerobia se produce un gas que tiene un contenido de metano que puede variar entre el 40-70%, dióxido de carbono en un 30-40% y agua en un 2-8%, así como trazas de otros compuestos tales como O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub> y SH<sub>2</sub>. Posteriormente, con el proceso de “upgrading”, se purifica el metano obtenido, separándolo del dióxido de carbono y del resto de compuestos anteriormente mencionados, haciendo uso de técnicas tales como la absorción por cambio de presión.

Por otra parte, la energía renovable no gestionable y, especialmente, aquella parte que no pueda ser integrada en el sistema eléctrico por condiciones relacionadas con el balance

energético, puede ser usada para accionar electrolizadores. Estos electrolizadores permiten la producción del hidrógeno verde, separando moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno a través de energía eléctrica producida con fuentes renovables. El dióxido de carbono residual que es obtenido de las plantas de biogás y el proceso de upgrading, puede ser combinado con hidrógeno a través de reactores de metanización (reactor Sabatier), el cual genera como producto metano y agua.

El gas metano producto tendría, por su origen, propiedades de biometano de primera generación. Este biometano podría ser utilizado en el sector marítimo, sustituyendo el uso del GNL tradicional. El proceso de Power To Gas sería, en este caso concreto, denominado como Power To Methane.

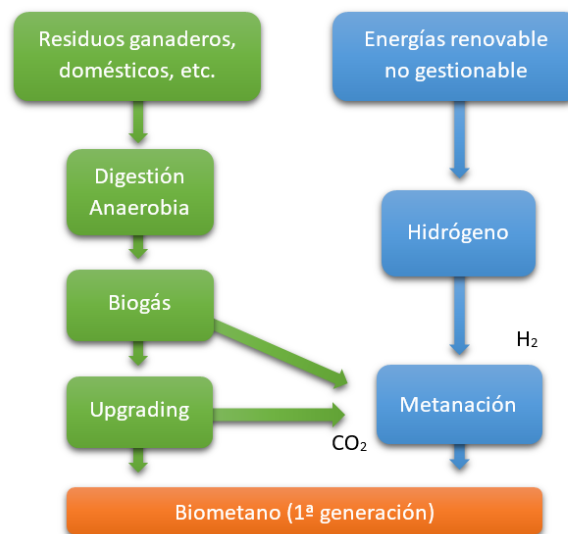


Ilustración 102 Producción de biometano de 1ª generación mediante energías renovables

En el ejemplo presentado se ha mostrado una alternativa totalmente renovable, pero incluso existe la posibilidad de que el dióxido de carbono utilizado para la generación de metano sea capturado de ciertas instalaciones como las propias centrales térmicas convencionales, fábricas de cemento, industrias siderúrgicas o incluso mediante dispositivos existentes capaces de extraerlo del aire. Por tanto, el dióxido de carbono que se emita en Canarias, podría ser capturado nuevamente generando una situación de neutralidad.

La opción de Power To Methane es naturalmente menos atractiva que el uso de amoníaco, el cual sería libre en emisiones contaminantes, en comparación con esta alternativa que aspira a la neutralidad. La principal ventaja de esta solución es que ya existen motores de barco que operan con GNL e incluso, tal como se introducía en el apartado 3.1, el Real Decreto 639/2016 (trasposición de la Directiva 2014/94/UE) establece que todos los puertos integrados en la “Red Transeuropea de Transportes” tienen la obligación de prestar servicios de suministro de Gas Natural Licuado (GNL) desde el año 2020. Sin embargo, el proceso de sintetización de GNL es más complejo que el del amoníaco y, por ello, se considera al amoníaco como primera opción para Canarias.

El planteamiento del PTECan es diferente según alternativas. Así pues, la opción definida se implementaría únicamente en las **Alternativas 1 y 2**.

En la **Alternativa 1** se propone que para el 2030 la cantidad de amoniaco producida pueda ascender hasta las 77.000 tNH<sub>3</sub>/año, suficiente para alcanzar 34 kTep/año, lo que representa un 22,7% de la demanda de combustibles requerida por el transporte marítimo interinsular conforme con las estimaciones energéticas desarrolladas en el apartado anterior. Tanto el hidrógeno como el nitrógeno serían producidos con generación de origen renovable. Además, teniendo en cuenta que la mayor parte de los barcos en tránsito entre islas tienen como origen o destino las islas de Tenerife y Gran Canaria, se propone que las actuaciones se centren inicialmente en estas islas, para luego expandirse al resto de trayectos del archipiélago. En la siguiente tabla se expone la cantidad de amoniaco que sería necesaria producir por año e isla para cumplir con ese objetivo.

Amoniaco para la sustitución de combustibles Diésel oil y Fuel oil en transporte marítimo interinsular [Alternativa 1]								
Producción de Hidrógeno (tH <sub>2</sub> /año)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	1.659	2.751	0	0	0	0	0	4.410
2030	5.141	8.527	0	0	0	0	0	13.668
Producción de Nitrógeno (tN/año)								
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	7.684	12.742	0	0	0	0	0	20.427
2030	23.813	39.496	0	0	0	0	0	63.309
Síntesis de Amoniaco (tNH <sub>3</sub> /año)								
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	9.343	15.493	0	0	0	0	0	24.837
2030	28.954	48.023	0	0	0	0	0	76.977

Tabla 203 Amoniaco para la sustitución de Diésel oil y Fuel oil en transporte marítimo interinsular [Alternativa 1]

Para la **Alternativa 2**, la cantidad de amoniaco producida mediante el proceso descrito a lo largo de este apartado se reduciría a 38.500 tNH<sub>3</sub>/año (aproximadamente la mitad de la Alternativa 1), lo que representa 17 kTep/año, un 11,3% de la demanda total de combustibles en el sector del transporte marítimo interinsular de Canarias. Naturalmente, el consumo previsto de estos combustibles antes de la implementación de esta medida es idéntico a la expuesta en la Alternativa 1 (parte de una misma referencia).

Amoniaco para la sustitución de combustibles Diésel oil y Fuel oil en transporte marítimo interinsular [Alternativa 2]								
Producción de Hidrógeno (tH <sub>2</sub> /año)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	829	1.376	0	0	0	0	0	2.205
2030	2.570	4.264	0	0	0	0	0	6.834
Producción de Nitrógeno (tN/año)								
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	3.840	6.373	0	0	0	0	0	10.213
2030	11.904	19.750	0	0	0	0	0	31.654
Síntesis de amoniaco (tNH <sub>3</sub> /año)								
2022	0	0	0	0	0	0	0	0



2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	4.669	7.749	0	0	0	0	0	12.418
2030	14.474	24.014	0	0	0	0	0	38.488

Tabla 204 Amoníaco para la sustitución de Diésel oil y Fuel oil en transporte marítimo interinsular [Alternativa 2]

Es importante señalar que en este proceso se producen una serie de pérdidas desde que se genera la energía renovable hasta que ésta es convertida, ya sea a amoníaco o combustibles sintéticos. A pesar de las ventajas que ofrece esta tecnología, no sólo para la descarbonización del transporte marítimo, sino también en el ámbito de la integración de energías renovables (provee otra forma de almacenamiento energético), tanto en el proceso de electrólisis, como en la producción del nitrógeno como en la fase de síntesis. Lo mismo ocurriría en el caso de la Metanización. Este aspecto se ilustra con la siguiente imagen.

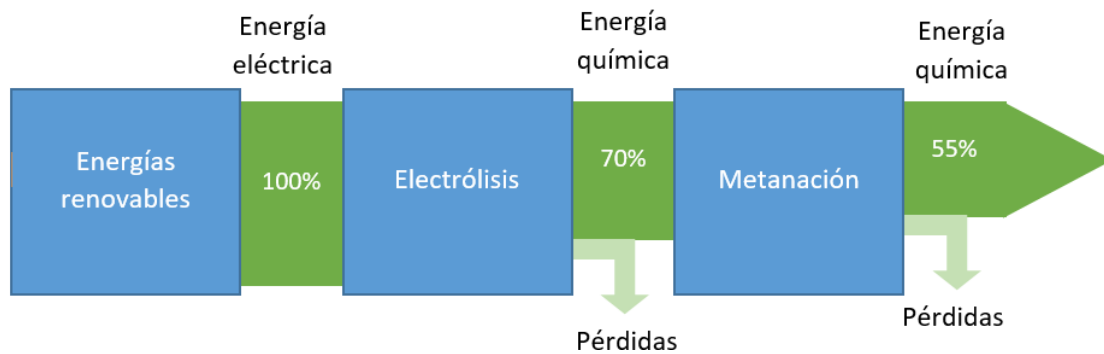


Ilustración 103 Pérdidas energéticas en el proceso de producción de Power To Methane

En la ilustración anterior se han ignorado las pérdidas derivadas del transporte de energía eléctrica, considerando como punto frontera la energía que alimenta al electrolizador. Así pues, asumiendo que toda la energía eléctrica que es usada para producir hidrógeno supone el 100% de la energía, tras pasar por el proceso de electrólisis el hidrógeno producto sólo contiene un 70% de la energía total suministrada. Posteriormente, en el proceso de metanación se vuelven a producir pérdidas, reduciendo la eficiencia global del proceso hasta el 55%.

Por ello, lo recomendable es que sólo se utilice para la producción, ya sea de amoníaco como primera opción o metano sintético, aquella energía eléctrica renovable que, de otra forma, se perdería mediante la aplicación de políticas de corte en parques eólicos y plantas fotovoltaicas al ser las fuentes más abundantes de Canarias y menos gestionables.

Lo comentado en el párrafo anterior sólo sería posible si se lleva a cabo un sobredimensionamiento de las instalaciones de producción de hidrógeno y nitrógeno. Así pues, estas instalaciones no tendrían un funcionamiento constante en el tiempo, sino que las horas de operación estarían directamente conectadas con el recurso renovable no gestionable disponible en cada momento en el archipiélago.

Siendo realistas, en los primeros años de operación de estas instalaciones el mercado obligará a operar los electrolizadores a pleno rendimiento siempre que sea posible para que el coste por tonelada de hidrógeno producido sea lo más bajo posible y el coste de inversión sea asumible. Posteriormente, a medida que se fuera alcanzando una madurez suficiente de la tecnología, se debería ir sobredimensionando el sistema para permitir este aumento de la gestionabilidad de las instalaciones.

### 7.3.3 MOVILIDAD MARÍTIMA DE CERCANÍAS BASADA EN BARCOS ELÉCTRICOS

Además de Fuel oil y Diésel oil, en Canarias existe un considerable consumo de gasolinas y gasóleos asociados al transporte marítimo interinsular. Estos combustibles también podrían ser producidos a través de energías renovables usando una fuente de hidrógeno y otra de dióxido de carbono, sometiendo a estos compuestos al proceso Fisher – Tropsch con el cual es posible producir combustibles líquidos. En general, el proceso sería semejante al mencionado anteriormente, si bien en el último paso habría que añadir un reactor con el que producir dichos combustibles.

La opción mencionada en el párrafo anterior, a pesar de ser de interés, requiere de cierta madurez siendo un proceso considerablemente más complejo que el amoniaco o incluso el metano sintético. Además, sería aconsejable que siempre que sea posible se busquen soluciones que permitan aumentar la eficiencia reduciendo las pérdidas que se producen en todo el proceso. En la línea con lo argumentado, se propone el uso de barcos eléctricos para aplicaciones recreativas y de pesca en cercanía con barcos de pequeño calado.

En la actualidad existe una gran variedad de modelos que cumplen con dichas especificaciones, si bien la mayoría se están destinando a usos de recreo por ser un medio de motorización aún un tanto exclusivo en términos de coste. Incluso existen 10 modelos de barcos con longitudes de eslora de hasta 26 metros, los cuales se están usando en países como Noruega, Finlandia, Dinamarca, Suecia, Turquía, China o Estados Unidos, para el transporte de pasajeros (Ferries) y mercancías (cargueros de vehículos). El primero de estos barcos eléctricos de gran tonelaje fue el Ampere, puesto en servicio en Noruega en el año 2015 y que tiene una capacidad para llevar hasta 120 coches y 12 camiones disponiendo de una batería de 1 MWh.

Los barcos de recreo y pesqueros de pequeño calado que serían sustituidos se propulsan actualmente con motores de gasolina y gasoil. Si bien, se considera que la sustitución total de estos barcos por barcos eléctricos es un reto que no sería alcanzable dado la operativa de algunos de estos navíos, sí se considera viable una sustitución parcial, reduciendo la presión en futuras acciones que tengan como objetivo la producción de combustibles líquidos sintéticos renovables para dar soporte a barcos que, aun propulsándose con gasoil, recorren grandes distancias.

No hay que perder de vista que, a medida que aumenta el tamaño del barco, mayor es la necesidad energética y más capacidad de almacenamiento sería requerida. Al aumentar la capacidad de almacenamiento aumenta el sobrepeso y esto hace que esta opción no sea de interés para barcos de gran calado. Dichos barcos sólo podrían ser descarbonizados con el uso de combustibles renovables. A modo de ejemplo, el barco Ampere, con una capacidad de 1 MWh, tendría una sobrecarga por baterías de 4.000 kg.

La electrificación parcial del transporte marítimo de cercanías se modela de forma diferente por alternativas de planificación. En la **Alternativa 0** no se considera esta acción. Por su parte, en la **Alternativa 1**, se ha asumido que para el año 2030 sería posible que el 60% de la flota de barcos nacional, que actualmente usa para su abastecimiento gasolina y gasoil, sea electrificado. Se muestra en la siguiente tabla la distribución por isla y año en el cumplimiento de este objetivo.

Energía eléctrica (MWh) para la sustitución de gasolinas y gasóleos en transporte marítimo nacional [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	659.464	146.504	36.645	2.051	1.325	2.427	493	<b>848.908</b>
2023	601.908	140.019	32.707	1.936	1.273	2.026	351	<b>780.219</b>

Energía eléctrica (MWh) para la sustitución de gasolinas y gasóleos en transporte marítimo nacional [Alternativa 1]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2025	526.399	128.577	27.030	1.746	1.281	1.467	142	<b>686.643</b>
2030	372.163	106.959	21.368	1.442	1.208	592	0	<b>503.733</b>

Tabla 205 Energía eléctrica para sustituir gasolinas y gasóleos en el transporte marítimo nacional [Alternativa 1]

El objetivo de la **Alternativa 2** es menor al definido en la Alternativa 1, considerándose que sólo el 20% de la flota de barcos nacional que usa gasolina o gasoil pueda ser electrificado.

Energía eléctrica (MWh) para sustituir gasolinas y gasóleos en el transporte marítimo nacional [Alternativa 2]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	219.821	48.835	12.215	684	442	809	164	<b>282.969</b>
2023	200.636	46.673	10.902	645	424	675	117	<b>260.073</b>
2025	175.466	42.859	9.010	582	427	489	47	<b>228.881</b>
2030	124.054	35.653	7.123	481	403	197	0	<b>167.911</b>

Tabla 206 Energía eléctrica para sustituir gasolinas y gasóleos en el transporte marítimo nacional [Alternativa 2]

A modo de cifra orientativa, conviene apuntar que el consumo anual de gasoil previsto para 2030 se situaría en 70.611 Tm si no se implementase esta medida, mientras que el consumo de gasolina sería de 598 Tm.

## 7.4 MOVILIDAD AÉREA

En las Islas Canarias, el principal combustible utilizado para el transporte aéreo es el queroseno, habiéndose suministrado en el año 2019 una cantidad de 1.115.339 Tm de queroseno y de 52 Tm en gasolina de aviación, según cifras publicadas en el Anuario Energético de Canarias. En el año 2020 se produjo en este subsector del consumo una gran anomalía que afectó al tráfico aéreo nacional pero especialmente al internacional. En años comunes, del total de combustibles consumidos para la movilidad aérea, aproximadamente el 28% es usado para aviones que recorren rutas nacionales, mientras que la parte restante se utiliza para la aviación internacional. Esta distribución entre navegación aérea nacional e internacional no es homogénea entre islas. Así pues, en las islas de Tenerife y Gran Canaria la parte destinada a la navegación nacional representa el 32,6%, mientras que en las islas de Lanzarote y Fuerteventura sólo suponen el 13%. En la isla de La Palma la navegación nacional es del 68%, mientras que para El Hierro y La Gomera la totalidad del consumo de combustibles es de carácter nacional.

A efectos de definir los objetivos del PTECan, sería adecuado estimar el consumo de combustibles utilizados en la navegación aérea dentro del propio archipiélago canario. En este sentido, en la actualidad no existe ninguna referencia oficial del consumo de combustibles aéreos interinsular, por lo que dicha demanda debe ser estimada. **El objetivo último es plantear la descarbonización de, al menos, el transporte aéreo interinsular antes de 2040.** Adicionalmente, se presentarán los objetivos de descarbonización frente a demanda de combustibles del transporte aéreo nacional, estimación que sí parte de datos oficiales publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019, no considerándose relevante especialmente para este análisis los datos del 2020 porque son claramente atípicos.

### 7.4.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE QUEROSENO INSULAR

Para la estimación de la demanda asociada al transporte aéreo insular se parte de los datos publicados en el portal web de AENA, donde se facilitan datos sobre las operaciones históricas llevadas a cabo en los aeropuertos de Canarias desde el año 2004 hasta la actualidad. De entre

estos datos, son de especial interés el número de operaciones que se han llevado a cabo teniendo como origen y destino aeropuertos del archipiélago en el ámbito del tráfico comercial y en servicios regulares. En esta consulta también se consigue información sobre el tipo de avión usado para recorrer ese trayecto así como las veces al año en las que cada avión realiza cada desplazamiento.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de las operaciones históricas (periodo comprendido entre los años 2004-2020) llevadas a cabo entre aeropuertos de Canarias, según datos de AENA.

Operaciones entre aeropuertos de Canarias para el horizonte 2004 - 2020									
Origen/ Destino	El Hierro	Fuerteventura	Gran Canaria	La Gomera	La Palma	Lanzarote	Tenerife Norte	Tenerife Sur	Total
El Hierro	-	1	7.043	0	414	3	24.202	63	<b>31.726</b>
Fuerteventura	2	-	98.678		56	334	33.335	189	<b>132.594</b>
Gran Canaria	7.066	94.437	-	4.371	19.532	94.807	119.651	26.446	<b>366.310</b>
La Gomera	1	0	4.348	-	0	0	11.610	3	<b>15.962</b>
La Palma	415	61	19.658	1	-	470	102.579	598	<b>123.782</b>
Lanzarote	3	4.252	94.000	0	471	-	43.667	1.034	<b>143.427</b>
Tenerife Norte	24.264	33.397	116.405	11.662	102.806	43.746	-	-	<b>332.280</b>
Tenerife Sur	62	427	22.520	0	554	3.758	-	-	<b>27.321</b>
<b>Total</b>	<b>31.813</b>	<b>132.575</b>	<b>362.652</b>	<b>16.034</b>	<b>123.833</b>	<b>143.118</b>	<b>335.044</b>	<b>28.333</b>	<b>1.173.402</b>

Tabla 207 Operaciones entre aeropuertos de Canarias para el horizonte 2004-2020

Por otra parte, se muestra en la siguiente tabla un resumen de las operaciones desarrolladas por año con independencia del tipo de avión utilizado.

Operaciones aéreas de cada isla por año									
Operaciones anuales	El Hierro	Fuerteventura	Gran Canaria	La Gomera	La Palma	Lanzarote	Tenerife Norte	Tenerife Sur	Total
2005	1.826	9.089	22.728	1.430	7.988	6.554	19.804	2.293	<b>71.712</b>
2010	1.829	7.764	21.824	681	7.859	8.874	20.421	1.823	<b>71.075</b>
2019	2.369	9.212	27.276	911	9.113	11.260	25.476	1.921	<b>87.538</b>
<b>Total</b>	<b>31.813</b>	<b>132.583</b>	<b>362.678</b>	<b>16.034</b>	<b>123.835</b>	<b>143.121</b>	<b>335.067</b>	<b>28.349</b>	<b>1.173.480</b>

Tabla 208 Operaciones aéreas de cada isla por año

El detalle ofrecido por este servicio web permite conocer el tipo de avión que está siendo usado en Canarias para las operaciones entre islas (con independencia de la compañía). Dicho detalle se expone en la siguiente tabla, donde se expone el número de operaciones históricas (2004-2020) desarrolladas en cada isla con cada tipo de avión. En la última columna de la tabla se muestran las cifras totales así como el porcentaje de uso de cada tipo de avión sobre el total.

Tipos de aviones utilizados en las operaciones de Canarias										
Etiquetas de fila	Tenerife Norte	Tenerife Sur	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total	
Total general	335.067	28.349	362.678	143.121	132.583	123.835	16.034	31.813	1.173.480	100%
AEROSPATIALE ATR-72	253.233	10.136	250.942	96.931	97.938	98.819	5.987	23.719	837.705	71%
AEROSPATIALE ATR-42/72	58.292	2.338	52.803	24.941	19.970	21.248	2.849	6.438	188.879	16%
BEECHCRAFT 1900/1900C AIRLINER	909	10.882	19.120	6.581	5.792	290	1.231	706	45.511	4%
BEECHCRAFT 1900D AIRLINER	3.443	2.014	6.261	1.220	720	825	5.780	926	21.189	2%
BOMBARDIER REGIONAL JET-1000	5.179	2	7.825	1.788	773	407			15.974	1%

Tipos de aviones utilizados en las operaciones de Canarias										
Etiquetas de fila	Tenerif e Norte	Tenerife Sur	Gran Canaria	Lanza rote	Fuerte ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total	
BOEING B737-400 PASSENGERS	2.197	21	6.472	3.580	1.073	305			13.648	1%
ATR 42-300/320	3.563	3	3.491	513	1.662	1.282	1		10.515	1%
CANADAIR REGIONAL JET 900	1.674	10	3.641	1.646	185	168			7.324	1%
CESSNA LIGHT AIRCRAFT-SINGLE TURBOPROP	8	1.373	2.265	1.199	1.124	2			5.971	1%
BOEING B737-300 PASSENGERS	1.421	4	1.580	781	467	80			4.333	0%
BOEING 737-800 (WINGLETS) PASSENGER	466	668	1.632	1.269	213	46			4.294	0%
FAIRCHILD METRO/MERLIN/EXPEDITER	9	111	1.775	322	1.268	4	158		3.647	0%
AEROSPATIALE ATR-42-300/400	338	2	1.281	818	333	193	2		2.967	0%
BOEING B757 FREIGHTER	1.645	2	517						2.164	0%
BOEING 737/800 PASSENGERS	104	430	606	526	61	7			1.734	0%
FAIRCHILD SWEARINGEN METRO		2	592	51	539	1	2		1.187	0%
BRITISH AEROSPACE 146-200 PASS	422		8	313	32	71			846	0%
DE HAVILLAND DHC-8 DASH 8-300	11		352	225	130	11			729	0%
EMBRAER 195 E2	245		313	33	34	12			637	0%
DESCONOCIDO	307	4	101	61	37	32	23	21	586	0%
BOEING B757/200 PASSENGERS	352	4	175	8	4				543	0%
BOEING B737-300 FREIGHTER	374		88	3					465	0%
BOEING 757-200 FREIGHTER (WINGLETS)	274		110						384	0%
AIRBUS A320 PASSENGER	13	224	45	44	19	15		2	362	0%
ATR 72 FREIGHTER	13		169	74	76				332	0%
BOEING B737 PASSENGERS	142		37						179	0%
BOEING 757-200 FREIGHTER	110		54						164	0%
SIN CODIGO IATA	6		58	36	34				134	0%
CANADAIR REGIONAL JET 200			67	65	1				133	0%
BOEING 737-400 FREIGHTER	31		73	15					119	0%
MCDONELL DOUGLAS DC8-71/72/73 FREIGHTER	49		41	11	1				102	0%
Otros	60	25	96	22	26	12	1	1	243	0%

Tabla 209 Tipos de aviones utilizados en las operaciones de Canarias

En el listado anterior se han clasificados como “Otros” a aquellos aviones que, en total para el periodo comprendido entre los años 2004 – 2020, han realizado menos de 100 vuelos entre aeropuertos del archipiélago. Entran dentro de esta clasificación un total de 56 aviones.

De acuerdo con el análisis realizado, se puede concluir que el 89% de las operaciones entre islas se han realizado con ATR-72/42. Por otra parte, un 7% de los vuelos han sido realizados por el modelo EECRCRAFT 1900 D AIRLINER.

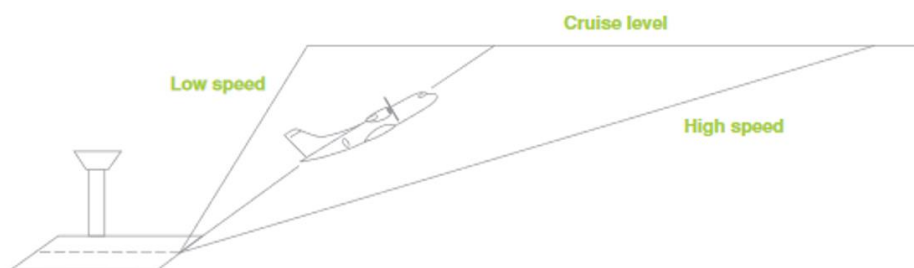
A sabiendas de lo anterior se ha realizado una búsqueda exhaustiva de los consumos para estos dos modelos que representan el 96% de las operaciones aéreas llevadas a cabo en Canarias entre islas durante el periodo comprendido entre los años 2004-2020. En este caso, es importante tener en cuenta que los catálogos tradicionales suelen hacer referencia al consumo en fase de crucero. No obstante, en el consumo total tiene especial importancia los consumos asociados a la fase de despegue y aterrizaje del avión, momentos en los que es necesario un alto consumo.

Comúnmente, en las especificaciones técnicas de los fabricantes de aviones se suele presentar procedimientos para fomentar el consumo eficiente de combustibles. Se presenta, en la Ilustración 104, las referencias usadas en esta estimación para el caso del modelo de avión ATR 72, tanto para la fase de ascenso como para el descenso.

En estas tablas se puede apreciar el consumo en kilogramos de queroseno para distintas alturas de vuelo y peso de la carga. En este caso se ha considerado un peso medio de 21 toneladas para llevar a cabo la mencionada estimación. Por otra parte, según informes técnicos de Comisiones de Investigación realizados en los últimos 5 años, las alturas de vuelo a las que circulaban estos aparatos entre Gran Canaria y Tenerife se situaban entre FL (Flight Level) 105 y FL130. Asumiendo que la altura de vuelo sería mayor cuanto mayor es la distancia, se han considerado rangos comprendidos entre FL80 y FL140 dependiendo del tiempo de vuelo (i. Menos de 20 minutos: FL80; ii. Entre 20 – 40 minutos: FL100; iii. Entre 40 – 60 minutos: FL120; iv. Superior a 60 minutos: FL140).

En lo relativo al consumo en modo crucero, en la Ilustración 105, la ficha característica de este avión establece que el consumo medio se encuentra en 762 kg/hora. Es por ello que para estimar el consumo por trayecto es indispensable conocer el tiempo de vuelo. Hoy en día existen múltiples páginas web las cuales monitorizan la llegada y salida de aviones desde los aeropuertos de todo el mundo, por lo que éste es un dato fácilmente localizable. En ese caso se ha utilizado la aplicación Flight Radar para conocer el tiempo medio en el que se recorre la distancia entre aeropuertos de Canarias (en ambos sentidos).

No hay que perder de vista que los tiempos de acceso y descenso deben ser restados del tiempo total de vuelo para cuantificar el consumo en crucero. Estos tiempos de acceso y descenso también se establecen en las tablas anteriormente expuestas en minutos. Con todos estos datos se genera la Tabla 210, en la que se relacionan las variables de partida según aeropuerto de origen y destino con las que se estima el consumo.



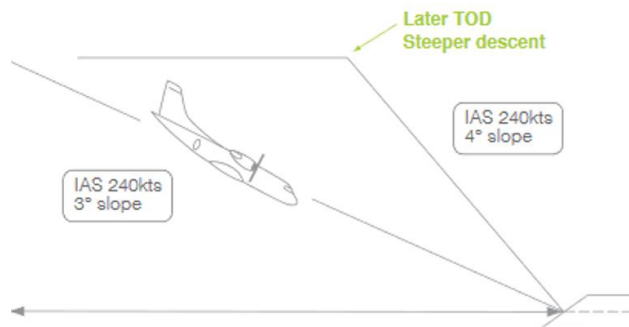
CLIMB 2 ENGINES - NP=86%					
ISA	MINIMUM CLB RATE = 300 FT/MN				
	WEIGHT AT START OF CLIMB (1000KG)				
FL	18	19	20	21	21.5
250					
240	24 290				
230	21 262 74 212	23 290 83 213			
220	19 239 65 209	21 263 72 209	23 291 80 210		
210	17 219 57 206	18 240 63 206	20 264 70 207	22 292 77 207	24 307 82 207
200	15 201 51 203	16 220 56 203	18 241 61 204	20 265 68 204	21 278 71 204
180	12 170 40 198	13 185 44 198	15 202 48 199	16 220 53 199	17 230 55 199
160	10 144 32 194	11 156 35 194	12 169 38 194	13 184 42 194	14 192 43 194
140	8 120 26 190	9 130 28 190	10 141 30 190	10 153 33 190	11 159 34 190
120	6 99 20 186	7 107 22 187	8 115 24 187	8 124 25 187	8 129 26 187
100	5 78 15 183	5 84 16 183	6 91 18 183	6 98 19 183	7 102 20 183
80	4 59 11 180	4 63 12 180	4 68 13 180	5 73 14 180	5 76 14 180
60	2 40 7 177	3 43 8 177	3 46 8 177	3 50 9 177	3 52 9 177
40	1 22 4 174	1 24 4 174	2 25 4 174	2 27 5 174	2 28 5 175
15	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0
	FROM START OF CLIMB TIME (MIN)			FUEL (KG)	
	FROM START OF CLIMB DIST. (NM)			MEAN SPEED TAS.(KT)	

CLIMB 2 ENGINES - NP=86%					
ISA	MINIMUM CLB RATE = 300 FT/MN				
	WEIGHT AT START OF CLIMB (1000KG)				
FL	18	19	20	21	21.5
250					
240					
230					
220					
210					
200	20 263 75 229	22 290 83 229			
180	15 214 57 223	17 233 62 223	18 255 68 223	20 278 75 224	21 291 78 224
160	12 176 32 194	13 191 35 194	14 208 38 194	16 225 42 194	16 235 43 194
140	8 120 26 190	9 130 28 190	10 141 30 190	11 157 33 190	12 163 34 190
120	6 99 20 186	7 107 22 187	8 115 24 187	8 126 25 187	9 136 26 187
100	6 91 20 205	6 98 21 205	7 106 23 205	7 114 25 205	8 118 26 205
80	4 68 14 201	5 73 15 202	5 78 16 202	5 84 18 202	5 87 18 202
60	3 48 9 198	3 49 10 198	3 53 11 198	3 57 11 198	4 59 12 198
40	2 25 5 195	2 27 5 195	2 29 6 195	2 31 6 195	2 32 6 195
15	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0
	FROM START OF CLIMB TIME (MIN)			FUEL (KG)	
	FROM START OF CLIMB DIST. (NM)			MEAN SPEED TAS.(KT)	

58kg fuel saved for a climb at low-speed

Ilustración 104 Consumos en fase de ascenso de un aeronave ATR 72 según manual del fabricante



DESCENT 2 ENGINES NP=86%												
15000KG NORMAL CONDITIONS												
FL	200KT			220KT			240KT					
	3°	4°	5°	3°	4°	5°	3°	4°	5°			
250	21 141	17 100	14 74	20 159	16 108	13 81	18 176	15 122	12 89			
	74	55	44	74	55	44	74	55	44			
240	21 138	16 98	14 72	19 154	15 106	13 79	18 171	14 118	12 87			
	71	53	42	71	53	42	71	53	42			
230	20 134	16 96	13 71	19 150	15 103	12 78	17 166	14 115	12 85			
	68	51	40	68	51	40	68	51	40			
220	19 131	15 94	13 70	18 146	14 101	12 76	17 160	13 112	11 83			
	64	48	39	64	48	39	64	48	39			
210	19 127	15 92	12 68	17 141	14 98	12 75	16 155	13 108	11 81			
	61	46	37	61	46	37	61	46	37			
200	18 123	14 89	12 67	17 137	13 95	11 73	16 149	12 105	11 79			
	58	44	35	58	44	35	58	44	35			
180	17 115	13 84	11 64	15 127	12 89	10 69	14 138	12 98	10 74			
	52	39	31	52	39	31	52	39	31			
160	15 106	12 79	10 60	14 117	11 83	10 65	13 127	11 91	9 69			
	46	34	27	46	34	27	46	34	27			
140	14 97	11 73	9 57	13 106	10 76	9 60	12 115	10 83	8 64			
	39	29	24	39	29	24	39	29	24			
120	12 87	10 67	8 53	11 95	9 69	8 56	11 102	9 75	8 59			
	33	25	20	33	25	20	33	25	20			
100	10 77	9 60	7 48	10 83	8 62	7 51	9 89	8 67	7 53			
	27	20	16	27	20	16	27	20	16			
80	9 66	7 53	6 43	8 70	7 54	6 45	8 75	7 57	6 47			
	20	15	12	20	15	12	20	15	12			
60	7 54	6 45	5 38	7 57	6 45	5 39	6 60	5 48	5 40			
	14	11	8	14	11	8	14	11	8			
40	5 41	5 36	4 32	5 43	5 36	4 33	5 45	4 38	4 33			
	8	6	5	8	6	5	8	6	5			
15	3 24	3 24	3 24	3 24	3 24	3 24	3 24	3 24	3 24			
	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
FROM START OF DESCENT TIME (MN)												FUEL (KG)
FROM START OF DESCENT DIST (NM)												

51kg fuel less for a descent at a steeper gradient

TOD reached 17Nm later

23kg fuel saved for a slower descent

The steeper descent means remaining in cruise power longer until the TOD is reached, thus increasing the cruise fuel consumption. However, the fuel saved during the descent, as shown in Table 8, is more important than the fuel required to cruise longer, and on the whole, there is a noticeable fuel reduction.

Ilustración 105 Consumos en fase de descenso de una aeronave ATR 72 según manual del fabricante

Variables de partida para la estimación de consumos de aviación insular							
Origen	Destino	Número operaciones históricas	Altura de vuelo estimada	Tiempo medio de vuelo (minutos)	Tiempo de ascenso (min)	Tiempo descenso (min)	Tiempo crucero (minutos)
Tenerife Sur	El Hierro	62	FL100	26	6	9	11
Tenerife Sur	Fuerteventura	427	FL120	45	8	11	26
Tenerife Sur	Gran Canaria	22.520	FL100	26	6	9	11
Tenerife Sur	La Palma	554	FL100	34	6	9	19
Tenerife Sur	Lanzarote	3.758	FL120	43	8	11	24
Tenerife Norte	El Hierro	24.264	FL100	29	6	9	14
Tenerife Norte	Fuerteventura	33.397	FL120	41	8	11	22
Tenerife Norte	Gran Canaria	116.405	FL100	23	6	9	8
Tenerife Norte	La Gomera	11.662	FL100	21	6	9	6
Tenerife Norte	La Palma	102.806	FL100	29	6	9	14
Tenerife Norte	Lanzarote	43.746	FL100	39	6	9	24
Lanzarote	El Hierro	3	FL140	72	10	12	50
Lanzarote	Fuerteventura	4.252	FL80	18	5	8	5
Lanzarote	Gran Canaria	94.000	FL100	35	6	9	20
Lanzarote	La Palma	471	FL140	69	10	12	47
Lanzarote	Tenerife Norte	43.667	FL120	44	8	11	25
Lanzarote	Tenerife Sur	1.034	FL120	59	8	11	40
La Palma	El Hierro	415	FL100	32	6	9	17
La Palma	Fuerteventura	61	FL140	61	10	12	39
La Palma	Gran Canaria	19.658	FL120	41	8	11	22
La Palma	La Gomera	1	FL100	28	6	9	13
La Palma	Lanzarote	470	FL140	69	10	12	47
La Palma	Tenerife Norte	102.579	FL100	26	6	9	11
La Palma	Tenerife Sur	598	FL100	34	6	9	19



Variables de partida para la estimación de consumos de aviación insular							
Origen	Destino	Número operaciones históricas	Altura de vuelo estimada	Tiempo medio de vuelo (minutos)	Tiempo de ascenso (min)	Tiempo descenso (min)	Tiempo crucero (minutos)
La Gomera	El Hierro	1	FL80	19	5	8	6
La Gomera	Gran Canaria	4.348	FL100	35	6	9	20
La Gomera	Tenerife Norte	11.610	FL100	31	6	9	16
La Gomera	Tenerife Sur	3	FL100	28	6	9	13
Gran Canaria	El Hierro	7.066	FL120	44	8	11	25
Gran Canaria	Fuerteventura	94.437	FL100	29	6	9	14
Gran Canaria	La Gomera	4.371	FL100	35	6	9	20
Gran Canaria	La Palma	19.532	FL120	42	8	11	23
Gran Canaria	Lanzarote	94.807	FL100	33	6	9	18
Gran Canaria	Tenerife Sur	119.651	FL100	29	6	9	14
Gran Canaria	Tenerife Norte	26.446	FL100	23	6	9	8
Fuerteventura	El Hierro	2	FL140	67	10	12	45
Fuerteventura	Gran Canaria	98.678	FL100	30	6	9	15
Fuerteventura	La Palma	56	FL140	61	10	12	39
Fuerteventura	Lanzarote	334	FL80	16	5	8	3
Fuerteventura	Tenerife Norte	33.335	FL100	40	6	9	25
Fuerteventura	Tenerife Sur	189	FL100	38	6	9	23
El Hierro	Fuerteventura	1	FL140	67	10	12	45
El Hierro	Gran Canaria	7.043	FL120	42	8	11	23
El Hierro	La Palma	414	FL100	32	6	9	17
El Hierro	Lanzarote	3	FL140	72	10	12	50
El Hierro	Tenerife Norte	24.202	FL100	34	6	9	19
El Hierro	Tenerife Sur	63	FL100	26	6	9	11

Tabla 210 Variables de partida para la estimación de consumos de aviación insular

Con todo ello se conoce el consumo previsto para vuelos entre aeropuertos de Canarias, distinguiéndose entre consumo en pista (Hotel mode/Taxiing), en ascenso, crucero y descenso.

Consumos estimados según vuelo de origen y destino						
Origen	Destino	Consumo en pista (kg)	Consumo en ascenso (kg)	Consumo en descenso (kg)	Consumo en crucero (kg)	Consumo total (kg)
Tenerife Sur	El Hierro	8	98	89	139,7	335
Tenerife Sur	Fuerteventura	8	124	102	330,2	564
Tenerife Sur	Gran Canaria	8	98	89	139,7	335
Tenerife Sur	La Palma	8	98	89	241,3	436
Tenerife Sur	Lanzarote	8	124	102	304,8	539
Tenerife Norte	El Hierro	8	98	89	177,8	373
Tenerife Norte	Fuerteventura	8	124	102	279,4	513
Tenerife Norte	Gran Canaria	8	98	89	101,6	297
Tenerife Norte	La Gomera	8	98	89	76,2	271
Tenerife Norte	La Palma	8	98	89	177,8	373
Tenerife Norte	Lanzarote	8	98	89	304,8	500
Lanzarote	El Hierro	8	153	115	635	911
Lanzarote	Fuerteventura	8	73	75	63,5	220
Lanzarote	Gran Canaria	8	98	89	254	449
Lanzarote	La Palma	8	153	115	596,9	873
Lanzarote	Tenerife Norte	8	124	102	317,5	552
Lanzarote	Tenerife Sur	8	124	102	508	742
La Palma	El Hierro	5	98	89	215,9	408

Consumos estimados según vuelo de origen y destino						
Origen	Destino	Consumo en pista (kg)	Consumo en ascenso (kg)	Consumo en descenso (kg)	Consumo en crucero (kg)	Consumo total (kg)
La Palma	Fuerteventura	5	153	115	495,3	768
La Palma	Gran Canaria	5	124	102	279,4	510
La Palma	La Gomera	5	98	89	165,1	357
La Palma	Lanzarote	5	153	115	596,9	870
La Palma	Tenerife Norte	5	98	89	139,7	332
La Palma	Tenerife Sur	5	98	89	241,3	433
La Gomera	El Hierro	5	73	75	76,2	229
La Gomera	Gran Canaria	5	98	89	254	446
La Gomera	Tenerife Norte	5	98	89	203,2	395
La Gomera	Tenerife Sur	5	98	89	165,1	357
Gran Canaria	El Hierro	8	124	102	317,5	552
Gran Canaria	Fuerteventura	8	98	89	177,8	373
Gran Canaria	La Gomera	8	98	89	254	449
Gran Canaria	La Palma	8	124	102	292,1	526
Gran Canaria	Lanzarote	8	98	89	228,6	424
Gran Canaria	Tenerife Sur	8	98	89	177,8	373
Gran Canaria	Tenerife Norte	8	98	89	101,6	297
Fuerteventura	El Hierro	8	153	115	571,5	848
Fuerteventura	Gran Canaria	8	98	89	190,5	386
Fuerteventura	La Palma	8	153	115	495,3	771
Fuerteventura	Lanzarote	8	73	75	38,1	194
Fuerteventura	Tenerife Norte	8	98	89	317,5	513
Fuerteventura	Tenerife Sur	8	98	89	292,1	487
El Hierro	Fuerteventura	5	153	115	571,5	845
El Hierro	Gran Canaria	5	124	102	292,1	523
El Hierro	La Palma	5	98	89	215,9	408
El Hierro	Lanzarote	5	153	115	635	908
El Hierro	Tenerife Norte	5	98	89	241,3	433
El Hierro	Tenerife Sur	5	98	89	139,7	332

Tabla 211 Consumo estimado según vuelo de origen y destino

Los datos facilitados por AENA son clasificados para conocer el número de operaciones según origen y destino para cada año. Con esta información y la tabla anterior ya se puede estimar el consumo de queroseno por año para vuelos insulares en los aeropuertos del archipiélago.

Estimación de consumo de queroseno en transporte aéreo insular (Tm)								
Año	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2005	8.091	8.453	3.283	3.661	2.912	602	838	27.840
2007	9.109	8.723	4.736	3.866	2.891	608	940	30.874
2010	8.180	8.170	4.354	3.186	2.855	269	824	27.839
2013	6.101	6.256	3.440	2.385	1.859	272	776	21.090
2015	6.436	6.413	3.713	2.257	2.248	284	722	22.073
2017	7.742	7.675	4.432	3.061	2.357	282	829	26.379
2018	9.653	9.960	5.257	3.777	3.111	327	1.023	33.107
2019	10.161	10.169	5.435	3.829	3.336	369	1.076	34.376
2020	6.141	6.027	3.228	2.327	2.096	316	801	20.936
<b>Total</b>	<b>134.638</b>	<b>135.705</b>	<b>69.969</b>	<b>54.603</b>	<b>44.932</b>	<b>6.559</b>	<b>14.404</b>	<b>460.810</b>

Tabla 212 Estimación de consumo de querosenos en transporte aéreo insular (Tm)

Se expone, a continuación, el desglose según aeropuertos de origen y destino. Se presenta primero la isla de origen y bajo ella los 7 destinos posibles en el archipiélago canario.

Consumo anual de queroseno según aeropuertos de origen y destino (Tm)																		
Origen/Destino	Año																	Total general
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
El Hierro	798	838	869	940	900	859	824	884	821	776	721	722	722	829	1.023	1.076	801	14.404
Fuerteventura	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Gran Canaria	243	280	283	235	193	190	184	228	178	193	191	193	193	202	237	286	188	3.696
La Gomera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Palma	43	42	42	32	7	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	169
Lanzarote	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Tenerife Norte	512	513	544	672	700	669	640	655	641	575	518	530	529	627	785	790	613	10.514
Tenerife Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	12	0	0	0	0	0	0	21
<b>Fuerteventura</b>	<b>3.236</b>	<b>3.661</b>	<b>3.991</b>	<b>3.866</b>	<b>4.015</b>	<b>3.341</b>	<b>3.186</b>	<b>3.537</b>	<b>2.840</b>	<b>2.385</b>	<b>2.592</b>	<b>2.257</b>	<b>2.702</b>	<b>3.061</b>	<b>3.777</b>	<b>3.829</b>	<b>2.327</b>	<b>54.603</b>
El Hierro	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Gran Canaria	2.480	2.576	2.578	2.405	2.525	2.281	2.170	2.451	1.923	1.590	1.802	1.476	1.890	1.909	2.483	2.422	1.446	36.405
La Palma	0	4	5	3	0	2	0	4	0	0	0	0	0	0	0	30	0	47
Lanzarote	41	91	86	66	33	40	48	7	25	56	56	38	48	60	63	63	3	825
Tenerife Norte	690	975	1.299	1.356	1.403	994	961	1.065	887	739	734	744	764	1.092	1.220	1.314	878	17.116
Tenerife Sur	26	14	23	36	54	23	7	10	5	0	0	0	0	0	10	0	0	208
<b>Gran Canaria</b>	<b>7.823</b>	<b>8.453</b>	<b>8.815</b>	<b>8.723</b>	<b>9.172</b>	<b>8.103</b>	<b>8.170</b>	<b>8.742</b>	<b>7.290</b>	<b>6.256</b>	<b>6.811</b>	<b>6.413</b>	<b>7.102</b>	<b>7.675</b>	<b>9.960</b>	<b>10.169</b>	<b>6.027</b>	<b>135.705</b>
El Hierro	254	295	297	247	202	199	194	243	187	202	200	202	201	212	249	301	199	3.884
Fuerteventura	2.476	2.673	2.654	2.428	2.491	2.303	2.194	2.408	1.913	1.642	1.858	1.497	1.914	1.953	2.518	2.462	1.404	36.787
La Gomera	323	321	322	323	314	43	0	0	71	0	0	0	0	1	55	82	97	1.952
La Palma	517	635	708	703	708	618	656	670	548	475	475	511	486	560	676	758	640	10.342
Lanzarote	1.689	1.721	1.958	2.353	2.675	2.232	2.568	2.741	2.239	1.990	2.253	2.266	2.415	2.531	3.179	3.135	1.874	39.818
Tenerife Norte	1.891	2.183	2.173	1.862	2.035	2.183	2.054	2.215	1.922	1.647	1.754	1.665	1.813	2.124	2.775	2.754	1.479	34.526
Tenerife Sur	674	627	704	807	748	526	504	465	409	300	271	271	273	295	509	677	335	8.395
<b>La Gomera</b>	<b>608</b>	<b>602</b>	<b>605</b>	<b>608</b>	<b>599</b>	<b>323</b>	<b>269</b>	<b>282</b>	<b>262</b>	<b>272</b>	<b>275</b>	<b>284</b>	<b>273</b>	<b>282</b>	<b>327</b>	<b>369</b>	<b>316</b>	<b>6.559</b>
Gran Canaria	325	321	322	323	312	43	0	1	70	0	0	0	0	0	54	81	96	1.949
La Palma	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tenerife Norte	283	281	283	285	287	281	269	281	191	272	275	284	273	282	273	288	220	4.609
<b>La Palma</b>	<b>2.696</b>	<b>2.912</b>	<b>3.019</b>	<b>2.891</b>	<b>2.952</b>	<b>2.847</b>	<b>2.855</b>	<b>2.953</b>	<b>2.413</b>	<b>1.859</b>	<b>2.174</b>	<b>2.248</b>	<b>2.214</b>	<b>2.357</b>	<b>3.111</b>	<b>3.336</b>	<b>2.096</b>	<b>44.932</b>
El Hierro	43	42	42	32	7	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	169

Consumo anual de queroseno según aeropuertos de origen y destino (Tm)																		
Origen/Destino	Año																	Total general
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Fuerteventura	1	5	1	0	1	2	0	4	0	0	1	0	0	0	0	30	0	<b>43</b>
Gran Canaria	504	595	656	663	681	601	643	643	532	461	461	498	472	544	655	738	623	<b>9.969</b>
Lanzarote	45	53	45	46	35	34	35	34	36	0	0	0	0	0	1	46	0	<b>410</b>
Tenerife Norte	2.069	2.172	2.230	2.128	2.227	2.210	2.168	2.260	1.843	1.398	1.712	1.750	1.741	1.813	2.455	2.482	1.441	<b>34.101</b>
Tenerife Sur	34	45	45	23	0	0	10	12	0	0	0	0	0	0	0	40	32	<b>240</b>
Lanzarote	3.263	3.283	3.856	4.736	4.973	3.834	4.354	4.520	3.968	3.440	3.751	3.713	3.926	4.432	5.257	5.435	3.228	<b>69.969</b>
El Hierro	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>3</b>
Fuerteventura	1	2	2	27	32	2	2	0	0	0	0	0	0	1	2	0	1	<b>73</b>
Gran Canaria	1.783	1.823	2.091	2.420	2.728	2.348	2.688	2.792	2.323	2.175	2.469	2.467	2.655	2.825	3.515	3.472	1.994	<b>42.568</b>
La Palma	45	53	46	46	34	34	35	34	36	0	0	0	0	0	0	46	0	<b>410</b>
Tenerife Norte	1.129	1.143	1.387	1.811	1.888	1.217	1.377	1.481	1.427	1.161	1.201	1.199	1.235	1.605	1.725	1.910	1.232	<b>24.126</b>
Tenerife Sur	305	260	329	432	291	233	252	213	181	104	82	47	35	1	16	7	1	<b>2.788</b>
Tenerife Norte	6.561	7.274	7.903	8.077	8.456	7.591	7.564	8.023	6.970	5.762	6.184	6.157	6.357	7.474	9.178	9.507	5.803	<b>124.840</b>
El Hierro	439	442	467	579	601	572	551	561	550	493	446	454	456	536	671	676	527	<b>9.023</b>
Fuerteventura	694	976	1.294	1.356	1.407	994	967	1.045	879	741	736	744	768	1.094	1.222	1.318	878	<b>17.114</b>
Gran Canaria	1.901	2.208	2.216	1.926	2.040	2.249	2.181	2.359	2.049	1.722	1.802	1.713	1.864	2.160	2.790	2.795	1.514	<b>35.488</b>
La Gomera	195	194	194	195	197	192	185	194	130	185	188	191	186	192	185	196	149	<b>3.149</b>
La Palma	2.321	2.415	2.479	2.384	2.493	2.482	2.435	2.534	2.069	1.571	1.927	1.967	1.967	2.040	2.751	2.790	1.618	<b>38.241</b>
Lanzarote	1.011	1.038	1.251	1.636	1.717	1.102	1.245	1.331	1.294	1.050	1.085	1.087	1.117	1.453	1.560	1.730	1.117	<b>21.825</b>
Tenerife Sur	914	817	924	1.033	890	642	616	559	468	339	303	279	279	268	475	654	338	<b>9.798</b>
El Hierro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	12	0	0	0	0	0	0	<b>21</b>
Fuerteventura	43	14	17	8	7	4	1	0	3	1	2	1	1	2	3	0	1	<b>107</b>
Gran Canaria	710	668	759	908	817	598	594	533	463	325	287	272	270	265	469	608	305	<b>8.851</b>
La Gomera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>1</b>
La Palma	34	48	47	24	1	3	14	17	0	0	0	2	0	0	0	40	32	<b>261</b>
Lanzarote	127	87	101	92	65	38	6	9	2	4	3	5	9	1	3	6	0	<b>557</b>
<b>Total general</b>	<b>25.900</b>	<b>27.840</b>	<b>29.983</b>	<b>30.874</b>	<b>31.955</b>	<b>27.539</b>	<b>27.839</b>	<b>29.500</b>	<b>25.031</b>	<b>21.090</b>	<b>22.813</b>	<b>22.073</b>	<b>23.574</b>	<b>26.379</b>	<b>33.107</b>	<b>34.376</b>	<b>20.936</b>	<b>460.810</b>

Tabla 213 Consumo anual de querosenos según aeropuerto de origen y destino (Tm)

Finalmente, se proyecta el consumo de querosenos de la navegación aérea insular para el horizonte de planificación del PTECan, tomando como variable de referencia la evolución prevista del consumo total de querosenos por islas para Canarias (dato expuesto en el capítulo 2 de este documento).

Estimación del consumo de queroseno en sector aéreo insular (Tm)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	7.904	7.880	4.281	3.175	2.549	387	854	27.030
2023	7.846	7.787	4.261	3.178	2.470	384	859	26.784
2025	7.701	7.565	4.187	3.193	2.333	381	864	26.225
2030	7.441	7.110	3.899	3.258	2.083	381	858	25.029
2035	7.260	6.807	3.779	3.285	1.954	379	860	24.325
2040	7.162	6.640	3.721	3.299	1.879	376	863	23.941

Tabla 214 Estimación de consumo de queroseno en sector aéreo insular (Tm)

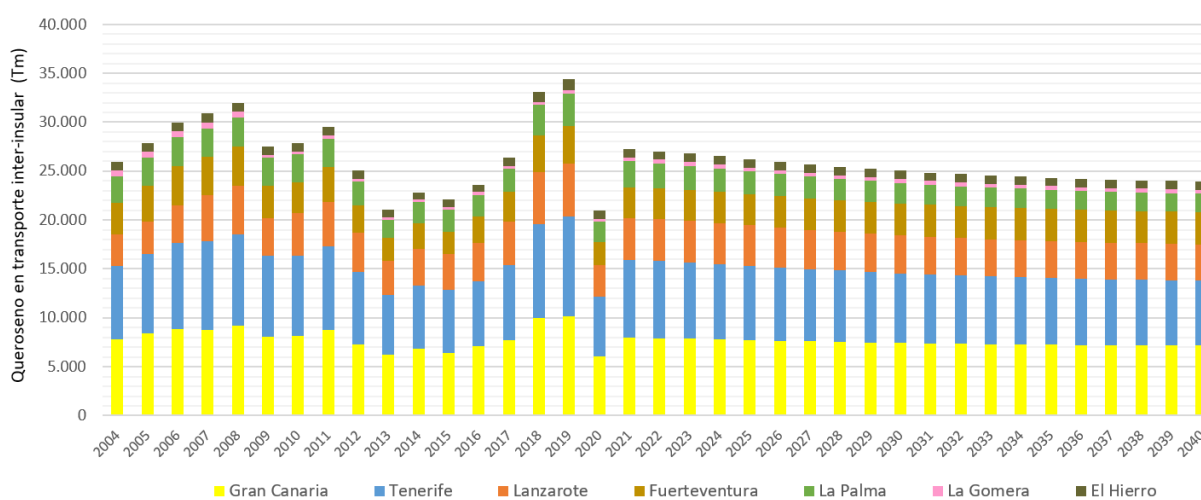


Ilustración 106 Estimación de consumo de queroseno en sector aéreo insular (Tm)

#### 7.4.2 OBJETIVO DE DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE AÉREO

Siguiendo principios semejantes a los manifestados para la navegación marítima, se considera que el margen de actuación del PTECan se debería centrar en la **búsqueda de soluciones que permitan descarbonizar la fracción destinada al transporte aéreo insular**. Tal como plantea el PNIEC, en la actualidad la única tecnología apta para alcanzar este objetivo es la producción de combustibles renovables, siendo además en este caso recomendable el uso de soluciones como los querosenos sintéticos, donde no existirían problemas adicionales relativos al almacenamiento a presión o donde no se verían afectadas drásticamente las condiciones constructivas de los aviones, por ejemplo, por el aumento de peso en soluciones de almacenamiento.

El proceso de producción de este queroseno sintético es semejante al expuesto en el apartado 7.3, siendo plausible la aplicación del proceso Fischer – Tropsch para sintetizar combustible líquido en forma de queroseno mediante la combinación de hidrógeno producido con agua y energía eléctrica de origen renovable (preferentemente no gestionable) y dióxido de carbono rescatado del aire o de otras industrias que, en su normal funcionamiento, produzcan este contaminante. En el último año incluso se han publicado variantes tecnológicas que usan como fuente de referencia plantas de concentración solar, consiguiendo el combustible sintético

mediante oxidación y reducción termoquímica de agua y CO<sub>2</sub>, originalmente obtenido en forma de gas y, posteriormente, licuado para su transformación en queroseno.

La tecnología en sí es conocida pero presenta un nivel de madurez insuficiente que hace que el coste de esta opción tecnológica sea alto. Adicionalmente, la eficiencia global del proceso ronda el 30%, lo que se traduce en un aumento de los costes que afecta directamente a la energía eléctrica que es necesaria para la producción de este combustible. En cualquier caso, como se plantea para otras tecnologías disruptivas de ese sector, con el aumento de la experiencia y el número de proyectos desplegados en Europa en los próximos años, se espera una reducción de los costes de inversión y operación de esta tecnología.

Dado el nivel de madurez de la tecnología, se plantea que en la **Alternativa 1** del PTECan se lleve a cabo la instalación de una planta experimental de producción de queroseno sintético capaz de suministrar combustible sintético renovable para al menos un aeropuerto de Canarias. Esta experiencia piloto será fundamental para que, en una fase posterior, se proponga a 2030 la instalación de una planta, o varias, capaces de producir las necesidades de queroseno sintético de Canarias para atender el suministro del transporte aéreo entre islas. Alternativamente, se podría plantear la importación de querosenos sintéticos de otra región de España en caso de que se determina la no viabilidad técnica y/o económica de su producción en Canarias. En este subsector, el planteamiento de la **Alternativa 2** sería semejante al de la Alternativa 1. Por su parte, la **Alternativa 0** asume el uso de querosenos tradicionales.

## 7.5 MODELIZACIÓN

Para cada uno de los tres subsectores que componen el sector del transporte de Canarias se han estimado las demandas previstas en el horizonte de planificación, habiéndose incluido dichas demandas en el modelo energético implementado para cada uno de los sistemas energéticos de Canarias. Tanto la demanda del vehículo eléctrico como la relativa a la electrificación de barcos de recreo y pesqueros que recorren rutas de cercanía, se unen a la demanda eléctrica general de cada sistema eléctrico, ejecutándose un balance energético con resolución quinceminutal en el cual se identifica la contribución de cada una de las fuentes energéticas que participan en el mix energético del archipiélago para la satisfacción de esa demanda.

Por otra parte, una fracción de la energía producida por generadores renovables no gestionables es destinada a la producción de hidrógeno verde. Comúnmente, siguiendo una política de reducción de costes de operación de los sistemas energéticos de Canarias y, en coherencia con la potencia total instalada en electrolizadores, se prioriza la producción de hidrógeno en horas en las que la energía renovable no gestionable es superior a la demanda eléctrica. Así pues, en el modelo ISLA la producción de hidrógeno se integra como otra solución de gestión de demanda que permite reducir la aplicación de políticas de corte a la generación eólica y fotovoltaica. El planteamiento propuesto hace posible que no sólo se satisfaga la mayor parte de la demanda asociada a movilidad con energías renovables sino que, adicionalmente, se reduzca al máximo posible la contaminación, a sabiendas de la alta contribución de la movilidad en Canarias a la huella de carbono del archipiélago. En las siguientes tablas se presenta el balance de consumos por subsector del transporte en Canarias para las tres alternativas al modelo energético PTECan.

Consumos asociados a los sectores de la movilidad de Canarias [Alternativa 0]								
Año	Movilidad terrestre			Movilidad marítima				Movilidad aérea
	Demanda eléctrica (MWh)	Gasoil	Gasolina	Diésel oil	Fuel oil	Gasoil	Gasolina	Queroseno Tm
2022	14.709	484.644	691.803	92.826	2.046.369	541.422	332	289.691
2023	21.872	488.350	717.665	105.062	2.051.943	519.063	366	296.554
2025	38.328	485.465	744.346	116.230	2.054.995	496.075	432	305.186
2030	91.742	474.258	802.608	150.457	2.076.756	429.860	598	317.391

Tabla 215 Consumos asociados a los sectores de la movilidad de Canarias [Alternativa 0]

Consumos asociados a los sectores de la movilidad de Canarias [Alternativa 1]														
Año	Movilidad terrestre					Movilidad marítima								Movilidad aérea
	Demanda eléctrica (MWh)	Hidrógeno (tH <sub>2</sub> )	Gasoil	Gasolina	Biogás	Hidrógeno (tH <sub>2</sub> )	GNL (tGNL)	Blending (tGNL-H <sub>2</sub> )	Demanda eléctrica (MWh)	Diésel oil	Fuel oil	Gasoil	Gasolina	Queroseno Tm
2022	95.923	23.494	472.463	674.414	2.011	1.182	6.698	7.880	848.908	46.413	1.023.185	216.569	133	289.691
2023	161.599	41.021	467.542	687.086	3.511	2.064	11.696	13.760	780.219	52.531	1.025.971	207.625	146	296.554
2025	336.246	87.638	441.767	677.346	7.502	4.410	24.988	29.398	686.643	58.115	1.027.497	198.430	173	305.186
2030	1.025.283	150.754	349.681	591.780	23.252	13.668	77.453	91.121	503.733	75.228	1.038.378	171.944	239	317.391

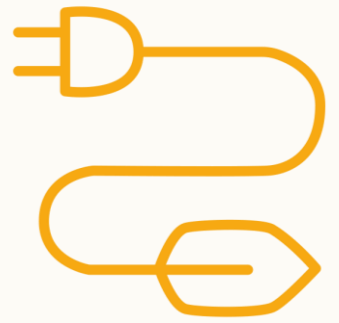
Tabla 216 Consumos asociados a los sectores de la movilidad de Canarias [Alternativa 1]

Consumos asociados a los sectores de la movilidad de Canarias [Alternativa 2]														
Año	Movilidad terrestre					Movilidad marítima								Movilidad aérea
	Demanda eléctrica (MWh)	Hidrógeno (tH <sub>2</sub> )	Gasoil	Gasolina	Biogás	Hidrógeno (tH <sub>2</sub> )	GNL (tGNL)	Blending (tGNL-H <sub>2</sub> )	Demanda eléctrica (MWh)	Diésel oil	Fuel oil	Gasoil	Gasolina	Queroseno Tm
2022	89.511	23748	473.136	675.376	1888	591	3349	3940	282969	23.207	511.592	433.138	266	289.691
2023	137.502	37699	470.434	691.336	2997	1032	5848	6880	260073	26.265	512.986	415.251	292	296.554
2025	247.817	69758	452.880	694.385	5.546	2205	12.494	14699	228881	29.057	513.749	396.860	346	305.186
2030	607.088	102458	399.566	676.202	13.847	6834	77.453	45561	167911	37.614	519.189	343.888	479	317.391

Tabla 217 Consumos asociados a los sectores de la movilidad de Canarias [Alternativa 2]

# 8

## Políticas sectoriales y Ahorro y Eficiencia energética





## 8 Políticas sectoriales y Ahorro y Eficiencia energética

---

El ahorro y la eficiencia energética juegan un importante papel en la descarbonización de la economía, pues una **cierta parte de la energía que se consume puede ser no consumida sin que ello perjudique nuestra actividad económica o forma de vida.**

Los problemas vinculados con la vertiente económica de la energía han variado a lo largo del tiempo. En la década de los setenta la atención estaba dirigida al mercado del petróleo, a la sustitución de energías fósiles y la búsqueda de alternativas en las energías renovables. En los años ochenta se centraron los esfuerzos en conocer e identificar los efectos ambientales de la producción y la utilización de la energía. Durante la década de los noventa, el debate se centró en la liberalización de los mercados energéticos y la reestructuración de los procesos de producción, mientras que la discusión ambiental se enfocó en los efectos del cambio climático. En los últimos años, el debate ha pasado a los altos costes de la energía, la escasez de fuentes de suministro, la seguridad energética y la conservación, en general, de la vida tal y como la conocemos.

Algunas actividades sistemáticas que podrían llevarse a cabo para modificar nuestras pautas de consumo pueden ser englobadas dentro de las cuatro actuaciones siguientes, que podrían considerarse como los ejes principales de las actuaciones propuestas en este capítulo:

- \* **Reducción del consumo**, a partir de cambios técnicos que incrementen la eficiencia en el uso y conducta de los usuarios;
- \* **Gestión de demanda** (“Demand Side Management”) para desplazar la demanda eléctrica a los momentos en los que su consumo es más favorable para el Sistema Eléctrico;
- \* **Sustitución de combustibles caros o escasos por otros más baratos o abundantes (renovables);**
- \* Cambios de configuración en el mix energético (re-electrificación). **Ampliación de la oferta de instalación de fuentes de energía alternativas** y de los procesos que primen la eficiencia y la baja contaminación.

Por otra parte, la **construcción bioclimática** de edificios, **recuperación de energía** en las plantas desaladoras, **dispositivos de gestión inteligentes** discriminatorios a la hora de consumir energía, aprovechamiento de manera masiva la producción renovable en las isla, los **vehículos eléctricos** (más eficientes y con capacidad de gestión demanda) o el uso de mayor superficie de paneles solares térmicos para la obtención del ACS, tanto para uso personal como para piscinas y balnearios, son algunas de las muchas medidas que pueden llevarse a cabo en Canarias.

El PNIEC aboga por dar un paso al frente en el campo de la eficiencia energética y propone la consecución de un mínimo de mejora de la eficiencia energética del 32,5% en 2030, porcentaje fijado por la Directiva de Eficiencia Energética. Además, en el Escenario Objetivo de dicho Plan, se propone una reducción del 39,5% en energía primaria para 2030, consumiéndose, en ese año, 98,5 Mtep (sin tener en cuenta los usos energéticos). El ahorro acumulado de energía final propuesto por el PNIEC equivale a 36.809 ktep desde el inicio del año 2021 hasta el fin del 2030. Esto se traduce en un 1,9% de reducción anual desde el año 2017 en energía primaria. Suponiendo una mejora del Producto Interior Bruto, en el mismo período, del 1,7% anual, ligado a la mejora de la eficiencia mencionada, dan como resultado una mejora de la Intensidad Energética Primaria del 3,5% anual hasta el año 2030.

Por otro lado, también originario de la Directiva de Eficiencia Energética, surge un objetivo de mejora y renovación del parque edificatorio público, que se fija en un 3% al año; invitando, de forma paralela, a renovar 300.000 m<sup>2</sup>/año en la Administración General del Estado. Para su cumplimiento, se insta a las Comunidades Autónomas y a las Entidades Locales a que pongan sus esfuerzos en este objetivo de mejora del 3%/año de superficie edificada y climatizada de dichas edificaciones, así como el de renovación de construcciones públicas a ritmo de 300.000 m<sup>2</sup>/año, este segundo de forma no obligatoria.

**La Ley de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias señala en su artículo 36 actuaciones específicas para la renovación de los edificios del sector público canario. Entre otras medidas se incrementa el objetivo de renovación al 5% de la superficie edificada y climatizada del parque inmobiliario. De la misma forma, establece que el PTECan debe establecer los indicadores necesarios para hacer el seguimiento de la renovación.** Dichas actuaciones en materia de renovación periódica del edificio se deben contemplar en el Libro del Edificio, incluso contemplándose un cronograma con las actuaciones previstas o realizadas en materia de optimización de la eficiencia y las condiciones ambientales.

En las ciudades las actuaciones se han centrado en las edificaciones y en la movilidad. En lo que respecta a los edificios, se ha creado la Estrategia a largo plazo para la Rehabilitación Energética en el Sector de la Edificación en España (ERESEE), que se apoya en el CTE, en el RITE y en el Sistema de Certificación Energética de los Edificios, entre otros.

También debe ser mencionado el programa de ayudas para la rehabilitación energética de los edificios existentes, denominado Programa PAREER-CRECE y el Fondo JESSICA-FIDAE, ambos coordinados por el IDAE. Las administraciones públicas articulan la eficiencia energética en las ciudades y las áreas funcionales urbanas mediante las estrategias de Desarrollo Urbano Sostenible e Integrado (DUSI).

En el campo del transporte y la movilidad sostenible, se ha tratado de marcar rumbo hacia aquellas formas de transporte que requieran menos energía y a mejorar la eficiencia del parque de vehículos.

En la industria, se ha tratado de dar apoyo financiero a la inversión industrial en el ámbito de la política pública de fomento de la competitividad, además de existir programas de ayudas a pymes y grandes empresas, financiados por el FNEE, con el objetivo de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> mediante la mejora de la eficiencia energética.

Como resultado de estas medidas y de **planes desarrollados con anterioridad, se ha logrado un descenso anual de la intensidad energética final del 2%**. Además, con las medidas propuestas por el Gobierno Central en el PNIEC, se espera que la mejora de la eficiencia sea del 39,5%, **fijándose a través del PTECan entre el 27-30% (dependiente de la alternativa seleccionada) para Canarias** debido a la inexistencia de grandes consumos en climatización a diferencia de lo que ocurre en el resto del estado español.

En este capítulo del documento se exponen principalmente las medidas que se consideran claves para alcanzar los objetivos de mejora de eficiencia energética hasta 2030 conforme a lo expuesto en el párrafo anterior. De igual forma, en el Anexo V al PTECan, se han presentado una batería de otras medidas las cuales se recomienda su adopción teniendo en cuenta que la totalidad de ellas serían perfectamente viables en la realidad energética del archipiélago canario.

## 8.1 SECTOR RESIDENCIAL

En el sector residencial se han venido desarrollando actuaciones de mejora de la eficiencia energética por medio de actuaciones como el Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020. Una de las peculiaridades de este sector en Canarias es la alta predominancia de los consumos eléctricos frente a otras regiones en España dado que las necesidades de confort térmico son generalmente mucho menores a las que se requieren en la península.

Algunas de las medidas que podrían adoptarse en este ámbito para aumentar el ahorro y la eficiencia de estas edificaciones son:

- ✳ **Arquitectura bioclimática:** Propone realizar un estudio de las condiciones climatológicas del emplazamiento donde se encuentra la edificación. De este modo puede conocerse las características intrínsecas del clima en la región concreta y establecer medidas o cambios para aprovechar la energía del medio natural y reducir el consumo energético.
- ✳ **Sustitución de termos eléctricos por sistemas solares térmicos:** Estos dispositivos suponen alrededor del 20% del consumo eléctrico en los hogares de las islas, es por ello que requiere una especial mención. Debido al clima de Canarias en casi todo su territorio es viable la instalación de sistemas solares térmicos con capacidad para llevar a cabo el mismo servicio que actualmente proveen los termos eléctricos sin consumo eléctrico o con un uso de energía eléctrica escaso. Se convierte en una de las principales alternativas.
- ✳ **Sistemas climáticos inteligentes:** En los meses de verano y, sobre todo, en los días más calurosos, el consumo en climatización registrado es muy alto, pudiendo llegar a poner en entredicho la estabilidad de la red en momentos puntuales. Aprovechando el desarrollo tecnológico que están teniendo los equipos de aire acondicionado, podría dotárseles, al igual que a los termos eléctricos, de dispositivos para la gestión acompañando su uso con la generación renovable existente en cada momento.
- ✳ **Vehicle To Home (VTH):** Las baterías de los vehículos eléctricos tienen el potencial de poder proveer servicios de almacenamiento descentralizados. Esto es posible gracias al método de carga bidireccional (algo que actualmente es viable para vehículos con toma CHAdeMO pero que en breve también lo será para otros modelos). Así pues, la batería del coche podría dar soporte a las casas e integrarse con generación renovable en autoconsumo.
- ✳ **Autoconsumo:** La eficiencia energética es el principal objetivo que se pretende cuando se realiza una instalación para autoconsumo. Generalmente el usuario que instala una planta fotovoltaica suele ser más consciente del gasto energético y trata de optimizar el uso de su sistema para alcanzar el mayor rendimiento posible de la instalación.
- ✳ **Comunidades energéticas:** Las medidas en las comunidades energéticas no sólo se centran en el cambio del modelo de generación sino también en la optimización de los consumos. Así pues, las comunidades energéticas se basan en la participación abierta y voluntaria y aseguran la independencia y autonomía en la toma de decisiones, abriendo un marco de empoderamiento de la ciudadanía en donde todos son responsables y beneficiarios directos.
- ✳ **Otras medidas generales:** Tales como el control de la iluminación inteligente, adoptar medidas de eficiencia energética en ascensores, usar elementos parcialmente aislantes del exterior, utilizar programas corto de lavado, apagar completamente los aparatos

electrónicos y otras medidas genéricas que se vienen fomentando desde los últimos 20 años.

En el apartado 5.1 del Anexo al PTECan se da más detalles de cada una de estas medidas. Tras realizar un análisis de las medidas propuestas y desarrollar la búsqueda de la información necesaria específica para el territorio de Canarias se lleva a cabo una cuantificación de la mejora prevista en este sector.

En el caso del sector residencial, la medida detectada como más adecuada por probabilidad de éxito y facilidad es el cambio de termos eléctricos por sistemas de captadores solares térmicos. Esto hace que dicha medida sea considerada como la condición mínima de cumplimiento del PTECan para el sector residencial.

Sector	Medida	Alternativa 1 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción	Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción
Residencial	Instalación de sistemas solares térmicos para eliminación de termos eléctricos (10% y 22%)	32,999.60	2.0%	72,599.12	4.45%

Tabla 218 Reducción esperada a 2030 con las medidas de eficiencia propuestas en el sector residencial

## 8.2 SECTOR TURÍSTICO

El sector turístico es el principal motor de la economía de Canarias teniendo un importante uso intensivo de la energía para fines como la climatización de piscinas, balnearios, alumbrado en zonas comunes, confort térmico, suministro eléctrico en habitaciones, cocinas, lavanderías, etc.

Aunque a priori las condiciones climatológicas de Canarias no inducen a pensar en grandes cargas térmicas para estos conceptos, sí que deben tenerse en cuenta y pueden realizarse grandes ahorros adoptando medidas que aumenten la eficiencia de los sistemas que produzcan este calor en el sector turístico.

Algunas de las medidas que podrían adoptarse en este sector para aumentar el ahorro y la eficiencia son:

- ✳ **Climatización y agua caliente sanitaria:** En lo que respecta a agua caliente sanitaria, se necesitan, para un hotel de 5 estrellas, 69 litros por persona y día de ACS a 60°C. Además de esto, el hotel puede contar con instalaciones tipo spa o balneario, que usarán ACS casi con total seguridad y también piscinas que podrían estar climatizadas en algunas épocas del año. Otro consumo importante de ACS es el agua para el saneamiento de las cocinas y sus enseres, ya que se precisa gran cantidad de utensilios y se usan de forma intensiva. Se plantean distintas alternativas como el uso de la solar térmica, la geotermia de baja entalpía y la biomasa.
- ✳ **Autoconsumo:** La mayoría de los hoteles posee superficie y recurso disponible en sus parcelas para autoabastecerse de energías renovables. Esto le aporta multitud de beneficios, tanto económicos, como medioambientales como de posicionamiento del alojamiento como sostenible.

- ✳ **Comunidades energéticas hoteleras:** Una alternativa al modelo energético que podría ser implantado en los hoteles sería la creación de comunidades energéticas, optimizándose las instalaciones de generación y consumo con la unión de varios hoteles y apartamentos ubicados en cercanía.
- ✳ **Recomendaciones generales:** Se plantean alternativas como sustituir la luminaria e instalar sensores de detección de movimiento, instalar un sistema de control inteligente que gestione los consumos, fomentar del uso del transporte sostenible en el turismo, incentivar a los turistas desde los hoteles a visitar establecimientos comerciales que se basen en el uso de energías limpias de forma eficiente o reordenar los horarios de los trabajadores de forma que permita implementar, desde el complejo hotelero, un transporte colectivo para los trabajadores, evitando multitud de desplazamientos singulares.

En el caso del sector turístico, ya realizada la proposición de medidas, es necesario comprender cuál es el grado de reducción en consumo de energía primaria que permite realizar cada una de ellas, o, al menos, aquellas que son consideradas como clave.

En este sector se han identificado un total de 5 medidas clave, referidas principalmente a piscinas climatizadas, generación de agua caliente sanitaria y una última, de menor peso, relativa a la mejora de eficiencia en motores térmicos. Se recogen en la siguiente tabla.

Sector	Medida	Alternativa 1 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción	Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción
Turístico	Instalación de colectores solares para ACS en detrimento de termos eléctricos (11% y 22%)	15,896.75	1.0%	31,793.51	1.95%
	Alumbrado (13,1% del consumo del sector) (1% y 0,5)	2,601.27	0.2%	1,300.63	0.08%
	Cobertura de la piscina en los momentos de no uso (33,33 % y 35% de mejora en eficiencia de la energía usada para calefactar piscinas en Canarias)	7,838.08	0.5%	8,230.80	0.50%
	Sustitución de máquinas térmicas y motores por otras más eficientes, como motores de filtrado de piscinas, cámaras frigoríficas, ascensores, etc. (2%)	5,202.53	0.3%	5,202.53	0.32%
	Calentamiento del agua de piscinas climatizadas mediante colectores solares térmicos (33,33% y 35%)	7,838.08	0.5%	8,230.80	0.50%

Tabla 219 Reducción esperada a 2030 con las medidas de eficiencia propuestas en el sector turístico

### 8.3 INDUSTRIA DEL AGUA

El crecimiento demográfico implica una mayor demanda de los servicios de agua potable y alcantarillado, incluyendo el tratamiento de aguas servidas, lo que implica un mayor consumo de energía. El crecimiento económico de las regiones, de forma paralela, trae consigo un incremento de los requerimientos energéticos, que también precisan de agua para su producción. De ello surge la relevancia de las auditorías energéticas y las mejoras en los equipos y la infraestructura (plantas, medidores, bombas, motores, válvulas, cañerías, etc.) en busca de

mejorar la eficiencia en el suministro de este recurso, tanto el agua como la energía necesaria para moverla. Los sectores del agua y la energía están estrechamente ligados en Canarias.

La relación “energía para agua” se entiende como el total de energía necesario para que el agua alcance los niveles de calidad necesarios para su consumo, así como la determinación de la huella energética del agua, que queda determinada por la necesidad de consumir entre 0,37 kWh y 8,5 kWh de energía para obtener 1 metro cúbico de agua potable (dependiendo de la técnica usada si bien para desalación con recuperación a través de cámaras isobáricas se necesita alrededor de 2,5 kWh/m<sup>3</sup>).

Algunas de las medidas que podrían adoptarse en este sector para aumentar el ahorro y la eficiencia son:

- ✳ **Medidas para Estaciones de Desalación de Agua de Mar (EDAM):** Actualmente, el coste energético de producir agua desalinizada se sitúa alrededor de los 2,5 kWh/m<sup>3</sup>. Algunas de las medidas que podrían ser implantadas son:
  - Instalación de autoconsumo para suplir parte de la demanda energía eléctrica de la estación desalinizadora.
  - Utilizar equipos con una alta eficiencia.
  - Realización de una auditoría energética.
  - Actuaciones en los sistemas de bombeo.
  - Monitorización y seguimiento de todos los procesos y consumos de la planta.
  - Sistema de limpieza de filtros y membranas que minimicen las pérdidas de carga.
  - Sustitución de las membranas por unas de nueva tecnología más eficientes.
  - Instalar ERIs (denominación procedente de la empresa creadora Energy-Recovery, Inc.) de mayor rendimiento.
  
- ✳ **Medidas para Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR):** os consumos en Canarias se sitúan alrededor de 1,7 kWh/m<sup>3</sup> de agua depurada, pudiendo llegar hasta 1,4 kWh/m<sup>3</sup> o incluso menos con los nuevos avances en esta materia.
  - Instalación de autoconsumo para suplir parte de la demanda eléctrica de la EDAR.
  - Realización de una auditoría energética.
  - Actuaciones en los sistemas de bombeo.
  - Monitorización y seguimiento de todos los procesos y consumos de la planta.
  - Actuaciones en el tratamiento primario.
  - Actuaciones en el tratamiento secundario.
  - Sectorización de la depuradora.
  
- ✳ **Optimización del suministro de agua:** Es quizás una de las medidas de mayor potencial de ahorro en Canarias. Se conoce de la existencias de pérdidas en las redes de abasto de extrema importancia por averías en la red de suministro difíciles de detectar.
  - Reducir fugas y/o pérdidas de agua en el transporte es una forma directa de disminuir el consumo eléctrico, ya que obligan a producir u obtener y distribuir más agua de la necesaria y a aumentar la presión del sistema para garantizar que el agua llegue a los puntos de consumo.
  - Auditorías energéticas a nivel de sistema general.
  - Consumo de energía inteligente.
  - Actuaciones en los sistemas de bombeo.

✳ **Optimización en el consumo de agua:** Desde el lado donde se consume el recurso, son también numerosas las actuaciones que pueden llevarse a cabo para permitir un ahorro de agua y de energía. Muchas de estas medidas simplemente tratan de evitar el derroche del recurso.

- Instalación de equipos de mayor eficiencia hídrica
- Mejoras asociadas a la vivienda
- Restricciones en el consumo
- Conciencia ambiental

En este sector se han identificado un total de 3 medidas clave, referidas a estaciones EDAR, EDAM y reducción de pérdidas. Se presentan en la siguiente tabla.

Sector	Medida	Alternativa 1 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción	Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción
Industria del Agua	Mejoras en desaladoras (Mejoras en dispositivos recuperadores de energía, membranas más eficientes, motores más afinados, etc) (Pasa de 3,7 a 2 kWh/m <sup>3</sup> )	53,119.56	3.3%	53,119.56	3.25%
	Mejoras en estaciones EDAR (Instalación de levitadores magnéticos) (20% y 18%)	4,175.68	0.3%	3,707.55	0.23%
	Reducción de las pérdidas en la red de abastecimiento (23,97% de reducción de las pérdidas)	17,740.80	1.1%	17,740.80	1.09%

Tabla 220 Reducción esperada a 2030 con las medidas de eficiencia propuestas en la industria del agua

En lo que se refiere a las pérdidas del agua puesta en red, se obtienen los datos del agua suministrada y el agua facturada de los diferentes planes hidrológicos de las islas, obteniendo el porcentaje de pérdidas de agua debido a múltiples factores. Estos porcentajes son superiores al usado para el total de las islas, debido a que, según el ISTAC, para el total de Canarias, las pérdidas reales son del 23,9 %. Si se obtiene este mismo porcentaje con los datos de los planes hidrológicos, el porcentaje obtenido es de 43,62 %, casi doblando el porcentaje de pérdidas reales publicado por el ISTAC. De estas dos alternativas se usa, a efectos de determinar unas medidas realizables, el porcentaje del ISTAC, ya que es más conservador y es más viable de llevar a cabo. Si tras las actuaciones se logra reducir más de un 23,9% será también válido ya que se logra, igualmente, cumplir el objetivo.

De la misma forma y de la misma fuente, los planes hidrológicos de las diferentes islas, se obtiene el agua suministrada total y el agua registrada, obteniendo así una diferencia y el agua perdida. Tras varias búsquedas, se obtiene un consumo del bombeo de este agua de 0,42 kWh/m<sup>3</sup> para una altura de 100 metros. Suponiendo una altura media en Canarias (teniendo en cuenta la escueta altitud de las islas orientales y la gran envergadura de las islas occidentales, así como el gran porcentaje de ocupación en las zonas costeras de las islas) de 300 metros, queda un factor de 1,26 kWh/m<sup>3</sup>. Una vez obtenidos los datos, se realiza el cálculo y los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Isla	Agua suministrada (hm <sup>3</sup> )	Agua consumida (hm <sup>3</sup> /año)	% Agua no controlada	Energía evitable (Tep)
Gran Canaria	145,2	87,8	39,53%	15.911,28
Tenerife	197,47	106,64	46,00%	25.179,79
Lanzarote	25,45	11,73	53,91%	3.803,18
Fuerteventura	17,45	7,46	57,25%	2.769,23
La Palma	9,00	2,40	26,67%	665,28
El Hierro	0,72	0,36	49,70%	98,98
La Gomera	0,16	0,12	25,64%	11,81

Tabla 221 Pérdidas de agua y energía en Canarias, insularizado

## 8.4 INDUSTRIA

El sector industrial representa un gran porcentaje de consumo energético en Canarias, donde una cierta parte de dicha industria podría aprovecharse de los beneficios, tanto económicos como ambientales, que aportaría la adopción de políticas de control y aumento de la eficiencia energética o la introducción de innovaciones basadas en nuevas metodologías de trabajo. Para este subsector, las medidas principales propuestas son:

- \* Autoconsumo, total o parcial, de las instalaciones de las empresas.
- \* Renovación de equipamiento y maquinaria antiguos por unos nuevos de alta eficiencia.
- \* Realización de una auditoría energética.
- \* Renovación de luminarias por unas de mayor eficiencia e implementación de un sistema de regulación automática de la iluminación.
- \* Consumo de energía inteligente.
- \* Medidas en sistemas de bombeo y grandes motores eléctricos.
- \* Implantación de un sistema de gestión energética y/o ambiental.
- \* Combined Heat and Power (cogeneración).
- \* Modificación de hábitos para aprovechar al máximo la luz natural.
- \* Aprovechamiento de las energías residuales.
- \* Diversificación de las fuentes de energía tradicionales por otros tipos menos contaminantes
- \* Comunidades energéticas industriales.

En este sector se define como medida prioritaria la instalación de equipos de mayor eficiencia y el aprovechamiento de la cogeneración para un mayor aprovechamiento del calor residual. Se presenta en la siguiente tabla su cuantificación.



Sector	Medida	Alternativa 1 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción	Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción
Industria	Equipos de mayor eficiencia y aprovechamiento de energías residuales (5% y 10%)	3,779.77	0.2%	7,559.54	0.46%

Tabla 222 Reducción esperada a 2030 con las medidas de eficiencia propuestas en la industria

## 8.5 ADMINISTRACIONES PÚBLICAS

Según encomienda el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en materia de renovación de edificios pertenecientes a las administraciones públicas, deben renovarse estos establecimientos a un ritmo del 3% al año, así como se instiga a renovar 300.000 m<sup>2</sup>/año en las edificaciones de la Administración General del Estado. Este objetivo se incrementa con la LCCTE en Canarias fijándolo en el 5% al año.

Para la consecución de estos objetivos se han desarrollado una serie de mejoras y actuaciones a desarrollar en estos establecimientos, de modo que se reduzca el consumo energético derivado de su uso sin afectar al normal funcionamiento del mismo ni las condiciones de confort de los usuarios que hacen uso de sus instalaciones. Las medidas claves son:

- \* Autoconsumo, total o parcial, de las instalaciones públicas.
- \* Renovación de luminarias por unas de mayor eficiencia e implementación de un sistema de regulación automática de iluminación.
- \* Control de consumo de los equipos de climatización y calefacción e instalación de aerotermia y solar térmica de baja temperatura para ACS.
- \* Actuaciones sobre los ascensores.
- \* Implantación de sistemas de transporte colectivo.

En este sector se detectan tres medidas clave, las cuales se basan en instalar equipos colectores solares para obtención de ACS, realizar medidas correctivas en la iluminación y dotar de mayor control a los equipos de aire acondicionado para disminuir su consumo. Se muestran en la siguiente tabla las reducciones obtenidas.

Sector	Medida	Alternativa 1 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción	Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción
Administraciones Públicas	Instalación de colectores solares térmicos para la obtención del ACS (12%)	10,105.44	0.6%	10,105.54	0.62%
	Mejoras en iluminación (1% y 0,5%)	1,486.11	0.1%	743.06	0.05%
	Mejoras conseguidas tras monitorizar y controlar los consumos de los A/C (1% y 0,7%)	1,486.11	0.1%	1,040.28	0.06%

Tabla 223 Reducción esperada a 2030 con las medidas de eficiencia propuestas en las administraciones públicas

## 8.6 SECTOR SERVICIOS

En los edificios o servicios que componen este sector, las actuaciones en materia de eficiencia energética irían enfocadas principalmente al sistema de iluminación, agua caliente sanitaria y climatización, incluyendo este último actuaciones sobre la envolvente en forma de aislamiento que permita reducir la demanda térmica en aquellos espacios donde se requiera del uso de climatización, si bien, existirán posibles actuaciones en otros sistemas, pero con un menor grado de ahorro respecto a los mencionados anteriormente. A continuación se nombran las mejoras que pueden realizarse en materia de eficiencia energética en este ámbito.

- \* Autoconsumo, total o parcial, de las instalaciones de las empresas.
- \* Realización de una auditoría energética.
- \* Renovación de luminarias por unas de mayor eficiencia e implementación de un sistema de regulación automática de iluminación.
- \* Control de consumo de los equipos de climatización y calefacción e instalación de aerotermia y solar térmica de baja temperatura para ACS.
- \* Actuaciones sobre los ascensores.
- \* Implantación de sistemas de gestión energética y control de consumo.
- \* Instalación de calderas de biomasa.

En este sector se detectan dos medidas clave, las cuáles se basan en ACS e iluminación. Se presenta en la siguiente tabla.

Sector	Medida	Alternativa 1 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción	Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción
Sector Servicios	Mejoras en iluminación (1% y 0,5%)	2,528.45	0.2%	1,264.22	0.08%
	Instalación de colectores solares térmicos para la obtención del ACS (12%)	17,193.41	1.1%	17,193.41	1.05%

Tabla 224 Reducción esperada a 2030 con las medidas de eficiencia propuestas en el sector servicios

## 8.7 SECTOR DEL TRANSPORTE

A pesar de que en el apartado “Movilidad sostenible y gestión de demanda” se hace un análisis pormenorizado de las distintas políticas que deberían ser implementadas para la descarbonización del sector del transporte, en este apartado se analizarán aspectos relativos al ahorro y eficiencia energética asociada a este sector.

El sector del transporte es el responsable de una gran parte de la contaminación emitida al ambiente en Canarias. El modelo de transporte existente desde hace muchos años está enfocado en el uso de combustibles fósiles para generar la energía necesaria en el desplazamiento. Cambiar de forma repentina este modelo es algo no viable. Existen, eso sí, las alternativas necesarias para dar este cambio de forma progresiva, pero debe desplegarse la infraestructura necesaria, sin la cual este cambio de modelo energético no sería posible.

A continuación, se listan una serie de medidas que allanarían el camino a recorrer para cambiar el modelo de transporte del uso de combustibles fósiles al uso de energía eléctrica generada de forma limpia mediante el uso de fuentes renovables. En el Anexo V al PTECan se describe cada una de ellas.

- \* Zonas de bajas emisiones en los municipios de más de 50.000 habitantes.
- \* Medidas de cambio modal.
- \* Promoción del uso de la bicicleta.
- \* Barcos, aviones y camiones de transporte sólo inicien la marcha cuando estén en la carga óptima.
- \* Auditorías a las flotas de vehículos, barcos y aviones.
- \* Formación de los conductores en materia de conducción eficiente.
- \* Uso más eficiente de los medios de transporte.
- \* Renovación del parque automovilístico hacia uno más eficiente y menos contaminante.
- \* Impulso al vehículo eléctrico.
- \* Mejora del servicio y electrificación de transporte público.

En este sector se detectan tres medidas clave, las cuales se basan en sustituir unidades movidas por combustibles fósiles a favor de unidades eléctricas. Se presenta en la siguiente tabla.

Sector	Medida	Alternativa 1 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción	Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción
Sector Transporte	Renovación de turismos movidos por combustibles fósiles por vehículos eléctricos más eficientes - Turismos (a 2030)	152,658.80	9.3%	97,544.04	5.97%
	Renovación de la flota de transporte de mercancías por unidades eléctricas más eficientes (a 2030)	81,214.02	5.0%	52,177.99	3.20%
	Renovación de turismos movidos por combustibles fósiles por vehículos eléctricos más eficientes - Furgonetas (a 2030)	30,104.50	1.8%	19,324.21	1.18%
	Renovación de la flota de transporte público por unidades eléctricas más eficientes	33,478.42	2.1%	21,525.21	1.32%

Tabla 225 Reducción esperada a 2030 con las medidas de eficiencia propuestas en el sector del transporte

## 8.8 AGRICULTURA, GANADERÍA Y PESCA

En las siguientes líneas se listan tres actuaciones generales para estos tres sectores y una serie de medidas concretas para cada uno de ellos. La descripción de cada medida se presenta en el Anexo V al PTECan:

- \* Instalación de autoconsumo fotovoltaico, eólico y almacenamiento.

- \* Renovación de equipamiento y maquinaria antiguos por unos nuevos de alta eficiencia.
- \* Formación de personal.

#### Agricultura:

- \* Modernización de la flota de maquinaria agrícola.
- \* Implantar sistemas de riego localizado en las explotaciones agrarias.
- \* Diseñar un método de aprovechamiento del agua de riego.
- \* Climatización en invernaderos mediante aerotermia.
- \* Instalación de depósitos en altura.
- \* Agricultura de precisión.

#### Ganadería:

- \* Producción de alimentos balanceados y alimentación de precisión.
- \* Uso inteligente del estiércol.
- \* Producción de combustibles alternativos y/o biomasa con los residuos que se generen de la actividad ganadera.

#### Pesca:

- \* Aumentar la eficiencia en las instalaciones de las cofradías.
- \* Sustituir o reparar los motores de los barcos en busca de mayor eficiencia.
- \* Sustituir motores de combustión por motores eléctricos, posibilitando, como en casos anteriores, una mayor integración de energía renovable y eliminar más y más elementos contaminantes de las islas, entendiéndose la dificultad, meramente económica, que ello conlleva.
- \* Automatización y monitorización de los parámetros en instalaciones acuícolas, tanto del sistema de bombeo y aireación como de los parámetros eléctricos que mueven las bombas para asegurar y monitorizar el oxígeno disuelto en agua, asegurando un incremento de la producción, un producto de mayor calidad, un mayor control del proceso y una operación de los equipos más precisa y eficiente.

En este sector se detectan dos medidas clave, las cuales se basan en reducir las pérdidas en el agua usada para riego, tanto en el uso como en la distribución y realizar una sustitución de la maquinaria agrícola por otra más eficiente. Se presenta en resumen en la siguiente tabla.

Sector	Medida	Alternativa 1 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción obtenida sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción	Energía primaria evitable (Tep)	% Reducción
Sector Agricultura, Ganadería y Pesca	Sustitución de tractores diésel por eléctricos (a 2030)	127.28	0.0%	81.84	0.01%
	Reducción de las pérdidas de agua destinada a riego (19,4% de reducción de las pérdidas de agua)	7,803.42	0.5%	7,803.42	0.48%

Tabla 226 Reducción esperada a 2030 con las medidas de eficiencia en el sector de la agricultura, ganadería y pesca

## 8.9 INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN

En este punto se plantean las líneas de investigación en las que está enfocada la I+D+i de la eficiencia energética, cuáles son los principales retos a los que se enfrentan las medidas a tomar para aumentar la eficiencia energética y de qué forma se pueden llevar a cabo.

Actualmente, estas líneas de investigación están definidas en el ámbito de la edificación, las infraestructuras energéticas, energías renovables y la integración de soluciones avanzadas principalmente basadas en tecnologías de la comunicación y aprovechamiento de los recursos naturales. Los trabajos realizados hasta el momento y por los que se apuesta claramente para el futuro son los siguientes:

- ✳ **Integración de sistemas de energías renovables en establecimientos públicos o privados.** La búsqueda de la disminución de consumos en viviendas, comercios y complejos hoteleros ha quedado suplantada por los edificios “nZEB”, de uso de energía casi nula (nearly-zero energy buildings).
  - Hibridación de sistemas renovables para la implementación de sistemas innovadores de generación y almacenamiento de energía, así como de climatización.
  - Implantación masiva de sistemas de almacenamiento energético, tanto de hidrógeno como electroquímicos como en forma de bombeo.
  - Sistemas de cogeneración de alta eficiencia.
  - Evolución de las estrategias de arquitectura bioclimática basadas en la interacción edificio-clima.
- ✳ **Ejecución de análisis, estudios y ensayos** en laboratorios que permitan modelizar y simular diferentes componentes técnicos, buscar nuevas soluciones constructivas e integrales y realizar proyectos piloto que permitan dar un primer paso en favor de estas tecnologías de nueva aparición.
- ✳ **Sistemas de automatización y gestión energética.** Los sistemas de gestión energética ofrecen un amplio campo para la mejora de la eficiencia energética y a su vez permiten proponer y evaluar medidas de ahorro efectivas y sostenibles.
- ✳ **Proyectos basados en BIM (Building Information Modelling).** El estándar “BIM”, una metodología de trabajo colaborativa para la creación y gestión de un proyecto de construcción, ofrece estas posibilidades, mejora la gestión de los proyectos y permite agilizar el mantenimiento de las instalaciones y la toma de decisiones desde un punto de vista global que abarca toda la vida útil de los edificios.
- ✳ **Tecnologías para redes y ciudades inteligentes (Smart Grids).** La eficiencia energética no sólo depende de la gestión individual de cada unidad de consumo o generación individual, sino de las infraestructuras energéticas a las que están asociadas. Esta Smart Grid minimiza las pérdidas en línea y optimiza la eficiencia de los medios de producción utilizados en concordancia al consumo real en cada momento.
- ✳ **Desarrollo de los sistemas geotérmicos.**
- ✳ **Sistemas de acumulación de energía, tanto eléctrica como térmica.**
- ✳ **Gestión avanzada de la energía y los residuos.**

✳ **Recuperación de calor residual.**

## 8.10 MEDIDAS HORIZONTALES

A continuación se presentan un conjunto de medidas que se consideran horizontales a todos los sectores de la actividad de Canarias. Cada una de estas líneas se describe con mayor detalle en el Anexo V al PTECan.

- ✳ **Autoconsumo:** Se consideran una de las medidas de mayor importancia por su potencial a implantar en el modelo energético de Canarias hasta 2030. Se establecen las siguientes recomendaciones para su implementación:
- Potenciar el autoconsumo compartido para optimizar el tamaño de plantas fotovoltaicas.
  - Implantar deducciones de impuestos como medida para mejorar el atractivo de esta solución.
  - Fomentar la energía mini-eólica como una solución de autoconsumo asociada a sectores de alta necesidad energética y perfil de consumo nocturno.
  - Implementar sistemas de gestión de demanda vinculados a las instalaciones de autoconsumo.
  - Realizar un estudio previo, tanto de recurso renovable como del perfil de demanda de la vivienda, instalación, empresa, negocio, etc., permitiendo realizar una instalación lo más adecuada, tanto en vistas a la demanda actual como a la futura.
  - Instalar sistemas de almacenamiento para dotar al edificio de mayor gestionabilidad.
- ✳ **Sustitución de equipos de baja eficiencia:** Se promueve una disminución del consumo energético, lo que conlleva una disminución del precio a pagar en la factura eléctrica.
- ✳ **Auditorías energéticas:** Para conocer con precisión el consumo energético del sistema de suministro es necesario realizar una auditoría energética. Esta auditoría debería arrojar información sobre:
- Inventario y descripción de todos los sistemas e instalaciones cubiertos.
  - Resultados de la optimización del sistema y del rendimiento energético de todas las instalaciones seleccionadas para mejorar, incluyendo pruebas de eficiencia en los equipos de mayor consumo y detalle del consumo de energía total.
  - Listado de la totalidad de medidas identificadas, priorizando por el menor tiempo de retorno de la inversión.
  - Monitorización y plan de verificación sugeridos para seguir el progreso durante la implementación de las medidas.
- ✳ **Cartelería informativa en materia de eficiencia energética:** Esta medida, de carácter informativo, trata de incentivar el uso de carteles informativos en las diferentes zonas de cualquier instalación allá donde haya una actividad que pueda ser susceptible de usarse de forma eficiente con simples gestos.
- ✳ **Iluminación y control inteligente de luminarias:** La tecnología de iluminación ha experimentado grandes cambios en los últimos años. Además, se debe considerar el ahorro

económico adicional que supone la reducción de los costes de reposición a lo largo del tiempo, debido al incremento de la vida útil de esta tecnología.

- \* **Consumo de energía inteligente:** Debido a los grandes consumos que registran algunas instalaciones, tanto sistemas de bombeo e impulsión en la industria del agua, como generadores de calor o energía en las industrias, como cualquier otra actividad que conlleve un uso intensivo de la energía eléctrica, pueden llevarse a cabo algunas acciones que conduzcan a reducir y estabilizar el consumo de estos equipos, traduciéndose en una reducción en la factura. Algunas de estas medidas son:
  - Reducir el nivel de trabajo de los sistemas de bombeo o generación de calor que funcionen con electricidad durante períodos de demanda pico.
  - Optimizar el factor de potencia mediante baterías de condensadores.
  - Reducir los desequilibrios en el voltaje.
  - Tener la instalación de suministro eléctrico en perfectas condiciones.
- \* **Solar térmica, geotermia y biomasa:** A pesar de que en Canarias la necesidad de climatización no es intensiva, en ciertos establecimientos deben existir instalaciones para la producción de energía calorífica. Debe optarse por soluciones renovables destacando en Canarias la solar térmica, la geotermia y la biomasa.
- \* **Motores:** Uno de los elementos de mayor consumo en los sistemas eléctricos de Canarias son los sistemas de bombeo y los grandes motores. Estos están presentes en muchas grandes instalaciones industriales de Canarias, además de en sistemas de riego en la agricultura, en la ganadería, en el sector pesquero, en el sector turístico para las piscinas y balnearios, desalinizadoras, depuradoras, etc. Entre las medidas a implementar destacan:
  - Seleccionar equipos basándonos en su grado de eficiencia y no en su precio.
  - Reemplazar bomba ineficiente y mal dimensionada por otras eficientes y correctamente dimensionada.
  - Instalar accionamientos de velocidad variable.
  - Realizar un mantenimiento preventivo.
  - Recortar los impulsores en caso de ser demasiado grandes para la aplicación requerida.
  - Optimizar las variables del sistema de bombeo.
  - Llevar a cabo el programa de chequeo de la bomba dado por el fabricante.
  - Controlar y monitorizar el sistema de bombeo en lo que se refiere a calentamientos, fugas, vibraciones y ruidos.
  - Mantener los flujos uniformes, tanto en la admisión como en la impulsión.
- \* **Ascensores:** Muchas edificaciones, tanto de la administración pública como del sector servicios y turístico, así como del residencial, suelen estar distribuidas en varias plantas, lo que provoca que la mayoría disponga de ascensor. El ascensor consume grandes cantidades de energía eléctrica, sobre todo si es un equipo anticuado o hidráulico, ya que debe elevar grandes cargas de forma vertical. En algunas instalaciones, el uso de este medio de transporte es intensivo. Por todo ello, se indican, a continuación, una serie de mejoras que

podrían realizarse en los ascensores para disminuir su consumo, aumentar su vida útil y mejorar su funcionamiento.

- Instalar los del tipo eléctrico de tracción, accionados por máquinas de un solo eje, sin reductor de velocidad.
- Los cables clásicos de acero se deberían sustituir por cintas planas de acero recubiertas de poliuretano, que presentan una vida útil mucho más extensa.
- Instalación de sistemas regenerativos de energía.
- Sustitución del cuadro de maniobra por un cuadro de microprocesadores.

✳ **Implantación de un sistema de gestión energética y/o ambiental:** Para poder lograr los objetivos de reducción de consumo mediante medidas de eficiencia energética se establecen los Sistemas de Gestión Energética (SGE), que comprende la parte del sistema de gestión de una organización dedicada a modificar la política energética existente en favor de una más eficiente. Este sistema se puede combinar con un Sistema de Gestión Ambiental, que unidos forman un sistema de gestión que es capaz de prever y controlar el consumo de energía con el fin de alcanzar el mayor rendimiento energético posible sin disminuir la calidad de los bienes o servicios obtenidos o prestados.

## 8.11 CUMPLIMIENTO MÍNIMO DEL OBJETIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

### 8.11.1 CORRESPONDENCIA CON ESCENARIOS PNIEC

El PNIEC establece como objetivo reducir el consumo de energía primaria en un 39,6% para el año 2030 respecto a la situación tendencial. Este objetivo se toma en base al modelo PRIMES REF 2007, de 162,7 Mtep en el año 2030, como refleja la Ilustración 107. Alcanzar este nivel de reducción del consumo se antoja complejo para la situación específica de Canarias. Es por ello que se analiza en este apartado la mínima reducción de consumo de energía primaria de acuerdo con las alternativas proyectadas y considerando que la situación tendencial sería la proyectada con la Alternativa 0.

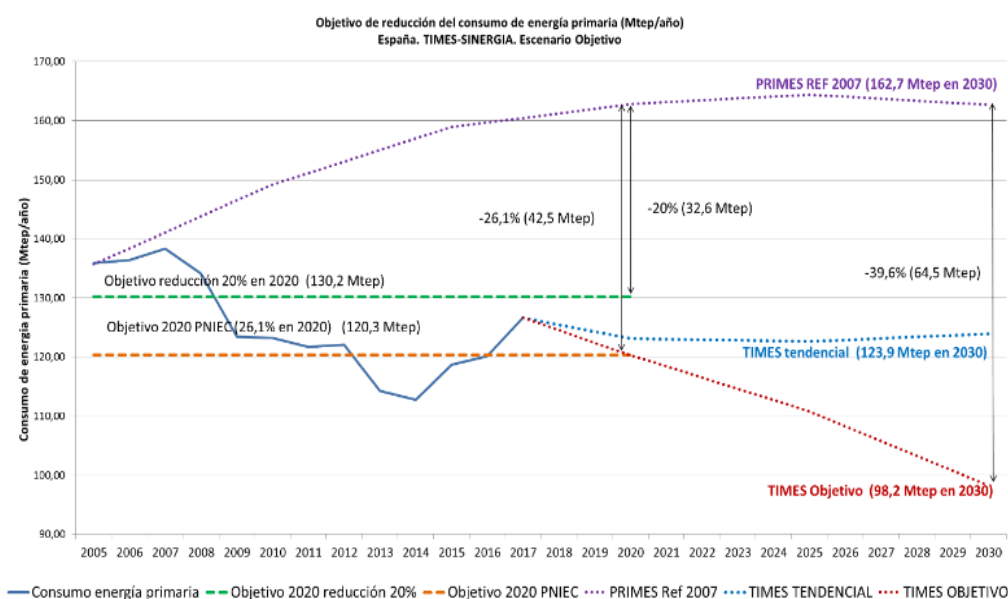


Ilustración 107 Objetivo de ahorro y eficiencia energética propuesto en el PNIEC



Este apartado recoge el esquema del sistema de ahorro y eficiencia energética consolidado, el cual se ha de conseguir mediante las medidas descritas en el Capítulo 8. Estas mejoras se basan en la reducción en el consumo de energía primaria, analizando la evolución a lo largo de los años con una serie de estimaciones para la demanda, la población y el PIB. La evolución a través de los años, con y sin las medidas de ahorro y de eficiencia energética, permite definir cómo progresaría el consumo total de energía primaria en Canarias.

### 8.11.2 JUSTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DEL OBJETIVO

Se presenta la siguiente tabla resumen, donde se demuestra que con las medidas clave se alcanza los objetivos previstos en eficiencia energética de las Alternativas 1 y 2.

Sector	Medida (Se presentan los porcentajes para las Alternativa 1 y 2, respectivamente, de reducción sobre la energía primaria empleada en cada sector respecto a la Alternativa 0)	Alternativa 1 (Reducción sobre el total de energía primaria consumida)		Alternativa 2 (Reducción sobre el total de energía primaria consumida)	
		Energía primaria (Tep)	% Reducción	Energía primaria (Tep)	% Reducción
Residencial	Instalación de sistemas solares térmicos para eliminación de termos eléctricos (10% y 22%)	32,999.60	2.0%	72,599.12	4.45%
Turístico	Instalación de colectores solares para ACS en detrimento de termos eléctricos (11% y 22%)	15,896.75	1.0%	31,793.51	1.95%
	Alumbrado (13,1% del consumo del sector) (1% y 0,5)	2,601.27	0.2%	1,300.63	0.08%
	Cobertura de la piscina en los momentos de no uso (33,33 % y 35% de mejora en eficiencia de la energía usada para calefactar piscinas en Canarias)	7,838.08	0.5%	8,230.80	0.50%
	Sustitución de máquinas térmicas y motores por otras más eficientes, como motores de filtrado de piscinas, cámaras frigoríficas, ascensores, etc. (2%)	5,202.53	0.3%	5,202.53	0.32%
	Calentamiento del agua de piscinas climatizadas mediante colectores solares térmicos (33,33% y 35%)	7,838.08	0.5%	8,230.80	0.50%
	Mejoras en desaladoras (Mejoras en dispositivos recuperadores de energía, membranas más eficientes, motores más afinados, etc) (Pasa de 3,7 a 2 kWh/m <sup>3</sup> )	53,119.56	3.3%	53,119.56	3.25%
Industria del Agua	Mejoras en estaciones EDAR (Instalación de levitadores magnéticos) (20% y 18%)	4,175.68	0.3%	3,707.55	0.23%
	Reducción de las pérdidas en la red de abastecimiento (23,97% de reducción de las pérdidas)	17,740.80	1.1%	17,740.80	1.09%
	Equipos de mayor eficiencia y aprovechamiento de energías residuales (5% y 10%)	3,779.77	0.2%	7,559.54	0.46%
Industria	Equipos de mayor eficiencia y aprovechamiento de energías residuales (5% y 10%)	3,779.77	0.2%	7,559.54	0.46%
	Instalación de colectores solares térmicos para la obtención del ACS (12%)	10,105.44	0.6%	10,105.44	0.62%
	Mejoras en iluminación (1% y 0,5%)	1,486.11	0.1%	743.06	0.05%
Administraciones Públicas	Mejoras conseguidas tras monitorizar y controlar los consumos de los A/C (1% y 0,7%)	1,486.11	0.1%	1,040.28	0.06%
	Mejoras en iluminación (1% y 0,5%)	2,528.45	0.2%	1,264.22	0.08%
Sector Servicios	Mejoras en iluminación (1% y 0,5%)	2,528.45	0.2%	1,264.22	0.08%
	Instalación de colectores solares térmicos para la obtención del ACS (12%)	17,193.41	1.1%	17,193.41	1.05%
Sector Transporte	Renovación de turismos movidos por combustibles fósiles por vehículos eléctricos más eficientes - Turismos (a 2030)	152,658.80	9.3%	97,544.04	5.97%
	Renovación de la flota de transporte de mercancías por unidades eléctricas más eficientes (a 2030)	81,214.02	5.0%	52,177.99	3.20%
	Renovación de turismos movidos por combustibles fósiles por vehículos eléctricos más eficientes - Furgonetas (a 2030)	30,104.50	1.8%	19,324.21	1.18%
	Renovación de la flota de transporte público por unidades eléctricas más eficientes	33,478.42	2.1%	21,525.21	1.32%

Sector Agricultura, Ganadería y Pesca	Sustitución de tractores diésel por eléctricos (a 2030)	127.28	0.0%	81.84	0.01%
	Reducción de las pérdidas de agua destinada a riego (19,4% de reducción de las pérdidas de agua)	7,803.42	0.5%	7,803.42	0.48%
Potencial de ahorro a efecto de las medidas descritas		<b>30%</b>		<b>27 %</b>	

Tabla 227 Resumen del potencial de ahorro de las medidas descritas a lo largo del apartado 8

Las medidas expuestas en la Tabla 227 se han propuesto como medidas reales, las cuáles, con datos contrastados y métodos reconocidos, permiten conocer el ahorro obtenido con cada una de ellas. Dichas medidas no son las únicas que pueden ser aplicadas, existiendo suficiente margen para actuar con el resto de medidas anunciadas a lo largo de este capítulo. En el apartado 5.11 del Anexo V al PTECan podrá encontrar una justificación de los métodos de cálculo seguidos para la estimación en cada sector.

## 8.12 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

La Tabla 228 muestra las reducciones de consumo alcanzadas en energía primaria debido a la aplicación de las medidas y las políticas de ahorro y eficiencia energética implementadas para los años 2030 y 2040.

Las cifras se presentan en toneladas equivalentes de petróleo. Gracias a estas estimaciones se puede conocer cuanto se consumiría con y sin las medidas de ahorro y eficiencia energética implantadas. Además, se muestra junto a este dato la reducción lograda con respecto a su tendencial (la Alternativa 0), expresada en porcentaje.

La segunda de estas tablas, la Tabla 229, muestra la Intensidad Energética Primaria de Canarias, total y por isla, con y sin la aplicación de las medidas y las políticas de ahorro y eficiencia energética. Se presenta la evolución de la IEP para el horizonte temporal hasta 2030 y el objetivo a alcanzar en el año 2040 por sectores de la actividad de Canarias.

La Ilustración 108 presenta la evolución de la Intensidad Energética Primaria por islas, hasta el año 2030. Como puede verse, en el año 2020 los valores son iguales, con y sin las medidas de eficiencia y ahorro, pero a partir de este año comienzan a distanciarse, disminuyendo de forma notable cada año hasta llegar al 2030 con una importante reducción.

La Ilustración 109 muestra la evolución de la IEP para el total de Canarias. Se observa como estos indicadores aumentan levemente en el año 2021 con respecto al 2020, para emprender una tendencia a la baja constante hasta el año 2030, disminuyendo el consumo de energía primaria en base a la esperable mejora de la situación económica del país tras la recuperación de la crisis sanitaria COVID-19.

Sector		Objetivo de reducción en energía primaria a 2030															
		Gran Canaria		Tenerife		Lanzarote		Fuerteventura		La Palma		La Gomera		El Hierro		Canarias	
		Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%
Sector de la actividad de Canarias	Industria	60.679	36,8%	56.781	37,3%	10.484	39,6%	10.393	33,4%	4.247	34,9%	962	52,9%	525	57,6%	144.072	37,2%
	Movilidad marítima	643.187	21,7%	176.380	43,7%	1.329	65,6%	90	38,6%	75	41,3%	37	86,7%	0	100,0 %	821.094	27,9%
	Movilidad terrestre	123.341	34,8%	136.740	35,3%	27.140	25,2%	22.993	21,1%	13.399	26,9%	2.070	48,7%	1.568	33,7%	327.251	33,3%
	Movilidad aérea	111.306	17,7%	135.903	16,9%	55.166	5,1%	50.395	1,1%	2.871	56,8%	1	-	5	-	355.646	14,2%
	Residencial	101.697	35,5%	97.836	34,1%	20.180	43,8%	20.187	25,5%	6.185	52,0%	2.217	36,8%	544	80,9%	248.847	35,9%
	Turismo	44.123	34,8%	42.222	28,4%	8.858	42,3%	8.773	25,0%	2.349	50,9%	920	30,7%	218	81,4%	107.464	33,3%
	Comercio y servicios	41.366	34,8%	39.583	28,4%	8.304	42,3%	8.225	25,0%	2.202	50,9%	863	30,7%	204	81,4%	100.747	33,3%
	Hostelería y servicios	5.489	24,6%	8.821	0,0 %	2.549	24,9%	2.640	15,5%	-	-	2	-	-	-	19.501	13,7%
	Tratamiento de Agua	24.819	34,8%	23.750	28,4%	4.983	42,3%	4.935	25,0%	1.321	50,9%	518	30,7%	122	81,4%	60.448	33,3%
	Agricultura, ganadería y pesca	5.515	34,8%	5.278	28,4%	1.107	42,3%	1.097	25,0%	294	50,9%	115	30,7%	27	81,4%	13.433	33,3%
	Administración Pública	24.819	34,8%	23.750	28,4%	4.983	42,3%	4.935	25,0%	1.321	50,9%	518	30,7%	122	81,4%	60.448	33,3%
	Otros sectores	11.031	34,8%	10.556	28,4%	2.214	42,3%	2.193	25,0%	587	50,9%	230	30,7%	54	81,4%	26.866	33,3%
Sector		Objetivo de reducción en energía primaria a 2040															
		Gran Canaria		Tenerife		Lanzarote		Fuerteventura		La Palma		La Gomera		El Hierro		Canarias	
		Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%	Tep	%
Sector de la actividad	Industria	64.412	28,5%	59.051	30,5%	10.274	36,9%	10.613	27,6%	4.165	32,0%	842	56,1%	438	62,4%	149.795	30,4%
	Movilidad marítima	625.067	19,0%	154.445	47,4%	856	76,4%	82	40,5%	74	38,4%	0	100,0 %	0	100,0 %	780.479	27,0%

de Canarias	Movilidad terrestre	126.973	28,4%	142.291	28,2%	27.615	18,9%	23.575	13,8%	13.605	20,9%	1.668	56,0%	1.522	31,4%	337.249	26,7%
	Movilidad aérea	114.164	10,1%	139.137	9,3%	59.127	0,0%	53.976	0,0%	2.077	66,7%	2	-	6	-	368.490	5,3%
	Residencial	102.827	30,5%	98.561	29,2%	18.383	45,5%	20.486	19,4%	5.062	58,2%	2.058	37,5%	131	95,1%	247.508	32,1%
	Turismo	44.865	29,4%	43.327	21,7%	8.119	43,7%	8.924	18,7%	1.951	56,6%	893	28,4%	48	95,6%	108.127	28,4%
	Comercio y servicios	48.918	17,8%	51.157	1,4%	9.748	27,9%	9.942	3,4%	2.796	33,6%	472	59,6%	85	91,8%	123.119	13,1%
	Hostelería y servicios	5.698	16,6%	9.878	0,0%	2.632	17,3%	2.803	4,4%	-	-	2	-	-	-	21.013	1,0%
	Tratamiento de Agua	25.237	29,4%	24.371	21,7%	4.567	43,7%	5.020	18,7%	1.097	56,6%	502	28,4%	27	95,6%	60.821	28,4%
	Agricultura, ganadería y pesca	5.608	29,4%	5.416	21,7%	1.015	43,7%	1.115	18,7%	244	56,6%	112	28,4%	6	95,6%	13.516	28,4%
	Administración Pública	25.237	29,4%	24.371	21,7%	4.567	43,7%	5.020	18,7%	1.097	56,6%	502	28,4%	27	95,6%	60.821	28,4%
	Otros sectores	11.216	29,4%	10.832	21,7%	2.030	43,7%	2.231	18,7%	488	56,6%	223	28,4%	12	95,6%	27.032	28,4%

Tabla 228 Reducciones en energía primaria distribuidas por sectores de la actividad, para 2030, 2040 y el porcentaje de reducción con respecto a 2005

IEP (Tep / mill. Euros)		Sector																							
		Industria		Movilidad marítima		Movilidad terrestre		Movilidad aérea		Residencial		Turismo		Comercio y servicios		Hostelería y servicios		Tratamiento de Agua		Agricultura, ganadería y pesca		Administración Pública		Otros sectores	
		Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.
Gran Canaria	2020	10,8	10,8	133,9	133,9	22,4	22,4	20,4	20,4	19,3	19,3	8,3	8,3	7,7	7,7	1,0	1,0	4,6	4,6	1,0	1,0	4,6	4,6	2,1	2,1
	2022	11,1	10,5	125,8	119,0	23,0	21,8	20,3	19,2	18,9	17,9	8,1	7,7	7,6	7,2	1,0	0,9	4,6	4,3	1,0	1,0	4,6	4,3	2,0	1,9
	2023	11,1	10,0	123,8	112,1	23,0	20,8	20,3	18,3	18,8	17,0	8,1	7,3	7,6	6,9	1,0	0,9	4,6	4,1	1,0	0,9	4,6	4,1	2,0	1,8
	2025	11,0	9,1	121,9	101,5	22,7	18,9	20,2	16,9	18,7	15,6	8,1	6,7	7,6	6,3	1,0	0,8	4,5	3,8	1,0	0,8	4,5	3,8	2,0	1,7
	2030	11,0	7,6	116,6	81,0	22,4	15,5	20,2	14,0	18,4	12,8	8,0	5,6	7,5	5,2	1,0	0,7	4,5	3,1	1,0	0,7	4,5	3,1	2,0	1,4
	2040	11,3	8,0	110,1	77,9	22,4	15,8	20,1	14,2	18,1	12,8	7,9	5,6	7,4	5,2	1,0	0,7	4,4	3,1	1,0	0,7	4,4	3,1	2,0	1,4
	2020	9,4	9,4	39,8	39,8	21,7	21,7	22,3	22,3	16,7	16,7	6,9	6,9	6,5	6,5	1,1	1,1	3,9	3,9	0,9	0,9	3,9	3,9	1,7	1,7

IEP (Tep / mill. Euros)	Sector																								
	Industria		Movilidad marítima		Movilidad terrestre		Movilidad aérea		Residencial		Turismo		Comercio y servicios		Hostelería y servicios		Tratamiento de Agua		Agricultura, ganadería y pesca		Administración Pública		Otros sectores		
	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	
Tenerife	2022	9,2	8,7	33,6	31,8	21,9	20,7	21,2	20,1	15,8	14,9	6,6	6,2	6,2	5,8	1,2	1,1	3,7	3,5	0,8	0,8	3,7	3,5	1,6	1,6
	2023	9,1	8,2	31,9	28,9	21,8	19,7	21,0	19,0	15,5	14,0	6,5	5,9	6,1	5,5	1,2	1,1	3,7	3,3	0,8	0,7	3,7	3,3	1,6	1,5
	2025	8,9	7,4	29,8	24,8	21,3	17,7	20,6	17,2	15,1	12,6	6,4	5,3	6,0	5,0	1,2	1,0	3,6	3,0	0,8	0,7	3,6	3,0	1,6	1,3
	2030	8,4	5,8	26,0	18,1	20,2	14,0	20,1	13,9	14,4	10,0	6,2	4,3	5,8	4,1	1,3	0,9	3,5	2,4	0,8	0,5	3,5	2,4	1,6	1,1
	2040	8,2	5,8	21,4	15,2	19,8	14,0	19,3	13,7	13,7	9,7	6,0	4,3	5,6	4,0	1,4	1,0	3,4	2,4	0,8	0,5	3,4	2,4	1,5	1,1
Lanzarote	2020	10,9	10,9	2,1	2,1	25,6	25,6	46,8	46,8	22,8	22,8	9,9	9,9	9,3	9,3	2,3	2,3	5,6	5,6	1,2	1,2	5,6	5,6	2,5	2,5
	2022	9,9	9,4	1,6	1,5	24,5	23,2	47,4	44,8	20,0	18,9	8,7	8,2	8,1	7,7	2,3	2,1	4,9	4,6	1,1	1,0	4,9	4,6	2,2	2,1
	2023	9,6	8,7	1,4	1,3	24,1	21,9	47,5	43,1	19,1	17,3	8,3	7,6	7,8	7,1	2,2	2,0	4,7	4,2	1,0	0,9	4,7	4,2	2,1	1,9
	2025	9,3	7,7	1,2	1,0	23,7	19,8	47,8	39,8	18,0	15,0	7,9	6,6	7,4	6,2	2,2	1,9	4,4	3,7	1,0	0,8	4,4	3,7	2,0	1,6
	2030	9,1	6,3	1,2	0,8	23,5	16,4	47,9	33,2	17,5	12,2	7,7	5,3	7,2	5,0	2,2	1,5	4,3	3,0	1,0	0,7	4,3	3,0	1,9	1,3
	2040	8,4	5,9	0,7	0,5	22,6	16,0	43,7	30,4	15,0	10,6	6,6	4,7	6,2	4,4	2,2	1,5	3,7	2,6	0,8	0,6	3,7	2,6	1,7	1,2
Fuerteventura	2020	13,9	13,9	0,1	0,1	30,4	30,4	60,4	60,4	27,3	27,3	11,8	11,8	11,1	11,1	3,2	3,2	6,6	6,6	1,5	1,5	6,6	6,6	3,0	3,0
	2022	13,1	12,4	0,1	0,1	28,5	27,0	59,7	56,5	25,3	24,0	11,0	10,4	10,3	9,7	3,2	3,0	6,2	5,8	1,4	1,3	6,2	5,8	2,7	2,6
	2023	12,8	11,6	0,1	0,1	28,0	25,3	59,5	53,9	24,7	22,4	10,7	9,7	10,1	9,1	3,1	2,8	6,0	5,5	1,3	1,2	6,0	5,5	2,7	2,4
	2025	12,4	10,4	0,1	0,1	27,3	22,7	59,2	49,3	24,0	20,0	10,4	8,7	9,8	8,1	3,1	2,6	5,9	4,9	1,3	1,1	5,9	4,9	2,6	2,2
	2030	12,2	8,5	0,1	0,1	27,0	18,7	59,1	41,0	23,7	16,4	10,3	7,1	9,6	6,7	3,1	2,1	5,8	4,0	1,3	0,9	5,8	4,0	2,6	1,8
	2040	11,5	8,1	0,1	0,1	25,6	18,1	58,6	41,4	22,2	15,7	9,7	6,9	9,1	6,4	3,0	2,2	5,4	3,9	1,2	0,9	5,4	3,9	2,4	1,7
La Palma	2020	9,3	9,3	0,2	0,2	27,0	27,0	10,2	10,2	18,8	18,8	7,0	7,0	6,6	6,6	0,0	0,0	3,9	3,9	0,9	0,9	3,9	3,9	1,7	1,7
	2022	8,6	8,1	0,1	0,1	25,2	23,8	8,4	8,0	15,4	14,6	5,8	5,5	5,5	5,2	0,0	0,0	3,3	3,1	0,7	0,7	3,3	3,1	1,5	1,4
	2023	8,4	7,6	0,1	0,1	24,8	22,4	7,8	7,1	14,5	13,1	5,5	5,0	5,1	4,7	0,0	0,0	3,1	2,8	0,7	0,6	3,1	2,8	1,4	1,2
	2025	8,1	6,8	0,1	0,1	24,5	20,4	6,9	5,8	13,4	11,2	5,1	4,2	4,8	4,0	0,0	0,0	2,9	2,4	0,6	0,5	2,9	2,4	1,3	1,1
	2030	7,5	5,2	0,1	0,1	23,6	16,4	5,1	3,5	10,9	7,6	4,1	2,9	3,9	2,7	0,0	0,0	2,3	1,6	0,5	0,4	2,3	1,6	1,0	0,7
	2040	6,9	4,9	0,1	0,1	21,5	14,9	3,4	2,4	8,4	5,9	3,2	2,3	3,0	2,1	0,0	0,0	1,8	1,3	0,4	0,3	1,8	1,3	0,8	0,6
	2020	10,6	10,6	1,3	1,3	22,7	22,7	0,0	0,0	19,8	19,8	7,5	7,5	7,1	7,1	0,0	0,0	4,2	4,2	0,9	0,9	4,2	4,2	1,9	1,9

IEP (Tep / mill. Euros)	Sector																								
	Industria		Movilidad marítima		Movilidad terrestre		Movilidad aérea		Residencial		Turismo		Comercio y servicios		Hostelería y servicios		Tratamiento de Agua		Agricultura, ganadería y pesca		Administración Pública		Otros sectores		
	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	Sin ef.	Con ef.	
La Gomera	2022	9,3	8,8	0,9	0,9	20,3	19,2	0,0	0,0	19,2	18,2	7,6	7,2	7,1	6,7	0,0	0,0	4,3	4,0	0,9	0,9	4,3	4,0	1,9	1,8
	2023	9,0	8,1	0,8	0,7	19,6	17,7	0,0	0,0	19,1	17,3	7,6	6,9	7,1	6,4	0,0	0,0	4,3	3,9	0,9	0,9	4,3	3,9	1,9	1,7
	2025	8,6	7,2	0,6	0,5	18,8	15,6	0,0	0,0	18,9	15,8	7,6	6,4	7,2	6,0	0,0	0,0	4,3	3,6	1,0	0,8	4,3	3,6	1,9	1,6
	2030	8,2	5,7	0,3	0,2	17,6	12,2	0,0	0,0	18,8	13,1	7,8	5,4	7,3	5,1	0,0	0,0	4,4	3,1	1,0	0,7	4,4	3,1	2,0	1,4
	2040	5,7	3,9	0,0	0,1	10,3	7,3	0,0	0,0	12,7	9,0	5,5	3,9	5,2	3,7	0,0	0,0	3,1	2,2	0,7	0,5	3,1	2,2	1,4	1,0
El Hierro	2020	12,1	5,7	0,3	0,3	12,9	12,9	0,0	0,0	11,5	11,5	4,7	4,7	4,4	4,4	0,0	0,0	2,6	2,6	0,6	0,6	2,6	2,6	1,2	1,2
	2022	11,3	4,6	0,2	0,2	11,9	11,2	0,0	0,0	8,5	8,1	3,5	3,3	3,3	3,1	0,0	0,0	2,0	1,9	0,4	0,4	2,0	1,9	0,9	0,8
	2023	10,9	4,1	0,1	0,1	11,6	10,5	0,0	0,0	7,5	6,8	3,1	2,8	2,9	2,6	0,0	0,0	1,7	1,6	0,4	0,3	1,7	1,6	0,8	0,7
	2025	10,4	3,4	0,1	0,0	11,1	9,3	0,0	0,0	5,9	4,9	2,4	2,0	2,3	1,9	0,0	0,0	1,4	1,1	0,3	0,3	1,4	1,1	0,6	0,5
	2030	9,4	2,4	0,0	0,0	10,3	7,2	0,0	0,0	3,6	2,5	1,4	1,0	1,3	0,9	0,0	0,0	0,8	0,6	0,2	0,1	0,8	0,6	0,4	0,2
	2040	6,1	4,2	0,0	0,0	18,9	13,3	0,1	0,1	1,6	1,2	0,6	0,4	0,6	0,4	0,0	0,0	0,3	0,2	0,1	0,1	0,3	0,2	0,1	0,1
Canarias	2020	10,4	10,4	68,9	68,9	23,0	23,0	24,8	24,8	18,9	18,9	7,9	7,9	7,4	7,4	1,2	1,2	4,5	4,5	1,0	1,0	4,5	4,5	2,0	2,0
	2022	11,2	10,6	68,7	65,0	25,4	24,0	26,9	25,5	19,7	18,6	8,3	7,9	7,8	7,4	1,4	1,3	4,7	4,4	1,0	1,0	4,7	4,4	2,1	2,0
	2023	11,4	10,3	68,5	62,1	25,9	23,5	27,5	24,9	19,9	18,0	8,5	7,7	7,9	7,2	1,4	1,3	4,8	4,3	1,1	1,0	4,8	4,3	2,1	1,9
	2025	11,6	9,6	68,3	56,9	26,4	22,0	28,3	23,6	20,1	16,8	8,6	7,2	8,1	6,7	1,5	1,2	4,8	4,0	1,1	0,9	4,8	4,0	2,1	1,8
	2030	11,9	8,3	68,0	47,3	27,1	18,8	29,5	20,5	20,6	14,3	8,9	6,2	8,3	5,8	1,6	1,1	5,0	3,5	1,1	0,8	5,0	3,5	2,2	1,5
	2040	9,4	6,7	49,2	34,8	21,2	13,8	23,2	16,4	15,6	11,0	6,8	4,8	6,4	4,5	1,3	0,9	3,8	2,7	0,9	0,6	3,8	2,7	1,7	1,2

Tabla 229 Intensidad Energética de Canarias, con y sin aplicación de medidas de eficiencia y ahorro energético, del año 2020 al 2030 y el objetivo a 2040

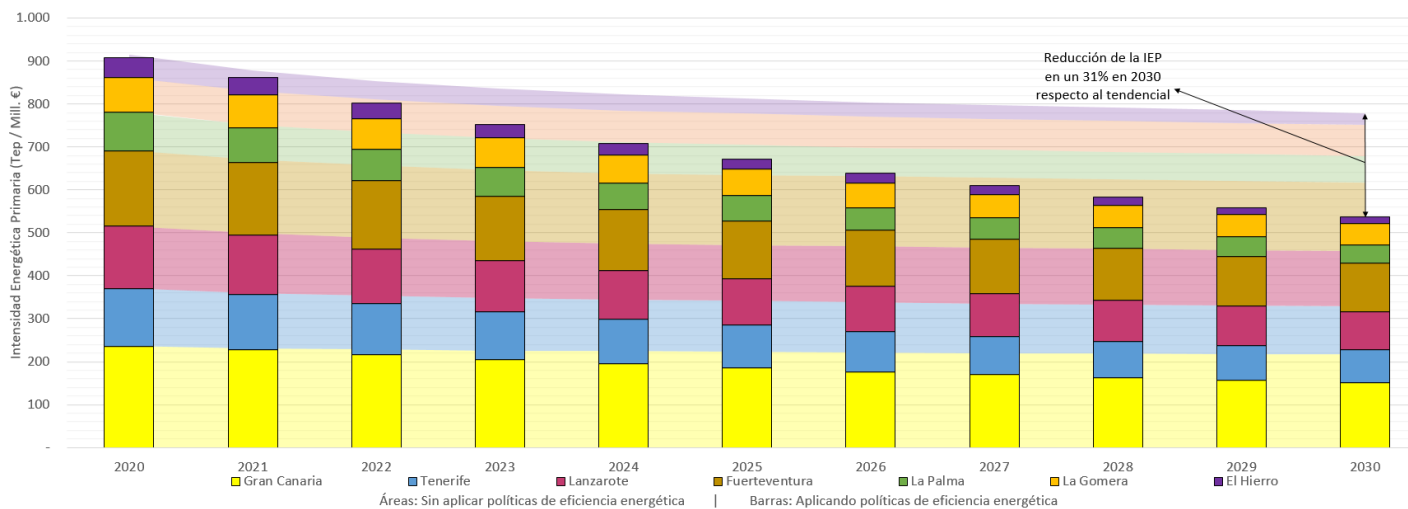


Ilustración 108 Evolución de la Intensidad Energética Primaria por islas para todos los sectores, del año 2020 al 2030

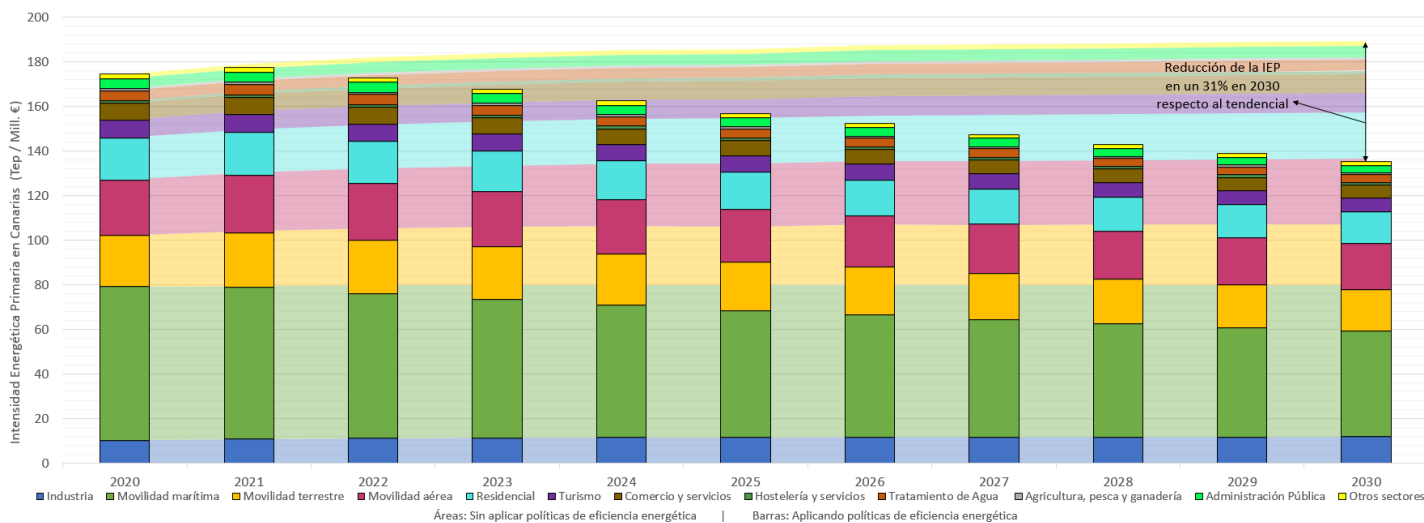


Ilustración 109 Evolución de la Intensidad Energética Primaria para el total de Canarias, por tipos de combustible, del año 2020 al 2030

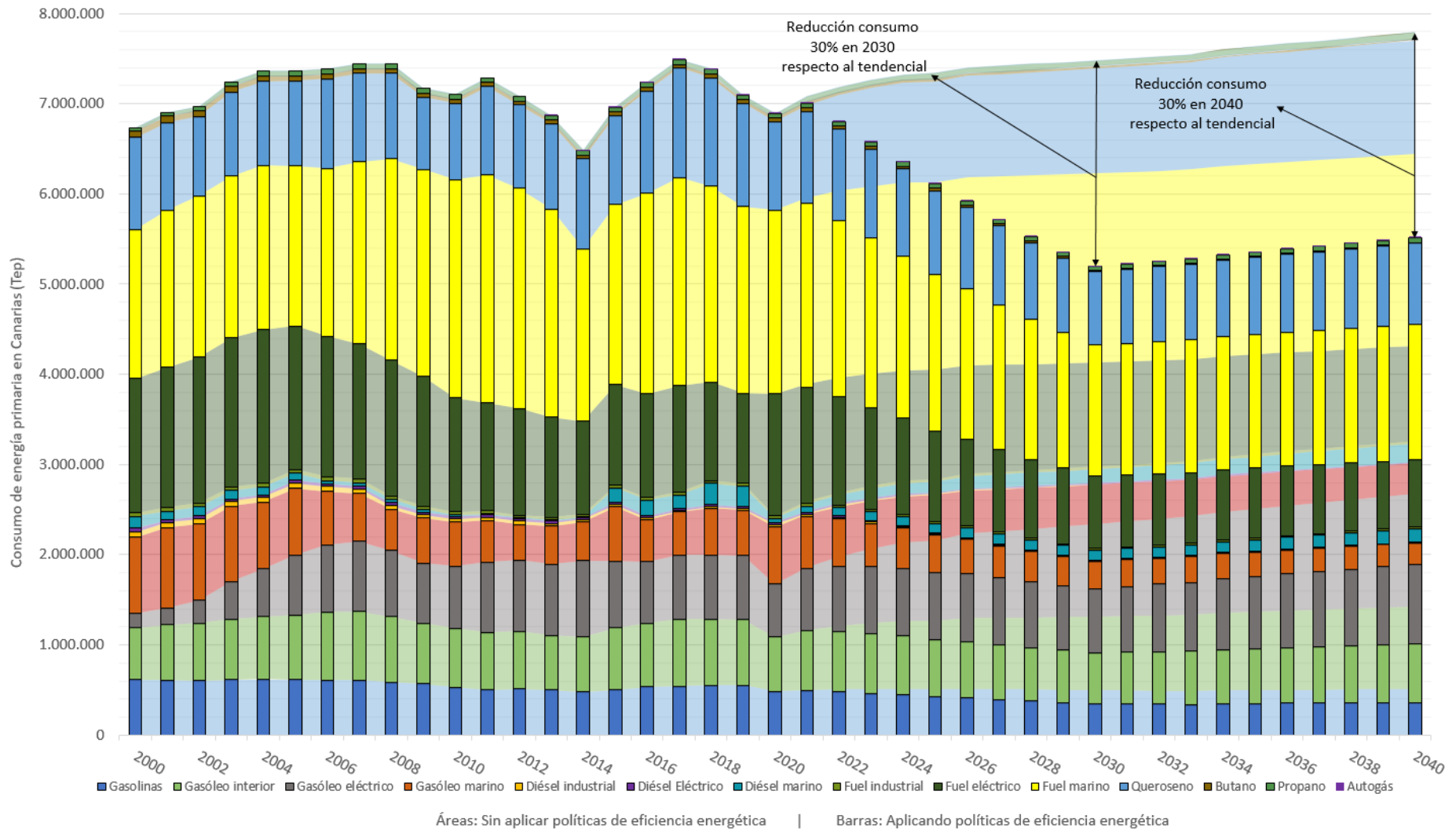


Ilustración 110 Evolución del consumo de energía primaria en Canarias, por tipo de combustible, del año 2000 hasta el año 2040



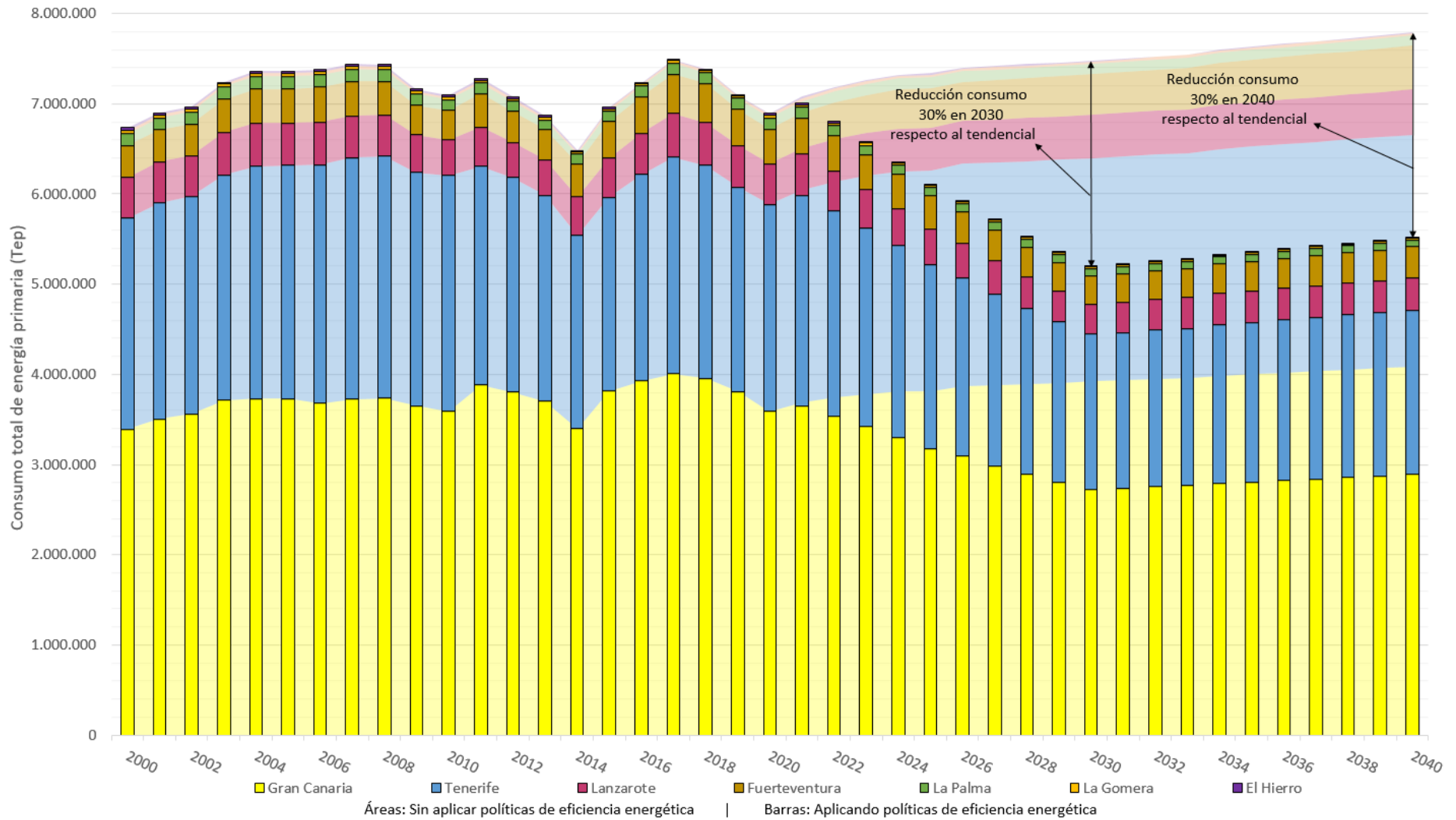
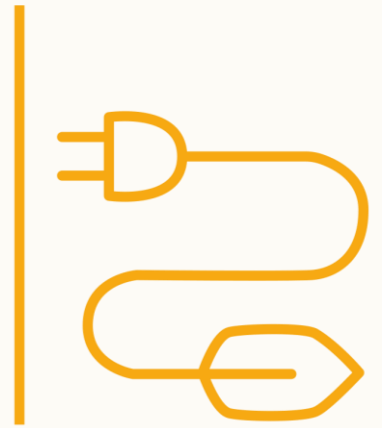


Ilustración 111 Evolución del consumo de energía primaria total, por islas, desde el año 2020 hasta el año 2040

# 9

## Protección de los consumidores y pobreza energética



## 9 Protección de los consumidores y pobreza energética

---

En la línea de lo definido en la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética se deberían desarrollar acciones específicas para la situación particular de las islas Canarias. Entre estas acciones debería contemplarse las posibilidades del autoconsumo compartido, la venta de acciones de participación en plantas de generación de carácter público, la adecuación de la red de puntos de recarga de vehículos eléctricos para que sea accesible a cualquier ciudadano, etc.

El concepto de pobreza energética ha ido adquiriendo cada vez más importancia en la Unión Europea, lo que ha supuesto que los consumidores tengan un papel fundamental como actores clave en el nuevo modelo energético basado en la descarbonización y la sostenibilidad hacia una transición energética justa. Este concepto surgió en el Reino Unido con la publicación del libro *“Fuel Poverty: from cold homes to affordable warm”* de la investigadora Brenda Boardman en 1991. En ese momento, la pobreza energética se definía en base a la capacidad de los hogares para hacer frente a la factura energética, es decir, sólo tenía en cuenta los aspectos económicos. Sin embargo, con el paso de los años, la definición se ha ampliado entendiendo por pobreza energética aquella situación en la que se encuentra un hogar que no puede acceder a unos servicios energéticos adecuados y suficientes para el desarrollo de una vida digna, a precios razonables. Actualmente, la definición de la pobreza energética tiene en cuenta factores como la incapacidad de mantener la vivienda a una temperatura adecuada, el retraso en el pago de facturas energéticas o la realización de un gasto energético bajo o desproporcionado en función del nivel de ingresos.

La crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19, ha producido una crisis socio-económica sin precedentes, después de algunos años en los que el país se estaba recuperando de la crisis económica iniciada en 2008, y que se dio por superada, en 2014, aproximadamente. Se establecen en este apartado las medidas consideradas para combatir este problema en Canarias y mejorar las condiciones de protección de los consumidores.

### 9.1 ESTRATEGIA NACIONAL CONTRA LA POBREZA ENERGÉTICA Y OBJETIVOS ESTABLECIDOS EN EL ÁMBITO NACIONAL

En este apartado se realiza un análisis de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 así como de los Reales Decretos aprobados donde, por un lado, se establece la prioridad de elaborar la presente Estrategia (Real Decreto - Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores) y por otro, se llevan a cabo parte de las acciones definidas en la misma (Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y el Real Decreto 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia energética y en otros ámbitos para la reactivación económica).

El objetivo de este apartado es señalar el ámbito en el que se enmarcan las medidas específicamente consideradas para Canarias, asegurando que haya total coordinación entre ambas estrategias.

Además, se plantean escenarios en cuanto al gasto energético que requieren los distintos tipos de consumidores existentes en las islas y se evalúa la efectividad de los mecanismos de subsidio disponibles en la actualidad.

**Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.**

Este Real Decreto-ley se aprueba para abordar la subida de los precios de la electricidad, ofrecer una mayor cobertura a la ciudadanía que se encuentra en situación de vulnerabilidad e incrementar la protección de los consumidores, a través de medidas que permitan optimizar la tarifa al consumo real reduciendo la factura eléctrica. Con este fin, se amplía la cobertura del bono social eléctrico y se crea el bono social térmico para que los hogares vulnerables puedan hacer frente a sus gastos de calefacción, agua caliente o cocina en invierno con independencia del combustible que utilicen. En este contexto, la norma establece como prioridad del Gobierno, la lucha contra la pobreza energética, por lo que en el plazo de seis meses, desde su entrada en vigor, presentará una **Estrategia Nacional de Lucha Contra la Pobreza Energética**.

Del mismo modo, la norma adopta medidas para acelerar la transición energética hacia una economía descarbonizada basada en una mayor integración de las energías renovables, el fomento de la movilidad sostenible y la eficiencia energética. Entre otras medidas, se eliminan los cargos y peajes a la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, se reconoce legalmente el autoconsumo compartido y se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de poca potencia.

En relación a la movilidad sostenible se liberaliza la actividad de la recarga de vehículos eléctricos, eliminando la figura del gestor de carga prevista en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.

Por último, el RD-L adopta una serie de medidas relacionadas con la normativa fiscal, con la finalidad de moderar la evolución de los precios en el mercado mayorista de electricidad.

El Real Decreto-Ley establece la necesidad de elaborar, en un plazo de seis meses desde su entrada en vigor, la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética, configurándose como un instrumento que permitirá abordar este fenómeno. Esta Estrategia, partiendo de un diagnóstico de la situación de la pobreza energética, realizará un análisis de la eficacia y eficiencia de los instrumentos existentes, establecerá objetivos de reducción de la pobreza energética en el medio y largo plazo y determinará los ejes de actuación para su consecución.

Por otro lado, se modifican algunos artículos (y los anexos I y VII, en el caso del RD 897/2017) de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico y del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, para ampliar las coberturas y protecciones de los consumidores vulnerables. En este capítulo se crea también el Bono Social Térmico que es un programa de concesión directa de ayudas destinadas a paliar la pobreza energética en consumidores vulnerables en lo que respecta a la energía destinada a calefacción, agua caliente sanitaria o cocina. En cada ejercicio, serán beneficiarios de este bono social, los consumidores que cuentan con el bono social eléctrico a 31 de diciembre del año anterior, es decir, todo consumidor que cumpla las condiciones para percibir el bono social eléctrico y haya presentado su solicitud antes de la citada fecha, podrá percibir ambos bonos.

Además, se establecen otras medidas de protección de los consumidores de electricidad mediante la modificación de algunos artículos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución,

*comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y del Real Decreto 1435/2020, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.* Entre estas medidas, cabe destacar que se podrá contratar la potencia en múltiplos de 0,1 kW para ajustarla con más exactitud a las necesidades de consumo. Por otro lado, en cada período de facturación y en el caso de los consumidores que tengan contratado el PVPC, las comercializadoras de referencia, deberán incluir en la factura el importe al que hubiera ascendido la misma de haberse aplicado una tarifa con discriminación horaria, a las que puede acceder, y que son dos: DHA (con precios diferenciados en dos tramos horarios, punta y valle, de aplicación a las tarifas 2.0 (potencia no superior a 10 kW) y 2.1 (potencia no superior a 15 kW)) y la DHS (con precios diferenciados en tres tramos horarios, punta, llano y valle, de aplicación a la tarifa 2.0).

Por otra parte, el Real Decreto-Ley prohíbe a las comercializadoras de energía eléctrica y, también, de gas natural, realizar acciones publicitarias o de contratación de sus productos “puerta a puerta”, salvo que la visita sea solicitada, expresamente, por el consumidor. De igual modo, se regulan los términos en los que las comercializadoras de energía eléctrica, y de gas natural, podrán acceder a determinada información relativa al consumo y potencia contratada de los consumidores para que puedan ofrecerles mejoras en la gestión de su demanda, optimización de su contrato de suministro o la adopción de medidas de eficiencia energética. También se permite la inhabilitación directa de las comercializadoras que realicen prácticas fraudulentas en el mercado mayorista, entre ellas, el incumplimiento de las obligaciones de compra de energía en los mercados diario e intradiario, que hasta ahora debían ser sancionadas con carácter previo a la inhabilitación.

Adicionalmente, para apoyar una mayor integración de las energías renovables, se modifica, entre otros, el artículo 9 sobre autoconsumo de energía eléctrica de la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, cambiando, en primer lugar, la definición y modalidades del autoconsumo de energía eléctrica. La nueva regulación se basa en tres principios fundamentalmente: se simplifican tanto los trámites burocráticos y técnicos requeridos, como la inscripción en un registro para instalaciones de hasta 100 kW (llevada a cabo de oficio por las Comunidades Autónomas en sus respectivos registros); se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores, lo que permitirá aprovechar las economías de escala; y, por último, se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin peajes ni cargos.

Por otro lado, el Real Decreto incorpora medidas para eliminar, de forma inmediata, barreras normativas que obstaculizan esta transición energética. Una de ellas será otorgar una prórroga excepcional, y por una sola vez, para los permisos de acceso y conexión otorgados con anterioridad a la aprobación de la Ley 24/2013, en cuya ausencia caducaría el 31 de diciembre de 2018. Mediante esta prórroga, hasta el 31 de marzo de 2020, se posibilitó la entrada en funcionamiento en 2020 de los 9.000 MW de potencia adjudicada en las últimas subastas de renovables. En la misma línea, se adoptan medidas para evitar la especulación y asegurar la finalización de los proyectos con derechos de acceso a la red otorgados, elevando las garantías

exigidas e imponiendo obligaciones de reporte del grado de avance de los proyectos, lo que redundará en unos menores precios para los consumidores.

La presente norma también dedica un capítulo al impulso de la movilidad sostenible, sector imprescindible para avanzar en la transición ecológica. El Real Decreto-Ley aborda uno de los factores que detrae a los usuarios de adquirir un vehículo enchufable: la baja disponibilidad de puntos de recarga públicos. Como medida para resolver esta situación, el Gobierno elimina la figura del gestor de carga prevista en la Ley del Sector Eléctrico, pues se ha revelado como excesivamente rígida y desincentivadora de la actividad. No obstante, las instalaciones deberán cumplir con la normativa correspondiente en el ámbito de la seguridad industrial, de las que llevará un registro de la información para el seguimiento de la actividad por las Administraciones. Esta información estará disponible a través de medios electrónicos para todos los ciudadanos y se integrará, en el futuro, en el punto de acceso único, armonizando la información con la del resto de países de la Unión Europea, creando una gran base de datos de información sobre la ubicación y características de los puntos de recarga públicos.

Con respecto a la subida del precio de la electricidad, el Real Decreto-Ley incorpora dos disposiciones relacionadas con la normativa fiscal con el fin de moderar, directamente, la evolución de los precios en el mercado mayorista de electricidad. En este sentido se exonera del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica a la electricidad producida e incorporada al sistema eléctrico durante seis meses, coincidentes con los de mayor demanda y mayores precios en los mercados mayoristas de electricidad. También se introduce una exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos para los productos energéticos destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas. Esto permitirá eliminar el efecto multiplicador de estos impuestos sobre los precios del mercado mayorista con carácter permanente, teniendo un impacto tanto mayor cuanto mayor sea el comportamiento marginal del gas natural en dicho mercado.

#### **Estrategia Nacional de Lucha Contra la Pobreza Energética:**

El Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, estableció la obligación del Gobierno de aprobar una Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética. Con la Estrategia se pretende integrar todas las actuaciones en curso y previstas en las distintas políticas públicas para luchar contra la pobreza energética y garantizar el ejercicio efectivo del derecho a la energía de toda la ciudadanía, teniendo en cuenta los instrumentos internacionales y nacionales en el actual contexto social e institucional, entre los que cabe destacar:

- *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU.* En 2015, la ONU aprobó la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible. Dicha Agenda cuenta con 17 ODS, dedicando el séptimo a “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”. En España la articulación de estos objetivos y la coordinación de las actuaciones, se lleva a cabo por el Alto Comisionado para la Agenda 2030, bajo la dependencia directa del Presidente del Gobierno.
- *El Paquete de Invierno de la UE.* La Comisión Europea presentó, en noviembre de 2016, el conjunto de medidas “Energía limpia para todos los europeos” conocido como el “Paquete de Invierno”, que constituye una política europea destinada a facilitar la transición hacia una energía limpia y hacerla apropiada para el siglo XXI. Para ello aborda la eficiencia

energética, las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad de abastecimiento de electricidad y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía. En el futuro, todos los consumidores de la UE, a los que pone en el centro de sus políticas, tendrán derecho a generar electricidad ya sea para autoconsumirla, almacenarla, compartirla o venderla al mercado. Las nuevas reglas del mercado garantizarán un alto nivel de protección al consumidor y una buena gestión de sus datos.

Por otro lado, cada Estado miembro definirá el concepto de cliente vulnerable, que podrá referirse a la pobreza energética y, entre otras cosas, a la prohibición de desconexión de la electricidad a dichos clientes en períodos críticos.

- **Pilar Europeo de Derechos Sociales (UE)**. Este Pilar consiste en proporcionar a la ciudadanía unos derechos sociales nuevos y más efectivos, mediante veinte principios estructurados en tres categorías: a) igualdad de oportunidades y de acceso al mercado de trabajo, b) condiciones de trabajo justas y c) protección e inclusión social. El principio número veinte de la estrategia de protección e inclusión social establece que *“toda persona tiene derecho a acceder a servicios esenciales de alta calidad, como el agua, el saneamiento, la energía, el transporte, los servicios financieros y las comunidades digitales. Debe prestarse a las personas necesitadas apoyo para el acceso a estos servicios”*.
- **Estrategia Nacional de Lucha contra la Pobreza y la Exclusión Social 2019-2023 (ENPE)**. Esta Estrategia, aprobada por Acuerdo de Consejo de Ministros el 22 de marzo de 2019, se alinea con los objetivos de los documentos descritos anteriormente y responde al compromiso del Gobierno con la cohesión y el progreso social, proporcionando una adecuada cobertura a las necesidades de la ciudadanía y prestando especial atención a las personas más vulnerables en situación de pobreza o exclusión social.
- **Nueva Agenda Urbana (NAU)**. Esta NAU, aprobada en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre la Vivienda y el Desarrollo Urbano Sostenible (Hábitat III) el 20 de octubre en Ecuador y refrendada por la Asamblea General de las Naciones Unidas el 23 de diciembre, pretende crear un compromiso entre urbanización y desarrollo promoviendo ciudades más integradas y conectadas mediante la planificación y el diseño urbano, la gobernanza, la legislación urbana y la economía urbana. En este marco, el Ministerio de Fomento del Gobierno de España, está desarrollando la Agenda Urbana Española (AUE) con el fin de orientar las políticas urbanas sostenibles con objetivos sociales, ambientales y económicos. En este sentido, la pobreza energética constituye un tema presente en las ciudades que requiere de la colaboración desde el urbanismo y la política en materia de vivienda.
- **Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España**. La “Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España”, ERESEE 2014, fue publicada por el Ministerio de Fomento en 2014, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 de la Directiva Europea 2012/27/UE, sobre eficiencia energética. En 2017, el mismo Ministerio elaboró la “Actualización de la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España”, ERESEE 2017). La “Estrategia nacional contra la pobreza energética” se articula en coordinación con la ERESEE 2017, al igual que con el resto de documentos descritos.
- **Plan Nacional Integrado de la Energía y el Clima (PNIEC 2021-2030)**. Este Plan, elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, aborda la pobreza

energética (medida 4.1) de manera integral en sus cinco dimensiones, sobre todo en lo relativo a las medidas de descarbonización y eficiencia energética, garantizando el suministro energético a todas las personas que se encuentren en situación de vulnerabilidad, de modo que sus necesidades básicas puedan ser satisfechas.

- *Estrategia de Transición Justa*. El 22 de febrero de 2019, el Gobierno de España aprobó el Marco Estratégico de Energía y Clima mediante el cual han puesto en marcha numerosas medidas para alcanzar un modelo económico, sostenible y competitivo que contribuya a poner freno al cambio climático. Este Marco Estratégico se estructura en tres pilares: el anteproyecto de Ley de Cambio Climático<sup>2</sup>, el borrador de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)<sup>3</sup> y la Estrategia de Transición Justa (ETJ). Esta última representa una estrategia de acompañamiento solidario para asegurar que las personas y los territorios aprovechen al máximo las oportunidades de esta transición ecológica sin dejar a nadie atrás. Por lo tanto, la Estrategia de transición Justa es el instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades en actividad y empleo de la transición ecológica hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero.
- *Plan Nacional de Adaptación de Cambio Climático (PNACC 2021-2030)*. España fue uno de los primeros países en poner en marcha su PNACC en 2006, desarrollándolo en diferentes programas de trabajo, siendo el último de ellos el correspondiente al período 2021-2030. Con el objeto de identificar los avances logrados, así como los retos pendientes y lecciones aprendidas en el desarrollo del PNACC desde 2006, el Ministerio para la Transición ecológica y el Reto Demográfico ha elaborado una evaluación de las distintas actualizaciones del PNACC, destacando sus logros más importantes así como los temas prioritarios que deben ser objeto de atención, entre ellos la influencia de los factores sociales y demográficos en la vulnerabilidad ante el cambio climático, etc. El PNACC tiene como objetivo general promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático y construir una economía y una sociedad más resilientes. Para alcanzar este fin, se definen nueve objetivos específicos y una serie de principios orientadores que deberán guiar las políticas y medidas en materia de adaptación en una dimensión social y territorial, en la transversalidad o la cooperación institucional. Asimismo, el PNACC identifica 4 componentes estratégicos que facilitan la definición y desarrollo de iniciativas eficaces en materia de adaptación: la generación de conocimiento, la integración de la adaptación en planes, programas, y normativa sectorial, la movilización de actores y el seguimiento y la evaluación.
- *Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. Al comienzo de este subapartado se describieron las principales medidas de dicho RD-L, estableciendo el mandato para elaborar esta Estrategia en un plazo de seis meses desde su entrada en vigor.

Por otro lado, la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética contiene también medidas y buenas prácticas aplicadas en otros países como Reino Unido, Irlanda, Francia, Italia y Portugal;

---

<sup>2</sup> Ley aprobada finalmente en 2021 y publicada en el BOE número 121, de 21 de mayo, como Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.

<sup>3</sup> El Consejo de Ministros, en su reunión del día 16 de marzo de 2021, aprobó el acuerdo por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).



así como un estudio del régimen jurídico de la pobreza energética en el ámbito internacional, de la Unión Europea y de España.

La pobreza energética, por tanto, es la situación en la que se encuentra un hogar en el que no se pueden satisfacer las necesidades básicas de suministros de energía, como consecuencia de un nivel de ingresos insuficientes y que, en su caso, puede verse agravada por disponer de una vivienda ineficiente energéticamente. La pobreza energética la sufren los consumidores vulnerables de energía eléctrica y/o térmica, que son aquéllos que pueden ser beneficiarios de las medidas de apoyo establecidas por las administraciones. Se utilizan hasta 4 indicadores oficiales del Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (en inglés, Energy Poverty Observatory, EPOV) para poder cuantificarla:

1. Gasto desproporcionado (2M): porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la mediana nacional. Es el único indicador que no ha mejorado en los últimos años, situándose estable en torno al 17,3% en 2017, equivalente a 8,1 millones de personas, mientras que en 2008 este dato fue del 15,9%. En el caso concreto de la Comunidad Autónoma de Canarias, este factor fue del 17,2%.
2. Pobreza energética escondida (HEP): porcentaje de los hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la mediana nacional. Este indicador ha ido descendiendo de manera gradual en el período 2014-2017 hasta situarse en el 11,5% de la población, lo que equivale a que unos 5,2 millones de personas declaró un gasto anormalmente bajo de energía (menos del 50% de la mediana) en 2017. En el caso de Canarias, el 29% de sus hogares entran en este indicador, debido a los menores requerimientos térmicos de la climatología canaria. Lo mismo sucede en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, que también muestran una incidencia elevada del HEP por esa misma razón.
3. Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada: representa el porcentaje de la población que no puede mantener su vivienda a una temperatura adecuada. Los datos mostrados en la siguiente tabla indican que, durante el período de la recesión originada por la crisis financiera en 2008 (hasta 2014), el deterioro del grado de confort de las viviendas creció del 5,9% en 2008 hasta el 11,1% de la población en 2014. Sin embargo, a partir de ese año, comienza a descender hasta el 8,0% en 2017, quedando aún lejos del valor obtenido en 2008. Esto quiere decir que, alrededor de 3,7 millones de personas declaró la imposibilidad de mantener su vivienda en invierno a una temperatura adecuada en 2017. Ese año, Canarias se encontraba por debajo de la media nacional con un 7,8% de su población. En este indicador hay una importante influencia de los factores socioeconómicos de las familias para afrontar la adaptación de las viviendas en función de las características climáticas de cada zona. También hay que destacar, en este contexto, que las viviendas en alquiler pueden triplicar la incapacidad de mantener la vivienda a una temperatura adecuada frente a las viviendas en propiedad. Este indicador presenta en España resultados casi idénticos a la media de la UE (7,8%).

Respecto a la incapacidad de mantener una temperatura adecuada en el hogar durante el verano, sólo se dispone de datos de 2007 y 2012, con mínimas diferencias entre ambos ejercicios (26,4% y 25,6 % respectivamente). Para el caso concreto de Canarias, este factor abarcó al 16% de la población en 2007 y al 19,7% en 2012. España se sitúa por encima de la media de la UE, que estaba en el 19,1%.

4. **Retraso en el pago de las facturas:** porcentaje de la población que tiene retrasos en el pago de las facturas de los suministros de la vivienda. Este indicador sufrió un importante aumento en el período 2008-2014, desde el 4,6% de la población en 2008 al 9,2% en 2014, aunque en los últimos años se ha compensado, parcialmente, hasta situarse en un 7,4% en 2017, lo que equivale a 3,5 millones de personas, aproximadamente. Canarias es la Comunidad Autónoma con más población que se retrasa en el pago de sus facturas en el conjunto de España, con uno de cada 5 hogares (19,2% de la población). El porcentaje de hogares con viviendas en régimen de alquiler que se retrasa en el pago de sus facturas es más del triple que en el caso de los hogares con vivienda en propiedad. España ocupa una posición intermedia para este indicador, ligeramente mejor que la media comunitaria

En la siguiente tabla se muestran los indicadores señalados anteriormente obtenidos a partir de los instrumentos estadísticos del Instituto Nacional de Estadística sobre las encuestas de presupuestos familiares y condiciones de vida de 2017, con los que se puede conocer la situación de la pobreza energética en España, desde 2008 hasta 2017:

INDICADOR (% POBLACIÓN)	2008	2014	2015	2016	2017
2M	15,9	16,6	16,6	16,7	17,3
HEP	14,6	13,2	12,2	12,6	11,5
Tª inadecuada en vivienda	5,9	11,1	10,6	10,1	8,0
Retraso pago de facturas	4,6	9,2	8,8	7,8	7,4

Tabla 230. Resultado general: situación de la pobreza energética en España

En función del indicador utilizado, en España se encontraban en situación de pobreza energética entre 3,5 y 8,1 millones de personas en el año 2017.

Los objetivos planteados en el marco de la Estrategia Nacional consisten en reducir cada uno de los indicadores en un 25% para el objetivo mínimo planteado en 2025 y un 50% para el objetivo buscado ese mismo año.

INDICADOR (% POBLACIÓN)	2017	OBJ. MÍNIMO 2025	OBJ. BUSCADO 2025
2M	17,3	12,9	8,6
HEP	11,5	8,6	5,7
Tª inadecuada vivienda	8,0	6,0	4,0
Retraso pago de facturas	7,4	5,5	3,7

Tabla 231. Objetivos mínimo y buscado planteados para la reducción de la pobreza energética en España 2025

Para conseguir estos objetivos, la Estrategia se estructura en cuatro ejes que suman 9 líneas de actuación y 19 medidas:

LÍNEA DE ACTUACIÓN	MEDIDAS
<b>EJE I. MEJORAR EL CONOCIMIENTO DE LA POBREZA ENERGÉTICA</b>	
Línea 1. Establecer un sistema robusto de seguimiento para el cálculo periódico de los indicadores y designar organismos responsables	<b>Medida 1.</b> Actualización y cálculo periódico de los indicadores de pobreza energética. Deberá realizarse, a más tardar, el 1 de octubre de cada año
Línea 2. Dotar de transparencia al sistema de publicaciones de indicadores	<b>Medida 2.</b> Publicación periódica de los indicadores por parte del Ministerio para la Transición Ecológica. La evolución de los indicadores se debe publicar como mucho el 15 de octubre de cada año
Línea 3. Profundización en el conocimiento del gasto energético requerido.	<b>Medida 3.</b> Realizar un estudio de detalle del gasto energético de los consumidores según la zona climática en la que habiten
<b>EJE II. MEJORAR LA RESPUESTA FRENTE A LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA POBREZA ENERGÉTICA</b>	

Línea 4. Mejora de los mecanismos de subsidio frente a la pobreza energética	<b>Medida 4.</b> Creación de un nuevo bono social energético caracterizado por: universalidad de fuentes de suministro, automatización, gestión coordinada con otras AAPP
	<b>Medida 5.</b> Establecimiento de un suministro mínimo vital.
Línea 5. Protección de los consumidores en situaciones meteorológicas extremas	<b>Medida 6.</b> Prohibición de la interrupción del suministro energético en situaciones meteorológicas extremas a consumidores vulnerables
<b>EJE III. CREAR UN CAMBIO ESTRUCTURAL PARA LA REDUCCIÓN DE LA POBREZA ENERGÉTICA</b>	
Línea 6. Reducción del número de personas en situación de pobreza energética	<b>Medida 7.</b> (A corto plazo). Rehabilitación ágil y rápida en viviendas, con determinadas medidas de bajo coste y acelerada ejecución, principalmente a lo referente a la energía térmica.
	<b>Medida 8.</b> (A medio plazo). Fomento del parque de viviendas en alquiler social con subvención para los gastos de suministros energéticos para colectivos especialmente vulnerables, con la participación de organismos estatales, autonómicos y/o locales
	<b>Medida 9.</b> (A medio plazo). Sustitución de equipos por otros más eficientes energéticamente, incluyendo equipos térmicos y eléctricos
	<b>Medida 10.</b> (A largo plazo). Rehabilitación integral de edificios, impulsando medidas dirigidas a edificios en áreas de regeneración y renovación urbanas o en zonas rurales donde haya consumidores vulnerables.
	<b>Medida 11.</b> (A largo plazo) Otras medidas derivadas del análisis en la “Estrategia a Largo Plazo para la Rehabilitación Energética en el sector de la Edificación en España (ERESEE) del Ministerio de Fomento”
<b>EJE IV. MEDIDAS DE PROTECCIÓN A LOS CONSUMIDORES Y CONCIENCIACIÓN SOCIAL</b>	
Línea 7. Actuación de los profesionales en la lucha contra la pobreza energética	<b>Medida 12.</b> Elaboración de un protocolo para detectar situaciones de pobreza energética por parte de los profesionales del sector
	<b>Medida 13.</b> Homogeneización de la gestión de la información
Línea 8. Mejora de la información y formación de los consumidores	<b>Medida 14.</b> Establecimiento de mecanismos de sensibilización y generación de conciencia colectiva del problema de la pobreza energética en España
	<b>Medida 15.</b> Página web que funcione como punto de acceso general y centralizado de información sobre pobreza energética
	<b>Medida 16.</b> Realización de acciones de comunicación sobre el uso de contadores inteligentes
	<b>Medida 17.</b> Información sobre hábitos de consumo, ahorro energético y mejora de la eficiencia energética
	<b>Medida 18.</b> Establecimiento de un canal de comunicación permanente de las novedades en materia de pobreza energética a los sujetos y colectivos interesados
Línea 9. Mejoras regulatorias para la defensa de los consumidores	<b>Medida 19.</b> Inclusión, en la normativa relativa a consumidores energéticos, de la perspectiva de la pobreza energética

Tabla 232. Ejes, líneas de actuación y medidas contempladas en la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética se construye con un enfoque integral contemplando los planos paliativo y estructural, con actuaciones a corto, medio y largo plazo. Para ello es preciso, mantener y mejorar los sistemas prestacionales, compuestos en la actualidad por los bonos sociales eléctricos y térmicos para apoyar a los consumidores vulnerables en la satisfacción de sus necesidades energéticas inmediatas. No obstante, el enfoque integral conlleva que las medidas prestacionales no se conviertan en la principal actuación, sino que sean instrumentos de transición.

**Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica:**

En España, el autoconsumo de energía eléctrica para instalaciones que estén conectadas a la red de distribución eléctrica, está regulado por el presente Real Decreto 244/2019 y *el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*, que define el autoconsumo eléctrico y sus modalidades, derogando muchos puntos de la normativa anterior, establecida por el *Real Decreto-Ley*

*900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.*

En términos generales, el Real Decreto 244/2019 plantea una modificación profunda de la actividad del autoconsumo de electricidad fomentando su expansión con generación distribuida renovable, para lo que se establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.

El desarrollo del autoconsumo que promueve la presente norma tendrá un efecto positivo sobre la economía general, sobre el sistema eléctrico y energético y sobre los consumidores. Desde la perspectiva de los consumidores finales, el autoconsumo puede ser una alternativa económicamente más ventajosa que el suministro exclusivo desde la red. Además, proporcionará un papel más activo a los consumidores finales en la gestión de su abastecimiento energético y consumo, produciendo un efecto de disminución del precio de la electricidad respecto a un supuesto escenario sin autoconsumo.

El Real Decreto establece cinco objetivos: i) las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de electricidad definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ii) la definición del concepto de autoconsumo, iii) el desarrollo del autoconsumo individual y colectivo, iv) el mecanismo de compensación simplificada entre déficits de autoconsumo y excedentes, v) organización y procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo.

Esta norma define al consumidor asociado como aquel que tiene asociadas instalaciones próximas de red interior o instalaciones próximas a través de la red en un punto de suministro, y hace una diferenciación entre instalación de generación y de producción. Se entiende por instalación de generación aquella encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria, mientras que la instalación de producción es una instalación de generación inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. También se consideran instalaciones de producción aquellas que, aun no estando inscritas en dicho registro, tienen una potencia no superior a 100 kW, están asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo y pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

El Real Decreto establece dos modalidades de autoconsumo principales (la segunda modalidad se divide, a su vez, en dos):

- Modalidad de autoconsumo sin excedentes: aquellas instalaciones que no pueden verter sus excedentes a la red, por lo que deberán instalar un sistema de antivertido. En esta modalidad sólo existe el sujeto consumidor y éste tendrá que ser el titular de la instalación de generación.
- Modalidad de autoconsumo con excedentes: en esta modalidad se pueden verter los excedentes a la red, por lo que, en este caso, además del sujeto consumidor, también existe el sujeto productor.
  - Modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación. En este caso el consumidor y el productor optan por acogerse a un mecanismo de

compensación<sup>4</sup> de excedentes, para lo cual deberá cumplir con las siguientes condiciones: i) que la fuente de energía primaria sea renovable, ii) que la potencia de las instalaciones de producción no sea superior a 100 kW, iii) que el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, en caso de resultar necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, iv) que el consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo y v) que la instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

- Modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación. Se podrán acoger a esta modalidad todos los casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con algunos de los requisitos de la modalidad acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a ella.

Por otro lado, las instalaciones de autoconsumo podrán clasificarse en individual, un consumidor asociado a una instalación, o colectivo, varios consumidores asociados a las instalaciones. En este caso, todos los consumidores participantes deben pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y comunicar, de forma individual, a la empresa distribuidora directamente o a través de la comercializadora, un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto.

Todas las instalaciones de consumo, con independencia de su modalidad, deberán disponer de permiso de acceso y conexión. En el caso de las instalaciones de generación, los permisos de acceso y conexión solo serán obligatorios para los sujetos productores con instalaciones de producción con potencia superior a 15 kW que se encuentren en suelo no urbanizado.

El registro administrativo tiene por objetivo informar y es de acceso gratuito. En este registro se presenta la información dividiéndose en las distintas modalidades de autoconsumo (con y sin excedentes). Además, los casos de autoconsumo con excedentes se agrupan en tres secciones, con y sin compensación y sin compensación con más de un contrato de suministro. El registro será llevado a cabo por las Comunidades Autónomas, debiéndose remitir la información a la Dirección General de Política Energética y Minas.

**Real Decreto 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia energética y en otros ámbitos para la reactivación económica:**

Esta norma establece hitos y plazos temporales para evitar movimientos especulativos en la utilización de los permisos de acceso a la red y para impulsar de forma ordenada y rápida la transición energética hacia un sistema eléctrico 100% renovable y favorecer la reactivación económica en línea con el Pacto Verde Europeo. La norma elimina barreras para el despliegue masivo de fuentes renovables, define nuevos modelos de negocio que el sector ya está demandando, como es el caso del almacenamiento, la hibridación y el agregador independiente,

---

<sup>4</sup> Se define como mecanismo de compensación simplificada a aquel procedimiento por el cual la energía excedentaria total de las instalaciones de generación es usada para compensar el déficit de sus consumos, estando esta modalidad excluida del sistema de ofertas (pool de mercado).

Se pueden acoger a esta modalidad los autoconsumos en modalidad con excedentes (individual y colectivo) y los autoconsumos colectivos sin excedentes. En este último caso, dado que no existe la figura del productor, no es requerido firmar un contrato de compensación de excedentes.

fomenta la eficiencia energética, y se regulan las comunidades energéticas para favorecer la participación de los ciudadanos, entre otros aspectos.

El Real Decreto se divide en cuatro bloques. El primero incluye la regulación de acceso y conexión y regula un nuevo mecanismo de subasta para dotar a las renovables de un marco predecible y estable. El segundo se centra en el impulso de nuevos modelos de negocio que serán claves en los próximos años, como es el caso de la agregación de la demanda, el almacenamiento y la hibridación. En tercer lugar, el RDL aborda el fomento de la eficiencia energética flexibilizando el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, de modo que su vigencia se extiende desde finales de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2030; y finalmente, se establecen una serie de medidas sectoriales para el impulso de la actividad económica y el empleo en respuesta a la crisis sanitaria del COVID-19.

## 9.2 SITUACIÓN DE LA POBREZA ENERGÉTICA EN EL ÁMBITO DE CANARIAS

En este apartado se realiza un análisis específico para el caso de Canarias. Se usan los indicadores que han sido definidos en la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética y los datos estadísticos disponibles a través del INE, ISTAC, E-SIOS, Anuario Energético de Canarias y otras fuentes oficiales actualmente disponibles. En la siguiente tabla se muestran los datos disponibles sobre los indicadores de la pobreza energética en Canarias, adelantados en el apartado anterior:

INDICADOR	2016	2017	2018	2019
2M (% hogares)	-	17,2	20,26	16,16
HEP (% hogares)	28,28	31,57	35,78	31,64
Tª inadecuada en invierno en la vivienda (% población)	7,4	7,8	7,3	5,0
Retraso pago de facturas (% población)	10,7	19,2	10,8	7,9

Tabla 233. Evolución de los indicadores de pobreza energética en Canarias

En el siguiente gráfico se pueden observar las diferentes evoluciones cada uno de los indicadores de la pobreza energética en Canarias y España.

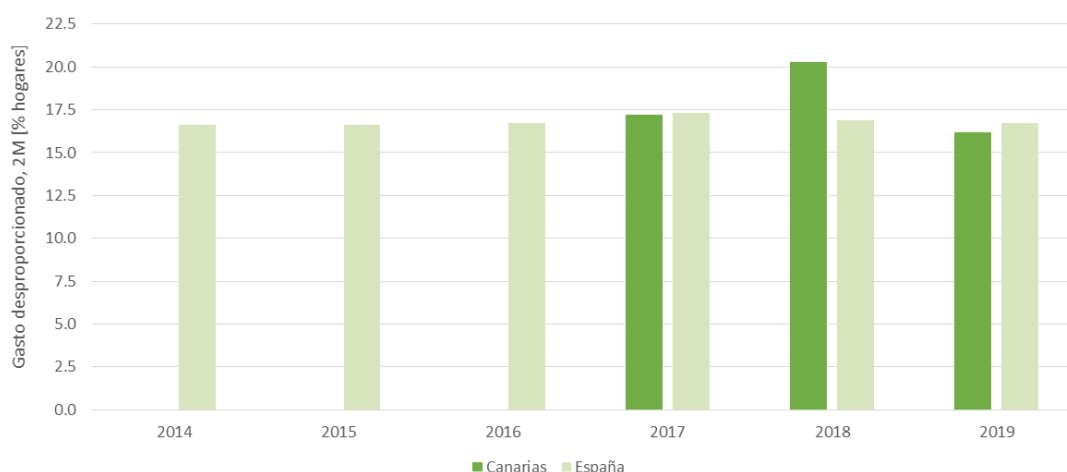


Ilustración 112 Evolución del porcentaje de hogares con un gasto desproporcionado, (2M), en Canarias y España

En el caso del gasto proporcionado, sólo hay datos para Canarias desde 2017. En ese año y en 2019, Canarias tenía un valor ligeramente inferior de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la mediana nacional. Sin embargo, en 2018, el archipiélago

superó la media de España. El indicador 2M está estrechamente relacionado con la eficiencia energética de los hogares, es decir, a medida que aumenta la eficiencia energética en los hogares, el gasto energético se reduce, ya que se consigue reducir el consumo por el cual pagamos. A continuación se muestra la comparativa entre la pobreza energética escondida a nivel nacional y autonómico de Canarias:

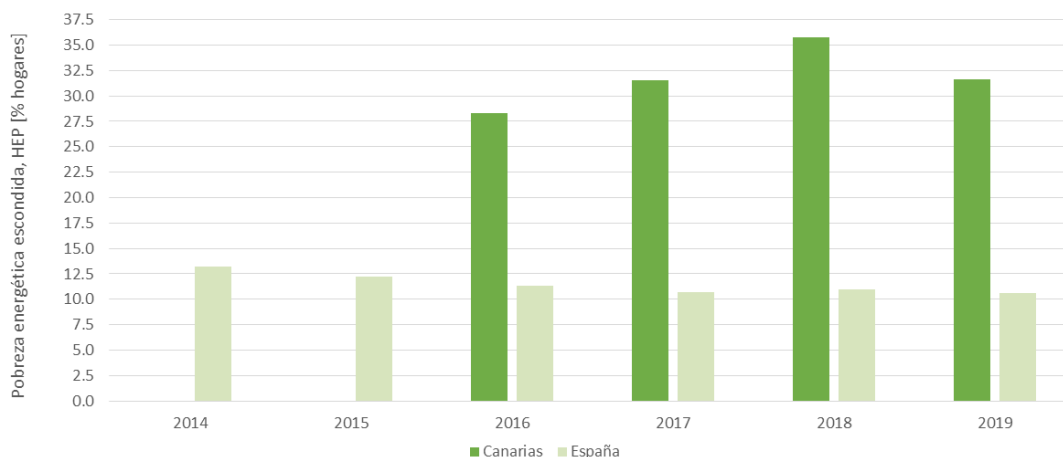


Ilustración 113 Evolución del porcentaje de hogares con pobreza energética escondida, (HEP), en Canarias y España

Los datos muestran unos valores notablemente más altos en Canarias que en España, aunque en el último año este factor se ha reducido ligeramente en Canarias respecto al año anterior (casi un 12%). Esto quiere decir que hay un elevado porcentaje de hogares cuyo gasto energético es inferior a la mitad de la mediana nacional. Esto puede deberse a dos motivos muy diferentes: o bien los hogares limitan sus necesidades energéticas por debajo de un nivel mínimo de confort, lo cual no es positivo, o bien, en los hogares se aplican hábitos de consumo más eficientes, a la vez que se dispone de equipamiento con clasificación energética alta, lo que reduce el gasto energético en el hogar. El indicador relativo a la temperatura inadecuada en la vivienda durante el invierno, como se muestra en el siguiente gráfico, ha ido mejorando, especialmente en el último año, por lo que la población con dificultades para mantener una temperatura adecuada en su vivienda se ha reducido.



Ilustración 114 Evolución de la población con una temperatura inadecuada en sus viviendas en invierno

Debido a las condiciones climáticas particulares de Canarias, en la que los inviernos no son severos, salvo en determinadas zonas del interior y norte de algunas islas, este indicador, suele tener valores relativamente bajos e inferiores a la media nacional (aunque en 2017 los datos de

ambos fueron muy similares). Sin embargo, en Canarias sí sería conveniente disponer de este mismo indicador, pero en verano, ya que la demanda de refrigeración en las viviendas de las islas suele ser alta y las medidas para obtener una temperatura adecuada en los hogares no están al alcance de toda la ciudadanía. No obstante, no se dispone de información sobre este indicador en verano.

Por último, el indicador sobre el retraso en el pago de las facturas de los suministros de energía de las viviendas, muestra una tendencia decreciente después del máximo experimentado en 2017, donde el 19,2% de los residentes en Canarias se retrasaron en la realización de dichos pagos (casi uno de cada cinco). No obstante, en 2019, este indicador se redujo hasta alcanzar al 7,9% de la población, lo que supone un descenso de casi el 59%.



Ilustración 115 Evolución de la población con retraso en el pago de las facturas de suministro energético

Para que estos indicadores continúen mejorando se propone una batería de acciones que tendrían como objetivo reducir el nivel de la pobreza energética en el archipiélago canario. El análisis partiría de las recomendaciones establecidas en el ámbito nacional y europeo, pero poniendo el foco en aquellas acciones que serían de especial importancia en Canarias conforme al diagnóstico previamente desarrollado, a sus condiciones climáticas y socioeconómicas particulares.

### 9.3 MEDIDAS PARA LA PROTECCIÓN DE LOS CONSUMIDORES

En este apartado se analiza la forma en la cual abordar el problema que supone el fenómeno de pobreza energética en consumidores especialmente vulnerables. Entre las medidas planteadas se analizan fórmulas regulatorias que permitan defender (de forma justa) a los consumidores y reducir el gasto desproporcionado en los casos en los que se produzca.

La *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, ya recogía en su artículo 45 la consideración de los consumidores vulnerables como aquellos consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen, y se circunscribirán a personas fijas en su vivienda habitual. Esta Ley también avanza que la definición de los consumidores vulnerables, de sus categorías y los requisitos que deben cumplir, así como las medidas a adoptar para estos colectivos, se irán determinando reglamentariamente por el Gobierno. Del mismo modo, también se establecerán los mecanismos y actuaciones necesarias para la asignación del bono social.



Así, el 25 de diciembre de 2016 entró en vigor el *Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica*. Atendiendo a la previsión de la disposición final segunda del citado Real Decreto-ley, se procedió al necesario desarrollo reglamentario de la medidas adoptadas en el mismo a través de la aprobación del *Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica*. En este Real Decreto se define la figura del consumidor vulnerable como el titular de un punto de suministro eléctrico en su vivienda habitual que, siendo una persona física, esté acogido al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) y cumpla una serie de requisitos. Esto es, la figura del consumidor vulnerable se asocia, como regla general, a determinados umbrales referenciados al Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), en función del número de miembros que compongan la unidad familiar. Estos umbrales se pueden incrementar si se acredita la concurrencia en uno de los miembros de la unidad familiar de determinadas circunstancias especiales. Adicionalmente se reconoce a determinados colectivos la percepción del bono social con independencia de su nivel de renta. Por otro lado, dentro de los consumidores vulnerables se hace la distinción de consumidores vulnerables severos, que se definen por referencia a umbrales de renta más bajos que los señalados con carácter general. Se trata de consumidores en riesgo de exclusión social que, cumpliendo los umbrales de renta de aplicación, estén siendo atendidos por los servicios sociales de una Administración autonómica o local. El bono social es un descuento en la factura de los consumidores vulnerables del 25% en todos los términos que componen el PVPC, y de los vulnerables severos (descuento del 40%).

*La Orden ETU943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla dicho Real Decreto*, establece los modelos de solicitud de aplicación del bono social, la documentación acreditativa que debe acompañarla, los criterios de cómputo del requisito de renta y los mecanismos con los que se comprobarán los requisitos establecidos en dicho Real Decreto para ser considerado consumidor vulnerable y vulnerable severo y poder, así, percibir el bono social.

Como ya se ha expuesto anteriormente, el *Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*, entre otras medidas, amplía la cobertura del bono social eléctrico y crea el bono social térmico para que los hogares vulnerables puedan hacer frente a sus gastos de calefacción, agua caliente o cocina en invierno con independencia del combustible que utilicen.

Ante la situación de emergencia sanitaria y pandemia internacional, el Gobierno de España aprobó el *Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19*. El estado de alarma decretado el 14 de marzo se prolongó hasta el 21 de junio mediante prórrogas de quince días cada vez, aprobadas por el Congreso de los Diputados a través de reales decretos. Esta situación supuso un parón en la economía y la sociedad en general sin precedentes en España, afectando tanto a la actividad productiva como a la demanda y al bienestar de la ciudadanía. La proliferación de la pandemia ha acentuado las dificultades en las cadenas de suministros afectando también a la demanda de exportaciones, especialmente en el sector turístico del que depende, en gran medida, la economía española, en general, y la economía canaria, en particular. Las medidas de contención impuestas en los diferentes reales decretos por los que se declaran los diferentes estados de alarma, han tenido un impacto directo, también, sobre la

demanda y la actividad económica doméstica. El cierre de centros educativos, la suspensión de actos públicos, y la prohibición de vuelos u otros desplazamientos tienen un impacto directo sobre la demanda, de nuevo principalmente del sector turístico y sus servicios conexos, del transporte, la educación y la cultura. En este contexto, la prioridad absoluta en materia económica del Gobierno radica en proteger y dar soporte productivo y social para minimizar el impacto que produzca la crisis sanitaria y lograr que, una vez finalizada dicha crisis, se reanude cuanto antes la actividad económica. Así, el *Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social de la COVID-19*, busca dar respuesta a las circunstancias excepcionales señaladas, sumándose a las medidas adoptadas a nivel comunitario. El artículo 4.1 del presente Real Decreto-ley, establece, entre otras medidas, que los suministradores de energía eléctrica, gas natural y agua no podrán suspender el suministro a los consumidores vulnerables, vulnerables severos o en riesgo de exclusión social, definidos en los artículos 3 y 4 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.

Por último, el *Real Decreto-ley 30/2020, de 29 de septiembre, de medidas sociales en defensa del empleo*, crea una nueva categoría de consumidor vulnerable con derecho a la percepción del bono social eléctrico en su disposición adicional sexta. La principal novedad de la norma, en relación con los consumidores vulnerables, es que basta con una declaración responsable de titular para acceder a la prestación, lo que facilita que todos los hogares que lo necesiten puedan disponer del bono social de forma inmediata. Esta medida, que se prolongará hasta el 30 de junio de 2021, permitirá al Gobierno disponer de los datos de la renta de 2020 dejando de ser necesaria la declaración responsable, de modo que los usuarios puedan acceder al bono social en los supuestos que ya existen.

Será considerado “consumidor vulnerable”, condición que da acceso a un descuento directo en el recibo de la luz del 25%, aquellos hogares donde alguno de sus miembros cumpla con los siguientes requisitos:

- Encontrarse en situación de desempleo.
- Estar en un Expediente Temporal de Regulación de Empleo, o haber visto reducida su jornada laboral por motivos de cuidados.
- Afrontar otras circunstancias similares que supongan una pérdida sustancial de ingresos en caso de ser empresario.

Este supuesto sustituye y amplía la medida que, con carácter excepcional, permitía solicitar el bono social, como consumidor vulnerable, a los trabajadores autónomos que hubieran cesado su actividad en una fecha posterior al 14 de marzo, cuando entró en vigor el *Real Decreto 463/2020, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19*.

También podrán beneficiarse del bono social, los trabajadores autónomos que, tras la entrada en vigor del estado de alarma, vieron reducida su facturación del mes anterior al que solicita el bono en, al menos, un 75% en relación con el promedio de facturación del semestre anterior.

Por otro lado, se establece un límite de ingresos para poder acceder al bono social. Esto es, los ingresos de los miembros de la unidad familiar en el mes anterior al momento en el que se presenta la solicitud del bono social completa deben ser inferiores a:

- 1,5 veces el IPREM de 14 pagas, en el caso de que no forme parte de una unidad familiar o no haya ningún menor en la unidad familiar (11.279€);

- 2 veces el IPREM de 14 pagas, en el caso de que haya un menor en la unidad familiar (15.039€);
- 2,5 veces el IPREM de 14 pagas, en el caso de que haya dos menores en la unidad familiar (18.799€).

Estos multiplicadores se incrementarán en 0,5 puntos, en cada caso, siempre que el consumidor, o alguno de los miembros de una unidad familiar, concorra en las siguientes circunstancias especiales:

- Que tenga discapacidad reconocida igual o superior al 33%;
- Que acredite la situación de violencia de género, conforme a lo establecido en la legislación vigente;
- Que tenga la condición de víctima de terrorismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente;
- Que se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, conforme a lo establecido en la legislación vigente;
- Que el consumidor acredite que la unidad familiar está integrada por un único progenitor y, al menos, un menor.

Adicionalmente, los hogares beneficiarios del bono social recibirán el año que viene el bono térmico para sufragar los costes de climatización. La cuantía varía entre los 25 y los 120€ en función de la unidad familiar y de la zona climática donde se ubique la vivienda.

En relación a los suministros, se prohíbe su corte a los beneficiarios del bono social en determinados supuestos, como es el que haya menores, dependientes o personas con discapacidad en el hogar. Además, no se podrá suspender el suministro eléctrico a los consumidores en condición de **consumidor esencial**, es decir, que se encuentre en una de las siguientes circunstancias:

- a) Es consumidor vulnerable severo en riesgo de exclusión social
- b) Es beneficiario del bono social y para su aplicación ha acreditado formar parte de una unidad familiar en la que haya, al menos, un menor de 16 años
- c) Es beneficiario del bono social y el consumidor, o alguno de los miembros de la unidad familiar a la que pertenece, se encuentra en situación de dependencia reconocida en grado II o III
- d) Es beneficiario del bono social y el consumidor, o alguno de los miembros de la unidad familiar a la que pertenece, tiene una discapacidad reconocida igual o superior al 33%

Las personas que cumplan las condiciones para acogerse al bono social deberán presentar una declaración responsable –incluida en el modelo de solicitud– en el que manifiesten su situación, o la de algún miembro de su unidad familiar, así como los ingresos de la misma. Una vez el comercializador reciba la solicitud y la declaración responsable –junto a otra documentación acreditativa que sea necesaria (por ejemplo, libro de familia en el caso de unidades familiares)–, debe comprobar que la solicitud y declaración responsable se han realizado correctivamente y comunicar al usuario mediante correo electrónico o teléfono, el resultado de su petición.

En cuanto a su vigencia, el derecho a percibir el bono social se extinguirá cuando dejen de concurrir los requisitos requeridos para ser beneficiario, lo que deberá comunicar a la comercializadora de referencia en el plazo de un mes. El derecho a percibir el bono social, en los términos de este nuevo supuesto, se extinguirá el 30 de junio de 2021, aunque podrá pasar a

beneficiarse de otros supuestos del bono social si cumple con los requisitos necesarios. El resto de supuestos de acceso al bono social, para consumidores vulnerables, consumidores vulnerables severos y en riesgo de exclusión social, permanecen vigentes y cualquier usuario, en cualquier momento, puede solicitarlo, presentando la documentación acreditativa que corresponda.

En el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias hay un **Convenio de Cooperación entre la Administración Pública de dicha Comunidad, a través de las Consejerías de Empleo, Políticas Sociales y Viviendas, y de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, la Federación Canaria de Municipios (FECAM) y el Grupo Endesa para garantizar a los consumidores en riesgo de exclusión social el acceso al suministro de energía eléctrica**. La Resolución de 23 de octubre de 2018 ordenó la publicación del Convenio que se formalizó, entre las entidades descritas, el 5 de octubre de 2018. Su vigencia es de cuatro años a partir del día siguiente a su firma, es decir, hasta octubre de 2022. En los años posteriores se han ido publicando, vía Resolución, las Adendas de Adhesión al Convenio de Cooperación de diferentes ayuntamientos de las islas como son: los ayuntamientos de Los Silos, San Andrés y Sauces, San Miguel de Abona y Telde<sup>5</sup>, el Ayuntamiento de La Villa y Puerto de Garachico<sup>6</sup>. El objeto del Convenio consiste en establecer los términos de la cooperación entre las entidades mencionadas, encaminados a tratar de paralizar la suspensión del suministro de electricidad en su vivienda habitual a los consumidores y sus familias residentes en la Comunidad Autónoma de Canarias, que se encuentren en situación de vulnerabilidad severa en riesgo de exclusión social conforme a lo previsto en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.

#### 9.4 MEDIDAS PARA CONCIENCIACIÓN, INFORMACIÓN Y FORMACIÓN DE LOS CONSUMIDORES

En determinados casos, el alto consumo energético se debe a la falta de conocimiento por parte de los consumidores de cómo funciona el mercado de suministro energético y qué alternativas tiene a su disposición para reducir la factura energética. Se plantea, por tanto, un paquete de medidas que tratan de abordar esta problemática.

En primer lugar es fundamental entender bien la factura eléctrica y cada uno de sus conceptos, ya que ajustándola adecuadamente a nuestros hábitos y horarios de consumo, disponibilidad de equipamiento eléctrico, etc., se pueden lograr ahorros considerables. En el sector residencial sólo se tendrán en cuenta las potencias contratadas no superiores a 15kW. En este sentido se puede actuar sobre tres factores:

- **El término de potencia.** En muchas ocasiones se contrata más potencia de la necesaria, lo que aumenta el coste fijo de la factura eléctrica. Para saber qué nivel de potencia se

---

<sup>5</sup> Resolución de 5 de abril de 2019, por la que se ordena la publicación de las Adendas de Adhesión al Convenio de Cooperación entre la Administración Pública de la Comunidad Autónoma de Canarias, a través de las Consejerías de Empleo, Políticas Sociales y Vivienda y de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, la Federación Canaria de Municipios (FECAM) y el Grupo Endesa para garantizar a los consumidores en riesgo de exclusión social el acceso al suministro de energía eléctrica, por parte de los Ayuntamientos de Los Silos, San Andrés y Sauces, San Miguel de Abona y Telde.

<sup>6</sup> Resolución de 5 de julio de 2019, por la que se ordena la publicación de la Adenda de Adhesión al Convenio de Cooperación entre la Administración Pública de la Comunidad Autónoma de Canarias, a través de las Consejerías de Empleo, Políticas Sociales y Vivienda, y de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, la Federación Canaria de Municipios (FECAM) y el Grupo Endesa para garantizar a los consumidores en riesgo de exclusión social el acceso al suministro de energía eléctrica, por parte del Ayuntamiento de la Villa y Puerto de Garachico.

necesita, se deben conocer las potencias de los aparatos eléctricos disponibles en la vivienda y cuáles se encuentran en continuo funcionamiento (nevera, congelador, termo eléctrico, etc.). Evitando la simultaneidad de uso de los equipos con más potencia (secadora, horno y vitrocerámica, por ejemplo), se puede ajustar su potencia a valores más pequeños (en escalones de 0,1 kW), en función de la potencia de los aparatos eléctricos disponibles en casa y la simultaneidad de su uso.

- El **término de energía**. Se trata de un coste variable que depende de la cantidad de energía consumida en la vivienda. Por lo tanto, reducir el consumo aplicando medidas de eficiencia energética, sustituyendo el equipamiento más ineficiente por otro con mejor clasificación energética, etc., disminuirá la energía consumida y, por tanto, su coste asociado.

Tanto el término de potencia como el de energía, están compuestos por dos costes, uno relativo a la facturación por peaje de acceso, que lo establece el Gobierno, y el comentado anteriormente para cada caso. Si el contrato se realiza en el mercado regulado (PVPC, sólo disponible para potencias no superiores a 10 kW), los costes vienen desglosados; por un lado, la facturación por peaje de acceso y, por otro, el de comercialización. En el mercado libre, los peajes de acceso se incluyen en el coste por energía consumida y potencia contratada, detallando el coste total de cada término sin separar el importe por los peajes de acceso.

- La **tarifa de acceso**. A partir del 1 de junio de 2021 entró en vigor la nueva tarifa de acceso 2.0TD para los consumidores acogidos al PVPC. Esta nueva tarifa será de aplicación para potencias inferiores a 15 kW, agrupando, en ésta, las tarifas anteriores 2.0X y 2.1X . Esta tarifa tendrá una potencia no superior a 15 kW en todos los períodos y el peaje constará de dos términos de potencia contratada y tres términos de energía consumida. En su Circular, la CNMC define cuatro temporadas eléctricas a efectos de aplicación en los peajes de transporte y distribución, que en el caso de Canarias, son:

- Temporada alta: julio, agosto, septiembre y octubre.
- Temporada media alta: noviembre y diciembre.
- Temporada media: enero, febrero y marzo.
- Temporada baja: abril, mayo y junio.

También distingue entre los tipos de días a los mismos efectos que las temporadas eléctricas:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media alta.
- Tipo B1: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja.
- Tipo D: sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Los horarios a aplicar por tipo de día en Canarias son los siguientes:

PERÍODO HORARIO	TIPO DE DÍA				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-	-	-	-
P2	-	De 10 h a 15 h	De 10 h a 15 h	-	-

		De 18 h a 22 h	De 18 h a 22 h		
P3	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	-	-	-
P4	-	-	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	-
P5	-	-	-	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	-
P6	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día.

Tabla 234. Períodos horarios a aplicar por tipo de día en Canarias

Por otro lado, la discriminación horaria de tres períodos (período 1, punta; período 2, llano; y período 3, valle), será de aplicación al término de energía del peaje 2.OTD:

PERIODO HORARIO	INVIERNO Y VERANO (LUNES A VIERNES LABORABLES)
	Canarias
P1 (punta)	10 h - 14 h 18 h - 22 h
P2 (llano)	8 h - 10 h 14 h - 18 h 22 h - 24 h
P3 (valle)	0h – 8h

Tabla 235. Discriminación horaria de tres períodos a aplicar al término de energía en Canarias

Se consideran como horas del período 3 todas las horas de los sábados, domingos, el 6 de enero y los días festivos de ámbito nacional, definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión tanto de los festivos sustituibles como de los que no tienen ficha fija.

Por último, la discriminación horaria de dos períodos será de aplicación al término de facturación de potencia y excesos de potencia de aplicación al peaje 2.OTD. En este caso se diferencian dos periodos horarios: punta y valle. El periodo punta de discriminación horaria de dos periodos agrupa los periodos P1 y P2 de la discriminación horaria de tres periodos, mientras que el periodo valle de la discriminación horaria de dos periodos se corresponde con el periodo 3 de la discriminación horaria de tres periodos.

A continuación, se describen algunas medidas que puedan ayudar a reducir los consumos energéticos de la población fomentando la concienciación, la información y la formación de los consumidores en esta materia.

La concienciación, la información y la formación son aspectos que van de la mano. Para que la población, en general, tome conciencia de un fenómeno concreto, como puede ser la pobreza energética, debe estar informado de lo que es, de su origen, causas, consecuencias, maneras de mitigar el fenómeno en sí y sus efectos para, posteriormente, seguir formándose sobre el tema con plena conciencia y conocimiento de lo que se está tratando y su finalidad.

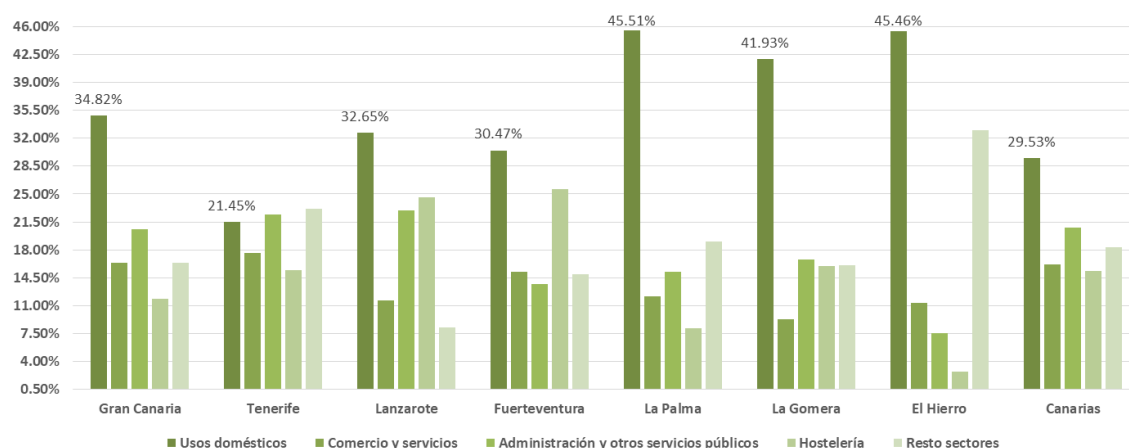
**Información.** Ya existen numerosas guías de eficiencia energética (guías, cuentos o cómics infantiles, folletos, documentación online, etc.), incluso por sectores, de múltiples organismos, como, por ejemplo, las del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), las del propio Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), de la Federación Canaria de Municipios (FECAM),

de Red Eléctrica de España (REE) con la colaboración de la Federación Española de Municipios y Provincias (FEMP), de organismos autonómicos o provinciales, etc. También se puede encontrar abundante información a través de artículos y revistas especializadas en el sector. Todos estos documentos no sólo informan de medidas activas de eficiencia energética sino de medidas pasivas que tienen más que ver con nuestros hábitos de consumo. El cambio de hábitos puede suponer, en algunos casos, una reducción en el consumo de energía de más del 10%, sin que ello suponga un desembolso económico. Por ello la importancia de estar bien informados, de saber lo que es la eficiencia energética, los beneficios económicos y medioambientales que supone y, así, intentar reducir, al menos, algunos indicadores de la pobreza energética.

Para que la información llegue a la mayor parte de la población posible se deben realizar campañas de sensibilización sobre esta problemática que cada vez afecta a más personas. Estas campañas se pueden divulgar a través de los medios de comunicación (prensa, radio y televisión) y de las redes sociales. A través de los ayuntamientos también se puede llegar a las personas más vulnerables energéticamente e informarles sobre las diferentes ayudas a las que pueden acogerse (bono social eléctrico y térmico, planes renove, etc.), así como facilitarles información sobre medidas de eficiencia energética que no suponen ningún coste. También se puede actuar en los hogares en sí mediante un adecuado aislamiento térmico de la vivienda, un mayor aprovechamiento de la luz y ventilación natural, donde sea posible, sustitución de equipamiento obsoleto por otro más eficiente, sustitución de luminarias, etc.

**Concienciación.** Cuando ya se conoce y se está informado acerca de un fenómeno concreto y sus consecuencias, es cuando se puede pasar a la acción y poner en práctica las medidas que estén al alcance de cada ciudadano, siendo plenamente conscientes de las repercusiones del beneficio de nuestras acciones a corto, medio y largo plazo.

**La ciudadanía debe tomar conciencia de los importantes retos a los que nos enfrentamos en las próximas décadas,** donde el objetivo perseguido, en última instancia, por el Gobierno de España es la descarbonización de la actividad económica del país en 2050, mientras que en Canarias, se plantea a 2040. Aunque en muchas ocasiones no se tiene conciencia de ello, los usuarios finales de la energía pueden reducir la pobreza energética, aplicando, en su vida cotidiana, hábitos de consumo más eficientes. El sector residencial en Canarias durante el año 2019 demandó el 35,67% de la demanda eléctrica total de Canarias, un valor nada despreciable y que, con todo pronóstico, dada la declaración de los estados de alarma, el incremento del teletrabajo, la suspensión de las actividades lectivas, etc., aumentará considerablemente en 2020 en detrimento del resto de los sectores, sobre todo los relativos al sector terciario.



*Ilustración 116 Distribución porcentual de la demanda eléctrica por sectores en Canarias, 2019*

En todas las islas, el sector residencial fue el más demandante de energía, alcanzando cifras superiores al 40% en La Palma, La Gomera y El Hierro.

Por lo tanto, teniendo en cuenta la importancia que el sector residencial tiene sobre la demanda eléctrica, se puede concluir que, si los consumidores de electricidad adoptamos medidas de eficiencia energética, se lograría disminuir este consumo y, con ello, reducir la factura eléctrica. La adopción de medidas de eficiencia energética es especialmente recomendable en el caso de los consumidores vulnerables o que se encuentran en situación de exclusión social; pero, para ello, es fundamental que la información llegue a toda la población, ya que en caso contrario, no se podrían aplicar medidas que redujeran las situaciones de pobreza energética, por simple desconocimiento.

**Formación.** El sector de la energía (en el que se incluye la eficiencia y el ahorro energético) es un sector muy amplio, presente en todos los ámbitos de la actividad y la economía en sus diferentes formas (transporte, calor, electricidad, almacenamiento, en forma de energía primaria, secundaria, etc.) en el que la población puede formarse de manera continua ya sea mediante la información disponible en guías, revistas especializadas, etc. o bien mediante cursos, talleres, seminarios o formación reglada. Es un sector que avanza de manera imparable en los campos de la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación. Todo ello para mejorar el confort de las personas y, también, ayudar a reducir las causas de la pobreza energética, entre otros aspectos.

## 9.5 PLAN DE ACCIÓN DE LUCHA CONTRA LA POBREZA ENERGÉTICA

A día de hoy, la UE no cuenta con un plan de acción coordinado contra la pobreza energética, aunque ha aplicado algunas políticas que pueden clasificarse en cuatro categorías principales:

- Intervenciones financieras
- Protección adicional al consumidor.
- Eficiencia energética.
- Otras medidas, servicios de información y sensibilización.

Según el estudio *“Pobreza energética en Canarias. Análisis de su incidencia y propuestas de acción”* del Comisionado de Inclusión Social y Lucha contra la Pobreza del Gobierno de Canarias, el perfil de hogares con más riesgo de sufrir pobreza energética en Canarias, son aquellos en que el sustentador o sustentadora principal tiene un nivel de estudios primarios, está parado, tiene un alto grado de endeudamiento y personas dependientes a su cargo. Asimismo, indica que los hogares con un mayor porcentaje de consumo eléctrico tienden a experimentar un menor riesgo de sufrir pobreza energética, al igual que los hogares que son ahorradores y eficientes energéticamente.

Para erradicar, o al menos, reducir la pobreza energética en las islas, es fundamental disponer de una estrategia integral que analice todas las causas, consecuencias y posibles acciones para mitigarla.

Se propone un plan de acción con medidas que, en coherencia con la Estrategia Nacional Contra la Pobreza Energética 2019-2024, permita reducir la pobreza energética en Canarias durante el horizonte de planificación a 2030.



### **Medidas de protección a los consumidores y concienciación social.**

Como se apuntaba en el apartado 9.4, en muchas ocasiones, el alto consumo energético se debe a la falta de conocimiento por parte de los consumidores sobre cómo funciona el mercado de suministro energético y qué alternativas tienen a su disposición para reducir la factura energética. En este sentido, los consumidores deben estar completamente informados sobre el funcionamiento del mercado eléctrico, las opciones que tienen a la hora de contratar los servicios de luz (mercado regulado o libre), sobre las vías de acceso a la información sobre los precios del mercado eléctrico, etc. Pero antes de esto es fundamental que entiendan cada uno de los términos de su factura eléctrica, de este modo se aseguran que la tarifa contratada se ajusta a sus necesidades, tanto de potencia como de energía.

A continuación, se exponen las medidas contempladas en esta línea de actuación:

- \* Desde el Gobierno de Canarias, se debería elaborar una página web que funcione como punto de acceso general y centralizado de información sobre pobreza energética. Además de información general sobre este fenómeno y las medidas para paliarlo, se debería disponer de estadísticas e indicadores que informen de la evolución de la pobreza energética en Canarias, así como de sus principales causantes para poder mitigarla, de una manera más efectiva.
- \* Los Ayuntamientos (administración más adecuada para este fin por cercanía al ciudadano) deben dotarse de un equipo o “agencia de la energía” formado por técnicos especializados en materia energética, capaces de asesorar a la ciudadanía ante cualquier duda que puedan tener en este ámbito, ya sea a nivel normativo, técnico o económico.
- \* Los Ayuntamientos deben elaborar un protocolo para detectar situaciones de pobreza energética por parte de los profesionales del sector, en este caso, por los técnicos que forman la “agencia de la energía” de los municipios.
- \* Los Ayuntamientos deben fomentar la colaboración entre la “agencia de la energía” y el departamento de Servicios Sociales, donde normalmente trabajan con los usuarios en situaciones de exclusión o pobreza. De este modo, se puede detectar si hay algún riesgo y actuar directamente con las personas afectadas.
- \* Desde los Ayuntamientos se debe velar por proporcionar información sobre el fenómeno de la pobreza energética, que cada vez afecta a más población, y las medidas para mitigarla. Esta información se puede trasladar a la ciudadanía a través de charlas presenciales organizadas, por ejemplo, en las asociaciones de vecinos. Estos encuentros, teniendo en cuenta los numerosos cambios normativos a los que está expuesto el sector energético, al menos en los últimos años, será necesario repetirlos cada vez que haya un cambio que pueda afectar a los consumidores. De especial interés es informar sobre las facturas eléctricas, el bono social eléctrico, etc.
- \* En línea con la acción anterior, los Ayuntamientos, también deben proporcionar información sobre hábitos de consumo, ahorro energético y mejora de la eficiencia energética, y poner a disposición de la ciudadanía cuanta información haya publicada,

sobre todo a nivel online, a través de entidades contrastadas como el Instituto de Diversificación para el Ahorro y la Energía, el Instituto Tecnológico de Canarias, la Federación Española de Municipios y Provincias, etc. Estos, y otros organismos, publican periódicamente guías sobre eficiencia energética, autoconsumo, etc., que ofrecen una información muy valiosa a la ciudadanía a la hora de mejorar su situación energética.

- \* Se debe informar a los consumidores que, gracias a los contadores inteligentes y las aplicaciones de las comercializadoras, pueden actuar como sus propios gestores energéticos. En este sentido, desde las “agencias de la energía” se debe enseñar a los consumidores interesadas a descargarse sus consumo eléctricos y a interpretarlos, de modo que sean conscientes de su propia curva de carga y saber desplazarla, si es necesario, para optimizar su factura eléctrica.
- \* La administración local también debe proveer información de las bondades del autoconsumo y las líneas de ayuda habilitadas para que la ciudadanía opte por esta tecnología para reducir su situación de vulnerabilidad.

### **Medidas de aplicación en edificios para reducir la pobreza energética.**

Teniendo en cuenta que en la mayor parte de los casos, las bajas certificaciones energéticas de los edificios en Canarias están relacionadas con un mal aislamiento térmico y el uso de termos eléctricos para producir agua caliente sanitaria, se debe actuar sobre estos factores para reducir la pobreza energética. En este sentido, se plantean las siguientes acciones:

- \* El Gobierno de Canarias debe destinar una dotación presupuestaria a la rehabilitación “inmediata” de viviendas de personas que vivan en situación o riesgo extremo de pobreza energética. Esta dotación será gestionada por los ayuntamientos, dando prioridad a los casos que se encuentren en peor situación, en sus municipios.
- \* El Gobierno de Canarias debe destinar una dotación presupuestaria para la sustitución de equipos por otros más eficientes energéticamente, sobre todo aquellos que son más consumidores.
- \* El Gobierno de Canarias debe lanzar una línea de subvenciones para la sustitución de termos eléctricos por otras opciones más eficientes como los paneles solares térmicos o los termos aerotérmicos. Esta subvención debería ser más generosa para personas en situación de pobreza energética.
- \* El Gobierno de Canarias debe lanzar una línea de subvenciones para la instalación de sistemas de autoproducción. Esta subvención debería ser más generosa para personas en situación de pobreza energética.
- \* Desde el Gobierno de Canarias se debe fomentar la construcción de viviendas en alquiler social con subvención para los gastos de suministros energéticos para colectivos especialmente vulnerables, con la participación de organismos estatales, autonómicos y/o locales.

### **Medidas para ajustar la respuesta a la pobreza energética ante la situación actual.**

En el último año, 2021, se han vivido en España y Canarias, fenómenos meteorológicos extremos, como las continuas olas de calor sufridas en Canarias este verano, y continuos

episodios de calima. Esto, junto con una subida en el precio de la luz nunca vista antes, está aumentando los casos de personas que sufren pobreza energética.

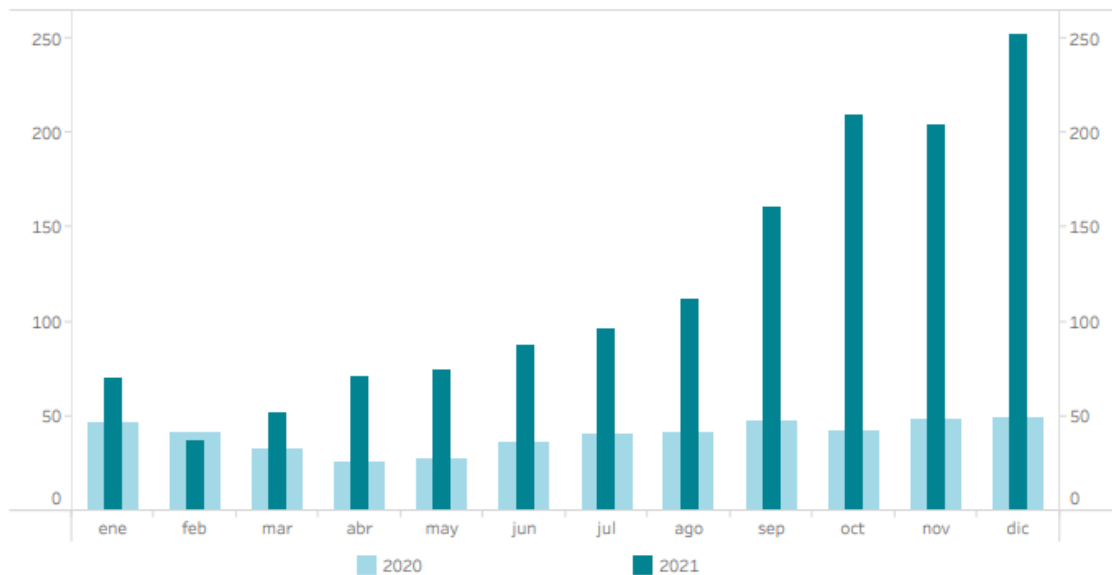


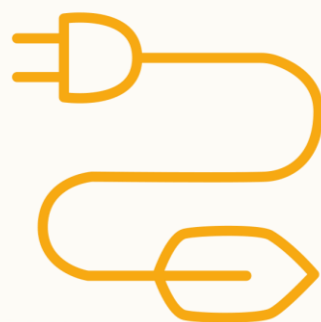
Ilustración 117 Precio final medio del sistema eléctrico español en 2020 y 2021 por mes [€/MWh]. Fuente: [OMIE](#)

Ante esta situación se deben actualizar las condiciones bajo las cuales se concedían algunas ayudas, como el bono social eléctrico. En línea con lo descrito, se plantean las siguientes acciones:

- \* La Administración Pública canaria alineada con el Gobierno de España, deben vedar la interrupción del suministro energético a consumidores vulnerables.
- \* La Administración Pública canaria alineada con el Gobierno de España, debe evitar y penalizar si es preciso las prácticas abusivas de algunas comercializadoras que han aprovechado la subida del precio de la electricidad para cambiar los términos contractuales con sus usuarios, en ocasiones, sin previo aviso.
- \* Desde el Gobierno de Canarias se debe continuar defendiendo la singularidad de Canarias y la aplicación de medidas extraordinarias para territorios insulares, especialmente para las islas de menor población donde, como demostraba los datos expuestos en el apartado 9.2, la situación de pobreza energética es mayor que para la media nacional.
- \* La Administración Pública Canarias debe avanzar, alineado con el Gobierno de España en la puesta en marcha de manera maxiva de fuentes de energía renovables que permitan reducir la dependencia energética del exterior y, con ello evitar las fluctuaciones de precios de la energía provocados por la compra de combustibles y la situación macroeconómica.

# 10

Estimación de  
externalidades del  
sector energético



## 10 Externalidades del sector energético de Canarias

---

En este capítulo del PTECan se analizan las externalidades del sector energético de Canarias empezando por las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y las consecuencias que, sobre Canarias, tendría la apuesta por cada una de las alternativas que han sido formuladas en esta planificación. Asimismo, se analizan otras externalidades del sector, entre ellas, el efecto que sobre la economía canaria tendría la descarbonización y cómo las medidas aquí anunciadas abogarían por el cumplimiento de los objetivos ODS para el archipiélago. Finalmente, en el último apartado de este capítulo se realiza un análisis sobre las ventajas que tendría para Canarias ser puntera en la implantación de acciones que permitan la descarbonización incluso antes que en el resto del Estado Español.

### 10.1 EMISIONES

Se presenta, en este apartado, una estimación de las emisiones contaminantes derivadas del sector energético de Canarias para cada una de las alternativas propuestas en el PTECan al modelo energético de Canarias.

Como referencia para el desarrollo de este análisis se utilizan las bases establecidas en la guía IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) para la estimación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y, específicamente, lo establecido en el Volumen 2 relativo a energía, donde se trata en el Capítulo 2 los aspectos relativos a la combustión estacionaria y en el Capítulo 3 la combustión móvil. Esta guía no sólo establece la metodología base que debe ser seguida para la estimación de emisiones, sino que adicionalmente presenta los distintos factores de emisión que deben ser utilizados para cada alternativa de combustión y producto fósil.

Por otra parte, si bien es cierto que la mayor parte de las emisiones contaminantes en el sector energético se deben al dióxido de carbono, se producen otro tipo de emisiones como el CH<sub>4</sub> o el N<sub>2</sub>O, las cuales, a pesar de producirse en menor cantidad, presentan potenciales de calentamiento de 21 y 310 veces superior al CO<sub>2</sub>. Esta es la principal razón por la que en este análisis incluso se consideran dichas emisiones contaminantes, usándose como indicador de referencia las emisiones en CO<sub>2</sub> equivalente, donde cada contaminante se tara en función de su potencial de calentamiento.

#### 10.1.1 INTRODUCCIÓN A LA SITUACIÓN ACTUAL

A modo introductorio, se presenta un resumen de los principales resultados del inventario de emisiones de gases de Efecto Invernadero de España para la Comunidad Autónoma de Canarias. Este inventario se publica anualmente con un retraso de un año, razón por la cual en el Anuario Energético de Canarias 2020 las cifras oficiales se corresponden con el año 2019.

En la tabla adjunta a continuación se presenta la evolución histórica en términos de GgCO<sub>2</sub> equivalente para el horizonte comprendido entre 1990 y 2019. Disponer de estas referencias, incluso a 1990, se considera de utilidad a efectos de evaluar el alcance de las medidas que pretenden ser implantadas en el sector energético para las tres alternativas del PTECan. Se puede apreciar que el progreso de las emisiones GEI ha venido históricamente marcado con un incremento continuado de las emisiones que se producen anualmente en Canarias. Existieron determinados periodos temporales en los que se produjo un aumento de extrema importancia

en las emisiones como pueden ser los años 1996 o 1999, habiéndose alcanzado un máximo de emisiones de 17.622 GgCO<sub>2</sub> equivalente en el año 2005.

Evolución histórica de las emisiones de gases de efecto invernadero en Canarias por categorías.										
Año	1. Procesado de la energía		2. Procesos Industriales y uso de productos		3. Agricultura		5. Tratamiento y eliminación de residuos		Total	
	Gg CO <sub>2</sub> .eq	Δ	Gg CO <sub>2</sub> .eq	Δ	Gg CO <sub>2</sub> .eq	Δ	Gg CO <sub>2</sub> .eq	Δ	Gg CO <sub>2</sub> .eq	Δ
1990	7.956,30	-	48,28	-	229,35	-	381,66	-	<b>8.615,60</b>	-
1996	11.206,43	24,5%	85,20	40,7%	254,76	25,5%	546,75	5,6%	<b>12.093,13</b>	23,6%
1999	13.358,82	16,9%	207,86	-11,3%	218,52	-3,1%	695,08	6,4%	<b>14.480,27</b>	15,5%
2000	13.424,75	0,5%	259,78	25,0%	328,42	50,3%	731,71	5,3%	<b>14.744,67</b>	1,8%
2005	15.699,08	1,4%	530,95	16,2%	344,06	5,8%	1.048,38	6,5%	<b>17.622,46</b>	2,2%
2008	15.369,61	4,8%	782,38	6,4%	316,10	-2,6%	1.151,30	2,1%	<b>17.619,39</b>	4,6%
2010	12.961,68	-1,8%	726,54	0,4%	304,03	5,9%	1.135,91	-0,8%	<b>15.128,17</b>	-1,5%
2015	10.800,20	2,4%	461,88	-39,3%	237,35	-17,4%	1.179,58	1,6%	<b>12.679,00</b>	-0,6%
2018	11.725,79	-0,6%	346,07	-11,2%	220,27	-11,3%	1.048,49	-5,5%	<b>13.340,62</b>	-1,5%
2019	11.455,83	-2,5%	346,77	-2,1%	187,40	-2,5%	1.047,85	-1,6%	13.037,85	-2,5%

Tabla 236. Evolución histórica de las emisiones de gases de efecto invernadero de Canarias por categorías

Justamente coincidiendo con el comienzo de la crisis económica en el año 2008, se produjo una reducción de las emisiones del 12,8% y continuó cayendo las emisiones hasta situarse en el año 2015 en 12.679 GgCO<sub>2</sub> equivalente. Tras la recuperación económica, se produjeron dos años de crecimiento de las emisiones, alcanzándose en el año 2018 la cantidad de 13.340,62 GgCO<sub>2</sub> equivalente y en el año 2019 los 13.037,85 GgCO<sub>2</sub> (un 2,3% menos que en el año anterior).

Es importante recalcar que, aproximadamente el 88% de las emisiones totales de Canarias, se producen en el sector energético, razón por la que se considera que cualquier medida implementada en este sector va a tener un notorio impacto en el objetivo de descarbonización de la economía canaria. Asimismo, se demuestra que hay una fuerte correlación entre el estado de la economía del archipiélago y las emisiones contaminantes que se producen en cada año. Así pues, en aquellos momentos históricos en los que se ha producido una situación de crisis, se ha reducido el consumo y ha estado claramente ligado al uso de combustibles fósiles.

A medida que se vaya alcanzando la situación de descarbonización, este grado de correlación entre el devenir económico y las emisiones se irá difuminando, ya que se recurriría a fuentes no contaminantes. El aspecto positivo de este asunto es que no necesariamente debería reducirse el consumo para disminuir las emisiones, sino que podría alcanzarse una situación de desarrollo económico próspero y a la vez no impactar de manera negativa en el ambiente en términos de emisiones. De la misma forma, se presenta en la siguiente tabla el desglose anual de las emisiones en el sector energético.

Evolución de las emisiones GEI de Canarias en el procesado de la energía								
Año	1. Procesado de la energía							
	A. Actividades de combustión					B. Emisiones fugitivas de los combustibles		Total
	1. Industrias Sector Energético	2. Industrias manufactureras y construcción	3. Transporte	4. Otros Sectores	5. Otros	1. Combustibles sólidos	2. Petróleo y gas natural	
1990	3.619,37	292,50	3.052,06	918,79	61,01	0,00	12,58	<b>7.956</b>
2000	5.618,85	223,02	7.112,41	350,93	106,46	0,00	13,07	<b>13.425</b>
2005	7.329,46	282,36	7.633,28	324,89	115,48	0,00	13,62	<b>15.699</b>

Evolución de las emisiones GEI de Canarias en el procesado de la energía								
Año	1. Procesado de la energía							
	A. Actividades de combustión					B. Emisiones fugitivas de los combustibles		Total
	1. Industrias Sector Energético	2. Industrias manufactureras y construcción	3. Transporte	4. Otros Sectores	5. Otros	1. Combustibles sólidos	2. Petróleo y gas natural	
2010	6.868,74	229,91	5.462,05	247,55	131,94	0,00	21,50	<b>12.962</b>
2015	5.810,13	69,06	4.478,51	290,66	149,11	0,00	2,71	<b>10.800</b>
2018	5.813,95	132,47	5.351,58	303,49	122,46	0,00	1,84	<b>11.726</b>
2019	5.458,92	136,83	5.461,33	273,32	125,44	0,00	1,84	<b>11.456</b>

Tabla 237. Evolución de las emisiones GEI de Canarias en el procesado de la energía

La tabla anterior también demuestra que el 95% de las emisiones se centran en los subsectores de producción de energía y el transporte. El 5% restante se localiza en otros sectores e industrias manufactureras que requieren algún tipo de combustión entre sus procesos.

### 10.1.2 FACTORES DE EMISIÓN CONSIDERADOS EN ESTE ESTUDIO

Se presenta en la siguiente tabla un resumen de los factores de emisiones que son considerados para el desarrollo de este estudio. Como se mencionaba al inicio de este apartado, estos factores de emisión han sido extraídos directamente de la guía IPCC. Esta guía también es referencia en el desarrollo de los inventarios de gases de Efecto Invernadero de España para la Comunidad Autónoma de Canarias.

Factores de emisión según guía IPCC – Volumen II			
Fuente contaminante	Emisiones CO <sub>2</sub>	Emisiones CH <sub>4</sub>	Emisiones N <sub>2</sub> O
	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ
<b>Combustión estacionaria</b>			
Gasoil	74.100	3	0,6
Diésel	74.100	3	0,6
Fuelóleo	77.400	3	0,6
Gas refinería	57.600	1	0,1
Gas natural licuado	64.200	3	0,6
Gas natural	56.100	1	0,1
Gases licuados del petróleo	63.100	1	0,1
<b>Combustión móvil</b>			
Gasolina de automoción	69.300	25	8
Gasoil automoción	74.100	3,9	3,9
Gasoil marino de pesca	74.100	3,9	3,9
Gasoil marino de navegación	74.100	3,9	3,9
Diésel oil / Fuel oil marino	77.400	7	2
Gases licuados del petróleo	63.100	62	0,2
Gas natural comprimido/licuado	56.100	92	3
Queroseno de aviación	71.500	0,5	2
<b>Potenciales de calentamiento</b>			
Potenciales de calentamiento	1	21	310

Tabla 238. Factores de emisión según guía IPCC – Volumen II

Como se expone en la tabla anterior, la unidad estándar en la que se trabaja en la guía IPCC es kgCO<sub>2</sub>/TJ. No obstante, dadas las unidades estándares que están siendo utilizadas en esta planificación, se considera más apropiado que los factores de emisión sean traducidos a

CO<sub>2</sub>/Tep. Cabe mencionar que en la conversión de Tep a MWh, se utiliza el factor de 0,086 Tep/MWh.

Indicar que, pese a que la unidad escogida para el desarrollo del análisis de emisiones sea las tCO<sub>2</sub> equivalente, suele ser común que los resultados se expongan en GgCO<sub>2</sub> equivalente tal como se hace en los inventarios. En cualquier caso, la traducción entre estas dos unidades es directa, debiéndose dividir la cantidad de tCO<sub>2</sub> equivalente entre 1.000 para obtener los en GgCO<sub>2</sub> equivalente.

Factores de emisión en términos de t/Tep			
Fuente contaminante	Emisiones CO <sub>2</sub>	Emisiones CH <sub>4</sub>	Emisiones N <sub>2</sub> O
	t/Tep	t/Tep	t/Tep
<b>Combustión estacionaria</b>			
Gasoil	3,10	0,00	0,00
Diésel	3,10	0,00	0,00
Fuelóleo	3,24	0,00	0,00
Gas refinería	2,41	0,00	0,00
Gas natural licuado	2,69	0,00	0,00
Gas natural	2,35	0,00	0,00
Gases licuados del petróleo	2,64	0,00	0,00
<b>Combustión móvil</b>			
Gasolina de automoción	2,90	0,00	0,00
Gasoil automoción	3,10	0,00	0,00
Gasoil marino de pesca	3,10	0,00	0,00
Gasoil marino de navegación	3,10	0,00	0,00
Diésel oíl / Fuel oíl marino	3,24	0,00	0,00
Gases licuados del petróleo	2,64	0,00	0,00
Gas natural comprimido/licuado	2,35	0,00	0,00
Queroseno de aviación	2,99	0,00	0,00
<b>Potenciales de calentamiento</b>			
Potenciales de calentamiento	1	21	310

Tabla 239. Factores de emisión en términos de t/Tep

### 10.1.3 EMISIONES POR COMBUSTIÓN ESTACIONARIA

Para la estimación de las emisiones contaminantes derivadas de la generación de energía eléctrica, se parte de los resultados de balance energético obtenidos con el modelo ISLA en el que, en función de la demanda de energía eléctrica requerida por todos los subsectores, se determina la contribución de cada una de las fuentes energéticas en la satisfacción de esta demanda.

Es importante señalar desde el inicio de este apartado que parte de las emisiones que en la actualidad serían computadas al sector de la movilidad, ahora pasan a ser parte de la combustión estacionaria. Destacan los consumos derivados del vehículo eléctrico y la producción de hidrógeno para la movilidad terrestre pesada o la movilidad marítima.

Así pues, no es recomendable hacer lecturas parciales de evolución de las emisiones por alternativas sólo teniendo en cuenta las emisiones por combustión estacionaria, dado que dicho traspaso de demanda hace que se produzcan cambios de base que afecten a la comparación. Las comparaciones deberían ser realizadas con cifras globales de emisión.



Los resultados de energía térmica convencional necesaria para cada uno de los años se descomponen entre las distintas unidades de generación térmica de las Islas Canarias a efectos de cuantificar la cantidad de combustible necesaria (y de cada tipo) hasta alcanzar dicho objetivo de producción. Esa disgregación se ejecuta por alternativa y año para cada una de las islas, siendo posible a través de los factores de emisión anteriormente expuestos determinar las emisiones que se producirían en cada isla y para cada año del horizonte hasta 2030.

Determinados grupos como las turbinas de vapor han sido alimentados históricamente con distintos combustibles como por ejemplo Fuel y Gasóleo. Este detalle de consumo por unidad de generación se presenta cada año en los Anuarios Energéticos de Canarias, habiéndose usado los datos publicados en los años 2017-2020 para definir el porcentaje de consumo de cada combustible en cada generador del parque térmico convencional de Canarias. Esta estimación ayuda a mejorar la precisión del análisis en cada isla.

Además de aplicar los factores de emisión mencionados en el apartado 10.1.2, se han aplicado otros coeficientes de conversión entre unidades energéticas (pasos de MWh a Tep y de Tep a Tm por tipo de combustible). Para ello se han utilizado los factores de conversión expuestos en la última página del Anuario Energético de Canarias 2019. El proceso de cálculo es aplicado de manera independiente para cada alternativa PTECan y año, pero siempre aplicando el mismo proceso de cálculo. A modo de ejemplo, se presenta a continuación los resultados que fueron obtenidos para la simulación realizada bajo la Alternativa 1 en el año 2030.

Emisiones CO <sub>2</sub> (t) – Alternativa 1 [Año 2030]				
Tecnología	Fuel	Gasóleo	Diésel - Oíl	Total
<b>GRAN CANARIA</b>				
Vapor	592.197	541	0	<b>592.738</b>
Diésel	60.361	2.946	0	<b>63.307</b>
Gas	0	25.312	0	<b>25.312</b>
Ciclo Combinado	0	575.177	0	<b>575.177</b>
<b>Total</b>	<b>652.558</b>	<b>603.976</b>	<b>0</b>	<b>1.256.535</b>
<b>TENERIFE</b>				
Vapor	558.381	456	0	<b>558.838</b>
Diésel	66.552	5.350	0	<b>71.902</b>
Gas	0	65.207	0	<b>65.207</b>
Ciclo Combinado	0	572.449	0	<b>572.449</b>
<b>Total</b>	<b>624.934</b>	<b>643.463</b>	<b>0</b>	<b>1.268.397</b>
<b>LANZAROTE</b>				
Diésel	453.908	27.849	0	<b>481.756</b>
Gas	0	15.775	0	<b>15.775</b>
<b>Total</b>	<b>453.908</b>	<b>43.623</b>	<b>0</b>	<b>497.531</b>
<b>FUERTEVENTURA</b>				
Diésel	416.510	9.688	0	<b>426.198</b>
Gas	0	136.198	0	<b>136.198</b>
<b>Total</b>	<b>416.510</b>	<b>145.886</b>	<b>0</b>	<b>562.395</b>
<b>LA PALMA</b>				
Diésel	123.057	5.686	0	<b>128.743</b>
Gas	0	458	0	<b>458</b>
<b>Total</b>	<b>123.057</b>	<b>6.144</b>	<b>0</b>	<b>129.201</b>
<b>LA GOMERA</b>				
Diésel	0	0	18.092	<b>18.092</b>
<b>EL HIERRO</b>				

Diésel	0	0	16.322	16.322
<b>CANARIAS</b>	<b>2.270.966</b>	<b>1.443.093</b>	<b>34.414</b>	<b>3.748.473</b>

 Tabla 240. Emisiones de CO<sub>2</sub> (t) – Alternativa 1 [Año 2030]

Emisiones CH <sub>4</sub> (t) – Alternativa 1 [Año 2030]				
Tecnología	Fuel	Gasóleo	Diésel - Oil	Total
<b>GRAN CANARIA</b>				
Vapor	22,95	0,02	0,00	23
Diésel	2,34	0,12	0,00	2
Gas	0,00	1,02	0,00	1
Ciclo Combinado	0,00	23,29	0,00	23
<b>Total</b>	<b>25,29</b>	<b>24,45</b>		<b>50</b>
<b>TENERIFE</b>				
Vapor	21,64	0,02	0,00	22
Diésel	2,58	0,22	0,00	3
Gas	0,00	2,64	0,00	3
Ciclo Combinado	0,00	23,18	0,00	23
<b>Total</b>	<b>24,22</b>	<b>26,05</b>		<b>50</b>
<b>LANZAROTE</b>				
Diésel	17,59	1,13	0,00	19
Gas	0,00	0,64	0,00	1
<b>Total</b>	<b>17,59</b>	<b>1,77</b>		<b>19</b>
<b>FUERTEVENTURA</b>				
Diésel	16,14	0,39	0,00	17
Gas	0,00	5,51	0,00	6
<b>Total</b>	<b>16,14</b>	<b>5,91</b>		<b>22</b>
<b>LA PALMA</b>				
Diésel	4,77	0,23	0,00	5
Gas	0,00	0,02	0,00	0
<b>Total</b>	<b>4,77</b>	<b>0,25</b>		<b>5</b>
<b>LA GOMERA</b>				
Diésel	0,00	0,00	0,73	1
<b>EL HIERRO</b>				
Diésel	0,00	0,00	0,66	1
<b>CANARIAS</b>	<b>88,02</b>	<b>58,42</b>	<b>1,39</b>	<b>148</b>

 Tabla 241. Emisiones de CH<sub>4</sub> (t) – Alternativa 1 [Año 2030]

Emisiones NO <sub>2</sub> (t) – Alternativa 1 [Año 2030]				
Tecnología	Fuel	Gasóleo	Diésel - Oil	Total
<b>GRAN CANARIA</b>				
Vapor	4,59	0,00	0,00	5
Diésel	0,47	0,02	0,00	0
Gas	0,00	0,20	0,00	0
Ciclo Combinado	0,00	4,66	0,00	5
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>10</b>
<b>TENERIFE</b>				
Vapor	4,33	0,00	0,00	4
Diésel	0,52	0,04	0,00	1
Gas	0,00	0,53	0,00	1
Ciclo Combinado	0,00	4,64	0,00	5
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>10</b>
<b>LANZAROTE</b>				
Diésel	3,52	0,23	0,00	4

Gas	0,00	0,13	0,00	0
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>
<b>FUERTEVENTURA</b>				
Diésel	3,23	0,08	0,00	3
Gas	0,00	1,10	0,00	1
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>4</b>
<b>LA PALMA</b>				
Diésel	0,95	0,05	0,00	1
Gas	0,00	0,00	0,00	0
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
<b>LA GOMERA</b>				
Diésel	0,00	0,00	0,15	0
<b>EL HIERRO</b>				
Diésel	0,00	0,00	0,13	0
<b>CANARIAS</b>	<b>18</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>30</b>

Tabla 242. Emisiones de NO<sub>2</sub> (t) – Alternativa 1 [Año 2030]

Emisiones CO <sub>2eq</sub> (t) – Alternativa 1 [Año 2030]				
Tecnología	Fuel	Gasóleo	Diésel - Oil	Total
<b>GRAN CANARIA</b>				
Vapor	594.101,86	543,02	0,00	594.645
Diésel	60.555,52	2.956,05	0,00	63.512
Gas	0,00	25.397,42	0,00	25.397
Ciclo Combinado	0,00	577.109,51	0,00	577.110
<b>Total</b>	<b>654.657,38</b>	<b>606.006,01</b>		<b>1.260.663</b>
<b>TENERIFE</b>				
Vapor	560.177,68	457,93	0,00	560.636
Diésel	66.766,35	5.368,19	0,00	72.135
Gas	0,00	65.426,44	0,00	65.426
Ciclo Combinado	0,00	574.373,02	0,00	574.373
<b>Total</b>	<b>626.944,02</b>	<b>645.625,58</b>		<b>1.272.570</b>
<b>LANZAROTE</b>				
Diésel	455.368,03	27.942,14	0,00	483.310
Gas	0,00	15.827,51	0,00	15.828
<b>Total</b>	<b>455.368,03</b>	<b>43.769,65</b>		<b>499.138</b>
<b>FUERTEVENTURA</b>				
Diésel	417.849,84	9.720,37	0,00	427.570
Gas	0,00	136.655,36	0,00	136.655
<b>Total</b>	<b>417.849,84</b>	<b>146.375,74</b>		<b>564.226</b>
<b>LA PALMA</b>				
Diésel	123.452,70	5.705,31	0,00	129.158
Gas	0,00	459,76	0,00	460
<b>Total</b>	<b>123.452,70</b>	<b>6.165,08</b>		<b>129.618</b>
<b>LA GOMERA</b>				
Diésel	0,00	0,00	18.152,99	18.153
<b>EL HIERRO</b>				
Diésel	0,00	0,00	16.377,00	16.377
<b>CANARIAS</b>	<b>2.278.271,98</b>	<b>1.447.942,06</b>	<b>34.529,99</b>	<b>3.760.744</b>

Tabla 243. Emisiones de CO<sub>2eq</sub> (t) – Alternativa 1 [Año 2030]

En las tablas anteriores se presenta el detalle de emisiones en tCO<sub>2</sub>, tCH<sub>4</sub>, tNO<sub>2</sub> y tCO<sub>2</sub> eq. (este último como producto agregado de los tres elementos anteriores) para el caso simulado en la

Alternativa 1 a 2030. A modo de resumen de los resultados obtenidos se presenta en la siguiente tabla las emisiones por años y alternativas para cada una de las islas y tipo de contaminante.

Huella de carbono en la producción de energía eléctrica por alternativas												
-	Alternativa 0				Alternativa 1				Alternativa 2			
Año 2022	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	1.985,7	0,1	0,0	<b>1.992,2</b>	1.806,1	0,1	0,0	<b>1.812,1</b>	1.794,6	0,1	0,0	<b>1.800,5</b>
Tenerife	2.211,2	0,1	0,0	<b>2.218,5</b>	1.946,4	0,1	0,0	<b>1.952,8</b>	1.916,8	0,1	0,0	<b>1.923,1</b>
Lanzarote	540,3	0,0	0,0	<b>542,1</b>	503,3	0,0	0,0	<b>504,9</b>	495,3	0,0	0,0	<b>496,9</b>
Fuerteventura	480,2	0,0	0,0	<b>481,8</b>	474,2	0,0	0,0	<b>475,7</b>	473,0	0,0	0,0	<b>474,6</b>
La Palma	166,5	0,0	0,0	<b>167,1</b>	158,8	0,0	0,0	<b>159,3</b>	156,6	0,0	0,0	<b>157,1</b>
La Gomera	50,9	0,0	0,0	<b>51,0</b>	45,1	0,0	0,0	<b>45,2</b>	43,7	0,0	0,0	<b>43,9</b>
El Hierro	16,1	0,0	0,0	<b>16,2</b>	14,9	0,0	0,0	<b>14,9</b>	15,0	0,0	0,0	<b>15,0</b>
Canarias	<b>5.451,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>5.468,9</b>	<b>4.948,8</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4.965,0</b>	<b>4.895,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4.911,0</b>
Año 2023	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	1.954,8	0,1	0,0	<b>1.961,3</b>	1.697,7	0,1	0,0	<b>1.703,3</b>	1.681,1	0,1	0,0	<b>1.686,7</b>
Tenerife	2.253,6	0,1	0,0	<b>2.261,0</b>	1.874,4	0,1	0,0	<b>1.880,6</b>	1.831,9	0,1	0,0	<b>1.838,0</b>
Lanzarote	537,1	0,0	0,0	<b>538,8</b>	484,0	0,0	0,0	<b>485,5</b>	472,6	0,0	0,0	<b>474,1</b>
Fuerteventura	479,9	0,0	0,0	<b>481,5</b>	471,3	0,0	0,0	<b>472,8</b>	469,6	0,0	0,0	<b>471,1</b>
La Palma	164,6	0,0	0,0	<b>165,1</b>	153,4	0,0	0,0	<b>153,9</b>	150,3	0,0	0,0	<b>150,8</b>
La Gomera	50,1	0,0	0,0	<b>50,3</b>	41,8	0,0	0,0	<b>41,9</b>	39,8	0,0	0,0	<b>40,0</b>
El Hierro	16,9	0,0	0,0	<b>17,0</b>	15,2	0,0	0,0	<b>15,2</b>	15,3	0,0	0,0	<b>15,4</b>
Canarias	<b>5.457,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>5.474,9</b>	<b>4.737,7</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4.753,3</b>	<b>4.660,8</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4.676,0</b>
Año 2025	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	N <sub>2</sub> O (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	1.902,8	0,1	0,0	<b>1.909,0</b>	1.514,8	0,1	0,0	<b>1.519,8</b>	1.489,9	0,1	0,0	<b>1.494,8</b>
Tenerife	2.325,1	0,1	0,0	<b>2.332,7</b>	1.753,0	0,1	0,0	<b>1.758,8</b>	1.688,9	0,1	0,0	<b>1.694,5</b>
Lanzarote	531,6	0,0	0,0	<b>533,3</b>	451,5	0,0	0,0	<b>452,9</b>	434,3	0,0	0,0	<b>435,7</b>
Fuerteventura	479,4	0,0	0,0	<b>481,0</b>	466,4	0,0	0,0	<b>468,0</b>	463,9	0,0	0,0	<b>465,4</b>
La Palma	161,2	0,0	0,0	<b>161,7</b>	144,4	0,0	0,0	<b>144,9</b>	139,7	0,0	0,0	<b>140,1</b>
La Gomera	48,8	0,0	0,0	<b>49,0</b>	36,2	0,0	0,0	<b>36,4</b>	33,3	0,0	0,0	<b>33,4</b>
El Hierro	18,3	0,0	0,0	<b>18,4</b>	15,6	0,0	0,0	<b>15,7</b>	15,9	0,0	0,0	<b>15,9</b>
Canarias	<b>5.467,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>5.485,1</b>	<b>4.382,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4.396,4</b>	<b>4.265,9</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4.279,9</b>
Año 2030	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	1.829,3	0,1	0,0	<b>1.835,3</b>	1.256,5	0,0	0,0	<b>1.260,7</b>	1.219,7	0,0	0,0	<b>1.223,7</b>
Tenerife	2.426,1	0,1	0,0	<b>2.434,0</b>	1.268,4	0,1	0,0	<b>1.272,6</b>	1.486,9	0,1	0,0	<b>1.491,8</b>
Lanzarote	523,8	0,0	0,0	<b>525,5</b>	497,5	0,0	0,0	<b>499,1</b>	380,2	0,0	0,0	<b>381,4</b>
Fuerteventura	478,7	0,0	0,0	<b>480,2</b>	562,4	0,0	0,0	<b>564,2</b>	455,8	0,0	0,0	<b>457,3</b>
La Palma	156,5	0,0	0,0	<b>157,0</b>	129,2	0,0	0,0	<b>129,6</b>	124,7	0,0	0,0	<b>125,1</b>
La Gomera	47,0	0,0	0,0	<b>47,1</b>	18,1	0,0	0,0	<b>18,2</b>	24,1	0,0	0,0	<b>24,2</b>
El Hierro	20,3	0,0	0,0	<b>20,4</b>	16,3	0,0	0,0	<b>16,4</b>	16,7	0,0	0,0	<b>16,7</b>
Canarias	<b>5.481,5</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499,5</b>	<b>3.748,5</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>3.760,7</b>	<b>3.708,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>3.720,2</b>

Tabla 244. Huella de carbono en la producción de energía eléctrica por alternativas

En general, tanto en la Alternativa 1 como en la Alternativa 2, se produciría una reducción progresiva de las emisiones contaminantes de Canarias derivada de la producción de energía eléctrica. La disminución de las emisiones sería de aproximadamente 1.740 GgCO<sub>2</sub> equivalente entre lo modelado en la Alternativa 0 y la Alternativa 1 para el año 2030. Esto incluso considera que una parte importante de la demanda eléctrica de la Alternativa 1 ahora asume la descarbonización del transporte, principalmente terrestre y marítimo de Canarias.

Las cifras para el año 2030 en la Alternativa 1 son muy parecidas a la Alternativa 2 y esto se produce porque los valores de referencia en cuanto a generación convencional son muy similares. Pero nuevamente es importante recordar que las demandas asumidas en la Alternativa 1 no son las mismas que para la Alternativa 2. La Alternativa 1 asume un aumento de la demanda eléctrica en comparación con la Alternativa 2 de 765 GWh derivados del vehículo eléctrico y un incremento de la producción de hidrógeno de 55.128 tH<sub>2</sub> para vehículos terrestres pesados y movilidad marítima. Por todo ello, la diferencia real entre ambas alternativas (e incluso con la Alternativa 0) se podrá analizar de mejor forma con el análisis de las emisiones en el sector del transporte.

Como conclusión parcial, se presenta en el siguiente cuadro un resumen de las emisiones totales para la producción de energía eléctrica en el horizonte de planificación y para cada alternativa.

Emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero en el horizonte de planificación por alternativas				
Alternativa	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Alternativa 0	54.667,4	2,2	0,3	<b>54.846,6</b>
Alternativa 1	43.848,1	1,7	0,3	<b>43.991,7</b>
Alternativa 2	42.835,3	1,7	0,3	<b>42.975,6</b>

Tabla 245. Emisiones totales de GEI en el horizonte de planificación por alternativas

### 10.1.4 EMISIONES POR COMBUSTIÓN MÓVIL

Siguiendo una metodología semejante a la aplicada para la estimación de las emisiones contaminantes producidas por la generación de energía eléctrica, se realiza un repaso de la configuración del transporte de Canarias para los tres subsectores (terrestre, marítimo y aéreo) y para cada alternativa PTECan al modelo energético.

En las tres alternativas al modelo energético aún se sigue requiriendo el uso de combustibles fósiles. No obstante, la importancia de estos combustibles es cada vez menor, tratándose de apostar por la movilidad eléctrica así como el uso de combustibles alternativos producidos con fuentes renovables. En un primer paso, para cada uno de los subsectores se proyecta la evolución temporal del consumo de combustible en el horizonte de planificación. Posteriormente, haciendo uso de los factores de emisión anunciados en el apartado 10.1.2, se lleva a cabo el cálculo de las emisiones anuales por tipo de contaminante. Se presentan en la siguiente tabla las emisiones contaminantes derivadas del subsector del transporte terrestre.

Huella de carbono en el transporte terrestre por alternativas												
-	Alternativa 0				Alternativa 1				Alternativa 2			
Año 2022	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	1.347,9	0,3	0,12	<b>1.354,5</b>	1.314,1	0,3	0,12	<b>1.320,4</b>	1.315,9	0,3	0,1	<b>1.322,3</b>
Tenerife	1.578,9	0,4	0,14	<b>1.586,5</b>	1.539,2	0,4	0,14	<b>1.546,6</b>	1.541,4	0,4	0,1	<b>1.548,9</b>
Lanzarote	325,7	0,1	0,03	<b>327,2</b>	317,5	0,1	0,03	<b>319,0</b>	317,9	0,1	0,0	<b>319,5</b>
Fuerteventura	173,0	0,0	0,02	<b>173,9</b>	168,7	0,0	0,02	<b>169,5</b>	168,9	0,0	0,0	<b>169,7</b>
La Palma	150,9	0,0	0,01	<b>151,6</b>	147,1	0,0	0,01	<b>147,8</b>	147,3	0,0	0,0	<b>148,0</b>
La Gomera	36,3	0,0	0,00	<b>36,5</b>	35,4	0,0	0,00	<b>35,5</b>	35,4	0,0	0,0	<b>35,6</b>
El Hierro	26,1	0,0	0,00	<b>26,2</b>	25,4	0,0	0,00	<b>25,5</b>	25,4	0,0	0,0	<b>25,6</b>
Canarias	3.638,7	0,8	0,32	<b>3.656,4</b>	3.547,3	0,8	0,32	<b>3.564,5</b>	3.552,3	0,8	0,3	<b>3.569,6</b>
Año 2023	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	1.381,5	0,3	0,12	<b>1.388,3</b>	1.322,6	0,3	0,12	<b>1.329,1</b>	1.330,8	0,3	0,1	<b>1.337,3</b>

Tenerife	1.618,2	0,4	0,14	<b>1.626,1</b>	1.549,2	0,4	0,14	<b>1.556,8</b>	1.558,8	0,4	0,1	<b>1.566,4</b>
Lanzarote	333,8	0,1	0,03	<b>335,4</b>	319,5	0,1	0,03	<b>321,1</b>	321,5	0,1	0,0	<b>323,1</b>
Fuerteventura	177,3	0,0	0,02	<b>178,2</b>	169,8	0,0	0,02	<b>170,6</b>	170,8	0,0	0,0	<b>171,7</b>
La Palma	154,7	0,0	0,01	<b>155,4</b>	148,1	0,0	0,01	<b>148,8</b>	149,0	0,0	0,0	<b>149,7</b>
La Gomera	37,2	0,0	0,00	<b>37,4</b>	35,6	0,0	0,00	<b>35,8</b>	35,8	0,0	0,0	<b>36,0</b>
El Hierro	26,7	0,0	0,00	<b>26,8</b>	25,6	0,0	0,00	<b>25,7</b>	25,7	0,0	0,0	<b>25,8</b>
Canarias	3.729,3	0,9	0,33	<b>3.747,6</b>	3.570,4	0,8	0,32	<b>3.587,9</b>	3.592,5	0,8	0,3	<b>3.610,1</b>
<b>Año 2025</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>
Gran Canaria	1.408,3	0,3	0,13	<b>1.415,3</b>	1.281,5	0,3	0,12	<b>1.287,9</b>	1.313,7	0,3	0,1	<b>1.320,3</b>
Tenerife	1.649,5	0,4	0,15	<b>1.657,7</b>	1.501,0	0,4	0,14	<b>1.508,5</b>	1.538,8	0,4	0,1	<b>1.546,4</b>
Lanzarote	340,2	0,1	0,03	<b>341,9</b>	309,6	0,1	0,03	<b>311,1</b>	317,4	0,1	0,0	<b>319,0</b>
Fuerteventura	180,8	0,0	0,02	<b>181,7</b>	164,5	0,0	0,01	<b>165,3</b>	168,6	0,0	0,0	<b>169,5</b>
La Palma	157,7	0,0	0,01	<b>158,5</b>	143,5	0,0	0,01	<b>144,2</b>	147,1	0,0	0,0	<b>147,8</b>
La Gomera	37,9	0,0	0,00	<b>38,1</b>	34,5	0,0	0,00	<b>34,7</b>	35,4	0,0	0,0	<b>35,5</b>
El Hierro	27,2	0,0	0,00	<b>27,4</b>	24,8	0,0	0,00	<b>24,9</b>	25,4	0,0	0,0	<b>25,5</b>
Canarias	3.801,5	0,9	0,34	<b>3.820,4</b>	3.459,4	0,8	0,31	<b>3.476,5</b>	3.546,4	0,8	0,3	<b>3.564,0</b>
<b>Año 2030</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>
Gran Canaria	1.461,0	0,4	0,13	<b>1.468,5</b>	825,3	0,2	0,08	<b>829,5</b>	1.030,9	0,3	0,1	<b>1.036,3</b>
Tenerife	1.711,3	0,4	0,16	<b>1.720,0</b>	966,7	0,2	0,09	<b>971,6</b>	1.207,5	0,3	0,1	<b>1.213,9</b>
Lanzarote	353,0	0,1	0,03	<b>354,8</b>	199,4	0,0	0,02	<b>200,4</b>	249,1	0,1	0,0	<b>250,4</b>
Fuerteventura	187,5	0,0	0,02	<b>188,5</b>	105,9	0,0	0,01	<b>106,5</b>	132,3	0,0	0,0	<b>133,0</b>
La Palma	163,6	0,0	0,01	<b>164,4</b>	92,4	0,0	0,01	<b>92,9</b>	115,4	0,0	0,0	<b>116,0</b>
La Gomera	39,3	0,0	0,00	<b>39,5</b>	22,2	0,0	0,00	<b>22,3</b>	27,8	0,0	0,0	<b>27,9</b>
El Hierro	28,2	0,0	0,00	<b>28,4</b>	16,0	0,0	0,00	<b>16,0</b>	19,9	0,0	0,0	<b>20,0</b>
Canarias	3.943,9	1,0	0,36	<b>3.964,1</b>	2.227,9	0,5	0,20	<b>2.239,3</b>	2.782,8	0,7	0,3	<b>2.797,5</b>

Tabla 246. Huella de carbono en el transporte terrestre por alternativas

También se presenta a continuación las emisiones anuales proyectadas para cada alternativa en el sector del transporte marítimo.

Huella de carbono en el transporte marítimo por alternativas												
-	Alternativa 0				Alternativa 1				Alternativa 2			
Año 2022	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	603,0	0,0	0,02	<b>604,0</b>	281,4	0,0	0,01	<b>282,1</b>	469,7	0,0	0,0	<b>470,5</b>
Tenerife	623,2	0,1	0,02	<b>624,3</b>	315,9	0,0	0,01	<b>316,8</b>	477,4	0,1	0,0	<b>478,5</b>
Lanzarote	15,8	0,0	0,00	<b>15,8</b>	6,3	0,0	0,00	<b>6,3</b>	12,6	0,0	0,0	<b>12,6</b>
Fuerteventura	1,1	0,0	0,00	<b>1,1</b>	0,4	0,0	0,00	<b>0,4</b>	0,9	0,0	0,0	<b>0,9</b>
La Palma	0,9	0,0	0,00	<b>0,9</b>	0,4	0,0	0,00	<b>0,4</b>	0,7	0,0	0,0	<b>0,7</b>
La Gomera	0,4	0,0	0,00	<b>0,4</b>	0,2	0,0	0,00	<b>0,2</b>	0,4	0,0	0,0	<b>0,4</b>
El Hierro	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Canarias	1.244,4	0,1	0,04	<b>1.246,4</b>	604,5	0,1	0,02	<b>606,2</b>	961,7	0,1	0,1	<b>963,6</b>
<b>Año 2023</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>CH<sub>4</sub> (Gg)</b>	<b>NO<sub>2</sub> (Gg)</b>	<b>GEI (GgCO<sub>2</sub>eq.)</b>
Gran Canaria	565,9	0,0	0,02	<b>566,8</b>	270,5	0,0	0,01	<b>271,4</b>	443,5	0,0	0,0	<b>444,4</b>
Tenerife	592,1	0,1	0,02	<b>593,2</b>	310,1	0,1	0,01	<b>311,3</b>	458,4	0,1	0,0	<b>459,5</b>
Lanzarote	14,5	0,0	0,00	<b>14,5</b>	5,8	0,0	0,00	<b>5,8</b>	11,6	0,0	0,0	<b>11,6</b>
Fuerteventura	1,0	0,0	0,00	<b>1,0</b>	0,4	0,0	0,00	<b>0,4</b>	0,8	0,0	0,0	<b>0,8</b>
La Palma	0,8	0,0	0,00	<b>0,8</b>	0,3	0,0	0,00	<b>0,3</b>	0,7	0,0	0,0	<b>0,7</b>
La Gomera	0,4	0,0	0,00	<b>0,4</b>	0,2	0,0	0,00	<b>0,2</b>	0,3	0,0	0,0	<b>0,3</b>
El Hierro	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Canarias	1.174,7	0,1	0,04	<b>1.176,7</b>	587,3	0,1	0,02	<b>589,4</b>	915,2	0,1	0,1	<b>917,3</b>

Año 2025	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	508,8	0,0	0,02	<b>509,6</b>	259,6	0,1	0,01	<b>260,9</b>	406,4	0,1	0,0	<b>407,5</b>
Tenerife	539,0	0,0	0,02	<b>540,0</b>	308,6	0,1	0,01	<b>310,6</b>	430,2	0,1	0,0	<b>431,7</b>
Lanzarote	12,8	0,0	0,00	<b>12,8</b>	5,1	0,0	0,00	<b>5,1</b>	10,2	0,0	0,0	<b>10,2</b>
Fuerteventura	0,9	0,0	0,00	<b>0,9</b>	0,3	0,0	0,00	<b>0,3</b>	0,7	0,0	0,0	<b>0,7</b>
La Palma	0,7	0,0	0,00	<b>0,7</b>	0,3	0,0	0,00	<b>0,3</b>	0,6	0,0	0,0	<b>0,6</b>
La Gomera	0,4	0,0	0,00	<b>0,4</b>	0,1	0,0	0,00	<b>0,1</b>	0,3	0,0	0,0	<b>0,3</b>
El Hierro	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Canarias	1.062,5	0,1	0,04	<b>1.064,3</b>	574,1	0,2	0,02	<b>577,4</b>	848,4	0,1	0,1	<b>851,0</b>
Año 2030	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	401,6	0,0	0,01	<b>402,2</b>	269,5	0,2	0,01	<b>272,7</b>	351,8	0,1	0,0	<b>353,8</b>
Tenerife	442,4	0,0	0,01	<b>443,2</b>	357,5	0,3	0,01	<b>362,8</b>	404,6	0,1	0,0	<b>407,7</b>
Lanzarote	9,4	0,0	0,00	<b>9,4</b>	3,7	0,0	0,00	<b>3,8</b>	7,5	0,0	0,0	<b>7,5</b>
Fuerteventura	0,6	0,0	0,00	<b>0,6</b>	0,3	0,0	0,00	<b>0,3</b>	0,5	0,0	0,0	<b>0,5</b>
La Palma	0,5	0,0	0,00	<b>0,5</b>	0,2	0,0	0,00	<b>0,2</b>	0,4	0,0	0,0	<b>0,4</b>
La Gomera	0,3	0,0	0,00	<b>0,3</b>	0,1	0,0	0,00	<b>0,1</b>	0,2	0,0	0,0	<b>0,2</b>
El Hierro	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Canarias	854,8	0,1	0,03	<b>856,2</b>	631,3	0,4	0,02	<b>639,8</b>	765,1	0,2	0,1	<b>770,1</b>

Tabla 247. Huella de carbono en el transporte marítimo por alternativas

Por último se presentan las emisiones relativas al sector del transporte aéreo.

Huella de carbono en el transporte aéreo por alternativas												
	Alternativa 0				Alternativa 1				Alternativa 2			
Año 2022	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	278,7	0,0	0,01	<b>278,8</b>	278,7	0,0	0,01	<b>278,8</b>	278,7	0,0	0,0	<b>278,8</b>
Tenerife	340,3	0,0	0,01	<b>340,4</b>	340,3	0,0	0,01	<b>340,4</b>	340,3	0,0	0,0	<b>340,4</b>
Lanzarote	138,1	0,0	0,00	<b>138,2</b>	138,1	0,0	0,00	<b>138,2</b>	138,1	0,0	0,0	<b>138,2</b>
Fuerteventura	126,2	0,0	0,00	<b>126,2</b>	126,2	0,0	0,00	<b>126,2</b>	126,2	0,0	0,0	<b>126,2</b>
La Palma	7,2	0,0	0,00	<b>7,2</b>	7,2	0,0	0,00	<b>7,2</b>	7,2	0,0	0,0	<b>7,2</b>
La Gomera	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
El Hierro	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Canarias	890,6	0,0	0,02	<b>890,8</b>	890,6	0,0	0,02	<b>890,8</b>	890,6	0,0	0,0	<b>890,8</b>
Año 2023	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	285,3	0,0	0,01	<b>285,4</b>	285,3	0,0	0,01	<b>285,4</b>	285,3	0,0	0,0	<b>285,4</b>
Tenerife	348,4	0,0	0,01	<b>348,4</b>	348,4	0,0	0,01	<b>348,4</b>	348,4	0,0	0,0	<b>348,4</b>
Lanzarote	141,4	0,0	0,00	<b>141,4</b>	141,4	0,0	0,00	<b>141,4</b>	141,4	0,0	0,0	<b>141,4</b>
Fuerteventura	129,2	0,0	0,00	<b>129,2</b>	129,2	0,0	0,00	<b>129,2</b>	129,2	0,0	0,0	<b>129,2</b>
La Palma	7,4	0,0	0,00	<b>7,4</b>	7,4	0,0	0,00	<b>7,4</b>	7,4	0,0	0,0	<b>7,4</b>
La Gomera	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
El Hierro	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Canarias	911,7	0,0	0,03	<b>911,9</b>	911,7	0,0	0,03	<b>911,9</b>	911,7	0,0	0,0	<b>911,9</b>
Año 2025	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	293,6	0,0	0,01	<b>293,7</b>	293,6	0,0	0,01	<b>293,7</b>	293,6	0,0	0,0	<b>293,7</b>
Tenerife	358,5	0,0	0,01	<b>358,6</b>	358,5	0,0	0,01	<b>358,6</b>	358,5	0,0	0,0	<b>358,6</b>
Lanzarote	145,5	0,0	0,00	<b>145,6</b>	145,5	0,0	0,00	<b>145,6</b>	145,5	0,0	0,0	<b>145,6</b>
Fuerteventura	133,0	0,0	0,00	<b>133,0</b>	133,0	0,0	0,00	<b>133,0</b>	133,0	0,0	0,0	<b>133,0</b>
La Palma	7,6	0,0	0,00	<b>7,6</b>	7,6	0,0	0,00	<b>7,6</b>	7,6	0,0	0,0	<b>7,6</b>
La Gomera	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>

El Hierro	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Canarias	938,3	0,0	0,03	<b>938,4</b>	938,3	0,0	0,03	<b>938,4</b>	938,3	0,0	0,0	<b>938,4</b>
Año 2030	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
Gran Canaria	305,4	0,0	0,01	<b>305,4</b>	274,9	0,0	0,01	<b>274,9</b>	274,9	0,0	0,0	<b>274,9</b>
Tenerife	372,9	0,0	0,01	<b>372,9</b>	335,6	0,0	0,01	<b>335,6</b>	335,6	0,0	0,0	<b>335,6</b>
Lanzarote	151,4	0,0	0,00	<b>151,4</b>	136,2	0,0	0,00	<b>136,2</b>	136,2	0,0	0,0	<b>136,2</b>
Fuerteventura	138,3	0,0	0,00	<b>138,3</b>	124,4	0,0	0,00	<b>124,5</b>	124,4	0,0	0,0	<b>124,5</b>
La Palma	7,9	0,0	0,00	<b>7,9</b>	7,1	0,0	0,00	<b>7,1</b>	7,1	0,0	0,0	<b>7,1</b>
La Gomera	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
El Hierro	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,00	<b>0,0</b>	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>
Canarias	975,8	0,0	0,03	<b>975,9</b>	878,2	0,0	0,02	<b>878,3</b>	878,2	0,0	0,0	<b>878,3</b>

Tabla 248. Huella de carbono en el transporte aéreo por alternativas

A la vista de los resultados expuestos, se presenta en la siguiente tabla un resumen de las emisiones totales del sector del transporte de Canarias para las tres alternativas PTECan.

Huella de carbon del sector del transporte por alternativas												
Alternativas	Alternativa 0				Alternativa 1				Alternativa 2			
Años	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
2022	5.773,7	0,9	0,4	<b>5.793,6</b>	5.042,4	0,9	0,4	<b>5.061,4</b>	5.404,6	0,9	0,4	<b>5.423,9</b>
2023	5.815,7	1,0	0,4	<b>5.836,1</b>	5.069,4	0,9	0,4	<b>5.089,1</b>	5.419,4	0,9	0,4	<b>5.439,2</b>
2025	5.802,3	1,0	0,4	<b>5.823,1</b>	4.971,7	1,0	0,4	<b>4.992,4</b>	5.333,0	1,0	0,4	<b>5.353,4</b>
2030	5.774,4	1,0	0,4	<b>5.796,2</b>	3.737,4	1,0	0,3	<b>3.757,4</b>	4.426,1	0,9	0,4	<b>4.446,0</b>

Tabla 249. Huella de carbono del sector del transporte en Canarias por alternativas

### 10.1.5 ANÁLISIS DE LA HUELLA DE CARBONO

De acuerdo con los datos expuestos al inicio de esta sección, las emisiones GEI de Canarias en el **año 2019** (último dato oficial publicado en el Inventario nacional) **ascendían a 13.038 GgCO<sub>2</sub>**, **teniendo especial importancia en este indicador el subgrupo de procesado de la energía donde se aglutinaban 11.456 GgCO<sub>2</sub>**.

Por otro lado, también es importante tener en cuenta el total de las emisiones GEI para el año 1990, dado que esta es la referencia que ha sido establecida por la Comisión Europea en el “Paquete de invierno” (COM (2016) 860 final, “Energía limpia para todos los europeos”) y sucesivas comunicaciones, así como por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 para evaluar el cumplimiento de los objetivos de descarbonización en Europa y España respectivamente. Así pues, de acuerdo con el Inventario de Contaminantes a la Atmósfera publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, **en el año 1990 las emisiones GEI de Canarias ascendían a 8.615,6 GgCO<sub>2</sub>**, **donde el sector del procesado de la energía era responsable de 7.956,3 GgCO<sub>2</sub>**.

En este punto cabe mencionar que el objetivo comunitario se ha fijado en alcanzar una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto 1990 del 40%. Este objetivo se rebajaba en el PNIEC 2021-2030 al 23% de reducción de emisiones respecto al mismo año. Además, el PNIEC señalaba que, aunque el objetivo impuesto para España era inferior al marcado para el conjunto de Europa, esta reducción equivalía al 38% respecto a las emisiones brutas totales del año 2010 y que esto estaría en línea con lo demandado por el IPCC a la Comunidad Internacional en su informe especial 1,5°.



En la siguiente tabla se resume la proyección en emisiones contaminantes para las tres alternativas al modelo energético de Canarias hasta 2030.

Huella de carbono del sector del procesado de la energía												
Alternativas	Alternativa 0				Alternativa 1				Alternativa 2			
Años	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)	CO <sub>2</sub> (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)	NO <sub>2</sub> (Gg)	GEI (GgCO <sub>2</sub> eq.)
<b>Subsector eléctrico</b>												
2022	5.451,0	0,2	0,0	<b>5.468,9</b>	4.948,8	0,2	0,0	<b>4.965,0</b>	4.895,0	0,2	0,0	<b>4.911,0</b>
2023	5.457,0	0,2	0,0	<b>5.474,9</b>	4.737,7	0,2	0,0	<b>4.753,3</b>	4.660,8	0,2	0,0	<b>4.676,0</b>
2025	5.467,2	0,2	0,0	<b>5.485,1</b>	4.382,0	0,2	0,0	<b>4.396,4</b>	4.265,9	0,2	0,0	<b>4.279,9</b>
2030	5.481,5	0,2	0,0	<b>5.499,5</b>	3.748,5	0,1	0,0	<b>3.760,7</b>	3.708,1	0,1	0,0	<b>3.720,2</b>
<b>Subsector del transporte</b>												
2022	5.773,72	0,95	0,39	<b>5.793,60</b>	5.042,40	0,91	0,36	<b>5.061,43</b>	5.404,61	0,92	0,42	<b>5.423,91</b>
2023	5.815,74	0,97	0,40	<b>5.836,12</b>	5.069,39	0,94	0,36	<b>5.089,15</b>	5.419,41	0,94	0,42	<b>5.439,23</b>
2025	5.802,30	0,99	0,40	<b>5.823,12</b>	4.971,67	0,99	0,36	<b>4.992,37</b>	5.333,02	0,97	0,42	<b>5.353,39</b>
2030	5.774,41	1,04	0,42	<b>5.796,21</b>	3.737,40	0,95	0,25	<b>3.757,39</b>	4.426,14	0,95	0,35	<b>4.445,99</b>
<b>Total del subsector del procesado de la energía</b>												
2022	11.224,72	1,15	0,39	<b>11.262,50</b>	9.991,20	1,11	0,36	<b>10.026,43</b>	10.299,61	1,12	0,42	<b>10.334,91</b>
2023	11.272,74	1,17	0,40	<b>11.311,02</b>	9.807,09	1,14	0,36	<b>9.842,45</b>	10.080,21	1,14	0,42	<b>10.115,23</b>
2025	11.269,50	1,19	0,40	<b>11.308,22</b>	9.353,67	1,19	0,36	<b>9.388,77</b>	9.598,92	1,17	0,42	<b>9.633,29</b>
2030	<b>11.255,91</b>	1,24	0,42	<b>11.295,71</b>	<b>7.485,90</b>	1,05	0,25	<b>7.518,09</b>	<b>8.134,24</b>	1,05	0,35	<b>8.166,19</b>

Tabla 250. Huella de carbono del sector del procesado de la energía

A efectos de comparar, es importante tener en cuenta que la base que debe ser utilizada en este caso debería ser el subsector del procesado de la energía, dado que este plan no tiene como fin establecer medidas para otros asuntos que no se encuentren íntimamente ligados a la energía. Los resultados del estudio desarrollado demuestran que la Alternativa 1 sería la que menores emisiones contaminantes produciría con una diferencia de 648 GgCO<sub>2</sub>/año respecto a la Alternativa 2 y de 3.777 GgCO<sub>2</sub>/año respecto a la Alternativa 0. Si la comparación se extendiera a distintos años de referencia desde 1990, el resultado obtenido sería el que se muestra a continuación.

Comparativa de huella de carbono por horizontes temporales							
Referencias	Año	1990	2005	2010	2015	2018	2019
	Emisiones GEI	7.956,30 GgCO <sub>2</sub>	15.699,08 GgCO <sub>2</sub>	12.961,68 GgCO <sub>2</sub>	10.800,20 GgCO <sub>2</sub>	11.725,79 GgCO <sub>2</sub>	11.455,83 GgCO <sub>2</sub>
Alternativas		Comparativa					
Alternativa 0	11.295,71 GgCO <sub>2</sub>	<b>42,0%</b>	-28,0%	-12,9%	4,6%	-3,7%	-1,4
Alternativa 1	7.518,09 GgCO <sub>2</sub>	<b>-5,5%</b>	-52,1%	-42,0%	-30,4%	-35,9%	-34,4
Alternativa 2	8.166,19 GgCO <sub>2</sub>	<b>2,6%</b>	-48,0%	-37,0%	-24,4%	-30,4%	-28,7

Tabla 251. Comparativa de huella de carbono por horizontes temporales

El esfuerzo llevado a cabo en la descarbonización del sector energético de Canarias permitiría, bajo las bases de la alternativa 1, alcanzar por primera vez unas emisiones GEI inferiores a las del año 1990. Según las estimaciones realizadas, la Alternativa 1 permitiría reducir en un 5,5% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año 1990 en Canarias, lo cual se consideraría un logro, ya que de continuarse con el modelo actual, no sólo no se reducirían las emisiones sino que serían un 42% superior a las de 1990. No obstante, la distancia con respecto a la Alternativa 2 no es significativa y, teniendo en cuenta que para ambos casos se

descarbonizaría en 2040, la mejora entre la Alternativa 1 y la 2 también dependería de la perspectiva económica. En cualquier caso, ambas son muy favorables.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que las emisiones actuales se encuentran sobre las 13.340 GgCO<sub>2</sub>/año, la Alternativa 1 (7.518 GgCO<sub>2</sub>/año) plantea un supuesto por el cual estaríamos a medio camino para la total descarbonización, por ello el objetivo parece proporcional y realista.

### 10.1.6 DESAGREGACIÓN DE EMISIONES POR SECTORES

De acuerdo con el artículo 21 de la ley 6/2022 (LCCTEC), las emisiones deben ser distribuidas por sectores a efectos de definir la responsabilidad en el cumplimiento de los objetivos de planificación. Por ello, siguiendo la línea de lo definido a lo largo de este apartado, a continuación se presenta dicha desagregación siendo coherente con la Estrategia Canaria de Acción Climática.

En la siguiente tabla se presenta un reparto de las emisiones totales por subsectores de la actividad. Para ello se ha tenido en cuenta los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias para el planteamiento de repartos en el sector eléctrico.

Huella de carbono por sectores de la actividad en Canarias						
Sectores de la actividad	Alternativa 0		Alternativa 1		Alternativa 2	
	GgCO <sub>2</sub>	%	GgCO <sub>2</sub>	%	GgCO <sub>2</sub>	%
Sector del transporte terrestre	3.964,05	35,1%	2.239,27	29,8%	2.797,54	34,3%
Sector del transporte aéreo	975,93	8,6%	878,33	11,7%	878,33	10,8%
Sector del transporte marítimo	856,24	7,6%	639,78	8,5%	770,12	9,4%
Residencial	1.961,51	17,4%	1.341,33	17,8%	1.326,88	16,2%
Administración pública	504,90	4,5%	345,26	4,6%	341,54	4,2%
Tratamiento del agua	496,23	4,4%	339,33	4,5%	335,68	4,1%
Turismo	876,35	7,8%	599,27	8,0%	592,81	7,3%
Comercio y servicios	851,65	7,5%	582,38	7,7%	576,11	7,1%
Sector industrial de la alimentación	101,90	0,9%	69,68	0,9%	68,93	0,8%
Sector de la construcción, metalúrgicas y siderúrgicas	172,22	1,5%	117,77	1,6%	116,50	1,4%
Otras industrias	213,24	1,9%	145,82	1,9%	144,25	1,8%
Procesados de la energía	9,45	0,1%	6,46	0,1%	6,39	0,1%
Agricultura, ganadería y pesca	99,54	0,9%	68,07	0,9%	67,34	0,8%
Otros sectores	212,72	1,9%	145,46	1,9%	143,90	1,8%
<b>Total de emisiones</b>	<b>11.295,91</b>	<b>100,0%</b>	<b>7.518,23</b>	<b>100,0%</b>	<b>8.166,32</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 252. Huella de carbono por sectores de la actividad en Canarias

Para el planteamiento de esta distribución es importante entender la diferencia entre sectores de la actividad y sectores energéticos. Los sectores de la actividad se refieren a aquella distribución que marca los principales grupos sectoriales económicos del archipiélago. Por su parte, los sectores energéticos hacen referencia a los principales grupos de consumo de Canarias (eléctrico, transporte y del calor). Así pues, en la distribución que se presenta a continuación se ha tenido en cuenta que la mayor parte de las demandas de sectores de la actividad son de origen eléctrico y del calor. Por otra parte, el sector del transporte ha sido considerado como un sector independiente dado que no está clara la frontera de a qué sector de la actividad corresponden dichos consumos. A modo de ejemplo, el transporte terrestre puede ser asociado al sector residencial u otros sectores productivos dependiendo de cuestiones como el origen y destino del vehículo en cada instante. Así pues, el sector del transporte ha sido subdividido en tres subsectores (terrestre, marítimo y aéreo) no teniendo correspondencia con otros.

De la misma forma, en la siguiente tabla se realiza un reparto de la reducción o aumento de emisiones por sectores de la actividad en cada alternativa y tomando como años base de comparación 1990 y 2018.

Distribución de aumentos y reducciones de emisiones por sectores [GgCO <sub>2</sub> ]						
Alternativas	Alternativa 0		Alternativa 1		Alternativa 2	
Sectores	Respecto 1990	Respecto 2018	Respecto 1990	Respecto 2018	Respecto 1990	Respecto 2018
Sector del transporte terrestre	1.171,89	-150,93	-130,52	-1.253,25	71,90	-1.219,41
Sector del transporte aéreo	288,51	-37,16	-51,19	-491,57	22,57	-382,86
Sector del transporte marítimo	253,13	-32,60	-37,29	-358,07	19,79	-335,68
Residencial	579,88	-74,68	-78,18	-750,70	34,10	-578,37
Administración pública	149,26	-19,22	-20,12	-193,23	8,78	-148,88
Tratamiento del agua	146,70	-18,89	-19,78	-189,91	8,63	-146,32
Turismo	259,07	-33,37	-34,93	-335,39	15,24	-258,40
Comercio y servicios	251,77	-32,43	-33,94	-325,94	14,81	-251,12
Sector industrial de la alimentación	30,12	-3,88	-4,06	-39,00	1,77	-30,05
Sector de la construcción, metalúrgicas y siderúrgicas	50,91	-6,56	-6,86	-65,91	2,99	-50,78
Otras industrias	63,04	-8,12	-8,50	-81,61	3,71	-62,88
Procesados de la energía	2,79	-0,36	-0,38	-3,62	0,16	-2,79
Agricultura, ganadería y pesca	29,43	-3,79	-3,97	-38,10	1,73	-29,35
Otros sectores	62,89	-8,10	-8,48	-81,41	3,70	-62,72
Tendencia prevista	Incrementa emisiones	Reduce emisiones	Reduce emisiones	Reduce emisiones	Incrementa emisiones	Reduce emisiones
Diferencia respecto a referencia (1990/2018)	3.339,41	-430,08	-438,21	-4.207,70	209,89	-3.559,60

Tabla 253. Distribución de aumentos y reducciones de emisiones por sectores

## 10.2 OCUPACIÓN DEL TERRITORIO

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 18 punto 2 de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias, **“el Plan de Transición Energética de Canarias establecerá los criterios de localización de las instalaciones de energía renovable conforme a las previsiones que al respecto se prevean”**.

Como ya se adelantaba en el apartado 4.9, además de definir los criterios de localización, se debe realizar una estimación de la ocupación del territorio que se requeriría para cada una de las alternativas con el objeto de identificar el impacto sobre el territorio. En el anexo II se presenta una estimación de los índices de ocupación media territorial por tipos de infraestructuras de generación para el archipiélago canario. Tomando como base esa referencia y la potencia instalada, se estima el espacio ocupado.

A modo de síntesis, se resumen en el siguiente cuadro los ratios de ocupación por tecnologías así como la estimación de superficie afectada para cada una de las alternativas al modelo energético de Canarias.

Estimación de la ocupación espacial por alternativas							
Referencias	Ratio de ocupación	Alternativa 0		Alternativa 1		Alternativa 2	
		Requerimiento	Ocupación	Requerimiento	Ocupación	Requerimiento	Ocupación
Parques eólicos On-shore	2,5 m <sup>2</sup> /kW	702 MW	1.755.000 m <sup>2</sup>	2.262 MW	5.655.000 m <sup>2</sup>	1.706 MW	4.265.000 m <sup>2</sup>
Parques eólicos Off-shore	1,2 m <sup>2</sup> /kW	5 MW	6.000 m <sup>2</sup>	494 MW	592.800 m <sup>2</sup>	330 MW	396.000 m <sup>2</sup>
Plantas PV autoconsumo	10 m <sup>2</sup> /kW	34 MW	340.000 m <sup>2</sup>	807 MW	8.067.000 m <sup>2</sup>	524 MW	5.240.000 m <sup>2</sup>
Plantas PV antropizadas	10 m <sup>2</sup> /kW	210 MW	2.100.000 m <sup>2</sup>	995 MW	9.953.000 m <sup>2</sup>	759 MW	7.590.000 m <sup>2</sup>
Plantas PV Off-shore	8 m <sup>2</sup> /kW	0 MW	0 m <sup>2</sup>	43 MW	340.000 m <sup>2</sup>	31 MW	248.000 m <sup>2</sup>
Hidrobombes	-	3.350 MW	102.355 m <sup>2</sup>	6.350 MW	193.110 m <sup>2</sup>	3.350 MW	102.355 m <sup>2</sup>
Baterías	10 m <sup>2</sup> /MWh	20 MW	200.000 m <sup>2</sup>	244 MW	2.440.000 m <sup>2</sup>	162 MW	1.620.000 m <sup>2</sup>
Hidrógeno	0,21 m <sup>2</sup> /kW	0 MW	0 m <sup>2</sup>	904 MW	189.840 m <sup>2</sup>	601 MW	126.210 m <sup>2</sup>
Solar térmica	2,78 m <sup>2</sup> /kW	0 MW	0 m <sup>2</sup>	3 MW	8.062 m <sup>2</sup>	6 MW	15.568 m <sup>2</sup>
Geotermia	0,27 m <sup>2</sup> /kW	0 MW	0 m <sup>2</sup>	60 MW	16.200 m <sup>2</sup>	30 MW	8.100 m <sup>2</sup>
Undimotriz	0,1 m <sup>2</sup> /kW	0 MW	0 m <sup>2</sup>	2 MW	200 m <sup>2</sup>	4 MW	400 m <sup>2</sup>
Biomasa	0,15 m <sup>2</sup> /kW	9 MW	1.312,5 m <sup>2</sup>	20 MW	3.030 m <sup>2</sup>	18 MW	2.700 m <sup>2</sup>
Generación térmica convencional	0,27 m <sup>2</sup> /kW	2.476 MW	668.520 m <sup>2</sup>	1.210 MW	326.700 m <sup>2</sup>	1.440 MW	388.800 m <sup>2</sup>
<b>Total</b>	-		<b>5.173.188 m<sup>2</sup></b>		<b>27.784.942 m<sup>2</sup></b>		<b>20.003.133 m<sup>2</sup></b>

Tabla 254. Estimación de la ocupación espacial por alternativas

De acuerdo con los resultados obtenidos en esta estimación, las necesidades espaciales que serían requeridas para dar soporte a las actuaciones previstas en el PTECan bajo el supuesto de la Alternativa 1 ascienden a 2.778 hectáreas, mientras que en la Alternativa 2, el espacio ocupado sería de 2.003 hectáreas, habiéndose reducido en comparación con la Alternativa 1, ya que los objetivos de potencia instalada son menores que los propuestos en esta opción. En cualquier caso, esta alternativa que aparentemente sería más positiva en cuanto a espacio ocupado, evidentemente se encontraría más lejos del supuesto de total descarbonización propuesto para ambas alternativas para el año 2040. Por consiguiente, tanto en la Alternativa 1 como en la Alternativa 2 necesariamente en algún momento será necesario alcanzar esta ocupación espacial para poder lograr la descarbonización de los sectores económicos del archipiélago canario.

### 10.3 EXTERNALIDADES MEDIOAMBIENTALES

Si bien este asunto se evalúa de manera detallada en el Estudio de Impacto Ambiental del PTECan, existen externalidades al sector energético de Canarias en el ámbito de la salud, el clima los ecosistemas y los materiales tal y como se introduce en este apartado.

- **Salud.** Los impactos sobre la salud se consideran los más importantes de todos los impactos y también los más difíciles de medir. Estos impactos, a su vez, se pueden dividir en mortalidad, morbilidad y accidentes y están estrechamente relacionados con la contaminación del aire, del agua y del ruido, principalmente.
- **Clima.** El llamado cambio climático, o calentamiento global, está provocado por un aumento del efecto invernadero causado, a su vez, por un incremento en las concentraciones de los gases de efecto invernadero, fundamentalmente del dióxido de carbono (procedente, sobre todo, de los procesos de combustión fósil y de la deforestación), del metano (procedente de

la ganadería, agricultura y del uso de combustibles fósiles) y los óxidos de nitrógeno (procedentes, sobre todo, de las actividades del transporte y la generación eléctrica).

Si bien el efecto invernadero es un proceso natural que permite la vida en la tierra, el aumento de las emisiones de estos gases ha provocado que se alteren los patrones climáticos, produciendo una inusual subida de las temperaturas. Esto conllevará una serie de consecuencias como son el aumento del nivel del mar, con las consiguientes inundaciones de muchas zonas bajas, mayor frecuencia de condiciones meteorológicas extremas y aumento de las precipitaciones torrenciales, reducción global de la producción agrícola, daños sobre los ecosistemas con una lenta adaptación a dichos cambios climáticos, etc.

- **Ecosistemas.** El mayor riesgo al que están sometidos los ecosistemas es al depósito de contaminantes atmosféricos emitidos. La magnitud del daño depende de cada tipo de ecosistema y de otras situaciones de estrés a las que esté sometido. Estas situaciones pueden tener un origen natural o antrópico (sequías, plagas, gestión, etc.). Actualmente, no es posible cuantificar los daños en términos económicos a la escala deseada pero sí se pueden identificar las especies y hábitats más sensibles a estos contaminantes.
- **Materiales.** Los contaminantes atmosféricos pueden dañar o acelerar el envejecimiento de los materiales, edificios, monumentos u otros objetos culturales e históricos. Estos daños suponen un perjuicio económico para los propietarios de estos inmuebles u objetos, así como un daño cultural e histórico, en algunos casos.

La erosión de materiales y edificios está asociada sobre todo al depósito ácido debido a la combustión de combustibles fósiles. Los procesos de daño más habituales sobre los materiales incluyen la decadencia por sulfuración, erosión ácida, corrosión electrolítica, erosión y decoloración de pinturas y recubrimientos orgánicos, reducción de fortaleza, decoloración de papel, degradación de los tejidos y envejecimiento de gomas y plásticos.

Todos estos asuntos son tratados en el Estudio Ambiental Estratégico del PTECan.

#### 10.4 EXTERNALIDADES SOCIOECONÓMICAS

De la misma forma, se añaden a todas las externalidades mencionadas las relativas a la vertiente socioeconómica.

- **Impactos macroeconómicos.** Las inversiones realizadas en un determinado proyecto crean un flujo de consumo, demanda de bienes y servicios mucho mayor que lo que corresponde directamente a la cantidad invertida. Esto se debe al denominado efecto multiplicador producido por el aumento de la demanda en todos los sectores de la economía al haberse producido un incremento en tan sólo uno de esos sectores.
- **Empleo.** El argumento más utilizado cuando se habla del beneficio social producido por la utilización de las energías renovables, se centra en los beneficios medioambientales de estas fuentes energéticas. Sin embargo, las energías renovables pueden también provocar un claro beneficio social en la forma de generación neta de empleo, es decir, teniendo en cuenta no solo el empleo directo generado sino también aquel que potencialmente podrían desplazar.

El potencial neto de generación de empleo por parte de las energías renovables depende básicamente del tiempo y escalas de introducción de estas fuentes energéticas y los efectos derivados de la operación de las fuentes de energía convencionales y renovables. Es decir, parece lógico esperar que a corto plazo no se produzca ningún efecto de desplazamiento de la fuerza de trabajo desde las fuentes de energía convencionales hacia las renovables, debido fundamentalmente al lento ritmo de introducción en el mercado energético de las fuentes renovables. Un mayor grado de penetración en el mercado a más largo plazo, podría presentar dicho efecto de desplazamiento de la fuerza de trabajo. El nivel de generación neta de empleo originado por parte de las fuentes de energía renovables debe tener en cuenta no sólo el empleo directo creado en las actividades de fabricación, construcción y operación de las instalaciones renovables, sino también el empleo indirecto que generan.

- **Reducción/Agotamiento de los recursos energéticos.** El agotamiento de las energías no renovables no está lo suficientemente recogido en los precios de la energía, y el precio actual de la energía no asegura que las generaciones futuras vayan a tener acceso a la misma a un precio justo.

Dada la importancia de este asunto, se profundiza en este aspecto en el capítulo 12 del PTECan.

## 10.5 DESCARBONIZACIÓN DE LA ECONOMÍA

La Transición energética prevista para la descarbonización de la economía de Canarias presenta una agenda de industrialización, movilización de inversiones y generación de nuevos modelos de negocio los cuales posibilitarán la creación de un nuevo modelo de negocio de futuro en el archipiélago canario. Con ello se puede incrementar el peso de la industria en sectores como la electrónica de potencia, los componentes o los bienes de equipo. Además, se consigue diversificar la economía canaria que, en la actualidad, es muy vulnerable ya que tiene una alta dependencia del sector turístico y, por tanto, de la llegada de turistas, tanto nacionales como internacionales, que deciden visitar Canarias.

Como ha quedado patente en las dos crisis sufridas en el presente siglo, Canarias está muy expuesta ante la situación económica de los diferentes países de origen de los turistas que escogen Canarias para pasar sus vacaciones (principalmente de Alemania y Reino Unido), y, también, de la economía española. Valga como ejemplo la situación actual en la que se está viviendo una crisis sanitaria sin precedentes en los últimos años, ocasionada por la pandemia que ha originado el COVID-19. Las medidas adoptadas para frenar la pandemia han supuesto el cierre de fronteras entre países, la limitación de la movilidad entre comunidades autónomas, provincias e incluso entre municipios, el cierre total de gran parte del sector terciario durante algunos meses y parcial durante otros, con limitaciones horarias, etc. En consecuencia, otros sectores que proveen de bienes y servicios al sector terciario han ido cayendo también por la falta de demanda (productos agrícolas y ganaderos para surtir los establecimientos alojativos, restaurantes etc., servicios de lavandería, servicios de operación y mantenimiento, falta de mercancía en comercios por la limitación de la movilidad, etc.). Esto ha provocado que la economía de todos los países se haya resentido negativamente, sobre todo la de aquellos que tienen una fuerte dependencia de este sector, como es el caso de España. Por ello resulta fundamental que España y, concretamente, Canarias, diversifiquen su economía de modo que se vuelva más robusta potenciando otros sectores como el industrial, sobre todo en lo que tiene que ver con el sector energético, la tecnología, la I+D+i, etc.

En el siguiente gráfico se pone de manifiesto lo comentado anteriormente, respecto a la participación de los distintos sectores en el PIB a precios de mercado a nivel regional.

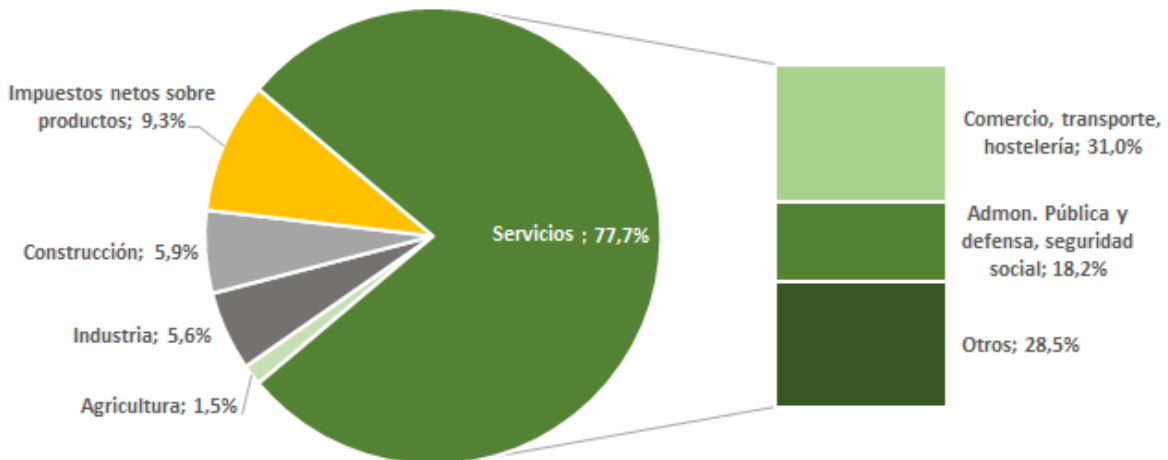


Ilustración 118 Distribución del PIB a precios de mercado por sectores en Canarias en 2019

Como puede verse, casi el 78% del PIB canario corresponde al sector terciario o servicios, de los que el 31% pertenece a actividades comerciales, del transporte y la hostelería. Ante esta situación es lógico que si este sector se ve afectado negativamente, como está ocurriendo desde mitad de marzo de 2020, lo hará también el conjunto de la economía canaria. Por eso la importancia de dar más peso al resto de sectores, de modo que no haya tanta dependencia de un único sector y disminuya así la diferencia en la participación de cada uno de ellos en el conjunto del PIB.

Una manera de diversificar la economía canaria puede ser haciendo más hincapié en sectores como el de la energía y, por tanto, en los diferentes campos que este sector abarca, aprovechando las condiciones singulares del Archipiélago. Canarias, teniendo en cuenta los importantes recursos energéticos renovables de los que dispone, puede convertirse en un referente nacional e internacional en el ámbito de las energías renovables, tanto de las tecnologías más maduras (eólica y fotovoltaica terrestres) como de otras más incipientes (energías marinas, fotovoltaica flotante, etc.). Esto, a su vez, puede impulsar la creación de nuevos nichos de negocio relacionados con el estudio, análisis, despliegue, desarrollo y ejecución de proyectos renovables en las islas, así como de su operación y mantenimiento posterior, desmantelamiento y reutilización de componentes. Por lo tanto, podría crearse un tejido empresarial especializado con presencia en todas las fases de los proyectos renovables, que, además, sea capaz de transferir su experiencia y conocimiento a otras regiones como pueden ser los países de África Occidental u otras regiones insulares o aisladas, con condiciones similares a las de Canarias.

El Gobierno de España, a través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, destinará a Canarias 467 millones de euros, procedentes de los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Estado (PRTR), para impulsar la Transición Energética en el Archipiélago. Este plan de inversión específico contribuirá a que el Archipiélago alcance el objetivo principal del Gobierno de Canarias, que consiste en lograr la descarbonización total de su economía en 2040. Para alcanzar este objetivo se requiere de la colaboración y cooperación de todos los agentes involucrados, tanto de las Administraciones Públicas como del sector privado.

El PRTR ha identificado como elemento principal para la recuperación económica a la aceleración de la transición energética, de modo que dicha recuperación se alinee con el desarrollo de un modelo sostenible y resiliente. En el ámbito de la energía sostenible en las islas está previsto orientar las actuaciones e instrumentos recogidos en el PRTR en los siguientes ejes:

- Despliegue de renovables, haciendo un especial énfasis en la integración ambiental y territorial, así como su integración en los sistemas eléctricos insulares.
- Descarbonización de los sectores económicos y la edificación mediante la integración de EERR.
- Actuaciones de impulso de la transformación del modelo económico a partir de la transición energética.
- Desarrollo de las energías marinas.
- Modelos de negocio innovadores que ayuden al despliegue de EERR y su integración en los sistemas energéticos insulares, incluyendo proyectos “llave en mano”.
- Proyectos de dinamización, concienciación y formación como, por ejemplo, centros de educación o laboratorios urbanos/rurales en temas de energía y/o gobernanza, así como apoyo al desarrollo de hojas de ruta de transición energética en territorios insulares.
- Despliegue del almacenamiento, gestionabilidad, gestión de la demanda y flexibilidad u otros proyectos que refuerzen y aumenten la sostenibilidad y gestionabilidad de los sistemas no peninsulares.
- Proyectos de movilidad sostenible e integración de renovables en la movilidad insular.

Todos estos puntos, de llevarse a cabo, tendrían una repercusión muy positiva sobre la economía canaria. Por su parte, el Plan Reactiva Canarias recoge siete ejes prioritarios que muestran su desarrollo en 122 actuaciones concretas. Los ejes aluden a:

- La conservación de los servicios públicos esenciales.
- El refuerzo de las capacidades sanitarias y sociosanitarias.
- La atención a las personas más vulnerables.
- El mantenimiento y la recuperación del empleo.
- El reimpulso de la actividad económica.
- La agilización, simplificación, cooperación y coordinación en trámites administrativos.
- La integración de los campos de actuación anteriores en el proyecto de Agenda Canaria de Desarrollo Sostenible (ACDS), la Agenda 2030 isleña y sus 17 objetivos de desarrollo sostenible (ODS).

Canarias, debido a su extrema dependencia del turismo, ha sido la comunidad autónoma más afectada por la crisis sanitaria de la COVID-19. Este sector supuso, aproximadamente, el 31% del producto interior bruto regional en 2019 y casi el 36% de los empleos.



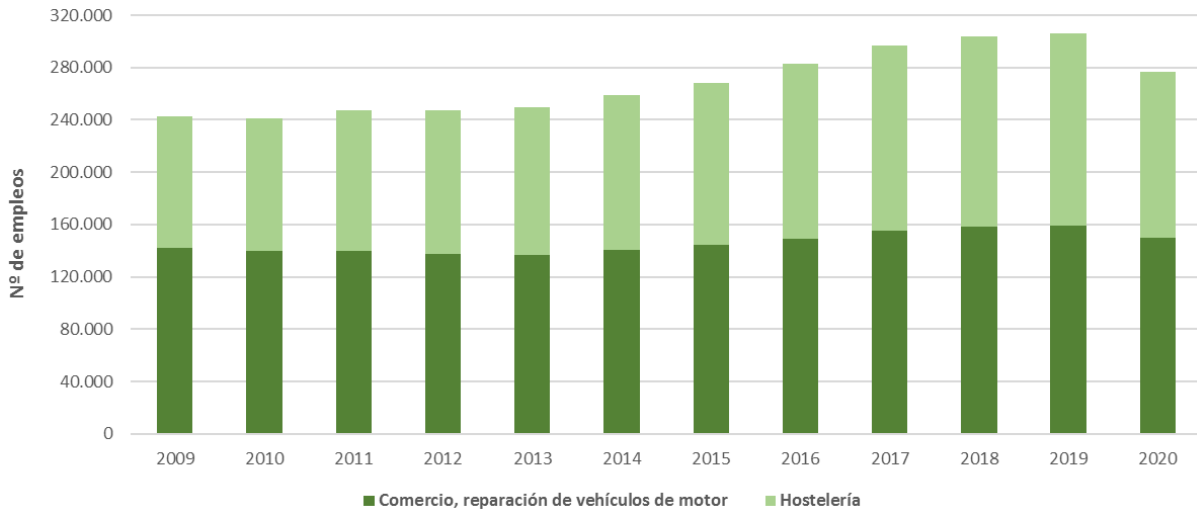


Ilustración 119 Número de empleos en los sectores más empleadores de Canarias

Como muestra el gráfico, el número de empleos en los sectores analizados, se mantuvo sin grandes cambios durante el periodo de la crisis financiera que comenzó en 2008 y de la que la economía empezó a recuperarse en 2014. A partir de ese año puede observarse un crecimiento paulatino del número de empleos hasta 2020 (año en el que comienza la crisis sociosanitaria ocasionada por la COVID-19). En ese año se produce una reducción en el número de empleos del 5,7% en el sector del comercio y del 13,5% en el de la hostelería, respecto a 2019.

Sin embargo, el sector industrial en Canarias apenas emplea a un 5%.

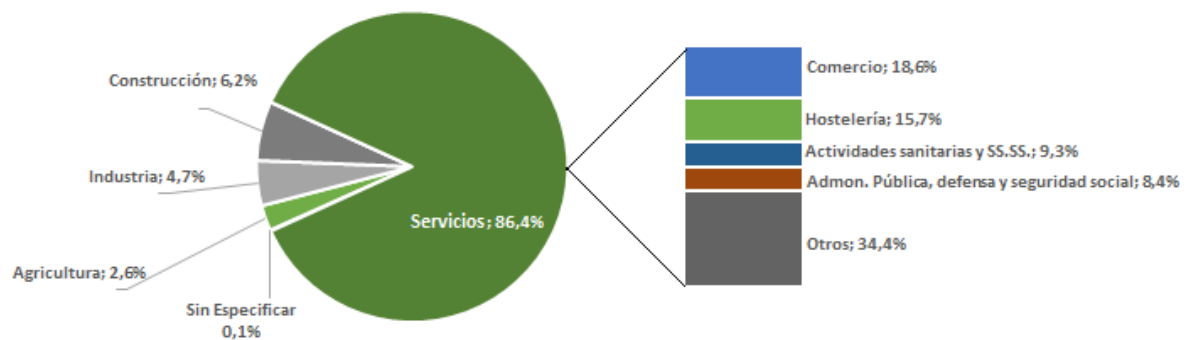


Ilustración 120 Distribución del número de empleos por sectores en Canarias 2020

Con las medidas propuestas en el PTECan, en concordancia con los Planes de Recuperación estatal y autonómico, se puede equilibrar un poco más esta distribución por sectores, tanto en lo que respecta al PIB como al número de empleos, lo que aportaría importantes beneficios a la economía canaria. La descarbonización de la economía aportará grandes beneficios asociados a la reducción de las importaciones de productos derivados del petróleo, actualmente necesarias en el sector eléctrico, del transporte y del calor. Esos beneficios pueden destinarse a las inversiones necesarias para las instalaciones de infraestructuras energéticas renovables.

La integración masiva de EERR en los sistemas energéticos insulares supondrá que el coste medio de generación de electricidad se reduzca en un 40-60% para el año 2040 respecto al coste actual. Es decir, se pasaría de los 140-150 €/MWh actuales a 75-80 €/MWh en 2030 y a 70-90 €/MWh en 2040 (este incremento final se debería al efecto de la inversión en capacidad de respaldo necesaria para descarbonizar totalmente la demanda). Además, esta mayor

integración de renovables en el mix energético reducirá la dependencia extrema que actualmente tiene Canarias del exterior. Esto permitirá incrementar la seguridad del suministro, al no depender de terceros.

La reducción del coste de la electricidad junto con el aumento de la eficiencia energética repercutirá positiva y directamente en el gasto energético de las familias, lo que también redundará en paliar la pobreza energética.

El desarrollo de los proyectos renovables necesarios para lograr los objetivos marcados en la presente planificación supondrá la creación de entre treinta mil y sesenta mil puestos de trabajo durante todo el período de planificación 2020-2040. También permitirá la creación de nuevos nichos de mercados asociados a esta actividad, así como la formación especializada en los distintos eslabones de la actividad.

Las inversiones planteadas en modernización y digitalización de la red eléctrica generarán la posibilidad de desarrollar nuevos servicios de gestión de demanda y recarga inteligente de vehículos eléctricos, que, a su vez, permitirán ahorros al consumidor final en su factura.

Otro efecto de la descarbonización de la economía es que permitirá alcanzar una reducción de las emisiones de GEI en 2030 (objetivo intermedio) del 32% respecto a 2017. Esto además, ayudará a frenar el calentamiento global y, por tanto, cumplir con los objetivos marcados en la lucha contra el cambio climático acordados en el Acuerdo de París.

## 10.6 CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

El PTECan será el instrumento con el que se materialicen los Objetivos de Desarrollo Sostenible en el sector de la energía en Canarias. Esto va más allá de lo puramente energético, garantizándose el cumplimiento de otras condiciones tales como la lucha contra la pobreza, salud y bienestar, educación de calidad, igualdad de género, trabajo decente y crecimiento económico, industria, innovación e infraestructura, reducción de desigualdades, ciudades conectadas y sostenibles, producción y consumo responsable, acción por el clima, vida submarina, vida de ecosistemas terrestres y alianza para lograr los objetivos.

Se presenta en el Anexo VI el detalle de cómo permitiría el PTECan el cumplimiento de los objetivos ODS para el archipiélago canario.

## 10.7 CANARIAS COMO EXPORTADOR DEL CONOCIMIENTO EN MATERIA ENERGÉTICA

La **Declaración de Emergencia Climática** fija el objetivo de descarbonización de los sectores económicos de Canarias para el año 2040. En coherencia con este objetivo, el PTECan ha definido dos alternativas al modelo energético de Canarias en el horizonte 2030, para poder avanzar hacia dicho hito, si bien se diferenciarían entre sí en función del esfuerzo que habría que realizar en dicho horizonte 2030”.

La mayor parte de los territorios europeos fijan el objetivo de descarbonización para el año 2050. En este contexto, Canarias presenta un gran potencial para convertirse en referencia en cuanto estrategias de fomento de las energías renovables, incluso en condiciones en las cuales la integración de energías renovables en la red plantea serias limitaciones.

Las características singulares de Canarias en materia energética han servido históricamente para atraer a fabricantes y desarrolladores de tecnologías innovadoras y ponerlas a prueba en el archipiélago, donde generalmente existen condiciones óptimas en cuanto a recurso energético disponible. Sirva como ejemplo el magnífico recurso eólico y solar disponible en la totalidad de las islas, a lo cual se añadiría los elevados costes de operación de los sistemas energéticos de Canarias debido a la situación de insularidad que hacen aproximar estos proyectos innovadores a su despliegue comercial en comparación con su posible despliegue en sistemas energéticos continentales.

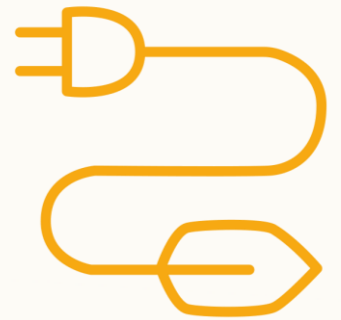
Por otra parte, la necesidad de avanzar hacia un modelo energético sostenible ha hecho que se hayan creado institutos de referencia a nivel mundial en la gestión de ese conocimiento, conocimiento que a su vez es directamente revertido a la sociedad mejorando una mayor cartera de profesionales y empresas especializadas que son capaces de aplicar los conocimientos aprendidos para solucionar problemas tanto en el ámbito de Canarias como fuera del archipiélago.

La situación geográfica de Canarias también ha sido históricamente considerada como estratégica en las relaciones de Europa y España con el continente africano (especialmente en la vertiente noroccidental) y otros países tales como Latinoamérica. Canarias ya está sirviendo como plataforma de transferencia de tecnologías energéticas limpias para solventar problemas de abastecimiento, tanto en energía como en agua, para núcleos poblacionales y regiones rurales de dichas zonas. La experiencia que está siendo adquirida en el manejo de estas nuevas tecnologías, está sirviendo para mejorar el conocimiento aplicado y reducir los tiempos de puesta en marcha de los modelos energéticos sostenibles.

Tanto la Alternativa 1 como la Alternativa 2 al modelo energético de Canarias propuesto en el ámbito del PTECan, proponen estrategias muy ambiciosas que, de ser puestas en marcha en los tiempos mencionados, convertirán a Canarias en referencia mundial en la industria energética. Este conocimiento adquirido será la prueba de fuego para conocer si la industria estaría preparada para afrontar el reto de descarbonización en los plazos establecidos por la Unión Europea. De la misma forma, se plantearían mecanismos regulatorios y procedimientos que podrían servir también de referencia para el conjunto de Europa y, principalmente, para regiones como las RUP, en las que se comparten problemas semejantes a los existentes en Canarias.

# 11

**Modelo energético de  
Canarias. Alternativa  
seleccionada**



## 11 Modelo energético de Canarias. Alternativa seleccionada

---

### 11.1 SELECCIÓN DE ALTERNATIVA

En el PTECan se ha llevado a cabo un reconocimiento profundo de la situación del sector energético del archipiélago de Canarias y de la forma en la cual éste podría ser adaptado para avanzar hacia el objetivo de total descarbonización propuesto para el año 2040.

Los estudios realizados demuestran que pese a que el rango de actuación de esta planificación se focaliza en el sector energético, **el sector del “procesado de la energía” es el responsable de aproximadamente el 85% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero que actualmente se emiten a la atmósfera en las Islas Canarias**. Es por tanto urgente la búsqueda de soluciones que permitan acelerar hacia una transición energética. Por esta razón con fecha a 18 de febrero de 2021 se publica el Decreto 9/2021, por el que se encomienda a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial la elaboración de un plan de transición energética para la Comunidad Autónoma de Canarias.

En este plan se estudia inicialmente la demanda prevista por sectores para el horizonte 2030. Los sectores considerados han sido el sector eléctrico, el sector del transporte y el sector del calor. A su vez, el sector del transporte incluye el transporte terrestre, marítimo insular y aéreo insular. A partir de este punto, se proyectan tres alternativas al modelo energético a fin de identificar cuál sería la solución óptima para el caso particular de Canarias. Las alternativas consideradas se resumen en los siguientes puntos:

- ✳ **Alternativa 0:** Modela la situación en la cual no se implementan medidas adicionales a las que ya vienen desarrollándose en el sector energético de Canarias. En este caso, no se potenciaría las actuaciones en materia de eficiencia energética o el uso de las energías renovables como referencia principal para satisfacer la demanda eléctrica de las islas. Sí existiría aumento de las potencias instaladas en renovables pero en coherencia con las tendencias históricas de cada tecnología. La demanda de productos petrolíferos seguiría siendo clave para dar soporte a los sectores productivos del archipiélago.
- ✳ **Alternativa 1:** Apuesta por un cambio drástico del sistema energético de Canarias para avanzar en su total descarbonización, la cual se alcanzaría en 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática. En este caso la eficiencia energética, las energías renovables, el almacenamiento energético y el resto de eslabones asociados tales como la gestión de demanda, el uso de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno, la generación distribuida o la mejora en la capacidad de gestión y evacuación de la energía generada de manera distribuida en redes de distribución y transporte se convierten en una prioridad y tratan de desplazar, en el menor tiempo posible, el uso de combustibles fósiles para la producción de energía a todos los niveles.
- ✳ **Alternativa 2:** Aunque la descarbonización también se conseguiría en el año 2040, en cumplimiento de la Declaración de Emergencia Climática de Canarias, se plantea una solución en la que la implementación de tecnologías no maduras se retrasa ligeramente a la década 2031-2040. Esta alternativa tiene la ventaja de que determinadas tecnologías disruptivas como el almacenamiento energético podrían alcanzar una fase de madurez suficiente para que los costes asociados a éstas se reduzcan y la acción de descarbonización sea económicamente más atractiva en términos de inversión (CAPEX).

La **Alternativa 0 no se considera una solución a perseguir** ya que no alcanzaría el objetivo de descarbonización del sistema energético de Canarias en el año 2040 de acuerdo con lo establecido en la declaración de emergencia climática de Canarias. En cualquier caso, su estudio ha sido fundamental dado que es condición necesaria para estimar determinados factores como el grado de avance en políticas de eficiencia energética puesto que se compara con la situación para el mismo año evaluado en el caso de que no se aplicaran políticas energéticas.

Por todo ello, la decisión de cuál es la alternativa óptima pasaría por la selección de la **Alternativa 1** o la **Alternativa 2**. En este sentido, se muestra en la siguiente ilustración una comparativa entre los principales indicadores de cumplimiento bajo las configuraciones proyectadas para ambos casos:

Indicador	Alternativa 1	Alternativa 2
Reducción de emisiones contaminantes respecto a 1990	5,5%	-2,6% (Supera emisiones de 1990 en un 2,6%)
Reducción de emisiones contaminantes respecto a 2010 (referencia PNIEC)	42%	37%
Energías renovables sobre el uso final de la energía	39%	29%
Mejora de la eficiencia energética	30%	27%
Energía renovable en la generación eléctrica	70%	62%
Inversión total (2022 – 2030)	11.769 M€	6.248 M€
Inversión total (2022 – 2040)	41.004 M€	39.170 M€
Ahorro en costes de explotación de los sistemas energéticos de Canarias	1.009 M€/año	937 M€/año

Ilustración 121 PTECan – Comparativa de alternativas al modelo energético

En términos de reducción de emisiones contaminantes **se puede concluir que ambas opciones son muy positivas ya que reducen drásticamente las emisiones si se toma como base las producidas en el año 2010 (referencia usada en PNIEC)**. En la Alternativa 1 las emisiones GEI se reducirían en un 42% mientras que para la Alternativa 2 podría lograrse una mejora del 37%. Si por el contrario se utiliza como base el año 1990, se puede ver que la única opción que reduce emisiones sería la Alternativa 1. Es importante tener en cuenta que las emisiones en el año 1990 para el sector energético ascendían hasta los 7.956 GgCO<sub>2</sub> mientras que el último dato oficial publicado para Canarias en el año 2019 establecía dicho valor en 11.456 GgCO<sub>2</sub>. Por tanto, se pone de manifiesto que en los últimos 30 años las emisiones anuales han crecido notoriamente y es difícil lograr el objetivo de descarbonización comúnmente establecido por Europa a efectos de medir la reducción de GEI. Esta es la principal razón por la cual el PNIEC también usa como referencia las emisiones en el año 2010.

Energía final [Alternativa 0]																										
Isla	Eléctrica						Cob. eléctrica		Mov. Terrestre		Marítimo Marítima				Aéreo		Otros			Calor			Demanda total	Fósil	Energía final	
	Demanda eléctrica total		Térmica convencional		Energía eléctrica Producción hidrógeno verde		EERR	Fósil	Gasoil	Gasolina	Diésel	Fuel Oil	Gasoil Marino	Gasolina marino	Queroseno	GNL	Diésel industrial	Fuel Industrial	Solar térmica	Biomasa	Geotermia BE	Fósil			EERR	
	GWh	kTep	GWh	kTep	GWh	kTep	%	%	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep			kTep	%
Gran Canaria	3.823	329	2.692	232	0	0	30%	70%	179	312	7	71	52	0	102	0	0	11	9	4	2	1.079	966	89,5%	10,5%	
Tenerife	4.506	388	3.461	298	0	0	23%	77%	209	366	12	117	15	0	125	0	1	9	10	4	0	1.255	1.151	91,7%	8,3%	
Lanzarote	998	86	790	68	0	0	21%	79%	43	75	0	0	3	0	51	0	0	0	3	1	1	263	240	91,5%	8,5%	
Fuerteventura	835	72	633	55	0	0	24%	76%	23	40	0	0	0	0	46	0	0	0	2	1	1	185	164	88,8%	11,2%	
La Palma	310	27	230	20	0	0	26%	74%	20	35	0	0	0	0	3	0	0	0	1	1	0	86	78	90,2%	9,8%	
La Gomera	84	7	68	6	0	0	19%	81%	5	8	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	21	19	89,7%	10,3%	
El Hierro	55	5	29	3	0	0	46%	54%	3	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	12	83,3%	16,7%	
<b>Canarias</b>	<b>10.614</b>	<b>913</b>	<b>7.906</b>	<b>680</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>26%</b>	<b>74%</b>	<b>482</b>	<b>844</b>	<b>19</b>	<b>188</b>	<b>71</b>	<b>1</b>	<b>326</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>2.887</b>	<b>2.630</b>	<b>91,1%</b>	<b>8,9%</b>	

Tabla 255 Energía final [Alternativa 0]

Energía final [Alternativa 1]																										
Isla	Eléctrica						Cob. eléctrica		Mov. Terrestre		Marítimo Marítima				Aéreo		Otros			Calor			Demanda total	Fósil	Energía final	
	Demanda eléctrica total		Térmica convencional		Energía eléctrica Producción hidrógeno verde		EERR	Fósil	Gasoil	Gasolina	Diésel	Fuel Oil	Gasoil Marino	Gasolina marino	Queroseno	GNL	Diésel industrial	Fuel Industrial	Solar térmica	Biomasa	Geotermia BE	Fósil			EERR	
	GWh	kTep	GWh	kTep	GWh	kTep	%	%	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep			kTep	%
Gran Canaria	3.418	294	1.849	159	3.021	260	71%	29%	102	176	4	35	21	0	92	32	0	11	26	11	4	1.066	631	59,1%	40,9%	
Tenerife	3.701	318	1.809	156	2.742	236	72%	28%	119	206	6	59	6	0	112	53	1	9	27	12	1	1.164	726	62,4%	37,6%	
Lanzarote	813	70	750	65	1.139	98	62%	38%	25	42	0	0	1	0	46	0	0	0	8	2	1	293	178	60,8%	39,2%	
Fuerteventura	640	55	744	64	1.327	114	62%	38%	13	23	0	0	0	0	42	0	0	0	4	2	2	255	141	55,5%	44,5%	
La Palma	262	23	190	16	366	32	70%	30%	11	20	0	0	0	0	2	0	0	0	2	2	0	92	50	54,4%	45,6%	
La Gomera	69	6	26	2	93	8	84%	16%	3	5	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	24	10	40,8%	59,2%	
El Hierro	46	4	23	2	131	11	87%	13%	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	7	34,8%	65,2%	
<b>Canarias</b>	<b>8.952</b>	<b>770</b>	<b>5.394</b>	<b>464</b>	<b>8.822</b>	<b>759</b>	<b>70%</b>	<b>30%</b>	<b>274</b>	<b>475</b>	<b>10</b>	<b>94</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>293</b>	<b>85</b>	<b>1</b>	<b>19</b>	<b>38</b>	<b>16</b>	<b>8</b>	<b>2.870</b>	<b>1.743</b>	<b>60,7%</b>	<b>39,3%</b>	

Tabla 256 Energía final [Alternativa 1]

Energía final [Alternativa 2]																										
Isla	Eléctrica						Cobertura eléctrica		Mov. Terrestre		Marítimo				Aéreo	Otros			Solar térmica	Biomasa	Geotermita BE	Demanda total	Fósil	Energía final		
	Demanda eléctrica total		Térmica convencional		Energía eléctrica Producción hidrógeno verde		EERR	Fosil	Gasoil	Gasolina	Diésel	Fuel Oil	Gasoil Marino	Gasolina marino	Queroseno	GNL	Diésel industrial	Fuel Industrial						Fósil	Fosil	EERR
	GWh	kTep	GWh	kTep	GWh	kTep	%	%	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep	kTep								
Gran Canaria	3.053	263	1.795	154	1.855	160	63%	37%	117	230	5	53	42	0	92	16	0	11	12	16	3	1.020	720	70,7%	29,3%	
Tenerife	3.395	292	2.121	182	1.999	172	61%	39%	137	269	9	88	12	0	112	27	1	9	12	18	1	1.158	846	73,1%	26,9%	
Lanzarote	769	66	573	49	728	63	62%	38%	28	56	0	0	2	0	46	0	0	0	4	3	1	269	181	67,4%	32,6%	
Fuerteventura	624	54	603	52	921	79	61%	39%	15	29	0	0	0	0	42	0	0	0	2	3	2	226	138	61,3%	38,7%	
La Palma	233	20	183	16	227	20	60%	40%	13	26	0	0	0	0	2	0	0	0	1	3	0	85	57	67,1%	32,9%	
La Gomera	66	6	35	3	64	6	73%	27%	3	6	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	22	12	55,3%	44,7%	
El Hierro	44	4	24	2	66	6	78%	22%	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	9	52,2%	47,8%	
Canarias	<b>8.187</b>	<b>704</b>	<b>5.336</b>	<b>459</b>	<b>5.864</b>	<b>504</b>	<b>62%</b>	<b>38%</b>	<b>317</b>	<b>620</b>	<b>15</b>	<b>141</b>	<b>56</b>	<b>0</b>	<b>293</b>	<b>42</b>	<b>1</b>	<b>19</b>	<b>32</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>2.768</b>	<b>1.964</b>	<b>71,0%</b>	<b>29,0%</b>	

Tabla 257 Energía final [Alternativa 2]



Para ambos casos, en el paso por el año 2030 las emisiones se situarían en prácticamente la mitad de lo que habría en la situación tendencial, restando otros 7.500 GgCO<sub>2</sub> hasta la total descarbonización del sector energético.

Por otra parte, según los análisis realizados para la Alternativa 1 las renovables abastecerían en aproximadamente un 40% los consumos de energía final de Canarias mientras que para la Alternativa 2 ese valor se situaría en el 29%. Este indicador también puede ser estimado considerando únicamente la energía eléctrica. Así pues, para la Alternativa 1 la cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables se establecería en el 70% mientras que para la Alternativa 2 promediaría el 62%. A modo de referencia de lo que se obtendría en la situación de referencia (Alternativa 0), la demanda de energía eléctrica cubierta mediante energías renovables ascendería al 26% mientras que en energía final este indicador se establecería en el 9%.

Como juicio general se observa que, a pesar de que la Alternativa 1 sea más favorable desde el punto de vista del cumplimiento con los indicadores de descarbonización del sistema energético de Canarias, requiere de un enorme esfuerzo no sólo en tecnologías maduras sino también en otras tecnologías más innovadoras como las que supone el almacenamiento en sus distintas formas, el hidrógeno verde, la producción de amoníaco verde para el transporte marítimo o la producción de combustibles sintéticos como el queroseno para la aviación. Por consiguiente, **la Alternativa 2 apunta a ser una alternativa más razonable teniendo en cuenta los tiempos que se requieren en este tipo de proyectos los cuales deben ser ejecutados a gran escala y en cumplimiento con todas las normas establecidas en la legislación actual.**

Lo dicho en el párrafo anterior se pone de manifiesto en la inversión. En el horizonte de planificación del PTECan (hasta el año 2030), la inversión requerida para la Alternativa 1 sería 5.521 M€ superior a la que se plantea en la Alternativa 2. Naturalmente, determinadas actuaciones son desplazadas a la década 2031-2040 y la inversión a acometer en este periodo sería mayor para la Alternativa 2 que para la Alternativa 1. **No obstante, en cómputo global, la inversión de la Alternativa 2 sería inferior a la de la Alternativa 1 en 1.834 M€.** Esto se debe a que las inversiones que serían aplazadas son fundamentalmente aquellas que aún no están tan maduras y se espera, tal como se predice en el informe World Energy Outlook 2020, que en años venideros se reduzca progresivamente los costes de inversión a tecnologías de descarbonización y, en especial, los sistemas de almacenamiento energético.

Por otra parte, aunque con la Alternativa 1 se consigue una mejora en términos de reducción del coste de explotación del sistema energético respecto a la Alternativa 2, esa mejora es de tan solo 72 M€ (un 7% del total de ahorro de la Alternativa 1).

En general, ambas opciones son muy adecuadas para mejorar la situación del sector energético de Canarias y conseguir el objetivo de descarbonización del sector energético de Canarias en el año 2040. No obstante, **teniendo en cuenta que para ambos casos se alcanzaría la descarbonización en el mismo año (2040), se apuesta por la alternativa de mayor eficiencia económica, la Alternativa 2.** Esta solución es además la más realista siendo conscientes de los tiempos de trámite y despliegue que se requieren principalmente para proyectos a gran escala como los que supone la transformación de la generación eléctrica de categoría A o la descarbonización del transporte marítimo o aéreo interinsular.

### Alternativa 2

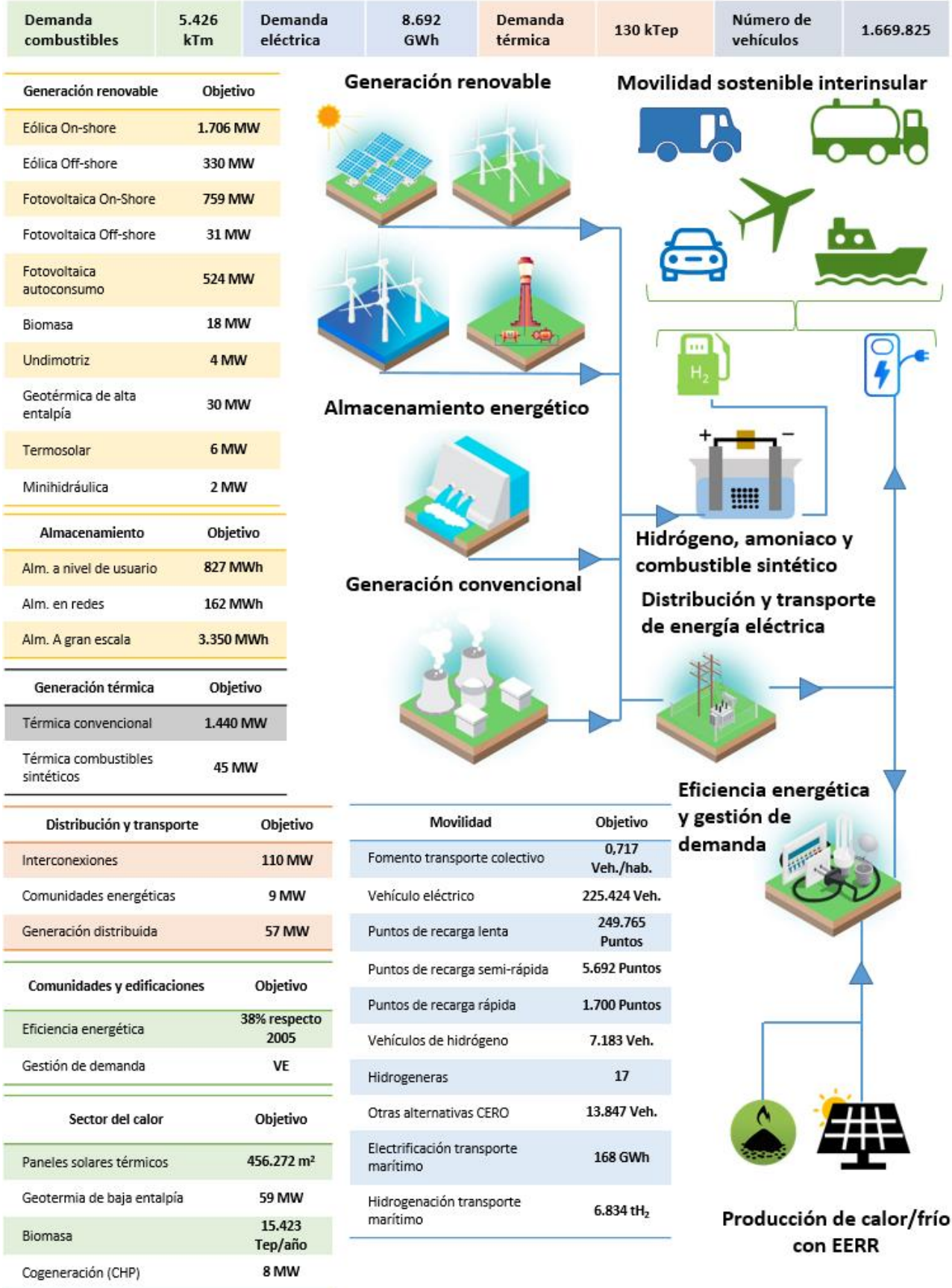


Ilustración 122 PTECan – Alternativa seleccionada

La Alternativa 2 propone un cambio drástico del sistema energético de Canarias. La eficiencia energética, las energías renovables, el almacenamiento energético y resto de eslabones asociados tales como la gestión de demanda, el uso de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno, la generación distribuida o la mejora en la capacidad de gestión y evacuación de la energía generada de manera distribuida en redes de distribución y transporte se convierten en una prioridad, tratando de desplazar el uso de combustibles fósiles para la producción de energía a todos los niveles.

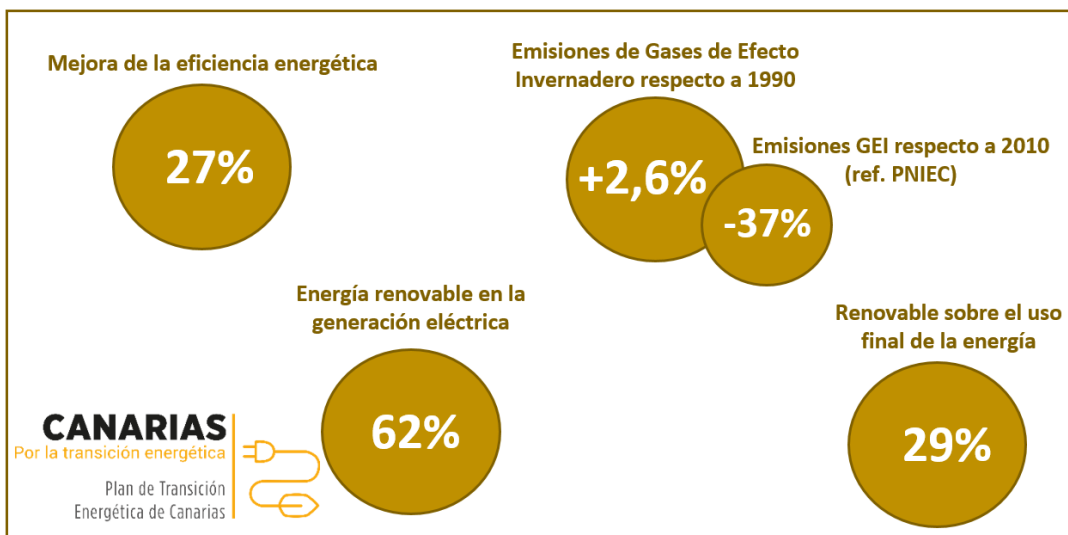


Ilustración 123 Objetivos de la alternativa al modelo energético seleccionado [Alternativa 2]

## 11.2 ANÁLISIS POR SECTORES DE LA ENERGÍA

### 11.2.1 SECTOR DEL TRANSPORTE

En general se potenciaría el uso de vehículos cero emisiones. Los vehículos de menor peso (turismos, furgonetas y motos) tenderían al uso de motores eléctricos mientras que el transporte pesado (autobuses y camiones) sería prioritariamente descarbonizado con el uso de vehículos de celda de combustible (hidrógeno).

En el camino hacia la total descarbonización del transporte terrestre en 2040 sería necesario que la cifra de vehículos eléctricos existente en Canarias en el año 2030 ascendiera hasta los 225.424 vehículos. Adicionalmente, existirían 7.183 vehículos propulsados con hidrógeno y también se ha considerado la existencia de 13.847 vehículos que usarían otros combustibles renovables alternativos como el biogás y los biocarburantes producidos con energías renovables.

El total del parque automovilístico descarbonizado sería de 246.454 vehículos. Para dar suministro a estos vehículos sería necesaria la instalación de 249.765 puntos de recarga vinculados (en viviendas, lugares de trabajo y vía pública), 5.692 puntos de apoyo (centros comerciales, parkings) y 1.700 puntos de emergencia (estaciones de servicio). Además se requeriría 17 hidrogeneras para dar soporte a los vehículos de hidrógeno, donde además fuera posible el repostaje con biocarburantes en función de la demanda existente.

La descarbonización del transporte marítimo insular pasa por dos puntos claves, el uso de amoníaco producido con fuentes renovables a través de hidrógeno (generado con

electrolizadores), nitrógeno (extraído del aire con generadores de nitrógeno) y síntesis a través del proceso Haber – Bosch y la electrificación de los barcos de recreo y barcos de pesca que recorren rutas de cercanía. De la misma forma, las acciones se centran en la descarbonización del transporte marítimo insular, siendo una estrategia consistente con el procedimiento común establecido para el desarrollo de inventarios de emisiones, los cuales ponen la frontera en la comunidad analizada.

Se propone para esta alternativa que en base al parque de generación renovable existente se obtenga una cantidad de amoniaco verde equivalente a 38 ktNH<sub>3</sub>/año, lo que supondría aproximadamente 34 kTep/año. Esta cantidad de amoniaco sería suficiente para sustituir el 11,3% de los combustibles que en la actualidad se utilizan para movilidad marítima interinsular de buques y barcos de transporte de pasajeros entre islas. Soluciones como la implementada en el barco cargero “Vinking Energy” (pila de combustible accionada con amoniaco que estará en funcionamiento en 2022) o el bargo RO-RO de pasajeros más grande del mundo, “Color Fantasy” (motor de amoniaco que estará en marcha en 2027) invitan a pensar que esta sería la solución más realista de descarbonización del transporte marítimo pesado para rutas regulares de tránsito entre islas. La principal ventaja del amoniaco, además de que es más fácil obtenerlo que otros combustibles sintéticos, es que puede ser almacenado en estado líquido con una temperatura de -33 °C a presión atmosférica o a 9 bares y temperatura a 20 °C, frente al hidrógeno que habría que reducir la temperatura hasta los -253 °C. Por tanto, el planteamiento hasta el año 2030 sería el testeo de la tecnología en dos rutas que partan desde las islas de Tenerife y Gran Canaria para, posteriormente, transformar el resto de rutas de transporte marítimo interinsular regular antes del año 2040 y eliminar el uso de Fuel oil y Diésel oil para esos servicios.

Adicionalmente, se llevaría a cabo una reconversión progresiva de la flota de barcos de cercanía, principalmente de recreo y pesca en cercanía, para que pueda desarrollarse estas actividades con barcos eléctricos. Se establece en esta alternativa el objetivo del 20% de la flota de barcos que actualmente encajan con esa definición y usan gasolinas y gasóleos.

De la misma forma, los barcos atracados en puerto deberán conectarse a la red eléctrica insular para evitar emisiones en puertos.

En el ámbito del transporte aéreo, la única opción tecnológicamente válida para la descarbonización de este subsector es el uso de combustibles sintéticos producidos mediante energías renovables (tecnologías Power To Liquid). Esta medida ya ha sido contemplada a nivel nacional por el PNIEC, sugiriéndose la producción de queroseno sintético. Para la producción de este queroseno se requeriría la producción previa de hidrógeno verde y una fuente de carbono (captura de carbono en centrales eléctricas, vertederos o biogás) haciendo reaccionar termoquímicamente ambos elementos para transformar a través del proceso Fisher-Tropsch en combustible líquido apto para aviones. Existen experiencias en investigación pero esta solución aún no ha alcanzado su fase de desarrollo comercial. Por esta razón se considera prudente optar a efectos de la planificación por la puesta en marcha de un proyecto piloto en alguno de los aeropuertos de Canarias que sirva para demostrar la tecnología y que, posteriormente en el horizonte 2031-2040 se opte por su inclusión en las islas para soportar la demanda de este subsector a nivel insular. Alternativamente, se podría importar dicho combustible sintético de otra región de España en la cual se implemente esta solución a gran escala.

### 11.2.2 SECTOR ELÉCTRICO

El cambio en el sector eléctrico sería trascendental y tendría cuatro claves, el incremento de la potencia renovable total instalada hasta los 3.410 MW, la instalación de sistemas de almacenamiento energético hasta alcanzar una capacidad total de gestión de 4.339 MWh, la ejecución de la interconexión eléctrica proyectada (Tenerife – La Gomera) y la reducción progresiva en el uso de la generación térmica convencional hasta alcanzar una potencia de 1.440 MW. Debe ser tenido en cuenta que los 3.410 MW de potencia renovable incluyen los medios de generación necesarios para el suministro eléctrico tradicional y los nuevos consumos eléctricos derivados del vehículo eléctrico y la producción de hidrógeno para el sector del transporte marítimo y terrestre.

Es especialmente importante la necesidad de disponer de sistemas de almacenamiento energético a gran escala en 2030. Se cuenta con las infraestructuras de El Hierro (150 MWh) y Gran Canaria (3.200 MWh). A esto se uniría unos 989 MWh de capacidad de almacenamiento distribuido a nivel de usuario y en redes. Sin estos medios de gestión sería imposible reducir la potencia térmica convencional para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema.

En cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 738/2015 todos los sistemas eléctricos de Canarias necesitarían de mantener la suficiente potencia de Categoría A para asegurar el suministro incluso en casos de contingencia N-1 y N-2 de acuerdo con lo definido en los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Por ello, es vital el cambio progresivo de los generadores enmarcados en esta categoría (actualmente los grupos de generación convencional), por otros que aún aportando los mismos servicios, sean capaces de operar con fuentes renovables, entre ellos destacan los hidrobombes, el hidrógeno y la geotermia.

Además, insistir en que la producción de hidrógeno en sí misma es un sistema de almacenamiento energético (en otro vector energético) lo que ayudaría a mejorar de forma muy importante los sistemas eléctricos de Canarias en lo que respecta a estabilidad. Este producto sería asimilable a otros combustibles. No obstante, al ser producidos a nivel local, las reservas estratégicas establecidas por CORES para otros combustibles afines como el GNL (20 días) podrían reducirse asemejándose más a las reservas consideradas para hidrobombes (12 horas). En este caso, si se consideran reservas para 2 días, se necesitarían 35 tH<sub>2</sub> para el transporte marítimo y 561 tH<sub>2</sub> para el transporte terrestre. Si se almacenan a 350 bares, exigiría una capacidad de almacenamiento total de 23.547 m<sup>3</sup>. Esto se sumaría a la capacidad de gestión aportada por el resto de soluciones de almacenamiento configuradas para Canarias y mencionadas en el párrafo anterior.

Como medida adicional de gestión el vehículo eléctrico estaría ligado a la aplicación de políticas de gestión de demanda priorizando su carga en horas en las cuales se prevea vertidos de generación renovable no gestionable.

Entre las renovables se incluirían nuevas tecnologías tales como la eólica off-shore, la fotovoltaica off-shore, la energía undimotriz y la energía termosolar. También se ha considerado la entrada de 30 MW de geotermia de alta entalpía pero esto dependerá de que finalice la fase de investigación y se demuestre su viabilidad técnica. La prioridad es que se instale en La Palma al ser una isla eléctricamente aislada del resto del archipiélago y sin posibilidad de conexión, pero también existe muchas opciones de que pueda instalarse en la isla de Tenerife.

### 11.2.3 SECTOR DEL CALOR

En cuanto al sector del calor, se incentivaría el uso de captadores solares térmicos hasta alcanzar los 456.272 m<sup>2</sup>. Esta tecnología ayudaría a reducir el consumo de energía eléctrica y, por tanto, se avanzaría en el objetivo de aumento de la eficiencia energética conforme a las bases establecidas.

De la misma forma se propone continuar con el crecimiento en el uso de la geotermia de baja entalpía hasta disponer de una potencia de 59 MW y las calderas de biomasa hasta producir anualmente unos 15.423 Tep/año. Este tipo de soluciones serían especialmente indicadas para consumos de sectores como el turístico o el industrial donde la demanda de calor es considerablemente más alta.

Por otra parte, se potenciaría la cogeneración como una medida de mejora de la eficiencia energética en el proceso de generación de energía, siendo una alternativa de mucho interés en Canarias principalmente para grandes consumidores que requieren para su normal funcionamiento energía eléctrica y, especialmente, térmica. Además, como se ha demostrado, la cogeneración no tiene por qué estar ligada al uso de combustibles fósiles y, por tanto, la descarbonización de los sectores productivos del archipiélago no tiene por qué implicar el fin del uso de esta tecnología sino que, simplemente, supondría un cambio del combustible y, en ocasiones, de los medios utilizados para la obtención de esa energía. Por ello, la cogeneración puede ser otra forma de fomento de las energías renovables cuando se basan en tecnologías como las descritas en este apartado.

Además, la cogeneración puede ser entendida como un complemento a la generación distribuida y el autoconsumo, maximizando la eficiencia energética e incluso teniendo gran potencialidad para aportar flexibilidad en la operación de los sistemas energéticos. Respecto a este último beneficio de la tecnología puede considerarse que en ocasiones la opción más eficiente sea consumir la energía eléctrica de la red, fundamentalmente en momentos en los que se producen vertidos renovables e interesa que la demanda incremente para evitar la aplicación de políticas de corte en la generación renovable no gestionable. Este beneficio sólo podría ser potenciado en generadores que requieren el consumo de algún tipo de combustible (ya sea fósil o renovable), permitiendo ahorrar el consumo de ese combustible en determinados periodos. De la misma forma, dependiendo del tipo de generación y su respuesta, estos ciclos podrían ayudar a satisfacer los requerimientos de servicios complementarios de ajuste al sistema.

La cogeneración debe ser principalmente promovida en aplicaciones de autoconsumo energético pero tratando que los grupos sean lo más flexibles posible. Por ello, además de respetarse los tamaños máximos de grupo expuestos en el apartado 4.4 por islas, deberían priorizarse aquellas iniciativas que adopten medidas especiales para mejorar su integración en el sistema eléctrico y los servicios que fueran promovidos. Asumiendo que estos ciclos suelen operar de modo continuo sólo parando por cuestiones relacionadas con su mantenimiento (obviamente esto depende del tipo de tecnología usada), se asume realista su funcionamiento durante 6.000 horas al año, lo que permitiría instalar hasta 116 MW de cogeneración.

### 11.3 OBJETIVOS DE LA PLANIFICACIÓN

Una vez seleccionada la alternativa, se presentan a continuación los principales objetivos de planificación propuestos por el PTECan hasta 2030. Los objetivos, al igual que las medidas y actuaciones previstas que serán expuestas en el siguiente capítulo, se han clasificado por bloques temáticos en base a seis ejes de acción principales. Estos ejes de acción principales son los siguientes:

- **Eje 1:** Seguridad de suministro energético.
- **Eje 2:** Eficiencia energética.
- **Eje 3:** Energías Renovables.
  - o Eje 3.1: Cobertura de demanda eléctrica.
  - o Eje 3.2: Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios.
  - o Eje 3.3: Cobertura de demanda de calor.
- **Eje 4:** Movilidad sostenible.
- **Eje 5:** Innovación, investigación y desarrollo tecnológico.
- **Eje 6:** Aspectos socioeconómicos de la energía.

Se da más detalles de los objetivos previstos en los siguientes subapartados.

#### 11.3.1 SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO

**Objetivo 1.1.** Mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos mientras su consumo sea necesario para el funcionamiento de los sectores productivos de Canarias, cuantificándose en un total de 5.426 kTm para el año 2030.

**Objetivo 1.2.** Asegurar, a través de alternativas de generación gestionable preferentemente renovables, que la potencia eléctrica de categoría A según el Real Decreto 738/2015 ascienda a al menos 1.726 MW en 2030 para una demanda estimada de 8.692 GWh y en cumplimiento con el criterio de cobertura de demanda probabilística definido en la legislación vigente para asegurar la conservación de los estándares de seguridad y calidad del suministro.

**Objetivo 1.3.** Poner en marcha en el horizonte de planificación PTECan al menos las interconexiones eléctricas entre Tenerife y La Gomera y el refuerzo de la interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura. Además, avanzar en la puesta en marcha de la interconexión entre Fuerteventura y Gran Canaria.

**Objetivo 1.4.** Implementar protocolos de ciberseguridad en la gestión de redes de suministro energético para evitar que no se produzca ningún ataque con consecuencias sobre la garantía de suministro en 2030.

### 11.3.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

**Objetivo 2.1.** Reducir el ratio de vehículos por habitante pasando de 0,802 vehículos/habitante en 2020 hasta los **0,625 vehículos/habitante en 2030**.

**Objetivo 2.2.** Promover el vehículo eléctrico y la movilidad basada en el hidrógeno como medio para mejorar la eficiencia en el transporte terrestre por carretera consiguiéndose un ahorro al usar motores eléctricos con respecto a los tipos de motorizaciones de combustión utilizados en la actualidad. Este objetivo define valores de ahorro por tipologías de vehículos como se expone a continuación:

- **Turismos:** Ahorro de 170.360 Tep/año.
- **Transporte público:** Ahorro de 32.869 Tep/año.
- **Camiones:** Ahorro de 79.662 Tep/año.
- **Otros:** Ahorro de 44 Tep/año.

**Objetivo 2.3.** Reducir las pérdidas de agua en las redes de distribución de Canarias hasta alcanzar un ahorro de **17.741 Tep/año en 2030**.

**Objetivo 2.4.** Usar dispositivos de recuperación de energía asociados a Estaciones Desaladoras de Agua de Mar (EDAM) hasta conseguir un ahorro de **62.181 Tep/año en 2030**.

**Objetivo 2.5.** Sustituir termos eléctricos por colectores solares para la obtención de Agua Caliente Sanitaria. La reducción del consumo conseguida con esta medida se sectoriza de la siguiente manera (sectores prioritarios):

- **Sector residencial:** Ahorro de 72.685 Tep/año.
- **Sector turístico:** Ahorro de 31.559 Tep/año.
- **Sector de la Administración pública:** Ahorro de 10.410 Tep/año.
- **Sector del comercio y servicios:** Ahorro de 18.006 Tep/año.

Todas las cifras están referidas a 2030.

**Objetivo 2.6.** Renovar las instalaciones de alumbrado optando siempre por las soluciones tecnológicas que sean capaces de aportar las condiciones lumínicas exigidas con el mínimo consumo. La reducción del consumo conseguida con esta medida se sectoriza de la siguiente manera (sectores prioritarios):

- **Sector turístico:** Ahorro de 1.421 Tep/año.
- **Sector de la Administración pública:** Ahorro de 835 Tep/año.
- **Sector del comercio y servicios:** Ahorro de 1.444 Tep/año.

Todas las cifras están referidas a 2030.

**Objetivo 2.7.** Reducir pérdidas energéticas en piscinas municipales y del sector turístico, cuantificándose en un ahorro de **7.839 Tep/año en 2030**.



**Objetivo 2.8.** Reducir pérdidas de agua en el riego **hasta alcanzar un ahorro de 7.803 Tep/año en 2030.**

**Objetivo 2.9.** Llevar a cabo mejoras vinculadas a la reducción del consumo energético en Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR) **hasta conseguir un ahorro de 3.370 Tep/año en 2030.**

**Objetivo 2.10.** Sustituir y/o renovar máquinas térmicas y motores por soluciones de alta eficiencia, especialmente para los sectores turístico e industrial, **hasta conseguir un ahorro de 5.683 Tep/año en 2030.**

**Objetivo 2.11.** Promover el uso de la cogeneración alcanzando **una potencia instalada de al menos 8 MW en 2030.**

### 11.3.3 ENERGÍAS RENOVABLES

Este eje de acción ha sido dividido en tres apartados principales, en concreto, cobertura de demanda eléctrica, integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios (aspecto especialmente importante en el archipiélago canario) y cobertura de demanda de calor.

#### 11.3.3.1 Cobertura de demanda eléctrica

**Objetivo 3.1.1.** Conseguir mediante el fomento de las energías renovables que la **cobertura de demanda eléctrica con fuentes no contaminantes sea de al menos el 62% en 2030.**

**Objetivo 3.1.2.** Alcanzar **una potencia renovable total en Canarias de al menos 3.410 MW en 2030.**

**Objetivo 3.1.3.** Incrementar la potencia instalada en Canarias de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo **hasta conseguir una potencia instalada en 2030 de 524 MW.**

**Objetivo 3.1.4.** Lograr que al menos el **50% de las instalaciones de autoconsumo instaladas en ciudades o núcleos densamente poblados de Canarias opten por el autoconsumo comunitario.**

**Objetivo 3.1.5.** Incentivar la repotenciación de parques eólicos que durante el periodo de planificación alcanzarían el final de su vida útil (25 años) **incrementando la potencia instalada de este subgrupo de instalaciones desde los 137 MW hasta los 327 MW (incremento de la potencia del 139%) para una reducción del espacio hasta el 71% del área actual ocupada.**

**Objetivo 3.1.6.** Alcanzar una potencia eólica on-shore instalada en Canarias de 1.706 MW en 2030, incluyéndose la potencia asociada a los parques eólicos repotenciados y las nuevas instalaciones de generación eólica.

**Objetivo 3.1.7.** Fomentar la instalación de sistemas fotovoltaicos preferentemente en suelos antropizados hasta alcanzar una potencia instalada en 2030 de 759 contando con la fotovoltaica ya disponible.

**Objetivo 3.1.8.** Explotar el potencial de las energías marinas en Canarias y, en especial, de la eólica off-shore consiguiendo que la potencia instalada alcance los 330 MW en 2030. Esto se haría dando prioridad a las zonas de mayor recurso energético disponible y de menor impacto posible sobre el medio marino.

**Objetivo 3.1.9.** Asegurar, a través de alternativas de generación gestionable renovables, la reducción progresiva en el uso de la generación térmica convencional hasta alcanzar una potencia de 1.440 MW en 2030, siempre y cuando la configuración del parque sea razonable y asegure la conservación de los estándares de seguridad y calidad del suministro.

**Objetivo 3.1.10.** Promover la valorización energética de residuos siendo capaces de instalar una potencia de al menos 18 MW en plantas de biomasa en el año 2030 asociadas prioritariamente a complejos ambientales.

**Objetivo 3.1.11.** Conseguir finalizar la fase de investigación de la geotermia de alta entalpía en al menos una de las islas del archipiélago canario y promover la instalación de una potencia geotérmica de alta entalpía de 30 MW antes de 2030.

**Objetivo 3.1.12.** Dar entrada en el mix energético de Canarias a otras tecnologías de generación marina diferentes a la eólica off-shore como puede ser la fotovoltaica flotante y la undimotriz, estableciéndose objetivos de 31 MW y 4 MW respectivamente para 2030 y siendo altamente recomendable la combinación de tecnologías.

**Objetivo 3.1.13.** Incentivar el uso de la solar termoeléctrica frente a otras alternativas con menor rendimiento hasta alcanzar una potencia de 6 MW en 2030. Se debe apostar preferentemente por tecnologías basadas en concentradores lineales de tipo Fresnel, los cuales requieren un uso reducido del espacio.

### 11.3.3.2 Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios

**Objetivo 3.2.1.** Instalar **sistemas de almacenamiento energético a gran escala hasta alcanzar una capacidad total de al menos 3.350 MWh en 2030** como medio para avanzar en una gestión adecuada de los sistemas eléctricos y el mantenimiento de las condiciones de calidad y garantía del suministro.

**Objetivo 3.2.2.** Instalar **sistemas de almacenamiento energético distribuidos en redes hasta alcanzar una capacidad total de al menos 162 MWh en 2030.**

**Objetivo 3.2.3.** Instalar **sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario hasta alcanzar una capacidad total de al menos 827 MWh en 2030.** Estos sistemas de almacenamiento energético estarían asociados a las demandas de las edificaciones en régimen de autoconsumo.

**Objetivo 3.2.4.** Lograr que al menos el **75% de las instalaciones de almacenamiento energético se encuentren vinculadas a generación renovable en el año 2030.**

**Objetivo 3.2.5.** Instalar **una potencia de al menos 45 MW en turbinas y motores que puedan funcionar con hidrógeno como combustible de diseño en horas puntas antes de 2030** y, especialmente, en emplazamientos donde no es plausible otras fuentes gestionables renovables.

**Objetivo 3.2.6.** En caso de que haya que instalar nueva potencia térmica, optar por grupos de pequeño tamaño (**valor próximo a la mitad de la potencia máxima de grupo por subsistema**) que aporten flexibilidad al sistema, evolucionando hacia la generación distribuida. Además, estos grupos deberían ser prioritariamente de alta modularidad para reducir las barreras de salida e incluso su movilización entre islas conforme se alcance la potencia renovable de categoría A de carácter renovable.

**Objetivo 3.2.7.** Conseguir que de la demanda eléctrica total, la cual asciende a 8.692 GWh, **sea gestionable al menos 769 GWh** situando el consumo diario preferentemente en horas en las cuales existe mayor energía renovable no gestionable disponible.

**Objetivo 3.2.8.** Lograr que la demanda asociada al vehículo eléctrico pueda ser en una parte vinculada a la generación renovable. Así, **se podría destinar un 20% de su capacidad de batería a mejora de gestión y abaratamiento del coste de suministro, lo que supone 224 GWh/año.**

**Objetivo 3.2.9.** Vincular la nueva industria química asociada a la producción de hidrógeno y combustibles de síntesis con soluciones de gestión de demanda, haciendo que los electrolizadores instalados en Canarias **sean capaces de operar a carga parcial de al menos el 50%.**

### 11.3.3.3 Cobertura de demanda de calor

**Objetivo 3.3.1.** Incentivar el uso de la solar térmica hasta alcanzar una superficie instalada de 456.272 m<sup>2</sup> en 2030.

**Objetivo 3.3.2.** Conseguir un aumento de la potencia geotérmica de baja entalpía instalada hasta alcanzar el objetivo de que en 2030 exista 59 MWt respecto a los 23 MWt actualmente existentes.

**Objetivo 3.3.3.** Optar por la biomasa como solución para proveer energía calorífica alcanzando una cobertura de al menos 15.423 Tep/año en 2030 y, especialmente, en el sector turístico e industrial.

### 11.3.4 MOVILIDAD SOSTENIBLE

**Objetivo 4.1.** Fomentar el transporte colectivo hasta conseguir el objetivo de reducción para el año 2040 del ratio número de vehículos por habitante en Canarias en un 20% respecto a la cifra de 2020 con un paso intermedio en el año 2030 del 12%.

**Objetivo 4.2.** Alcanzar el objetivo de que el número de vehículos eléctricos existentes en el parque automovilístico de Canarias ascienda hasta 225.424 vehículos para 2030, especialmente para vehículos ligeros de menos de 3.500 kg.

**Objetivo 4.3.** Alcanzar el objetivo de que el número de vehículos de hidrógeno existentes en el parque automovilístico de Canarias ascienda hasta 7.183 vehículos para 2030, especialmente para vehículos pesados de mas de 3.500 kg y otras flotas de uso continuo como pueden ser los taxis o correos.

**Objetivo 4.4.** Potenciar el uso de la recarga lenta frente a otras tecnologías de recarga rápida hasta el punto en el que el 90% de los puntos instalados sean de esta tipología por condiciones relacionadas con la integración en sistemas eléctricos insulares.

**Objetivo 4.5.** Alcanzar el objetivo en 2030 de que al menos el 80% de la energía generada para movilidad sea de origen renovable. Ese porcentaje deberá incrementar hasta el 100% en 2040.

**Objetivo 4.6.** Instalar una red de puntos de recarga suficiente para dar soporte al parque de vehículos eléctricos. Por tipos de puntos de recarga la distribución propuesta sería la siguiente para 2030:

- **Puntos de recarga lenta : 249.765.**
- **Puntos de recarga semi-rápida: 5.692.**
- **Puntos de recarga rápida: 1.700.**

Se consideran incluso los puntos de recarga ubicados en edificios del sector residencial, oficinas, locales, aparcamientos públicos, privados y estaciones de servicio.

**Objetivo 4.7.** Promover medidas de fomento de **puntos de recarga vinculados en lugares de trabajo hasta alcanzar la cifra de 40.000 puntos instalados en el año 2030.** Esos puntos de recarga deberán estar asociados en la medida de lo posible a generación renovable distribuida.

**Objetivo 4.8.** Disponer de **al menos 17 dispensadores de hidrógeno en Canarias en 2030** para dar respuesta al parque de vehículos previsto con este tipo de motorización.

**Objetivo 4.9.** Alcanzar el objetivo de que **el número de vehículos cero emisiones distintos a VE e hidrógeno existentes en el parque automovilístico de Canarias ascienda hasta 13.847 vehículos para 2030.**

**Objetivo 4.10.** Asegurar inicialmente que los electrolizadores operen el máximo tiempo posible en condiciones nominales (al 100% de su capacidad), abaratando con ello el precio de venta del hidrógeno para, posteriormente, incrementar la capacidad de producción de H<sub>2</sub> a efectos de generar mayor flexibilidad en el sistema eléctrico (al menos hasta el 50%).

**Objetivo 4.11.** Plantear el uso de combustibles renovables para alcanzar el objetivo a largo plazo de que el transporte marítimo interinsular sea atendido con este tipo de combustibles. En este sentido, **se requerirían 6.834 tH<sub>2</sub> para producir a través de él 38.488 tNH<sub>3</sub> y sustituir una parte de los combustibles fuel oil y diésel oil marino consumido en rutas entre islas (un 11% del total).**

**Objetivo 4.12.** Reducir en un 20% el consumo de combustibles gasoil y gasolina en el sector marino mediante el uso de **barcos eléctricos de cercanías** (barcos de pequeño calado y rutas en proximidad a la costa por actividades de pesca y turismo).

**Objetivo 4.13.** Avanzar en la electrificación de los puertos mediante tecnologías Cold Ironing haciendo cumplir el mandato de la UE por el cual se requiere la conexión de barcos en puerto para evitar emisiones difusas. Así pues, **se fija el objetivo de asociar al menos un 15% de la demanda de los puertos al sector eléctrico de las islas antes del 2030.**

### 11.3.5 INNOVACIÓN, INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

**Objetivo 5.1.** Apostar por la aplicación del proceso Fischer – Tropsch para sintetizar combustible líquido en forma de queroseno mediante la combinación de hidrógeno producido con agua y energía eléctrica de origen renovable (preferentemente no gestionable) y dióxido de carbono rescatado del aire o de otras industrias que, en su normal funcionamiento, exijan la producción de dicho agente contaminante. **Disponer de al menos un proyecto piloto en las Islas Canarias antes de 2030.**

**Objetivo 5.2.** Avanzar por la aplicación del proceso Haber-Bosch para sintetizar amoníaco como combustible del sector marítimo interinsular de Canarias. **Disponer de al menos un proyecto piloto en las Islas Canarias antes de 2030.**

**Objetivo 5.3.** Consolidar Canarias como Living Lab de las tecnologías marinas, a través de la materialización de proyectos I+D+i que desarrollen estas tecnologías minimizando su LCOE y asegurando su posterior exportación, situando a las islas en la punta de lanza de las renovables marinas. **Disponer de al menos cinco proyectos piloto en las Islas Canarias antes de 2030.**

**Objetivo 5.4.** Implementar proyectos de investigación que permitan mejorar la rentabilidad del hidrógeno, **logrando un coste de producción de al menos 5,5 EUR/kgH<sub>2</sub> en 2030.**

**Objetivo 5.5.** Implementar proyectos de investigación que permitan mejorar la capacidad de las soluciones de electrónica de potencia para proveer servicios de garantía de suministro equivalentes a la generación síncrona. **Implementar al menos 4 proyectos de sistemas de almacenamiento con funciones de gestión de red antes de 2030.**

**Objetivo 5.6.** Desarrollar soluciones en materia de redes de distribución y de transporte inteligentes para la gestión de demanda en Canarias. **Implementar al menos 2 proyectos de sistemas de almacenamiento con funciones de gestión de red antes de 2030.**

**Objetivo 5.7.** Fomentar la transferencia de conocimiento de los organismos de investigación a la empresa así como la coordinación entre ambos entes para generar soluciones aplicadas a la realidad de Canarias. **Lograr una transferencia de al menos el 40% de las investigaciones realizadas a empresas privadas.**

**Objetivo 5.8.** Mejorar las infraestructuras y equipamiento científico en tecnologías de la materia energética y climática **con una renovación de al menos el 5% en total de inversión anual.**

### 11.3.6 ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS DE LA ENERGÍA

**Objetivo 6.1.** Reducir el porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la media nacional (2M) **en un 5% para 2030 asumiendo que el valor de referencia para 2017 es del 17%** (referencia de la Estrategia Nacional contra la pobreza Energética).

**Objetivo 6.2.** Reducir el porcentaje de los hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la mediana nacional (HEP) **en un 15% para 2030 asumiendo que el valor de referencia para 2017 es del 29%** (referencia de la Estrategia Nacional contra la pobreza Energética).

**Objetivo 6.3.** Reducir los problemas por incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada en **un 3% para 2030 considerando que este indicador era del 7,8% en 2017** (referencia de la Estrategia Nacional contra la pobreza Energética).

**Objetivo 6.4.** Reducir los retrasos en el pago de facturas de suministro energético **un 8% para 2030 considerando que este indicador era del 19% en 2017** (referencia de la Estrategia Nacional contra la pobreza Energética).

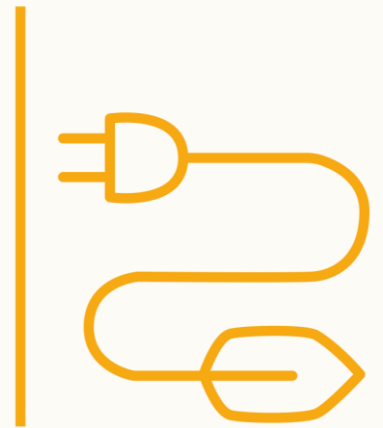
**Objetivo 6.5.** Promover la creación de puestos de trabajo en empleos catalogados como verde hasta alcanzar la cifra 7.692 empleos/año en 2030.

**Objetivo 6.6.** Promover la creación de al menos 300 nuevas empresas por año en materia de energías renovables antes del 2030.

**Objetivo 6.7.** Desarrollar paralelamente al menos 20 acciones de formación por año en materia de energías renovables antes del 2030.

# 12

Plan de medidas y  
sistema de  
gobernanza





## 12 Plan de medidas y sistema de gobernaza

Este apartado tiene por objeto proponer un plan de medidas concretas para alcanzar los objetivos propuestos en la alternativa seleccionada del modelo energético de Canarias para el horizonte de planificación hasta 2030. A su vez, las medidas se materializarían con acciones concretas las cuales será también citadas a lo largo de este capítulo.

Una vez definidas las medidas propuestas por el PTECan y sus acciones, se propone una estrategia de gobernanza a partir de la cual se lleve a cabo un seguimiento y evaluación del plan, sirviendo de herramienta para poder reorientar las actuaciones propuestas y alcanzar los objetivos marcados, cuando se detecte desviaciones en los mismos que dificulten lograr las metas propuestas en la planificación.

Este capítulo finalizaría con la propuesta de indicadores de seguimiento para la medida objetiva del grado de avance en el sector.

### 12.1 PLAN DE MEDIDAS

El plan de medidas ha sido estructurado siguiendo los mismos ejes de acción principales ya definidos en el apartado 11.3 del PTECan para los objetivos. De la misma forma, para cada una de las medidas planteadas, se definen justo a continuación acciones concretas.

#### 12.1.1 SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO

<b>Medida 1.1.</b> Mantener las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos mientras su consumo sea necesario para el funcionamiento de los sectores productivos de Canarias pero tratando de avanzar de manera acelerada en la reducción de la dependencia energética del exterior a través del uso de energías renovables en sustitución de los combustibles fósiles y derivados del petróleo en general.	
<b>Acción 1.1.1</b>	Asegurar el mantenimiento de las capacidades de almacenamiento de combustible actuales en Canarias, promoviendo, en su caso, la implantación de nuevas instalaciones en sustitución de posibles desmantelamientos de instalaciones ya existentes.
<b>Acción 1.1.2</b>	Promover la adaptación de los planes de contingencia ante cortes de suministro eléctrico, para adecuarlos a la nueva realidad con la entrada masiva de energía renovable y el desplazamiento de la generación térmica convencional.
<b>Acción 1.1.3</b>	Planificar las necesidades de almacenamiento de los nuevos combustibles que permitirán avanzar en la descarbonización, como por ejemplo, el hidrogeno, los biocombustibles y los combustibles sintéticos.
<b>Acción 1.1.4</b>	Promover la introducción de nuevas fuentes de energía renovables y acelerar la implantación de las ya existentes, especialmente aquellas de carácter autóctono, así como la implantación de sistemas de almacenamiento a gran escala que permitan su adecuada gestionabilidad.

<p><b>Medida 1.2.</b> Asegurar el cumplimiento de las condiciones de cobertura de demanda eléctrica conforme a las normas particulares aplicables en los sistemas eléctricos de Canarias, promoviendo el uso de grupos generadores a partir de fuentes renovables gestionables, de infraestructuras de almacenamiento que faciliten la integración de las energía renovable en el mix eléctrico y de nuevos grupos generadores que permitan la utilización de combustibles no contaminantes.</p>	
Acción 1.2.1	Promover la implantación de infraestructuras de almacenamiento a gran escala, y en especial, de aquellas basadas en tecnologías de hidrobombeo reversible como solución técnica más consolidada, eficiente y próxima a rentabilidad frente a otras alternativas para la gestión de vertidos renovables, cada vez mayores, en el archipiélago canario.
Acción 1.2.2	Promover la implantación de centrales geotérmicas para la generación de energía eléctrica y su participación en el mix eléctrico de Canarias, atendiendo a su carácter de tecnología renovable autóctona y gestionable.
Acción 1.2.3	Planificar las necesidades de almacenamiento de nuevos combustibles no contaminantes para generación eléctrica para el abastecimiento de nuevos grupos generadores tales como turbinas y motores de hidrógeno o basados en biocombustibles.
Acción 1.2.4	<p>Promover la sustitución o adaptación progresiva de grupos térmicos convencionales alimentados con combustibles fósiles por otros grupos generadores renovables gestionables o que consuman combustibles no contaminantes.</p> <p>Se promoverá asimismo la implantación de unidades modulares, con potencias adaptadas a la dimensión de cada uno de los sistemas eléctricos y que, incluso, puedan ser desplazadas dentro de una misma isla o entre diferentes sistemas eléctricos.</p>

<p><b>Medida 1.3.</b> Refuerzo de la red de transporte y distribución. Impulsar la ejecución de las instalaciones contempladas en la Planificación de la Red de Transporte eléctrico y las actuaciones en las redes de distribución necesarias para garantizar la seguridad del suministro, y especialmente, impulsar las interconexiones eléctricas entre sistemas eléctricos insulares de Canarias donde técnica y económicamente sea viable el enlace como medio para mejorar la robustez del sistema eléctrico canario en su conjunto y reforzar de esta forma la garantía y calidad del suministro de energía eléctrica.</p>	
Acción 1.3.1	Ejecutar la interconexión eléctrica entre los sistemas eléctricos de La Gomera y Tenerife, así como el refuerzo asociado en las redes de transporte y distribución asociado a esta actuación.
Acción 1.3.2	Ejecutar el refuerzo de la interconexión eléctrica entre los sistemas eléctricos de Lanzarote y Fuerteventura.
Acción 1.3.3	Reforzar la red de transporte del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura mediante la finalización del corredor de 132 KV.
Acción 1.3.4	Promover la interconexión eléctrica entre las islas de Fuerteventura y Gran Canaria.
Acción 1.3.5	Impulsar la ejecución de las instalaciones contempladas en la Planificación vinculante de la Red de Transporte eléctrico.

<b>Acción 1.3.6</b>	Impulsar la ejecución de las instalaciones en la red de distribución que se consideren necesarias para la garantía de suministro, especialmente en aquellas islas que carecen de red de transporte.
---------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Medida 1.4.</b> Implementar protocolos de ciberseguridad en la gestión de redes de suministro energético.	
<b>Acción 1.4.1</b>	Promover aquellas actuaciones tendentes a garantizar la ciberseguridad de las redes de suministro eléctrico de Canarias.
<b>Acción 1.4.2</b>	Promover la implantación de protocolos de ciberseguridad estándar estructurados por capas o niveles de gestión.

### 12.1.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

<b>Medida 2.1.</b> Reducir el consumo derivado de la movilidad terrestre fomentando políticas de movilidad colectiva, el cambio modal y, en los casos necesarios, el uso de vehículos preferiblemente de tecnologías sostenibles.	
<b>Acción 2.1.1</b>	Fomentar del transporte colectivo especialmente en regiones densamente pobladas mediante el refuerzo de los servicios de transporte colectivo y la reducción de las tarifas o coste del servicio prestado.
<b>Acción 2.1.2</b>	Fomentar el desplazamiento a pie o el uso de medios de transporte no motorizado en ciudades siempre que sea posible habilitando vías específicas y paseos adaptados.
<b>Acción 2.1.3</b>	Promover el uso de vehículos eléctricos frente a vehículos de combustión interna especialmente en transporte ligero (vehículos de menos de 3.500 kg).
<b>Acción 2.1.4</b>	Promover el uso de vehículos basados en hidrógeno y otros biocombustibles frente a vehículos de combustión interna especialmente para transporte pesado (vehículos de más de 3.500 kg) y flotas que presten servicios continuos donde la logística sea un aspecto clave.
<b>Acción 2.1.5</b>	Promover la adopción de actuaciones de incentivo en el uso de vehículos cero emisiones como la exoneración del pago de tarifas de aparcamiento en estacionamientos públicos de Canarias a aquellos usuarios que utilicen este tipo de vehículos.
<b>Acción 2.1.6</b>	Promover la inclusión de criterios de sostenibilidad y de eficiencia energética en la renovación de flotas de transporte para el servicio público.

<b>Medida 2.2.</b> Adaptar las infraestructuras del sector del agua para reducir el consumo energético y evitar al máximo posible las pérdidas de agua en la distribución e incluso adaptando los horarios de consumo energético a los periodos en los que se producen vertidos de fuentes renovables no gestionables.	
<b>Acción 2.2.1</b>	Promover un plan de auditorías de las instalaciones de desalación de agua para detectar posibles actuaciones que permitan reducir el consumo energético y el

	<p>coste por metro cúbico de agua producida, como por ejemplo, el uso de recuperadores de energía de la máxima eficiencia viable tanto desde los puntos de vista técnico como económico.</p> <p>Complementariamente al Plan de auditorías podrán habilitarse líneas de financiación para la implementación de las posibles actuaciones de mejora detectadas.</p>
<b>Acción 2.2.2</b>	<p>Promover un plan de auditorías de las redes de distribución de agua para detectar posibles actuaciones que permitan reducir el consumo energético asociado a la distribución de agua.</p> <p>Complementariamente al Plan de auditorías podrán habilitarse líneas de financiación para la implementación de las posibles actuaciones de mejora detectadas, incentivando aquellas que vayan acompañadas con un plan de medidas tendentes a detectar y corregir fugas en las redes de suministro.</p>
<b>Acción 2.2.3</b>	<p>Promover un plan de auditorías de las instalaciones de las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR) para detectar posibles actuaciones que permitan reducir el consumo energético y el coste por metro cúbico de agua depurada, como por ejemplo, la reducción del consumo energético de motores y bombas existentes.</p> <p>Complementariamente al Plan de auditorías podrán habilitarse líneas de financiación para la implementación de las posibles actuaciones de mejora detectadas.</p>
<b>Acción 2.2.4</b>	<p>Evaluar y poner en marcha sistemas de microturbinas asociadas a las redes de suministro de agua de Canarias (en finales de circuito), aprovechamiento de la presión existente a la salida de estas tuberías para la generación de electricidad (recuperación energética).</p>
<b>Acción 2.2.5</b>	<p>Realizar actuaciones de adaptación de sistemas de accionamiento, motores y bombas</p>

<b>Medida 2.3. Promover la sostenibilidad y la eficiencia energética en la contratación pública.</b>	
<b>Acción 2.3.1</b>	<p>Incluir criterios de sostenibilidad y eficiencia energética en la contratación de las administraciones públicas de Canarias y de los demás entes del sector público para la adquisición o renovación del parque de vehículos del sector público.</p>
<b>Acción 2.3.2</b>	<p>Incluir criterios de sostenibilidad y de eficiencia energética en los contratos para la compra o alquiler de edificios públicos e inmuebles, en las nuevas construcciones o cualquier otra actuación donde el ámbito de la energía sea de especial importancia.</p>
<b>Acción 2.3.3</b>	<p>Promover la realización de planes de eficiencia energética en edificios públicos, con el objetivo de acreditar el cumplimiento de la normativa vigente en materia de eficiencia energética.</p>

<b>Medida 2.4.</b> Desarrollar actuaciones que permitan incrementar la eficiencia energética en el sector residencial, reduciendo el consumo energético y combatiendo de esa forma la pobreza energética en Canarias.	
<b>Acción 2.4.1</b>	Promover la energía térmica generada mediante colectores solares en sustitución de termos eléctricos en el sector residencial. Complementariamente podrán habilitarse líneas de financiación para fomentar dicha sustitución..
<b>Acción 2.4.2</b>	Promover que los usuarios que usen termos eléctricos para el calentamiento de ACS acoplen sistemas que permitan la gestión de demanda indirecta con señales de precios publicadas..
<b>Acción 2.4.3</b>	Promover el cambio o la instalación de lámparas y electrodomésticos de bajo consumo.
<b>Acción 2.4.4</b>	Promover la integración de medidas de eficiencia energética incluso en la fase de proyecto de edificaciones residenciales (edificios de consumo casi nulo nZEB y arquitectura bioclimática), por encima de las condiciones exigibles de acuerdo con la normativa vigente. Complementariamente podrán habilitarse líneas de financiación para la implementación de medidas de eficiencia energética de proyectos demostrativos, tanto el ámbito del sector público como privado
<b>Acción 2.4.5</b>	Promover la elaboración de auditorías energéticas previas para el acceso a ayudas de carácter público.

<b>Medida 2.5.</b> Desarrollar actuaciones que permitan incrementar la eficiencia energética en el sector turístico y el sector servicios en general.	
<b>Acción 2.5.1</b>	Promover la energía térmica generada mediante colectores solares, geotermia y biomasa en sustitución de calderas que usen combustibles fósiles y termos eléctricos. Complementariamente podrán habilitarse líneas de financiación para fomentar dicha sustitución.
<b>Acción 2.5.2</b>	Promover que los sistemas de aire acondicionado dispongan de climatizadores y que implementen sistemas de gestión energética siendo posible variar su consumo energético según la generación renovable disponible en cada momento pero siempre respetando las condiciones de confort térmico.
<b>Acción 2.5.3</b>	Se promoverá la instalación de sistemas integrados de recuperación del calor residual para calefacción, calentamiento de ACS y climatización de piscinas, basados en bombas de calor de alta eficiencia energética.
<b>Acción 2.5.4</b>	Promover la reducción de pérdidas energéticas en piscinas mediante el control de la temperatura y el uso de mantas térmicas en periodos nocturnos.
<b>Acción 2.5.5</b>	Promover el cambio o la instalación de sistemas de iluminación y equipamiento de bajo consumo.
<b>Acción 2.5.6</b>	Promover la integración de medidas de eficiencia energética incluso en la fase de proyecto de edificaciones para hoteles y el sector servicio en general (edificios de

	<p>consumo casi nulo nZEB y arquitectura bioclimática), por encima de las condiciones exigibles de acuerdo con la normativa vigente.</p> <p>Complementariamente podrán habilitarse líneas de financiación para la implementación de medidas de eficiencia energética de proyectos demostrativos o emblemáticos, tanto el ámbito del sector público como privado..</p>
<b>Acción 2.5.7</b>	Promover la elaboración de auditorías energéticas previas para el acceso a ayudas de carácter público.

<b>Medida 2.6.</b> Desarrollar actuaciones que permitan incrementar la eficiencia energética en el sector industrial.	
<b>Acción 2.6.1</b>	<p>Promover la eficiencia energética en los procesos productivos de carácter industrial. Entre otras actuaciones se podrá incentivar la sustitución y/o renovación de máquinas térmicas y motores por soluciones de alta eficiencia cuando ello sea técnicamente viable.</p> <p>Complementariamente podrán habilitarse líneas de financiación para llevar a cabo de medidas de eficiencia energética en los procesos productivos de carácter industrial.</p>
<b>Acción 2.6.2</b>	Promover el uso de la cogeneración y, especialmente, de soluciones integradas con el uso de energías renovables para alcanzar la máxima eficiencia posible en el suministro no sólo de energía eléctrica sino también térmica.
<b>Acción 2.6.3</b>	Potenciar el uso de la solar termoeléctrica con soluciones modulares y adaptadas a la dimensión de la industria canaria, especialmente cuando se requiere satisfacer demanda de calor y eléctrica maximizando el aprovechamiento de los sistemas disponibles.
<b>Acción 2.6.4</b>	Promover la elaboración de auditorías energéticas previas para el acceso a ayudas de carácter público.

<b>Medida 2.7.</b> Promover en el sector primario (agricultura, ganadería y pesca) la adopción de medidas que mejoren la eficiencia energética de sus procesos, especialmente en actividades relacionadas con la gestión energética derivada del ciclo del agua, la movilidad y el consumo de energía eléctrica en equipos.	
<b>Acción 2.7.1</b>	<p>Promover la eficiencia energética en los procesos productivos de la agricultura canaria, con especial atención a la adopción de actuaciones tendentes a reducir el uso del agua, como por ejemplo, mediante el control a través de temporizadores de la cantidad utilizada sin excesos que supongan un gasto energético innecesario.</p> <p>Podrán habilitarse líneas de financiación para la implementación de las posibles actuaciones de mejora detectadas, incentivando aquellas que vayan acompañadas con un plan de medidas tendentes a reducir el uso del agua vinculado a la actividad agraria..</p>
<b>Acción 2.7.2</b>	Promover la renovación de maquinaria industrial vinculada a explotaciones ganaderas, agrarias y la pesca para reducir el gasto energético vinculado a su actividad.

<b>Acción 2.7.3</b>	Promover el uso de vehículos de motorización eléctrica cuando desde el punto de vista operativo su utilización sea viable.
---------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### 12.1.3 ENERGÍAS RENOVABLES

El eje de acción de energías renovables ha sido dividido en tres apartados, en concreto, cobertura de demanda eléctrica, integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios (aspecto especialmente importante en el archipiélago canario) y cobertura de demanda de calor. Se presentan las medidas propuestas desde el PTECan para cada uno de estos subsectores de la energía.

#### 12.1.3.1 Cobertura de demanda eléctrica

<b>Medida 3.1.</b> Apostar por el autoconsumo como una de las claves fundamentales del nuevo modelo energético de Canarias, priorizando las tecnologías que requieran un menor uso del espacio, cubiertas de edificios o la ocupación racional de suelo ya antropizado.	
<b>Acción 3.1.1</b>	Crear líneas de ayuda a la puesta en marcha de plantas fotovoltaicas para el autoconsumo sobre cubiertas de edificios del sector residencial, comercios, sector turístico, industrias y administraciones públicas de Canarias.
<b>Acción 3.1.2</b>	Reforzar la apuesta por el autoconsumo fotovoltaico mediante la instalación de plantas fotovoltaicas vinculados a zonas de aparcamiento en pérgolas, usando dicha energía al menos para la carga de vehículos.
<b>Acción 3.1.3</b>	Invertir en la re-electrificación de sistemas de bombeo de agua a población mediante instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.
<b>Acción 3.1.4</b>	Priorizar las iniciativas de autoconsumo compartido, asegurando con ello el suministro eléctrico al menor precio posible y estable en el tiempo.
<b>Acción 3.1.5</b>	Promover la creación de comunidades energéticas locales como política integradora de mecanismos de gestión distribuida unida al concepto de la democratización de la energía.
<b>Acción 3.1.6</b>	Plantear la instalación de plantas fotovoltaicas en recintos municipales y proponer que dichas instalaciones puedan también ser asociadas a la demanda de vecinos en sus proximidades (menos de 500 metros o aguas debajo de centros de transformación). Medida de fomento del autoconsumo comunitario
<b>Acción 3.1.7</b>	Instalar plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo asociadas a pabellones deportivos y otro tipo de instalaciones deportivas, como piscinas municipales cubiertas.
<b>Acción 3.1.8</b>	Ligar cualquier actuación llevada a cabo en un espacio protegido y que suponga la repotenciación de su sistema eléctrico a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.
<b>Acción 3.1.9</b>	Promover que el autoconsumo compartido pueda ser promovido también por grandes consumidores en otro tipo de sectores, como el hotelero, mediante la asociación de demandas de hasta dos centros de transformación siempre que dichos sistemas incorporen medios técnicos de coordinación (tecnologías de trazabilidad de la energía).

<b>Acción 3.1.10</b>	Promover que no se soliciten licencias de actividad para instalaciones en autoconsumo a menos que dichas instalaciones cuenten con régimen retributivo por la energía inyectada en red. Sólo este tipo de instalaciones podrían pensar en el sobredimensionamiento para la venta de energía. En el resto de casos, la propia estructura retributiva aprobada por el Real Decreto 244/2019 desmotiva la producción de vertidos.
<b>Acción 3.1.11</b>	Avanzar en la adaptación de la normativa urbanística con el fin de eliminar limitaciones que restrinjan la instalación de plantas fotovoltaicas sobre cubiertas por aspectos tales como la morfología de los edificios, retranqueos, alturas, visibilidad de las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, etc.

<b>Medida 3.2.</b> Fomentar las actuaciones de repotenciación y re-maquinación de parques eólicos incrementando la potencia instalada en Canarias sin que ello suponga un aumento del suelo ya antropizado.	
<b>Acción 3.2.1</b>	Plantear un debate sobre posibles soluciones técnicas que podrían permitir compatibilizar la repotenciación con las servidumbres aeronáuticas, eliminando una gran barrera que afecta a la repotenciación, especialmente en las regiones de mayor potencial eólico en Canarias.
<b>Acción 3.2.2</b>	Valorar el cambio de contornos de las áreas de sensibilidad eólicas de rectangulares a elípticas.
<b>Acción 3.2.3</b>	Plantear mecanismos simplificados para la evaluación de impacto ambiental de parques eólicos que pretendan ser repotenciados dado que dicha actuación tiende a reducir la ocupación del territorio respecto a la situación actual con un significativo aumento de la potencia instalada.
<b>Acción 3.2.4</b>	Plantear la reducción de la distancia mínima de los aerogeneradores a núcleos poblados para repotenciaciones, en los casos en los que se justificase, mediante estudios, que muestren que no se rebasarían los límites de ruido (generalmente 50 dB) y los límites de exposición por efecto de parpadeo de la sombra en la edificación (normalmente 30 minutos al día y 30 horas al año). Para ello sería necesario establecer los límites de exposición recomendados para cada caso.
<b>Acción 3.2.5</b>	Favorecer e incentivar la repotenciación de los parques eólicos más antiguos por parte de sus explotadores actuales, por ejemplo, mediante compensación económica por los generadores con mayor eficiencia de producción.
<b>Acción 3.2.6</b>	Unificar todos los trámites administrativos necesarios para la repotenciación de parques eólicos en un procedimiento único, sencillo y ágil

<b>Medida 3.3.</b> Optar por el despliegue de las energías marinas como elemento clave para alcanzar el objetivo de potencia renovable necesario para la descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias.	
<b>Acción 3.3.1</b>	Velar por el cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los Planes de Ordenación del Espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas (POEM) y promover las actuaciones que sean necesarias para favorecer la implantación de las tecnologías de generación marinas en el menor tiempo posible, reduciendo las trabas burocráticas y



	garantizando una seguridad jurídica adecuada para la puesta en marcha de estos proyectos.
<b>Acción 3.3.2</b>	Garantizar que no se establezcan limitaciones artificiales que impliquen un impedimento en el desarrollo de estas tecnologías en Canarias. Un ejemplo es la batimetría, ya que en el futuro serían viables proyectos a mayor distancia de la costa, aumentando el número de localizaciones disponibles. Para ello será necesario garantizar la revisión periódica de los planes de ordenación y acompañarlos con estudios desarrollados a nivel de Canarias que den rigor en la defensa de los intereses particulares de despliegue de esta tecnología en las islas.
<b>Acción 3.3.3</b>	Realizar el planeamiento de la evacuación compartida de la energía eléctrica producida en el mar fundamentándose en un sistema “Hub-and-Spoke”, garantizando el uso eficiente del territorio y el impacto medioambiental mínimo, considerando todas las infraestructuras necesarias.
<b>Acción 3.3.4</b>	Promover a las empresas del sector de reparación naval de los puertos canarios la diversificación de sus actividades hacia las energías renovables offshore, ya que supone un nuevo nicho de negocio que, además, contribuirá a crear nuevos empleos tanto de forma directa como indirecta.
<b>Acción 3.3.5</b>	Elaborar un manual de recomendaciones para la elaboración de una Evaluación Ambiental de Parques Renovables Marinos, que sirva de guía de buenas prácticas a los consultores que realicen la Evaluación Ambiental de los futuros proyectos.
<b>Acción 3.3.6</b>	Apostar por la instalación de sistemas fotovoltaicos flotantes vinculados a instalaciones portuarias, solución que permitiría avanzar en este subsector en específico donde puede haber limitación de uso de espacio en cubiertas por aspectos legales vinculados a las concesiones portuarias y donde pueden existir zonas que puede ser aprovechadas para producir energía
<b>Acción 3.3.7</b>	Promover la puesta en marcha de instalaciones de energía undimotriz considerando las propuestas más eficientes en el uso del espacio o el cumplimiento de los criterios técnicos.

<b>Medida 3.4.</b> Incrementar la potencia renovable instalada de aquellas fuentes de generación que actualmente son las referencias en el archipiélago canario debido a las magníficas condiciones del recurso disponibles.	
<b>Acción 3.4.1</b>	Continuar promoviendo la compensación económica por la instalación de nuevos parques eólicos y plantas fotovoltaicas en régimen de vertido a red e incluso incrementando los cupos ofertados por año para dar acceso a más iniciativas, pero siempre sin perder de vista criterios de raciocinio vinculados a la recuperación de la inversión en un tiempo coherente con el riesgo asociado a dicha inversión.
<b>Acción 3.4.2</b>	Priorizar incluso en posibles concursos de asignación de potencia a aquellas instalaciones fotovoltaicas que demuestren el máximo nivel posible de integración con el medio en el que se ubica y que dichas instalaciones se sitúan en zonas ya antropizadas.
<b>Acción 3.4.3</b>	Permitir la instalación de parques eólicos en áreas donde no se detecte ninguna afección sobre el medio natural, la ordenación del territorio y donde se demuestre la no afección a poblaciones cercanas y la actividad económica de la región.

<b>Medida 3.5.</b> Avanzar en la reducción progresiva de la potencia gestionable vinculada a la generación térmica mediante su sustitución con otro tipo de fuentes renovables.	
<b>Acción 3.5.1</b>	Avanzar en las fases finales de exploración e investigación de la geotermia de alta entalpía, principalmente en la isla de La Palma, Tenerife, Gran Canaria y Lanzarote conforme al recurso disponible y sus condiciones de explotación, para garantizar la existencia de generación renovable gestionable en Canarias.
<b>Acción 3.5.2</b>	Aspirar, a corto plazo, a que los grupos térmicos que deban ser sustituidos por final de su vida útil regulatoria por otras unidades también de generación térmica, sean capaces de funcionar con blending de gas natural e hidrógeno. Este modo de operar permitiría un cambio progresivo hasta el objetivo de total descarbonización considerando en ese proceso la adaptación de la generación fósil.
<b>Acción 3.5.3</b>	Promover la valorización energética de residuos como fuente de energía renovable con capacidad de gestión semejante a la actualmente aportada con la generación térmica convencional.
<b>Acción 3.5.4</b>	Incentivar el uso de la solar termoeléctrica frente a otras alternativas con menor rendimiento y promover la microgeneración en el sector industrial, turístico, hospitales y otras instalaciones que supongan grandes consumidores de energía.
<b>Acción 3.5.5</b>	Incentivar la puesta en marcha de sistemas de producción de hidrógeno en las Islas Canarias siempre y cuando que dichas instalaciones estén vinculadas con generación renovable. Potenciar que estas instalaciones se ubiquen en cercanías a puertos.
<b>Acción 3.5.6</b>	Establecer una base legal adecuada a la realidad canaria para las plantas energéticas de Power to X y las instalaciones de producción de combustibles renovables.
<b>Acción 3.5.7</b>	Promover el uso de otras alternativas con capacidad para proveer potencia eléctrica gestionable como las que supone el biogás o el biodiesel de la valorización de residuos o aceites de fritura generados en Canarias.

### 12.1.3.2 Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios

<b>Medida 4.1.</b> Promover la implantación de sistemas de almacenamiento a gran escala para maximizar la integración de energía renovable no gestionable.	
<b>Acción 4.1.1</b>	Garantizar que la nueva instalación de hidrobombeo contemplada en el horizonte 2030 (Chira-Soria en la isla de Gran Canaria) se encuentre operativa en el plazo previsto.
<b>Acción 4.1.2</b>	Asegurar que las turbinas de la central de bombeo y la propia central en su conjunto cuentan con los medios necesarios para que las respuestas inerciales de los grupos y los servicios complementarios aportados sean idénticos o superiores a los que actualmente aporta la generación térmica convencional.
<b>Acción 4.1.3</b>	Promover, al menos, los sistemas de almacenamiento energético a gran escala previstos en el PTECan para cada una de las islas más allá del horizonte 2030, velando por que se contemplen si fuera necesario las correspondientes previsiones en los planes territoriales y en el plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de forma que se puedan iniciar los trámites y procedimientos de

	autorización de dichos sistemas a la mayor brevedad posible, dados los tiempos medios de tramitación de este tipo de infraestructuras..
<b>Acción 4.1.4</b>	Promover en la creación de un marco retributivo específico para instalaciones de almacenamiento energético a gran escala.

<b>Medida 4.2.</b> Promover la instalación de sistemas de almacenamiento energético distribuido en las redes de distribución y transporte vinculados a generación renovable no gestionable y la mejora de las condiciones de calidad y garantía de suministro de la red.	
<b>Acción 4.2.1</b>	Promover la creación de un marco retributivo específico para la instalación de sistemas de almacenamiento energético distribuido en las redes de distribución y transporte vinculados a parques eólicos y plantas fotovoltaicas, con la finalidad de crear unas condiciones económicas que favorezcan el retorno de la inversión, en tiempos razonables, a los promotores de este tipo de instalaciones.
<b>Acción 4.2.2</b>	Promover en las convocatorias de ayudas, y de concursos o subastas para la promoción de las energías renovables de carácter no gestionable, la inclusión de criterios que favorezcan la implementación de soluciones de almacenamiento energético como medida para la mejora de la gestionabilidad.
<b>Acción 4.2.3</b>	Negociar con el Estado la creación de señales de precio dinámicas vinculadas con la realidad específica de Canarias, planteando un acople real entre el recurso renovable de la isla y la necesidad de carga o descarga del almacenamiento.
<b>Acción 4.2.4</b>	Promover la activación y una regulación adecuada a las condiciones de la realidad canaria de los mercados de capacidad para que los promotores de instalaciones de generación renovable con sistemas de almacenamiento puedan ofertar la provisión de servicios complementarios en igualdad de condiciones que para la generación térmica.
<b>Acción 4.2.5</b>	Promover una adecuada regulación normativa de la figura del agregador independiente, determinando sus funciones y obligaciones en el ámbito del ejercicio de su actividad.
<b>Acción 4.2.6</b>	Incentivar la creación de empresas autónomas que realicen funciones de agregadores independientes.
<b>Acción 4.2.7</b>	Velar por que en la Planificación de la Red de Transporte de energía eléctrica se incluyan actuaciones relacionadas con el almacenamiento energético orientado a la flexibilización y gestión a nivel de redes de transporte.
<b>Acción 4.2.8</b>	Analizar la posibilidad de aplicar procedimientos simplificados de evaluación de impacto ambiental a proyectos de almacenamiento energético en redes en coordinación con el órgano ambiental.
<b>Acción 4.2.9</b>	Posicionar los sistemas eléctricos canarios como plataformas para la realización de inversiones, por parte de inversores nacionales y extranjeros, para el testeo de tecnologías relacionadas con las potencialidades del almacenamiento energético y su participación en el mercado (despacho) eléctrico, en condiciones extremas (redes eléctricas débiles y escasamente interconectadas).
<b>Acción 4.2.10</b>	Incentivar la transparencia de la información relativa a las redes de distribución, dando a conocer datos sobre la ubicación de los transformadores, capacidad y estado de carga, con el objetivo de evaluar de manera precisa las necesidades de

	almacenamiento asociado a redes de distribución y las regiones con mayor potencialidad para que estas políticas sean incentivadas.
--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Medida 4.3.</b> Promover que los consumidores finales de energía en modalidad de autoconsumo incorporen sistemas de almacenamiento energético para optimizar el aprovechamiento de la instalación renovable y lograr un mayor nivel de autosuficiencia energética.	
<b>Acción 4.3.1</b>	Destinar, en las líneas de ayuda a las instalaciones de autoconsumo partidas específicas para usuarios que adicionalmente incorporen sistemas de almacenamiento energético como medio para maximizar su autoabastecimiento.
<b>Acción 4.3.2</b>	Promover la inversión conjunta de comunidades de vecinos y corporaciones locales en sistemas de autoconsumo donde adicionalmente se utilice el almacenamiento como elemento clave para maximizar el aprovechamiento renovable de las instalaciones.
<b>Acción 4.3.3</b>	Promover nuevos modelos de negocios relacionados con el uso de baterías recicladas del sector de la movilidad para funciones de almacenamiento estacionarias (segunda vida de baterías) como refuerzo de las políticas de economía circular.
<b>Acción 4.3.4</b>	Simplificar los trámites administrativos y procedimientos para la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento energético asociados al autoconsumo en atención a su dimensión.
<b>Acción 4.3.5</b>	Crear una base de datos y monitorización de aspectos genéricos de los sistemas de almacenamiento instalados en Canarias a efectos de conocer en cada momento la capacidad total realmente existente, la evolución de su implantación y las tendencias de crecimiento de este tipo de instalaciones dentro del horizonte de planificación, tomando en consideración la vida útil media por tipo de almacenamiento.
<b>Acción 4.3.6</b>	Elaborar guías procedimentales de los trámites que deben ser llevados a cabo en Canarias para la autorización de instalaciones de almacenamiento energético vinculadas a instalaciones de autoconsumo o a parques eólicos y plantas fotovoltaicas

<b>Medida 4.4.</b> Incrementar la flexibilidad de los grupos de generación gestionable que contribuyen a asegurar la garantía de suministro.	
<b>Acción 4.4.1</b>	Reducir los tamaños máximos y los mínimos técnicos de los nuevos grupos de generación gestionable que deban implantarse, y con ello, minimizar los requerimientos de las reservas de regulación a lo que fuera estrictamente necesario para hacer frente a las variaciones de la demanda y variabilidad del recurso.
<b>Acción 4.4.2</b>	Implementar en los sistemas eléctricos canarios grupos de generación gestionable con una rápida capacidad de respuesta, con rampas de subida y de bajada de producción adaptadas a un régimen de funcionamiento donde la presencia de la generación renovable de carácter no gestionable irá en aumento.

<b>Acción 4.4.3</b>	Promover la instalación de compensadores síncronos que permitan aumentar la potencia de cortocircuito principalmente en nudos lejanos a donde se encuentren los principales grupos de generación gestionable que contribuyen al mantenimiento de las condiciones de estabilidad del sistema y, especialmente, en escenarios de alta penetración renovable no gestionable.
---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**Medida 4.5.** Incentivar el uso de soluciones de gestión de demanda como medio para promover la integración de energías renovables no gestionables al menor coste posible.

<b>Acción 4.5.1</b>	Promover ante la administración competente el establecimiento de señales de precio de la electricidad adaptadas a cada sistema eléctrico insular, que respondan al perfil de generación de cada una de las islas, sin perjuicio de que los precios finales sean equivalentes a los del conjunto del Estado español.
<b>Acción 4.5.2</b>	Promover la redefinición de los criterios para la aplicación de contratos de interrumpibilidad, proponiendo un sistema de interrumpibilidad regulado que reduzca los bloques que podrían ser ofertados incluso hasta los 500 kW para los sistemas eléctricos de Canarias y condicionando que las demandas ofertadas presenten la condición de no ser críticas para asegurar que el operador siempre pueda recurrir a estos sistemas en caso de necesidad.
<b>Acción 4.5.3</b>	Introducir en los programas de ayuda asociados al autoconsumo, almacenamiento energético y eficiencia energética criterios que favorezcan la implementación de soluciones tecnológicas de gestión de demanda.
<b>Acción 4.5.4</b>	Garantizar que la energía usada para producir hidrógeno y combustibles de síntesis sean de origen renovable y producidas en el mismo sistema eléctrico.
<b>Acción 4.5.5</b>	Promover la adaptación de la estructura de comunicación de redes de distribución actuales para permitir la comunicación bidireccional no sólo recabando medidas sino viabilizando de manera específica el envío de consignas desde los gestores de las redes de transporte y distribución.
<b>Acción 4.5.6</b>	Promover la aplicación de soluciones de gestión de demanda en sistemas de bombeo de agua.
<b>Acción 4.5.7</b>	Promover acciones ejemplarizantes sobre el uso de sistemas de gestión de demanda vinculada a la carga de vehículo eléctricos (red de recarga pública).
<b>Acción 4.5.8</b>	Promover que las comunidades energéticas implementen sistemas de gestión de demanda vinculados a su generación renovable comunitaria.
<b>Acción 4.5.9</b>	Evaluar las posibilidades de la gestión de demanda asociada al sector industrial, y especialmente en aplicaciones de frío industrial.

### 12.1.3.3 Cobertura de demanda de calor

**Medida 5.1.** Promover el uso de la solar térmica para la cobertura de energía térmica de Canarias en los diferentes sectores.

<b>Acción 5.1.1</b>	Promover el uso de la energía solar térmica para la cobertura de la demanda de calor en Canarias y, especialmente, en el sector residencial, el sector servicio, las administraciones públicas y el sector turístico.
---------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Acción 5.1.2</b>	Priorizar, en posibles acciones de incentivo económico, aquellas instalaciones que propongan el uso de instalaciones con acumulación colectiva.
---------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Medida 5.2.</b> Promover el uso de la biomasa y el biogás en sustitución de calderas que actualmente utilizan combustibles fósiles, así como la producción de combustibles renovables líquidos.	
<b>Acción 5.2.1</b>	Incentivar el uso de la biomasa en sustitución de calderas operadas con combustibles fósiles en la actualidad para proveer energía térmica.
<b>Acción 5.2.2</b>	Realizar un inventario de los recursos disponibles en Canarias susceptibles de la generación de biomasa apta para cubrir la demanda de calor a nivel local.
<b>Acción 5.2.3</b>	Fomentar la creación de empresas especializadas en la producción de biodiesel a través de la valorización de aceites de fritura, siendo posible utilizar dicho combustible en motores industriales.
<b>Acción 5.2.4</b>	Estudiar métodos de purificación del biogás para la obtención de biometano, y su rentabilidad frente al uso del biogás.

<b>Medida 5.3.</b> Promover el uso de la geotermia de baja entalpía para la cobertura de energía térmica de Canarias y, en especial, de grandes consumidores.	
<b>Acción 5.3.1</b>	Promover el uso de la geotermia de baja entalpía y, especialmente, en el sector turístico, los comercios, la administración pública y otros grandes demandantes de energía térmica como parques acuáticos.
<b>Acción 5.3.2</b>	Desarrollar o adaptar la normativa vigente en materia de control de vertidos para la protección del Dominio Público Hidráulico con relación a las instalaciones de geotermia de baja entalpía, promoviendo la colaboración de los Consejos Insulares de Aguas.
<b>Acción 5.3.3</b>	Promover el desarrollo de la normativa relativa a las medidas de prevención y mitigación de impactos medioambientales necesarias en la exploración geotérmica, haciendo especial énfasis en evitar la contaminación de acuíferos, bien preciado en Canarias.
<b>Acción 5.3.4</b>	Promover la realización de estudios de exploración geotérmica enfocados en la localización y caracterización de los recursos someros en áreas en las que sea de especial interés la instalación de sistemas de este tipo.
<b>Acción 5.3.5</b>	Fijar la obligatoriedad de tareas de investigación previas a la explotación del acuífero, en la que se deban tomar datos suficientes como para estimar la distancia entre Fuente y Sumidero que garantice el impacto medioambiental mínimo, así como otros parámetros a través de análisis químicos, geológicos, etc.
<b>Acción 5.3.6</b>	Proponer la obtención obligatoria de un permiso de explotación después de confirmar el interés a través de la etapa de investigación. Si se realiza un pozo y éste no se utiliza, deberá ser sellado cumpliendo unas normas técnicas adecuadas.
<b>Acción 5.3.7</b>	Actualizar los factores de paso y emisión que deben ser usados según el Código Técnico de la Edificación (Documento Básico de ahorro energético) para determinar, en comparación con la instalación solar térmica de referencia y

	obligatoria, si la geotermia de baja entalpía es una solución equivalente en términos de ahorro de energía primaria y emisiones contaminantes. Plantear la revisión en periodos anuales.
<b>Acción 5.3.8</b>	Proponer la descomposición de los factores de paso y emisión de Canarias en una cifra por cada sistema eléctrico (actualmente seis), de forma que se tenga en cuenta las características heterogéneas significativas de cada sistema eléctrico a la hora de comparar según el Código Técnico de la Edificación (Documento Básico de ahorro energético) el ahorro energético y la reducción de emisiones de la geotermia en comparación con la solar térmica como solución de referencia obligatoria.
<b>Acción 5.3.9</b>	Promover una base de datos geotérmicos de baja entalpía pública y transparente, de carácter digital, geo-referenciada, única y multidisciplinar del subsuelo canario, donde se sinteticen los resultados de todos los estudios de exploración existentes hasta la fecha, con el fin de evaluar el estado de conocimiento actual del recurso geotérmico, que ayude a la toma de decisiones, y se atraiga a la inversión privada.
<b>Acción 5.3.10</b>	Promover la aprobación de una normativa de desarrollo o instrucción complementaria específica para los sistemas geotérmicos someros unificada para toda Canarias, que tenga en cuenta las características concretas de cada una de las islas.

#### 12.1.4 MOVILIDAD SOSTENIBLE

<b>Medida 6.1.</b> Fomentar el transporte colectivo en detrimento del vehículo particular y, principalmente, para rutas dentro de ciudad y zonas de alta densidad poblacional.	
<b>Acción 6.1.1</b>	Agilizar el servicio y la reducción de tiempos de espera mediante el refuerzo de los servicios ofertados.
<b>Acción 6.1.2</b>	Mejorar el alcance de los servicios de transporte colectivo con la incorporación de nuevas rutas en función de la necesidad.
<b>Acción 6.1.3</b>	Reducir el coste del billete mediante tarifas especiales y, especialmente, para usuarios de mayor vulnerabilidad económica (estudiantes, jubilados, etc).
<b>Acción 6.1.4</b>	Mejorar las condiciones de accesibilidad para que este servicio pueda ser utilizado por personas con discapacidad.
<b>Acción 6.1.5</b>	Establecer carriles de uso preferente para vehículos de transporte colectivo, agilizando de esta forma su circulación en zonas densamente pobladas.

<b>Medida 6.2.</b> Progresar en el objetivo de descarbonización del transporte terrestre mediante el uso del vehículo eléctrico y, especialmente, para vehículos ligeros de menos de 3.500 kg.	
<b>Acción 6.2.1</b>	Fomentar el uso del VE privado a través de beneficios circulatorios. Autorizar circulación del VE por carriles de alta ocupación VAO sin necesidad de llevar un elevado número de pasajeros
<b>Acción 6.2.2</b>	Regular normativamente el proceso de pago/cobro de electricidad en puntos de recarga situados en la vía pública. Desarrollar un criterio unificado con independencia del municipio e incluyendo los parking rotacionales y regulados

<b>Acción 6.2.3</b>	Fijar un porcentaje mínimo de VE en flotas de titularidad pública (administraciones públicas, organismos autónomos, empresas públicas y resto de entidades del sector público).
<b>Acción 6.2.4</b>	Promover el uso de VE en la prestación de los servicios públicos (recogida de basura, flotas de guaguas y taxis, ambulancias, etc.) independientemente de que la titularidad sea pública o no.
<b>Acción 6.2.5</b>	Poner en marcha campañas publicitarias dirigidas a informar sobre las ventajas del uso racional y eficiente del VE para evitar un uso abusivo y consumo excesivo de electricidad.
<b>Acción 6.2.6</b>	Promover la adquisición de vehículos eléctricos por las empresas de alquiler de coches, facilitando de esta manera el acceso y prueba de este tipo de vehículos a diferentes sectores de la población.
<b>Acción 6.2.7</b>	Fomentar la creación de empresas de car-sharing en Canarias para compartir el uso de vehículos eléctricos. Podría valorarse incluso que estos vehículos incorporen modelos de cambio de batería rápidos.
<b>Acción 6.2.8</b>	Implantación de medidas que fomenten la intermodalidad entre el VE y el transporte público.
<b>Acción 6.2.9</b>	Reserva de plazas gratuitas para VE Zona O.R.A (Ordenación Reguladora Aparcamiento).
<b>Acción 6.2.10</b>	Creación de la denominación Ciudad VE-rde. Dicho modelo debería ser potenciado en todas las ciudades de Canarias estableciendo mecanismos para favorecer la integración y sinergias entre municipios en materia de VE

<b>Medida 6.3.</b> Progresar en el objetivo de descarbonización del transporte terrestre mediante el uso de vehículos de celdas de combustible para el transporte pesado de más de 3.500 kg.	
<b>Acción 6.3.1</b>	Promover el uso del hidrógeno para el transporte difícilmente electrificable, resaltando sus ventajas frente al vehículo eléctrico y facilitando su uso aplicando todos los incentivos que se consideren oportunos.
<b>Acción 6.3.2</b>	Llevar a cabo actuaciones ejemplificadoras desde las administraciones públicas sustituyendo los vehículos de su titularidad por vehículos de hidrógeno, en los casos en los que se considere que es mejor alternativa que la electrificación.
<b>Acción 6.3.3</b>	Promover la compra de vehículos basados en el hidrógeno verde a través de bonificaciones fiscales, cuota de compras mínimas para entidades públicas a través de la adopción de criterios de compra pública innovadora, fomentar la compra de flotas de vehículos pesados (bus y camiones).
<b>Acción 6.3.4</b>	Llevar a cabo proyectos pilotos en los que se demuestre la viabilidad de uso del hidrógeno en el transporte terrestre, en concreto aplicado al transporte pesado. Considerar toda la cadena de suministros, desde la generación renovable hasta la carga y uso del vehículo.



<b>Medida 6.4.</b> Promover el despliegue de una infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos, imprescindible para alcanzar una verdadera electrificación del parque de vehículos en Canarias.	
<b>Acción 6.4.1</b>	Instalar puntos de recarga de vehículos eléctricos en sitios públicos para asegurar el suministro al sector del transporte terrestre y generar confianza en la ciudadanía.
<b>Acción 6.4.2</b>	Promover el uso de herramientas TIC para mejorar la capacidad de gestión de los puntos de recarga y ofrecer servicios de valor añadido a la ciudadanía, así como aplicaciones para conocer la ubicación de puntos de recarga públicos o incluso la estandarización de métodos de pago por la energía consumida en los puntos de recarga.
<b>Acción 6.4.3</b>	Promover el establecimiento de requisitos mínimos de infraestructuras de recarga en edificios de nueva construcción o rehabilitaciones, y la posibilidad de vincular la posible recepción de financiación pública al cumplimiento de estos requisitos.
<b>Acción 6.4.4</b>	Vincular la electrificación del transporte terrestre a la instalación de energías renovables y a la puesta en marcha de soluciones de gestión inteligente de la demanda para garantizar que la carga de los vehículos se lleve a cabo prioritariamente con energías limpias.
<b>Acción 6.4.5</b>	Promover campañas divulgativas sobre la instalación de puntos de recarga lenta en viviendas y lugares de trabajo. Las campañas tendrían por objetivo sensibilizar sobre las ventajas que ello tendría no sólo desde el punto de vista económico sino incluso desde la perspectiva medioambiental.
<b>Acción 6.4.6</b>	Promover campañas divulgativas sobre las ventajas de la instalación de puntos de recarga en lugares públicos, necesarios para asegurar el suministro del sector del transporte terrestre y generar confianza en la ciudadanía en este nuevo modelo de transporte.
<b>Acción 6.4.7</b>	Fomentar la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos por parte de los operadores y empresas proveedoras de servicios para la movilidad eléctrica en Canarias.
<b>Acción 6.4.8</b>	Hacer un adecuado seguimiento de los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público, y poner a disposición de la ciudadanía información actualizada de la localización, características y disponibilidad de dichas instalaciones, a través de la habilitación de un portal web específico para ello.

<b>Medida 6.5.</b> Planificar la puesta en marcha de estaciones de servicio que garanticen el suministro de nuevos combustibles renovables, como el hidrógeno o los biocombustibles.	
<b>Acción 6.5.1</b>	Establecer puntos de suministro de hidrógeno en las principales zonas de Canarias donde se prevé el uso de vehículos de hidrógeno.
<b>Acción 6.5.2</b>	Ubicar la mayor parte de los puntos de suministro de hidrógeno en zonas próximas a intercambiadores de transporte colectivo, zonas industriales y portuarias de Canarias.
<b>Acción 6.5.3</b>	Promover el desarrollo de una normativa específica para las hidrogenaras en Canarias, concretando los requisitos administrativos y delimitando los permisos necesarios para su construcción y gestión.

<b>Acción 6.5.4</b>	Promover la integración de los surtidores de hidrógeno y otros gases renovables en las gasolineras actuales, procediendo para ello a la adaptación normativa que fuera necesaria.
---------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Medida 6.6.</b> Avanzar en la descarbonización del sector de la movilidad marítima y del consumo asociado a los puertos de Canarias, prestando especial atención al transporte interinsular.	
<b>Acción 6.6.1</b>	Promover el uso del amoniaco de síntesis como combustible mejor posicionado para la descarbonización del sector del transporte marítimo.
<b>Acción 6.6.2</b>	Promover el blending GNL-H <sub>2</sub> como combustible de transición para el transporte marítimo pesado en una primera fase, para en una segunda fase centrar la estrategia en la producción de combustibles renovables.
<b>Acción 6.6.3</b>	Avanzar en la electrificación de los puertos mediante tecnologías Cold Ironing, en línea con lo previsto en el mandato de la UE con relación a la conexión de barcos en puerto para evitar emisiones difusas.
<b>Acción 6.6.4</b>	Promover la sustitución parcial de los barcos de recreo y pesqueros de pequeño calado que se propulsan actualmente con motores de gasolina y gasoil por barcos eléctricos.

<b>Medida 6.7.</b> Avanzar en la descarbonización del sector de la movilidad aérea y del consumo asociado a los aeropuertos de Canarias, prestando especial atención al transporte interinsular.	
<b>Acción 6.7.1</b>	Promover la simbiosis de las instalaciones de biogás y de producción de hidrógeno, generando combustibles de síntesis para ser utilizados en la producción de queroseno de síntesis.
<b>Acción 6.7.2</b>	Estudiar la posibilidad de importación de querosenos sintéticos de otra región de España en caso de que se determine la no viabilidad técnica y/o económica de su producción en Canarias.

### 12.1.5 INNOVACIÓN, INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

<b>Medida 7.1.</b> Consolidar Canarias como Living Lab de las tecnologías marinas, a través del desarrollo de proyectos I+D+i que contribuyan a reducir el coste de estas tecnologías (LCOE) y posibilitar su posterior explotación, situando a las islas en la punta de lanza de las renovables marinas.	
<b>Acción 7.1.1</b>	Promover el desarrollo de estudios que determinen la distancia mínima que debería existir entre aerogeneradores en el medio marino, sin que los efectos de estela alteren significativamente la producción y se asegure la integridad estructural de los aerogeneradores y sus plataformas.

<b>Acción 7.1.2</b>	Avanzar, con la colaboración del sector privado, en la propuesta de nuevos sistemas de plataforma flotante que contribuyan a reducir el LCOE de la tecnología de la eólica marina flotante.
<b>Acción 7.1.3</b>	Promover la investigación y el desarrollo de prototipos en nuevas soluciones de plataformas flotantes y amarres que contribuya a posibilitar su instalación en zonas de alta batimetría o donde las pendientes hacen imposible el uso de plataformas tradicionales.
<b>Acción 7.1.4</b>	Promover, con la colaboración del sector privado, la realización de proyectos de I+D+i que posibiliten mejorar la rentabilidad de la energía undimotriz.
<b>Acción 7.1.5</b>	Promover la realización de proyectos de I+D+i que desarrollen tecnologías de fotovoltaica flotante, con la finalidad de minimizar su LCOE y permitir así su posterior explotación económica.

<b>Medida 7.2.</b> Promover el desarrollo de proyectos de investigación relativos a la producción de hidrógeno verde y de combustibles de síntesis renovables, que contribuyan a mejorar su rentabilidad.	
<b>Acción 7.2.1</b>	Promover el desarrollo de proyectos de investigación para la producción de hidrógeno de origen 100% renovable, que posibiliten mejorar la su rentabilidad.
<b>Acción 7.2.2</b>	Promover el desarrollo de proyectos de investigación para la aplicación del proceso Haber-Bosch para sintetizar amoniaco, como combustible a emplear en el sector marítimo interinsular de Canarias.
<b>Acción 7.2.3</b>	Promover el desarrollo de proyectos de investigación para la aplicación del proceso Fischer – Tropsch para sintetizar combustible líquido en forma de queroseno, como combustible a emplear en el sector aéreo interinsular de Canarias.
<b>Acción 7.2.4</b>	Crear una línea de investigación en el ámbito de la producción a nivel autonómico de biocombustibles avanzados.

<b>Medida 7.3.</b> Promover el desarrollo de proyectos de investigación que posibiliten mejorar la capacidad de las soluciones de electrónica de potencia para proveer servicios de garantía de suministro equivalentes a la generación síncrona.	
<b>Acción 7.3.1</b>	Promover el desarrollo de la tecnología de los convertidores con capacidad para la emulación de inercias sin que se produzcan retrasos por tiempos de cómputo en comparación con la referencia (máquina síncrona directamente acoplada a red).
<b>Acción 7.3.2</b>	Promover el desarrollo de soluciones en materia de redes de distribución y de transporte inteligentes para la gestión de demanda en Canarias.
<b>Acción 7.3.3</b>	Promover la investigación y el desarrollo de la hibridación de tecnologías de almacenamiento, aprovechando las ventajas inherentes a cada solución tecnológica en lo referente a servicios aportados con funciones de energía y potencia.
<b>Acción 7.3.4</b>	Promover la puesta en marcha de acciones del tipo Living Labs como concepto de experimentación avanzada y dirigida a las últimas fases de desarrollo de tecnologías

	de almacenamiento energético necesarias para la transformación y descarbonización del sector energético de Canarias.
--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Medida 7.4.</b> Fomentar la transferencia de conocimiento de los organismos de investigación a la empresa, así como la coordinación entre ambos entes para generar soluciones aplicadas a la realidad de Canarias.	
<b>Acción 7.4.1</b>	Promover que las investigaciones desarrolladas en el ámbito energético puedan suponer la creación de nuevas empresas de base tecnológica en el archipiélago.
<b>Acción 7.4.2</b>	Promover el uso de instalaciones de investigación públicas para el desarrollo de estudios vinculados a la mejora de las capacidades técnicas de las empresas.
<b>Acción 7.4.3</b>	Promover las colaboraciones público – privadas en materia de energía en Canarias.
<b>Acción 7.4.4</b>	Fortalecer la cooperación internacional y, especialmente, con otros países de la Unión Europea y con países africanos como transferencia de conocimiento y creación de líneas de negocio conjuntas
<b>Acción 7.4.5</b>	Plantear líneas de capital riesgo público para favorecer la transferencia de tecnologías en materia energética así como la compra pública de tecnologías relacionadas con la innovación en materia de energías renovables.
<b>Acción 7.4.6</b>	Participar en foros internacionales en materia energética y, especialmente, en aquellos destinados a evaluar las soluciones que deben promoverse en sistemas energéticos insulares como los existentes en Canarias.
<b>Acción 7.4.7</b>	Promover la eliminación de barreras administrativas que dificultan la investigación y la innovación, actividades que generalmente van por delante del desarrollo normativo. Para ello, se promoverá la adaptación y simplificación de los procedimientos administrativos, así como el desarrollo de otros instrumentos y mecanismos para la autorización administrativa de proyectos de tipo experimental o destinados a bancos de pruebas, que se consideren apropiados para las necesidades particulares del desarrollo tecnológico para la transición energética.

<b>Medida 7.5.</b> Garantizar la existencia en Canarias de las infraestructuras y equipamiento científico-técnico necesarios para el desarrollo de actividades de I+D orientadas a luchar contra el cambio climático y la transición energética.	
<b>Acción 7.5.1</b>	Promover la atracción de fondos públicos para la mejora y refuerzo de las actuales infraestructuras y del equipamiento científico técnico necesario para la realización de proyectos de I+D orientados a luchar contra el cambio climático y a favorecer la transición energética.
<b>Acción 7.5.2</b>	Garantizar el mantenimiento de las actuales infraestructuras de investigación y del equipamiento necesario para poder desarrollar en el archipiélago canario la actividad de I+D orientada a luchar contra el cambio climático y a favorecer la transición energética, poniendo especial foco en las singularidades de Canarias.

### 12.1.6 ASPECTOS SOCIECONÓMICOS DE LA ENERGÍA

<b>Medida 8.1.</b> Combatir la situación de pobreza energética en los hogares canarios.	
<b>Acción 8.1.1</b>	Destinar una dotación presupuestaria específica para la rehabilitación “inmediata” de viviendas de personas que vivan en situación o riesgo extremo de pobreza energética.
<b>Acción 8.1.2</b>	Fomentar la construcción de viviendas en alquiler social, donde se apueste por soluciones de consumo casi nulo y, especialmente, para colectivos vulnerables, con la participación de organismos estatales, autonómicos y/o locales.
<b>Acción 8.1.3</b>	Destinar, en las convocatorias de ayudas para la mejora de la eficiencia energética y para la incorporación de renovables en modalidad de autoconsumo en el sector residencial, partidas destinadas específicamente a los consumidores más vulnerables para combatir la pobreza energética en este colectivo.
<b>Acción 8.1.4</b>	Supervisar y garantizar que las medidas habilitadas para la protección de los consumidores vulnerables, incluida la de prohibición de interrupción del suministro, se aplican adecuadamente.
<b>Acción 8.1.5</b>	Adoptar las medidas necesarias para evitar, y en su caso, sancionar, las prácticas abusivas por parte de las comercializadoras, como la de efectuar cambios en los términos contractuales con sus clientes sin previo aviso.
<b>Acción 8.1.6</b>	Adoptar las medidas necesarias para obtener de diferentes fuentes (servicios sociales, empresas distribuidoras) datos sobre los consumidores sujetos al bono social eléctrico y los que se retrasan en el pago de facturas eléctricas, con el fin de hacer un adecuado diagnóstico de la situación real de pobreza energética en Canarias.
<b>Acción 8.1.7</b>	Poner a disposición de la ciudadanía un punto de información accesible vía web, de acceso general y centralizado sobre la pobreza energética, situación y evolución de este fenómeno en Canarias y las medidas disponibles para combatirlo.
<b>Acción 8.1.8</b>	Promover campañas de comunicación dirigidas a la ciudadanía, difundiendo las ventajas derivadas de adoptar medidas de eficiencia energética y apostar por el autoconsumo eléctrico para reducir la factura eléctrica.
<b>Acción 8.1.9</b>	Promover entre los ayuntamientos (como administración más cercana al ciudadano) acciones de asesoramiento a la ciudadanía sobre las posibles medidas de protección para combatir la pobreza energética.
<b>Acción 8.1.10</b>	Promover la elaboración por los Ayuntamientos de protocolos para detectar situaciones de pobreza energética.

<b>Medida 8.2.</b> Aprovechar las oportunidades de creación de empresas y de empleo asociadas a la transición energética en Canarias.	
<b>Acción 8.2.1</b>	Promover la creación de empresas que presten servicios energéticos a nivel regional.
<b>Acción 8.2.2</b>	Promover la creación de industrias regionales de valorización energética de la biomasa.

<b>Acción 8.2.3</b>	Promover la creación de empresas especializadas en el estudio e implementación de medidas para la renovación de flotas de transporte renovables en función de necesidades del sector
<b>Acción 8.2.4</b>	Promover la creación de un equipo especializado y disponer de los medios necesarios para el desarrollo de sondeos de investigación geotérmicos de alta entalpía en Canarias. Este equipo proveería servicios a otras partes del mundo
<b>Acción 8.2.5</b>	Fomentar la creación de empresas autonómicas que realicen funciones de agregadores independientes.
<b>Acción 8.2.6</b>	Promover la implantación en Canarias de comunidades energéticas, trascendiendo más allá de lo meramente técnico y potenciando las oportunidades que ofrece en la vertiente social con el fomento del empleo verde y el desarrollo de las empresas locales.
<b>Acción 8.2.7</b>	Promover la participación de empresas y profesionales localizados en Canarias en las convocatorias de ayudas para la instalación de energías renovables e infraestructuras complementarias en Canarias.
<b>Acción 8.2.8</b>	Promover políticas activas de empleo para favorecer la reconversión de aquellos puestos de trabajo asociados a sistemas energéticos intensivos en emisiones y de alta huella ecológica en otros vinculados a la transición

<b>Medida 8.3.</b> Desarrollar acciones de formación y divulgación en materia de eficiencia energética, energías renovables y otras tecnologías para la descarbonización de los sistemas energéticos insulares.	
<b>Acción 8.3.1</b>	Identificar las necesidades de formación tanto profesional como académica, derivadas de la transición energética (en especial en los sectores de las energías renovables, la eficiencia energética y la movilidad sostenible).
<b>Acción 8.3.2</b>	Promover la formación de profesionales en el sector de la eficiencia energética y de las energías renovables. Además de mejorar la especialización de estos sectores, fomenta la creación de negocios y el empleo verde.
<b>Acción 8.3.3</b>	Poner en marcha cursos de formación especializados en la instalación de sistemas de almacenamiento tanto en baja como en media tensión y la integración de estos sistemas con autoconsumos renovables.
<b>Acción 8.3.4</b>	Promover la formación profesional dirigida al sector de talleres de mantenimiento, para adquirir el conocimiento necesario para la prestación de los nuevos servicios relacionados con los vehículos cero emisiones y en especial el vehículo eléctrico.
<b>Acción 8.3.5</b>	Promover actuaciones de concienciación y divulgación para llamar la atención de los futuros profesionales sobre las oportunidades laborales que ofrece la transición energética.

## 12.2 ESTRATEGIA DE GOBERNANZA

La consecución de los objetivos del PTECan depende en gran medida de aspectos externos a la política energética canaria, entre ellos, la evolución de la economía y de los mercados energéticos a nivel mundial y europeo, los avances en el desarrollo de determinadas tecnologías

energéticas renovables o de almacenamiento energético, los marcos normativos en el ámbito europeo y español, o los fondos económicos que se habiliten para la ejecución de las diferentes políticas públicas.

Por esta razón, y para tratar de avanzar en la descarbonización prevista para Canarias en los plazos previstos, se requiere disponer de un sistema de seguimiento y evaluación del plan, que sirva de herramienta para poder reorientar las actuaciones propuestas para alcanzar los objetivos marcados, cuando se detecte desviaciones en los mismos que dificulten alcanzar las metas propuestas en el PTECan.

Para ello, el sistema de seguimiento y evaluación del PTECan debe contar con un modelo de gobernanza que implique a diferentes actores del ecosistema energético para que los objetivos del PTECan se puedan cumplir en plazo, utilizando herramientas similares y en línea con las que se han trazado a nivel nacional y europeo a través de reglamentos y directivas europeas.

Asimismo, el sistema de seguimiento y evaluación del PTECan debe contener una batería de indicadores cuantitativos y cualitativos, que permitan identificar los impactos de las medidas adoptadas, así como cualquier desviación respecto al cumplimiento de los objetivos previsto en el plan. Estos objetivos estarán en línea con los establecidos en otros planes y estrategias energéticos de otros ámbitos territoriales, que permita además, comparar los resultados.

### **12.2.1 MODELOS DE GOBERNANZA**

A nivel europeo, en diciembre de 2018 se implementó el Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el clima (EU) 2018/1999, como parte del paquete de invierno.

El Plan de Gobernanza de la UE se fundamenta en que cada Estado Miembro debe de implementar una serie de regulaciones para cumplir con los siguientes objetivos:

- Aplicar estrategias y medidas que garanticen el cumplimiento de los objetivos de la Unión de la Energía, así como su coherencia con los del Acuerdo de París.
- Estimular la cooperación entre los Estados Miembros, teniendo en cuenta todas las formas existentes y potenciales de cooperación regional, con el fin de lograr los objetivos de la Unión de la Energía.
- Promover la seguridad y previsibilidad a largo plazo para los inversores en toda la UE y fomentar el empleo, el crecimiento y la cohesión social.
- Reducir las cargas administrativas, en línea con el principio de “Mejora de Legislación”. Para ello, se ha integrado y racionalizado la mayor parte de los requisitos actuales de planificación e información en materia de energía y clima de los países de la UE, así como las obligaciones de seguimiento de la Comisión.
- Garantizar la coherencia de los informes de la UE y sus Estados miembros en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Acuerdo de París, sustituyendo el actual sistema de seguimiento y presentación de informes a partir de 2021.

El mecanismo de gobernanza se basa en los planes nacionales integrados de energía y clima que abarcan períodos de diez años de 2021 hasta 2030, en las estrategias nacionales y de la UE a

largo plazo, así como en la publicación de informes integrados, monitorización y datos. Además, se garantiza la transparencia del mecanismo de gobernanza mediante la consulta a un amplio público sobre los PNEC.

A nivel estatal, el IDAE propone cuatro posibles herramientas formales para la gobernanza:

- **Coherencia en la planificación**, de forma que no existan contradicciones entre la Gobernanza de la Unión Energética, el PNIEC, los Planes Autonómicos de Energía y Clima y los Planes Locales de Energía y Clima, así como coherencia de políticas sectoriales:
  - o Política fiscal.
  - o Inversiones.
  - o Compra pública.
  - o Planificación sectorial.
- **Política basada en pruebas**, fundamentada en la existencia de un organismo independiente conformado por expertos del sector que asesore a la Administración en función de indicadores objetivos. A nivel estatal existe la Comisión Interministerial para el Cambio Climático y la Transición Energética, cuyas funciones principales son el seguimiento y formulación de propuestas que sirvan de base a la toma de decisiones relacionadas con las políticas de cambio climático y energía.
- **Impulso público**. El sector público tiene capacidad de hacer de catalizador.
- **Diálogo**, para ello habilitar los espacios de diálogo adecuados tomando como referencia a los ya existentes a nivel estatal y adaptándolos a la realidad canaria:
  - o Consejo Nacional del Clima.
  - o Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático.
  - o Comisión Interministerial para el Cambio Climático y la Transición Energética.
  - o Espacios de diálogo social.
  - o Procesos de consulta pública.

En Canarias, para afrontar los retos de la Transición Energética, debe implementarse un sistema de gobernanza robusto, transparente y adaptado a la realidad del archipiélago. Además, debe tener una base legal sólida y materializarse a través de un órgano concreto que garantice el cumplimiento de todos los objetivos.

La Ley 6/2022, de 27 de diciembre (LCCTEC), prevé la gobernanza para la acción climática como el modelo de organización que debe sustentar la transición ecológica siguiendo los principios generales de la Ley y estructurándose en las instituciones que se desarrollan en la misma.

Así establece que las administraciones públicas de Canarias y su sector público institucional integrarán la acción climática en el ejercicio de sus funciones, tanto desde la perspectiva de la mitigación como de la adaptación.

Asimismo, establece que corresponde al Gobierno de Canarias:



1. La planificación de las políticas de acción climática dirigida a la mitigación de gases de efecto invernadero de todos los sectores generadores y la adaptación a los impactos del cambio climático sobre los sistemas naturales, los sectores socioeconómicos, los territorios y la población, así como a fortalecer el sistema de gobernanza en los distintos niveles territoriales e intersectoriales.
2. El establecimiento de los objetivos, así como su periódica actualización, relativos al ahorro, eficiencia y consumo de energía renovable en las instalaciones públicas que sean titularidad de la Administración de la comunidad autónoma y de las entidades de su sector público institucional, los sistemas de movilidad y en aquellas en las que figuren como arrendatarios, siempre y cuando las condiciones contractuales permitan el cumplimiento de estos objetivos.

Para ello, La Ley 6/2022, de 27 de diciembre (LCCTEC), prevé la creación de la Comisión Interdepartamental de Acción Climática como órgano colegiado adscrito a la consejería competente en materia de cambio climático, cuya función será la coordinación y colaboración entre los diferentes departamentos del Gobierno en la aplicación y seguimiento de lo dispuesto en la presente Ley. Dicha comisión estará presidida por la persona que ostente la Presidencia del Gobierno de Canarias o por la persona en la que delegue. Y su composición y funcionamiento se regularán reglamentariamente, garantizando la presencia de todos los departamentos.

De igual forma prevé la creación de la Agencia Canaria de Acción Climática como entidad de naturaleza pública con personalidad jurídica y autonomía administrativa y económica, encargada de las acciones de mitigación, adaptación, gobernanza y comunicación reguladas en la Ley, y adscrita a la Consejería competente en materia de cambio climático. Su organización y funcionamiento se desarrollará por medio de una norma de rango reglamentario.

La agencia coordinará de forma permanente los esfuerzos de las administraciones públicas, del sector público institucional, de la ciudadanía, de las empresas, organizaciones sociales y tercer sector, para impulsar las políticas de transición ecológica. Y además, tendrá las siguientes funciones, pudiendo las mismas ser ampliadas en su norma de organización y funcionamiento:

- Elaborar la Estrategia Canaria de Acción Climática, de la que dependerá los planes de acción climática y transición energética, impulsando su aprobación, implementación, evaluación y supervisión de su cumplimiento.
- Elaborar la Estrategia Canaria de Transición Justa y Justicia Climática.
- Implementar los procedimientos y las metodologías adoptados internacionalmente dirigidos a:
  1. Realizar los inventarios de emisiones y las proyecciones en esta materia, con el fin de fijar los objetivos de reducción de emisiones.
  2. Diseñar los escenarios climáticos en Canarias para varios horizontes temporales.
  3. Evaluar la vulnerabilidad y los riesgos a consecuencia del cambio climático en Canarias, con el fin de identificar los ámbitos de acción prioritaria para la mitigación y adaptación al cambio climático.

4. Definir los indicadores cuantitativos y cualitativos de mitigación, descarbonización, adaptación al cambio climático, gobernanza e impacto en la economía y establecer su seguimiento.
- Otorgar las autorizaciones de emisión de gases de efecto invernadero a las actividades sujetas a la normativa sobre el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, valorar los informes verificados correspondientes a dichas emisiones y ejercer la potestad sancionadora en las materias de su competencia.
  - Gestionar el registro de emisiones y los registros colaboradores.
  - Coordinar con las administraciones insulares y locales las políticas de acción climática.
  - Asesorar a las entidades locales en la elaboración de sus instrumentos de planeamiento para que contengan la perspectiva climática.
  - Coordinar e impulsar el seguimiento y evaluación científica de los programas de acción climática, así como la participación social.
  - Promover e impulsar I+D+i+C sobre el cambio climático.
  - Articular las relaciones con las instituciones de la Unión Europea y las regiones ultraperiféricas en materia de acción climática.
  - Integrar y coordinar el modelo de participación ciudadana.
  - Crear y mantener actualizado un inventario de las emisiones de gases de efecto invernadero generados por los inmuebles, las instalaciones y los servicios que prestan, así como el inventario de las emisiones del conjunto de las actividades socioeconómicas que se desarrollan en Canarias.
  - Realizar las auditorías que verifiquen el cumplimiento de la obligación recogida en el apartado anterior.

La citada Ley 6/2022, de 27 de diciembre define también las competencias concretas en materia de acción climática por parte de los cabildos insulares a nivel insular, y a nivel local a través de los ayuntamientos.

Así, establece las siguientes funciones atribuidas a los cabildos insulares:

- a) Elaborar, tramitar y aprobar los planes insulares de acción climática, en el marco de las determinaciones de la Estrategia Canaria de Acción Climática.
- b) Elaborar los planes municipales de acción climática de los municipios con población inferior a 20.000 habitantes que expresamente lo soliciten.
- c) Posibilidad de subrogarse en la competencia municipal para la elaboración y tramitación de los planes municipales de acción climática en caso de inactividad de los ayuntamientos, previa audiencia al municipio, y en los términos previstos en la Ley.

De igual forma, establece que es función de los ayuntamientos la elaboración y aprobación de los planes municipales de acción climática, en el marco de las determinaciones de la Estrategia Canaria de Acción Climática, así como las demás que les atribuya esa Ley.

Por otro lado, la Ley 6/2022, de 27 de diciembre (LCCTEC), prevé en sus disposiciones transitorias que hasta que entre en funcionamiento la Agencia Canaria de Acción Climática, las funciones

que esta Ley le otorga serán ejercidas por la consejería competente en materia de cambio climático.

### **12.2.2 MODELO DE GOBERNANZA DEL PTECAN**

#### **Dirección y coordinación del PTECan.**

Hasta que entre en funcionamiento la Agencia Canaria de Acción Climática prevista en la Ley 6/2022, de 27 de diciembre, la Dirección General de Energía será el centro directivo de impulsar, dirigir y gestionar el PTECan, así como de involucrar a los demás centros directivos del Gobierno de Canarias en la ejecución de las medidas y garantizar la coordinación necesaria para tratar de alcanzar los objetivos previstos en el plan.

Se constituirá el Comité Técnico de Seguimiento y Evaluación del PTECan, presidido por la Dirección General de Energía y compuesto, además, por el resto de las áreas del Gobierno de Canarias o entidades dependientes con impacto en el sector energético y de las que dependa la ejecución presupuestaria de las acciones que se programen en el marco del PTECan.

Adicionalmente, la Dirección General de Energía podrá crear grupos de trabajo en aquellas áreas que estime oportuno para la mejor ejecución del PTECan.

En todo caso, el Observatorio de la Energía de Canarias (OECan), ejercerá la función de órgano de carácter consultivo y asesor de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias en materia de estrategia energética, que tiene encomendada en virtud de lo dispuesto en el artículo 61 del Reglamento Orgánico de la citada Consejería, aprobado por Decreto 54/2021, de 27 de mayo, que establece además su estructura, composición y funcionamiento.

#### **Responsabilidades.**

La gestión del sistema de seguimiento y evaluación del PTECan será responsabilidad de la Dirección General de Energía, para lo cual deberá:

- Definir los criterios, métodos y procedimientos para el seguimiento y evaluación del plan.
- Garantizar que los procesos de seguimiento y evaluación del plan se desarrollan correctamente.

#### **Seguimiento.**

El seguimiento del PTECan será un proceso continuo en el que participarán los centros directivos del Gobierno de Canarias que participen en las medidas, que proporcionarán la información sobre la ejecución de cada una de las actuaciones adoptadas para su posterior tratamiento, organización y almacenamiento.

Anualmente se elaborará un informe de seguimiento referido al año natural, que recogerá la aplicación de recursos y los resultados obtenidos, orientados a conocer si las medidas adoptadas se están ejecutando como estaba previsto y se está logrando los objetivos perseguidos en cada una de ellas.

Los informes de seguimiento serán remitidos por la Dirección General de Energía al Observatorio de la Energía de Canarias (OECan) para su análisis y valoración, al objeto de la formulación de recomendaciones y propuestas pertinentes.

### **Evaluación y difusión.**

Las evaluaciones a las que se someterá el PTECan serán las siguientes:

- Evaluación intermedia tras la finalización de los periodos bianuales, 2022-2023 y 2024-2025, que se realizará durante el primer semestre de los años 2024 y 2026, respectivamente, para disponer de información con la que poder tomar decisiones que mejoren los resultados e impactos de las medidas.
- Evaluación tras la finalización de los primeros cinco años de vigencia del plan a partir de su publicación, que se realizará durante el primer semestre del año siguiente, al objeto de disponer de información que permita tomar la decisión de si procede o no revisar el plan, para actualizar los escenarios y objetivos.
- Evaluación final, que se realizará a lo largo del segundo semestre del año 2030, con el propósito de generar información para el diseño y elaboración del nuevo Plan de transición energética a partir del año 2031.
- Evaluación ex post, referida a todo el periodo de vigencia del PTECan y cuyo propósito será valorar los resultados e impactos logrados y su contribución a la descarbonización del sector energético de Canarias. La evaluación se realizará durante el segundo semestre de 2031.

La difusión se realizará de la siguiente forma:

- Los resúmenes de los informes de seguimiento y evaluación estarán disponibles en los portales web de Transición Ecológica de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, del Observatorio de la Energía de Canarias y de Transparencia de Canarias.
- Asimismo, los informes de seguimiento y evaluación se remitirán al OECan y al Parlamento de Canarias.
- Además, se podrán implantar otras políticas de información, educación y sensibilización, de manera que se tenga en cuenta una participación ciudadana más activa en el nuevo modelo energético. En esta misma línea, se podrán crear también mecanismos de análisis y evaluación específicos enfocados en los colectivos más vulnerables, y aprovechar la oportunidad que brinda la transición energética para mejorar su situación.

### **12.3 SISTEMA DE INDICADORES DEL PTECAN**

Para el seguimiento y evaluación del PTECan, es fundamental establecer una batería de indicadores como variables objetivas que permitan identificar de manera rápida los impactos de las medidas adoptadas así como cualquier desviación respecto al cumplimiento de los objetivos del Plan, a través de mecanismos de revisión y evaluación, y estandarizando los sistemas MRV (Monitorización, Reporte y Verificación) de cumplimientos de objetivos.

Los indicadores han sido agrupados por ejes de acción de igual forma a como se ha procedido con la identificación de objetivos y medidas del plan. Adicionalmente, el primer subgrupo de indicadores hace referencia a KPI generales de seguimiento del plan.

Para cada uno de los indicadores se presenta el valor de referencia en el año 2019, así como el objetivo previsto según la alternativa seleccionada en el año 2030. Debe indicarse que el año

2019 ha sido seleccionado como referencia ya que es el último año natural con una situación del sector energético normal y sin efectos de la crisis sanitaria.

Es de especial importancia remarcar que los indicadores energéticos deben ser incluso desagregados por islas y municipios debido a la naturaleza heterogénea de la transición energética. La descomposición espaciotemporal de estos parámetros posibilita la identificación de las áreas en las que se debe actuar a través del modelo de gobernanza para adaptar la transición y garantizar el cumplimiento de los objetivos definidos en el Plan.

Se fija una actualización de los indicadores energéticos de al menos una vez al año, bajo el marco de actuación de la Dirección General de Energía. El seguimiento de todos los indicadores y ratios propuestos se podrá realizar a través del mapa interactivo de indicadores energéticos de Canarias del OECan.

### 12.3.1 INDICADORES GENERALES

INDICADORES GENERALES				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Energías renovables sobre el uso final de la energía	%	4	29	Aumentar el grado de autosuficiencia energética con la participación de las energías renovables en el mix energético del archipiélago.
Uso de energías renovables en la generación eléctrica	%	16	62	Aumentar el grado de participación de las energías renovables en la generación eléctrica de Canarias.
Mejora de la eficiencia energética	%	-	27	Reducir el consumo de energía primaria tomando como referencia la situación proyectada en la Alternativa 0 para el mismo año.
Variación de emisiones GEI totales respecto a 2010	%	-11,6	-37%	Contribuir a lograr que las emisiones GEI se reduzcan respecto al valor existente en el año 2010.
Variación de emisiones GEI totales respecto a 1990	%	43,9	2,6	Contribuir a lograr que las emisiones GEI se reduzcan respecto al valor existente en el año 2010.
Emisiones GEI Sector procesado energía	gGCO <sub>2</sub> eq	11.455,83	8.166,19	Valor absoluto de las emisiones contaminantes de Gases de Efecto Invernadero vinculadas al sector del procesado de la energía para el año de análisis.

Tabla 258. Indicadores generales

### 12.3.2 SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO

SEGURIDAD DE SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Energía primaria	Tep	4.884.422	2.905.000	Energía contenida en fuentes renovables o no renovables que no ha sufrido ningún proceso de transformación o conversión.
Energía final	Tep	3.760.082	2.768.000	Energía resultante de los procesos de transformación o conversión a partir de la energía primaria, aprovechable por los sistemas instalados. Es decir, la energía final es la energía primaria menos las pérdidas producidas en los procesos de transformación y transporte.

Demanda combustibles fósiles	kTm	5.900	5.426	Hace referencia
Nº de interconexiones entre islas	Nº	1	2	Define el número de interconexiones eléctricas entre islas existentes en Canarias.
Capacidad total de interconexión entre islas	MW	60	170	Determina la suma total de la potencia de las interconexiones existentes.
Número de incidencias en la red de transporte	Nº	20	10	Número de incidencias producidas en la red de transporte por año.
Potencia instalada total	MW	3.306	4.895	Potencia eléctrica neta instalada en Canarias. Considera tanto la potencia total de generadores renovables como la suma de las potencias de los grupos de generación térmica convencional disponibles en el sistema eléctrico.

Tabla 259. Seguridad del suministro energético

### 12.3.3 EFICIENCIA ENERGÉTICA

EFICIENCIA ENERGÉTICA				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Intensidad Energética Primaria (IEP)	Tep/k€	0,1085	0,0588	Factor estimado tomando como referencia la energía primaria total y el Producto Interior Bruto (PIB) de la misma región que se evalúa. Mide las unidades de energía necesarias para producir una unidad de riqueza, por lo que cuanto menor sea su valor más eficiente es la economía.
Intensidad Energética Final (IEF)	Tep/k€	0,0816	0,0560	En este caso se determina el cociente entre la energía final y el PIB.
Reducción del consumo de energía final frente al tendencial	%	-	4,13	Determina la reducción del consumo de energía final frente al tendencial para el mismo año estipulado por la Alternativa 0.
Reducción del consumo de energía eléctrica frente al tendencial	%	-	30	Determina la reducción del consumo de energía eléctrica frente al tendencial para el mismo año estipulado por la Alternativa 0.
Potencia instalada en cogeneración	MW		8	Potencia instalada en cogeneración en Canarias.
Reducción del consumo de energía por el cambio de vehículos a motorización eléctrica	Tep	-	282.935	Estimación del ahorro en Tep producido por el cambio de vehículo de motor de combustión interna a vehículo eléctrico. El procedimiento de cálculo se refleja en el Anexo al PTECan y, concretamente en el anexo V, apartado 5.11.
Reducción del consumo de energía asociado a la reducción de pérdidas en la red de distribución de agua	Tep	-	17.741	Estimación del ahorro energético conseguido con las actuaciones de reparación de fugas en la red de agua. El procedimiento de cálculo se refleja en el Anexo al PTECan y, concretamente en el anexo V, apartado 5.11.
Reducción del consumo de energía asociado a la desalación de agua	Tep	-	62.181	Estimación de la energía anual que se reduce gracias a las actuaciones en mejora de eficiencia energética en plantas desaladoras.
Reducción del consumo de energía asociado a la depuración de agua	Tep	-	3.370	Estimación de la energía anual que se reduce gracias a las actuaciones en mejora de eficiencia energética en plantas depuradoras.

Reducción del consumo al sustituir termos eléctricos por captadores solares térmicos	Tep	-	132.660	Estimación de la energía anual que se reduce al sustituir termos eléctricos por captadores solares térmicos.
--------------------------------------------------------------------------------------	-----	---	---------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla 260. Eficiencia energética

## 12.3.4 ENERGÍAS RENOVABLES

### 12.3.4.1 Cobertura de demanda eléctrica

COBERTURA DE DEMANDA ELÉCTRICA				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Emisiones GEI para el subsector eléctrico	gGCO <sub>2</sub> eq	5.058,17	3.612,86	Valor absoluto de las emisiones contaminantes de Gases de Efecto Invernadero vinculadas al subsector de la energía eléctrica.
Demanda de energía eléctrica	GWh	9.336	8.692	Demanda de energía eléctrica total de Canarias para el año referido.
Energía eléctrica puesta en red (b.c.) per cápita.	kWh/hab	3,69	3,50	Energía eléctrica puesta en red medida en barras de la central por habitante (cociente entre energía eléctrica y número de habitantes).
Variación de la energía eléctrica puesta en red (respecto a 2015).	%	2,40	-1,93	Porcentaje de reducción o aumento de la energía eléctrica total generada respecto al valor histórico del año de referencia, en este caso, el 2015.
Potencia instalada renovable total	MW	624,5	3.410	Potencia total instalada de fuentes energéticas renovables.
Potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo	MW	12,4	524	Potencia total instalada de fotovoltaica en régimen de autoconsumo.
Potencia fotovoltaica On-shore	MW	181,7	759	Potencia fotovoltaica total en régimen de vertido a red.
Potencia fotovoltaica Off-shore	MW	0	31	Potencia fotovoltaica instalada haciendo uso de plataformas flotantes.
Potencia eólica on-shore	MW	419,5	1.606	Potencia total de la eólica terrestre.
Potencia eólica off-shore	MW	5,2	330	Potencia total de la eólica off-shore.
Potencia en Biomasa	MW	3,7	18	Potencia total de biomasa para la producción de energía eléctrica.
Potencia en geotermia de media/alta entalpía	MW	0	30	Se refiere a la potencia geotérmica instalada para la producción de energía eléctrica.
Potencia en termosolar	MW	0	6	Potencia total en termosolar.
Potencia en undimotriz	MW	0	4	Potencia total instalada en energía undimotriz.
Potencia en otras fuentes de energía renovable	MW	2	2	Otras fuentes de energía renovable no cuantificadas en el desglose de tecnologías.
Factores de paso	Tep Ep/MWh Ef	0,204	0,128	Relación entre la energía primaria y energía final consumida en el sistema eléctrico. Se diferencian factores de paso en función del origen de la energía primaria (convencional y renovable).
Factores de emisión	tCO <sub>2</sub> eq/MWh	0,649	0,541	Cantidad de CO <sub>2</sub> producida por cada kWh de energía eléctrica consumida en el mismo sistema eléctrico.

Tabla 261. Cobertura de demanda eléctrica

### 12.3.4.2 Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios

INTEGRACIÓN DE EERR EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS CANARIOS				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Capacidad almacenamiento a gran escala	MWh	150	3.350	Suma de la capacidad total de sistemas de almacenamientos a gran escala, considerándose como gran escala a los sistemas con potencial para aportar energía en régimen nominal por encima de las 6 horas de funcionamiento. Entran dentro de esta tipología los hidrobombos y el hidrógeno principalmente (este último sólo teniendo en cuenta su potencial del electrificación).
Capacidad almacenamiento a nivel distribuido	MWh	5,5	162	Suma de la capacidad total de sistemas de almacenamiento distribuidos en la red eléctrica de distribución y/o transporte los cuales se vinculan a instalaciones de generación renovable o que son operados por almacenistas independientes o gestores de red.
Capacidad almacenamiento a nivel de usuario	MWh	-	827	Suma de la capacidad total de almacenamiento de instalaciones vinculadas a instalaciones de usuario que ejercen funciones de autoconsumo.
Potencia máxima de grupo del sistema eléctrico	MW	77	77	Potencia neta de la unidad de generación existente en el sistema eléctrico de mayor potencia.
Media de las potencias de grupo disponibles de Categoría A	MW	24,84	18	Media de las potencias netas de los generadores disponibles en el sistema de Categoría A.
Número de electrolizadores disponibles con capacidad para operar incluso por debajo del 50% de su potencia nominal	Nº	-	4	Número de electrolizadores disponibles con capacidad para operar incluso por debajo del 50% de su potencia nominal.
Número de proyectos en los que se aplican políticas de gestión energética	Nº	-	4	Número de proyectos en los que se aplican políticas de gestión energética.

Tabla 262. Integración de EERR en los sistemas eléctricos canarios

### 12.3.4.3 Cobertura de demanda de calor

COBERTURA DE DEMANDA DE CALOR				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Emisiones GEI para el subsector del calor	gGCO <sub>2</sub> eq	330,95	235,92	Valor absoluto de las emisiones contaminantes de Gases de Efecto Invernadero vinculadas al subsector del calor.
Superficie instalada en captadores solares térmicos.	m <sup>2</sup>	123.719	456.272	Superficie de paneles solares térmicos total disponible en el sistema eléctrico.
Potencia disponible de geotermia somera	MWt	23	59	Potencia disponible de geotermia de baja entalpía para usos térmicos.
Energía calorífica aportada mediante biomasa	Tep/año	-	15.423	Energía calorífica aportada mediante biomasa.

Tabla 263. Cobertura de demanda de calor



### 12.3.5 MOVILIDAD SOSTENIBLE

MOVILIDAD SOSTENIBLE				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Emisiones GEI para el subsector de la movilidad	gGCO <sub>2eq</sub>	6.056,71	4.317,54	Valor absoluto de las emisiones contaminantes de Gases de Efecto Invernadero vinculadas al subsector de la movilidad.
Parque automovilístico de Canarias	Nº	1.737.027	1.669.825	Número de vehículos del parque automovilístico de Canarias.
Número de vehículos cero emisión	Nº	2.583	13.847	Número de vehículos clasificados como de cero emisión.
Ratio de vehículos por habitante	Veh/hab.	0,807	0,688	Suma del parque automovilístico de Canarias dividido entre el número de habitantes existentes.
Número de vehículos eléctricos	Nº	2.578	225.424	Número de vehículos eléctricos.
Número de vehículos de hidrógeno	Nº	5	7.183	Número de vehículos de hidrógeno.
Número de otros vehículos de cero emisiones	Nº	-	13.847	Número de otros vehículos de cero emisiones.
Número de puntos de recarga para vehículos eléctricos	Nº	1.036	257.157	Número de puntos de recarga para vehículos eléctricos.
Puntos de recarga lenta	Nº	880	249.765	Número de puntos de recarga lenta para vehículos eléctricos.
Puntos de recarga semi-rápida	Nº	75	5.692	Número de puntos de recarga semi-rápida para vehículos eléctricos.
Puntos de recarga rápida	Nº	81	1.700	Número de puntos de recarga rápida para vehículos eléctricos.
Número de dispensers de hidrógeno para automoción.	Nº	-	17	Número de dispensers de hidrógeno para automoción.
Cantidad de combustible renovable para la operación del transporte marítimo interinsular respecto al total	%	-	11	Parte porcentual del combustible renovable producido para dar soporte al transporte marítimo interinsular respecto al total.

Tabla 264. Movilidad sostenible

### 12.3.6 INNOVACIÓN, INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

INNOVACIÓN, INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Número de proyectos piloto en materia de energías renovables marina	Nº	-	5	Número de proyectos piloto en materia de energías renovables marina durante el horizonte de planificación.
Número de proyectos piloto en materia de hidrógeno verde	Nº	-	1	Número de proyectos piloto en materia de hidrógeno verde durante el horizonte de planificación.
Número de proyectos piloto en la producción de combustibles de síntesis para la navegación marítima	Nº	-	1	Número de proyectos piloto en la producción de combustibles de síntesis para la navegación marítima interinsular durante el horizonte de planificación.

Número de proyectos piloto en la producción de combustibles de síntesis para la navegación aérea	Nº	-	1	Número de proyectos piloto en la producción de combustibles de síntesis para la navegación aérea interinsular durante el horizonte de planificación.
Número de proyectos piloto en materia de soluciones de almacenamiento energético renovable	Nº	-	2	Número de proyectos piloto en materia de soluciones de almacenamiento energético renovable durante el horizonte de planificación.
Número de proyectos piloto en materia de electrónica de potencia para servicios de garantía de suministro	Nº	-	4	Número de proyectos piloto en materia de electrónica de potencia para servicios de garantía de suministro durante el horizonte de planificación.
Número de proyectos piloto en materia de gestión de demanda y redes inteligentes	Nº	-	2	Número de proyectos piloto en materia de gestión de demanda y redes inteligentes durante el horizonte de planificación.
Transferencia de conocimientos de los organismos de investigación a empresas	%	-	40	Número de proyectos de investigación que alcanzan la etapa comercial respecto al total de los proyectos de investigación en el horizonte de planificación.

Tabla 265 Innovación, investigación y desarrollo tecnológico

### 12.3.7 ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS DE LA ENERGÍA

ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS DE LA ENERGÍA				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Reducción del gasto desproporcionado (2M)	%	17	12	Reducción del porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble que la media nacional. Se toma la referencia del año 2017 (Estrategia Nacional contra la pobreza energética).
Reducción de la pobreza energética (HEP)	%	29	14	Reducción del porcentaje de hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la media nacional. Se toma la referencia del año 2017.
Reducción de incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada.	%	7,8	4,8	Reducción de la tasa de viviendas que tienen problemas en mantener las condiciones térmicas respecto al total de Canarias. Se toma la referencia del año 2017 (Estrategia Nacional contra la pobreza energética).
Reducción de la tasa de retraso en el pago de las facturas de los suministros de la vivienda.	%	19	11	Reducción de la tasa de retraso en el pago de las facturas de los suministros de la vivienda. Se toma la referencia del año 2017 (Estrategia Nacional contra la pobreza energética).
Puestos de trabajo verdes creados en el horizonte de planificación	Nº	1.470	7.692	Número de puestos de trabajo creados en materia de energías renovables, eficiencia energética y cambio climático durante el horizonte de planificación.
Creación de empresas en materia de energías renovables	Nº	-	300	Número de empresas creadas en materia de energías renovables durante el horizonte de planificación.
Número de programas de formación especializados en materia de transición energética	Nº	10	20	Número de programas de formación especializados en materia de transición energética.

Tabla 266 Aspectos socioeconómicos de la energía

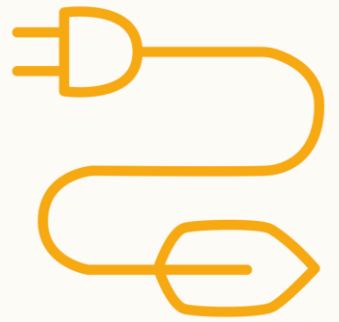
### 12.3.8 EMISIONES POR SECTORES DE LA ECONOMÍA

EMISIONES POR SECTORES DE LA ECONOMÍA				
Indicador	Unidad	Referencia 2019	Objetivo 2030	Detalle
Sector del transporte terrestre	gGCO <sub>2</sub> eq	3.924,43	2.797,54	Valor absoluto de las emisiones contaminantes de Gases de Efecto Invernadero vinculadas a cada sector
Sector del transporte aéreo		1.232,14	878,33	
Sector del transporte marítimo		1.080,33	770,12	
Residencial		1.861,37	1.326,88	
Administración pública		479,12	341,54	
Tratamiento del agua		470,90	335,68	
Turismo		831,61	592,81	
Comercio y servicios		808,18	576,11	
Sector industrial de la alimentación		96,69	68,93	
Sector de la construcción, metalúrgicas y siderúrgicas		163,42	116,50	
Otras industrias		202,35	144,25	
Procesados de la energía		8,97	6,39	
Agricultura, ganadería y pesca		94,46	67,34	
Otros sectores		201,86	143,90	

Tabla 267 Emisiones por sectores de la economía

# 13

**Impacto social y  
creación de nuevos  
modelos de  
negocio y empleo**



## 13 Impacto social y creación de nuevos modelos de negocio y empleo

Este capítulo analiza las implicaciones que sobre la creación de nuevos modelos de negocio y de empleo, tendría la apuesta por un modelo energético basado en las energías renovables en el que se fomenten la generación distribuida y políticas de de lucha contra la pobreza energética. Se analizan también aspectos sociales y cómo debería ser ajustado nuestro modelo productivo actual a ese nuevo paradigma.

### 13.1 NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

El objetivo de este apartado es analizar la posible creación de modelos de negocio con los que viabilizar la implantación de medidas de fomento de tecnologías y soluciones relativas al nuevo modelo energético tales como los partenariados público-privados.

A pesar que cada tipo de energía renovable posee una cadena de valor característica, en la que intervienen factores concretos y puestos de trabajos específicos en cada eslabón, es posible definir una secuencia general y común presente en todos los proyectos basados en las tecnologías renovables. Siguiendo el modelo propuesto por el IDAE en su informe “[Empleo Asociado al Impulso de las Energías Renovables](#)”<sup>7</sup>, en la siguiente ilustración se muestra una cadena de valor genérica para el desarrollo de proyectos basados en energías renovables:



Ilustración 124 Etapas de desarrollo de los proyectos de energías renovables (Fuente: IDAE 2011)

En cada una de las etapas de la cadena de valor se involucra un gran número de personas con diferentes perfiles profesionales, así como instituciones oficiales y privadas, y tecnologías, tanto

<sup>7</sup> El informe, publicado en el año 2011, fue promovido por el IDAE en el marco de la elaboración del Plan de Energías Renovables (PER) en España 2011-2020.

regionales como nacionales y extranjeras. En la tabla 268 se muestra una estimación de los puestos de trabajo (en miles) en el sector renovable a nivel internacional en el año 2019, según la IRENA, a través de un estudio en el que se consideraron datos de entidades nacionales, como ministerios y agencias estadísticas, y fuentes secundarias, como estudios regionales y globales.

Puestos de trabajo estimados en el sector de EERR 2019 (miles)							
	Total	China	Brasil	India	EEUU	UE	España
Fotovoltaica	3.975	2.300	68	163,5	231,5	194	21,4
Biocombustibles líquidos	2.411	51	871	35	271	229	
Energía hidráulica	2.182	813,6	175,8	319,5	71	80	
Energía eólica	1.254	550	40	44	116,8	259	28,6
Solar térmica	816	670	47,2	21		21	
Biomasa sólida	765	188	-	58	44,5	368	31,9
Biogás	339	145	-	85		76	
Energía geotérmica	96	3	-	-	8	40	
Solar termoeléctrica	32	11	-	-		6	
<b>Total</b>	<b>12.018</b>	<b>4.732</b>	<b>1.202</b>	<b>726</b>	<b>838,4</b>	<b>1.300</b>	<b>95,1</b>

Tabla 268 Puestos de trabajo estimados (en miles) directos e indirectos en el sector de energías renovables a nivel internacional 2019 (Fuente: [Renewable Energy and Jobs –Annual Review 2021](#), y [APPA](#))

En España, según el “[Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2020](#)” publicado por la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), el sector de las EERR registró un total de 92.930 puestos de trabajo en 2020, lo que supuso una caída del 2,3% respecto al año 2019. La tecnología que más puestos de trabajo creó fue la fotovoltaica debido tanto a las instalaciones conectadas a red como al importante crecimiento experimentado en los proyectos de autoconsumo. Por el lado contrario, las tecnologías que tuvieron una mayor contracción fueron la eólica y la biomasa. Las exportaciones de bienes y servicios también se redujeron ligeramente, pasando de los 4,7 miles de millones de euros en 2019 a 4,1. Sin embargo, como la caída de las importaciones fue aún mucho mayor (-31%), el saldo neto exportador aumentó con fuerza hasta los 1,98 miles de millones de euros, lo que supuso un crecimiento del 66,6% respecto a 2019.

El sector renovable contribuyó al PIB con 11,8 miles de millones de euros, lo que supone el 1,05% del total en el país. Esta tasa negativa respecto al año 2019 del 7,4%, ha interrumpido la aceleración del crecimiento que el sector había experimentado, año tras año, desde 2015.

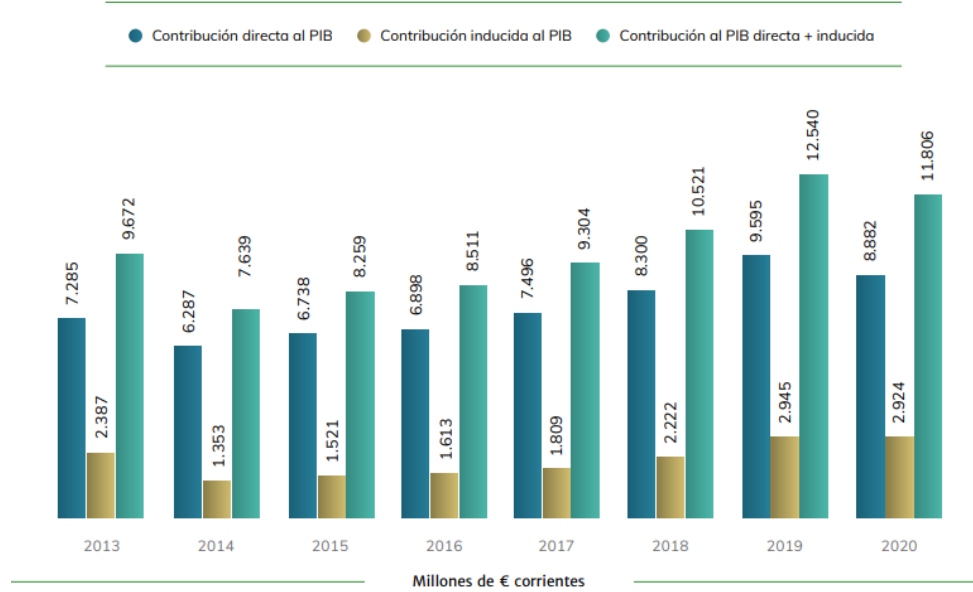


Ilustración 125. Aportación directa, inducida y total al PIB del sector de las EERR en España. Fuente: APPA

Según el estudio de la APPA el sector contaba con 92.930 empleados en 2020, siendo la tecnología con mayor peso la biomasa con 30.623 empleados. La fotovoltaica es la que ha experimentado un mayor crecimiento en los puestos de trabajo respecto al año anterior (5,2%), mientras que la eólica redujo el número de empleados en un 5,3%. En la siguiente ilustración puede verse la evolución de los empleados registrados en el sector de las EERR, desde 2013 hasta 2020:

Empleos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa	50.031	36.454	36.309	33.419	32.833	32.326	31.905	30.623
Eólica	17.850	16.753	17.118	17.653	20.199	22.160	28.307	26.813
Solar Fotovoltaica	10.767	9.944	10.210	10.392	12.308	13.274	21.370	22.481
Solar Termoeléctrica	14.224	5.404	5.140	5.216	5.269	5.226	5.246	5.122
Biocarburantes	3.364	4.259	4.516	4.059	4.325	4.483	4.421	4.067
Minihidráulica	1.502	1.461	1.432	1.309	1.299	1.352	1.298	1.301
Solar Térmica	997	1.094	1.043	912	867	875	912	920
Geotermia Baja Entalpía	623	706	749	768	747	760	769	728
Marina	302	301	307	324	332	343	353	354
Minieólica	285	297	306	321	299	302	309	320
Geotermia Alta Entalpía	208	202	197	193	190	193	199	202
<b>Empleo total</b>	<b>76.875</b>	<b>77.327</b>	<b>74.566</b>	<b>78.667</b>	<b>78.667</b>	<b>81.294</b>	<b>95.089</b>	<b>92.930</b>

Ilustración 126. Evolución y desglose del empleo en el sector de las EERR por tecnologías en España. Fuente: APPA

En Canarias se dispone de las estadísticas de empleos registrados publicada por el Instituto Canario de Estadística (ISTAC). Se consultaron las series trimestrales de empleos registrados en

Canarias en la rama de actividad de “Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado”, que comprende las siguientes actividades:

- Producción, transporte y distribución de energía eléctrica.
  - o Transporte de energía eléctrica.
  - o Distribución de energía eléctrica.
  - o Comercio de energía eléctrica.
  - o Producción de energía hidroeléctrica.
  - o Producción de energía eléctrica de origen térmico convencional.
  - o Producción de energía eléctrica de origen nuclear.
  - o Producción de energía eléctrica de origen eólico.
  - o Producción de energía eléctrica de otros tipos.
- Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos.
  - o Producción de gas.
  - o Distribución por tubería de combustibles gaseosos.
  - o Comercio de gas por tubería.
- Suministro de vapor y aire acondicionado.

A partir de esas estadísticas, puede tenerse una idea de la situación del empleo en el sector de la energía en Canarias (ilustración 127). Se observa una reducción continua de los puestos de trabajo en el sector desde 2009, donde se contaba con 1.468 empleados en el primer trimestre, con pequeñas variaciones interanuales. A pesar de la caída brusca en el primer trimestre de 2019, en la que los empleos cayeron a 1.179, las cifras han crecido desde entonces, alcanzando los 1.248 empleos en el cuarto trimestre de 2021.

Sin embargo, en esta categoría no se diferencia entre los empleos en energías renovables y los correspondientes a energías convencionales, además de no considerar los empleos directos e indirectos en el resto de eslabones de la cadena de valor de las energías renovables.

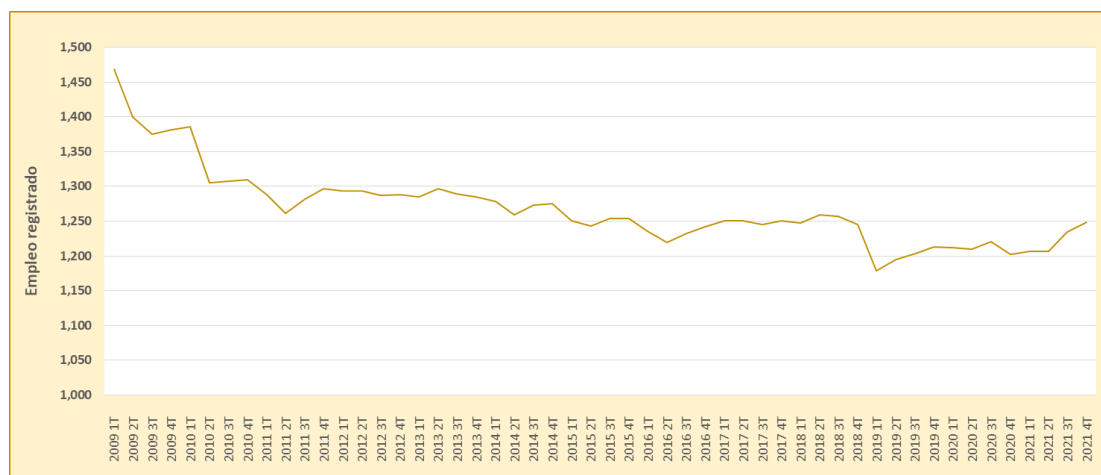


Ilustración 127 Series trimestrales de empleo en suministro de electricidad, gas, vapor y A/C en Canarias (ISTAC)



Siguiendo las cifras aportadas en el Anuario Energético de Canarias 2020, en ese año las tecnologías de generación eléctrica en las que se produjo un mayor incremento de potencia renovable instalada fue la eólica con un 10,6% y la fotovoltaica con un 6,5% respecto a las cifras publicadas para el año 2019. Para el resto de tecnologías eléctricas no se produjo variaciones de la potencia instalada respecto al año anterior.

En términos de energía eléctrica producida con fuentes renovables, a pesar del importante crecimiento que se produjo en 2019 respecto a 2018 (57,5%), en 2020 la producción eléctrica renovable se redujo un -3,4% respecto a 2019. La tecnología renovable que ha experimentado una mayor reducción en su producción fue la hidroeléctrica con un -16%, seguida de la fotovoltaica con un -3,7% y la eólica con un -3,1%. Del lado contrario, la producción de electricidad mediante biomasa registro un aumento del 39,8%. En relación a la importancia de las distintas tecnologías renovables en la producción de electricidad total, la eólica supuso, en 2020, el 78,5% de la generación renovable, la fotovoltaica el 18,2% y la hidroeléctrica el 2,4%.

Más allá de las cifras de años anteriores, que se muestran en crecimiento continuo, en Canarias se espera, también, un crecimiento de tipo cualitativo, en el que se desarrollen nuevos modelos de negocio a partir de:

- La implementación de las tecnologías marinas, en concreto las energías eólica off-shore, la undimotriz y la fotovoltaica off-shore.
- La posible implementación de energías geotérmicas, si se confirmara la viabilidad de explotación de los recursos existentes en La Palma, Gran Canaria o Tenerife, así como el desarrollo tecnológico en Lanzarote.
- La divulgación e instalación de tecnologías de autoconsumo, destacando el papel del prosumidor y de las comunidades energéticas, así como la implementación a gran escala del vehículo eléctrico y los sistemas de almacenamiento energético.
- La consolidación de Canarias como Living Lab de tecnologías renovables innovadoras.
- La recuperación post-COVID, que hace hincapié en el teletrabajo y en nuevos paradigmas socioeconómicos.

A continuación se describen las actividades que se desarrollan en cada eslabón de la cadena de valor de las energías renovables, comentando las diferencias notables para el caso de la generación distribuida cuando sea necesario, y extrapolando a las características concretas de las Islas Canarias.

### **Promoción del proyecto**

La fase de promoción comprende, de forma general, las siguientes tareas:

- Selección del emplazamiento.
- Acuerdos de propiedad y disponibilidad del terreno/tejado.
- Elaboración de anteproyecto.
- Estudio de impacto ambiental.
- Obtención de permisos y licencias.
- Estudio de viabilidad.
- Aprobación de la inversión.
- Acuerdos de comercialización de la energía, en el caso de generación de energía eléctrica.
- Evaluación de ofertas y contratación.

La mayoría de estas tareas pueden realizarse en teletrabajo, modalidad que se ha visto potenciada a raíz de los protocolos sanitarios que se han venido adoptando como consecuencia de la COVID-19.

En el caso de los proyectos de generación distribuida, enfocados al sector doméstico, estas actividades se simplifican y se enfocan a la generación de energía térmica o al autoconsumo de energía eléctrica.

### **Evaluación del recurso renovable / Obtención de materia prima**

Mientras que en el caso de usos domésticos de la energía, la evaluación del recurso se limita a recurrir a bases de datos con registros meteorológicos de suficiente resolución, en el caso de una planta de generación centralizada, dicha evaluación requiere de mayor detalle, a efectos de poder calcular, de la manera más exacta posible, el retorno económico de las inversiones que se pretenden llevar a cabo, mediante la predicción de generación de electricidad. Normalmente, este proceso se lleva a cabo a través de modelos de predicción numérica que mejoran la resolución de los datos meteorológicos disponibles en una región determinada (mesoescala e incluso microescala), así como la aplicación de diferentes métodos de machine learning.

Por otro lado, la obtención de materia prima es fundamental en el caso de la generación de biomasa, aunque está presente en cualquier otro tipo de proyecto y produce todo un abanico de nuevos negocios enfocados a esta tarea. En concreto, para el caso de la biomasa y los biocombustibles la obtención de materia prima se basa en un proceso de recogida cuyo objetivo es homogeneizar el producto final, facilitando su manejo, transporte, almacenamiento y alimentación de la caldera. A pesar de que existen materias primas de diferentes procedencias y grados de elaboración, las etapas que intervienen en la obtención por lo general son:

- Cultivo energético.
- Recolección.
- Astillado y almacenaje.
- Transporte.
- Tratamiento.
- Comercialización y distribución.

### **Diseño**

En función de la complejidad de la instalación, su diseño lo puede desarrollar la empresa instaladora (habitual en el sector doméstico), o una ingeniería especializada.

Además, la caracterización de la demanda es un análisis fundamental en el que se establecen los valores de consumo y otros aspectos colaterales como las necesidades reales de los consumidores finales, horas de picos de consumo, etc.

### **Financiación**

En el caso de proyectos de gran envergadura, la financiación se lleva a cabo por grandes empresas, económicamente fuertes y con gran capacidad de contratación, normalmente a través de fuentes externas de diferentes orígenes (escalas internacional, estatal y/o regional).

Por lo general, la financiación sigue todas las etapas del proyecto de forma exhaustiva, considerando todos los contratos establecidos con los diferentes actores involucrados en el desarrollo integral del proyecto, entre los que se encuentran socios y promotores, constructores, operadores del negocio, suministradores de materias primas, compañías de

seguros, compradores, entre otros. A su vez, es habitual contratar servicios de asesoría (due-diligence) en términos de mercado, medioambiental, del sector o actividad principal del proyecto, etc.

### **Fabricación de equipos**

La etapa de fabricación de equipos se materializa a través del sector industrial, y tiene una importancia crucial tanto por sus consecuencias económicas como sociales.

Aquí se debe diferenciar la fabricación de componentes auxiliares de la instalación, que no son específicos del sector de energías renovables, por lo que es habitual subcontratar a otras empresas fabricantes. Entre los componentes más utilizados se incluyen el material eléctrico para las interconexiones, elementos de fontanería, componentes electrónicos, baterías, telecomunicaciones, etc.

Por lo general esta etapa puede descomponerse como:

- Desarrollo de producto I+D+i.
- Diseño.
- Fabricación.
- Homologación y certificación.
- Estudios de pre-venta.
- Comercialización y distribución.
- Servicios de post-venta.

En Canarias, por lo general, no se fabrican componentes, limitándose a la importación y posterior ensamblaje de las piezas. En este sentido, es de especial importancia contar con infraestructuras de trabajo que garanticen el éxito y la rapidez del ensamblaje. En la eólica off-shore, por ejemplo, es necesario disponer de una infraestructura en tierra que participe tanto en la fabricación y construcción como en el suministro y distribución de la potencia generada en el mar y otras actividades de operación y mantenimiento, además de en el posterior desmantelamiento. Por ello, es muy importante distribuir los espacios disponibles en puertos para la construcción de astilleros con las dimensiones adecuadas para las diferentes tareas que se puedan acometer.

Del mismo modo, se deben gestionar los proyectos de forma que pueda fabricarse el mayor número de componentes en las islas, o garantizar el ensamblaje al nivel más básico posible, creando empleo local y consolidando la independencia con el exterior, así como generando modelos de negocios enfocados en la exportación de componentes al continente africano.

### **Construcción e instalación**

Las tareas de construcción e instalación pueden desarrollarse tanto por la empresa titular del proyecto como por una subcontratada. La finalización de dichas tareas querrá decir que la instalación está preparada para el inicio de su operación. De forma genérica, esta etapa incluye:

- Replanteo.
- Cimentación.
- Montaje de la estructura.
- Acondicionamiento de equipos.
- Colocación de equipos.
- Interconexión.

- Conexión eléctrica.
- Puesta en marcha.
- Estudios, ensayos y pruebas.

### **Operación y mantenimiento**

La fase de operación y mantenimiento es clave para el buen aprovechamiento de las instalaciones y la prolongación de su vida útil. Además, genera empleo estable a largo plazo.

En función de la tecnología implicada se fija una frecuencia de tareas de mantenimiento. Habitualmente se contrata un mantenimiento preventivo para todas las instalaciones: unidades de generación, subestación eléctrica, equipos de conexión a la red, vías de acceso e interconexión, sistemas informáticos, etc.

La realización de estos trabajos conlleva un número concreto de horas dependiendo del tamaño de la instalación, resultando en unas cuantas horas al año para instalaciones pequeñas, mientras que para grandes centrales se requiere un control permanente a través de varios puestos de trabajo que cubran los turnos de operación y mantenimiento.

### **Servicios**

Al igual que en el resto de actividades, en ésta también se materializan numerosas tareas complementarias, tales como:

- Servicios jurídicos y administrativos.
- Intermediación financiera.
- Auditorías.
- Consultoría.
- Seguridad y aseguramiento de instalaciones.
- Transporte terrestre.
- Actividades inmobiliarias.
- Otras.

## **13.2 CREACIÓN DE EMPLEO**

En este apartado se exploran las sinergias existentes entre política energética y política de creación de empleo. El impulso a la eficiencia energética y al despliegue de las energías renovables y otras tecnologías complementarias (como el almacenamiento, vehículo eléctrico, etc.) ofrecen una importante oportunidad para la creación de tejido empresarial y la creación de empleo verde asociado a la instalación y el mantenimiento de estos sistemas en el archipiélago.

En este marco, se considera que la transición hacia una economía descarbonizada no sólo es clave para frenar el cambio climático, sino que también puede suponer un motor de crecimiento económico con alto potencial para crear miles de puestos de trabajo basados en soluciones tecnológicas que limiten las emisiones GEI, protejan y restauren los ecosistemas, minimicen la producción de residuos y contaminantes, o aumenten la eficiencia, tanto en el consumo de energía como de las materias primas, en los territorios insulares de Canarias.

De la misma forma, el empleo verde tiene un impacto directo sobre el empleo local. Las políticas de generación distribuida, además de descentralizar la generación, contribuyen a la generación

de inversiones diseminadas fomentando la coexistencia de múltiples proveedores de servicios. Además, se requiere de personal cualificado considerándose fundamental el análisis de las necesidades formativas para que los jóvenes canarios puedan participar en un sector en auge y con mucho potencial de desarrollo. La formación también jugará un papel relevante en la definición de políticas de reciclado profesional.

Antes de definir la estimación de creación de empleo vinculada al modelo energético previsto en el PTECan, conviene comentar que el PNIEC desarrolló un estudio detallado del impacto de las medidas propuestas en el empleo a nivel estatal. En el mismo, se diferencia dos tipos de escenarios: un Escenario Tendencial, en el que no se aplican medidas adicionales, y un Escenario Objetivo, en el que se incluyen todas las medidas de política climática y energética necesarias para cumplir con los objetivos de descarbonización, energías renovables, y ahorro y eficiencia energética, impulsados por la Unión Europea.

Las estimaciones cuantitativas de generación de empleo se fundamentan en el acople del modelo económico Dynamic Econometric National Input-Output (DENIO) y el modelo energético TIMES-SINERGIA, desarrollado por el MITECO. El modelo DENIO integra información referente a los 78 sectores productivos principales, así como a 22.000 hogares como muestra representativa del conjunto de hogares que hay en España, presente en la Encuesta de Presupuestos Familiares. Se trata entonces de un estudio integrado, en el que se incluyen interacciones entre el sistema energético y económico, de carácter multisectorial debido a la inclusión de todos los sectores económicos, multidimensional ya que incluye otras dimensiones de interés como el impacto en la salud de la población, y de carácter social, analizando los impactos macroeconómicos y su incidencia distributiva y social.

La estimación del PNIEC definía que el cambio previsto en el modelo energético de España generaría un aumento neto en el empleo de entre 253.000 y 348.000 personas por año a nivel estatal, lo que significa una reducción de entre 1,1% y un 1,6% de la tasa de paro frente al Escenario Tendencial.

Según las estimaciones, las inversiones en energías renovables dominarían la creación de empleo, generando entre 107.000-135.000 empleos al año, seguirían los empleos generados indirectamente por el cambio climático que se estiman de hasta 118.000 empleos/año en 2030, las inversiones en ahorro y eficiencia energética generarían 56.000-100.000 empleos/año, y las inversiones en redes y electrificación supondrían la generación de 46.000 empleos/año en 2030. Si finalmente se consideran los impactos negativos relativos a las desinversiones en centrales nucleares y de carbón, a partir de 2025, tendrían un ligero impacto en relación con el resto. Cabe destacar que el estudio desarrollado en el marco del PNIEC, sólo hace referencia a la generación de empleo a escala nacional.

Para la estimación del empleo que se generaría fruto de las medidas propuestas en el PTECan se toma como referencia el "[Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2020](#)", publicado por el APPA, mediante el cual se puede estimar un ratio entre el número de empleos generados en los últimos años por potencia instalada para cada tecnología. El estudio mencionado aporta los siguientes datos de potencia renovable instalada:

Evolución de la potencia renovable instalada en España [MW]								
Tecnología	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa	995	1.033	1.037	1.038	1.032	1.033	1.129	1.228
Eólica	22.864	22.875	22.922	22.974	23.068	23.433	25.683	27.494
Solar Fotovoltaica	4.636	4.646	4.662	4.674	4.676	4.699	8.913	11.741
Solar Termoeléctrica	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.299	2.304	2.304
Minihidráulica	2.091	2.091	2.099	2.102	2.082	2.094	2.144	2.145
Solar térmica	2.238	2.416	2.585	2.734	2.870	3.014	3.159	3.293
Bombeo puro y mixto	5.109	5.142	5.961	6.311	6.311	6.311	6.311	6.658
Potencia total instalada	35.124	35.361	35.605	35.822	36.028	36.572	43.332	48.205

Tabla 269. Evolución de la potencia renovable instalada en España. Fuente: APPA

Teniendo en cuenta el número de empleos totales registrados en el sector de las energías renovables (Ilustración 126) y la potencia total instalada expuesta en la tabla anterior, se obtiene la siguiente tabla en la que se presenta el número de empleos generados por megavatio instalado:

Ratio de empleo por megavatio instalado y tecnología									
Ratio [empleo/MW]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Promedio
Biomasa	50,3	35,3	35,0	32,2	31,8	31,3	28,3	24,9	33,6
Eólica	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0	1,1
Solar Fotovoltaica	2,3	2,1	2,2	2,2	2,6	2,8	2,4	1,9	2,3
Solar Termoeléctrica	6,2	2,3	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2	2,8
Biocarburos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Minihidráulica	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar térmica	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Geotermia baja entalpía	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Marina	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotermia alta entalpía	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo puro y mixto	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 270. Ratio de empleo por megavatio instalado y tecnología.

Como se puede observar de la tabla anterior existen sectores más novedosos o no tan desarrollados a nivel nacional que dificultan disponer de un ratio de número de empleos generados por potencia. Sin embargo, para la mayoría de los sectores tecnológicos existen referencias que pueden ser consideradas. En términos de ratio promedio, se obtiene que en España se genera 1,92 empleos por MW renovable instalado. Es por ello, que dicho ratio será utilizado como referencia para aquellos sectores de los que no se dispone de información de referencia.

Otro aspecto importante que debe ser comentado es que **estos ratios estimados serían aptos para la estimación del empleo acumulado ya que la referencia de potencia utilizada es la potencia agregada**. Esa es la razón por la cual se puede observar que para los primeros años representados en la tabla anterior, el ratio de empleos por megavatio es mayor que para los últimos años en los cuales la potencia instalada es superior. Este indicador se considera de

interés porque no sólo analiza el empleo que se crea a consecuencia del cambio de modelo energético sino que, adicionalmente, valora cómo de estable son los puestos de trabajo creados.

Se presenta en la siguiente tabla la potencia renovable instalada en Canarias durante el horizonte 2013-2020 (cifras históricas).

Evolución de la potencia renovable instalada en Canarias (2013-2020)								
Tecnología	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	8,8
Eólica	151,6	151,8	152,6	158,6	212,8	397,3	413,3	457,1
Solar Fotovoltaica	179,4	179,6	180,0	180,5	182,0	186,5	193,2	205,6
Solar Termoeléctrica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biocombustibles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minihidráulica	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Solar térmica	73,1	78,6	82,0	84,0	84,7	85,8	86,6	87,5
Geotermia baja entalpía	18,0	18,0	18,0	24,0	25,0	25,0	32,0	32,0
Eólica Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	5,2
Geotermia alta entalpía	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Otras marinas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	5,2
Bombeo puro	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3

Tabla 271. Evolución de la potencia renovable instalada en Canarias (2013-2020) y prevista en 2030

Ahora, aplicando el ratio estimado anteriormente, se obtienen las cifras estimadas de empleos vinculados al sector energético, esta vez para las Islas Canarias.

Estimación del número de empleos creados en el sector energético de Canarias								
Empleos estimados por ratios	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa	124	124	124	124	124	124	124	294
Eólica	171	171	172	178	239	447	465	514
Solar Fotovoltaica	418	419	420	421	424	435	450	479
Solar Termoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0
Biocombustibles	0	0	0	0	0	0	0	0
Minihidráulica	2	2	2	2	2	2	2	2
Solar térmica	73	79	82	84	85	86	87	88
Geotermia baja entalpía	35	35	35	46	48	48	62	62
Marina	0	0	0	0	0	0	10	10
Minieólica	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia alta entalpía	0	0	0	0	0	0	10	10
Bombeo puro	11	11	11	11	11	11	11	11
<b>Empleos total</b>	<b>834</b>	<b>840</b>	<b>846</b>	<b>867</b>	<b>934</b>	<b>1.153</b>	<b>1.221</b>	<b>1.470</b>

Tabla 272. Estimación del número de empleos creados en el sector energético de Canarias

De la misma forma, se presenta a continuación la estimación de empleo acumulada en el horizonte temporal PTECan por años. Conforme a esta estimación, **el número total de empleos**

que se crearía por la transformación energética prevista en la alternativa seleccionada ascendería a 7.692 empleos.

Estimación del número de empleos acumulados al año en el nuevo modelo energético									
Tecnología	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasa	294	294	313	354	399	447	489	553	611
Eólica	1.509	1.620	1.720	1.807	2.404	2.664	2.698	2.744	3.101
Solar Fotovoltaica	2.397	2.483	2.564	2.639	2.771	2.866	2.909	3.025	3.238
Solar Termoeléctrica	0	0	5	6	8	9	11	13	15
Minihidráulica	2	2	2	2	2	2	2	2	3
Solar térmica	119	136	154	176	200	228	252	295	336
Geotermia baja entalpía	69	74	78	83	88	94	100	106	113
Geotermia alta entalpía	0	0	0	0	0	0	0	0	58
Undimotriz	1	1	2	2	2	4	4	5	5
Bombeo puro	11	11	11	11	11	11	211	211	211
<b>Empleos total</b>	<b>4.403</b>	<b>4.621</b>	<b>4.850</b>	<b>5.081</b>	<b>5.886</b>	<b>6.325</b>	<b>6.676</b>	<b>6.955</b>	<b>7.692</b>

Tabla 273. Estimación de la evolución del número de empleos acumulados en el nuevo modelo energético

Si se analiza la cifra obtenida se llega a la conclusión de que anualmente se crearía no menos de 214 empleos/año, alcanzándose su máximo en los últimos años de planificación en 805 empleos/año.

### 13.3 FORMACIÓN Y FOMENTO

Paralelamente a las actividades que se desarrollan en la cadena de valor de las energías renovables, hay otro aspecto diferenciado que promueve el desarrollo y la divulgación del conocimiento en el campo de las energías renovables. Éste es de vital importancia ya que aporta valor añadido a los productos y servicios, además de ser el responsable de divulgar en la sociedad el conocimiento del estado del arte de las tecnologías que hacen uso de fuentes renovables.

A continuación se resumen cada una de las actividades que componen la cadena de valor de la formación y fomento de las energías renovables:

#### Investigación+Desarrollo (I+D)

La etapa de I+D, llevada a cabo generalmente por entes públicos de diferente índole (institutos y centros de investigación, universidades, etc.), no tiene por meta aplicar los conocimientos adquiridos de forma inmediata en el sector de bienes y servicios, pero es fundamental en el crecimiento económico y los avances sociales, así como para evitar la degradación del medioambiente.

La I+D también es imprescindible en la maduración de tecnologías emergentes en Canarias, tales como las relativas a las energías geotérmicas y energías oceánicas, además de asegurar la viabilidad y competitividad de las tecnologías más probadas.



## Formación profesional y superior

La formación es un factor clave en el desarrollo del sector, en el que se necesitan profesionales especializados en diversas materias y a todos los niveles. En los próximos años se espera que la oferta formativa se amplíe de forma considerable, tanto en la formación profesional como en la educación superior universitaria. La presencia de universidades y de institutos de investigación, entre muchas otras instituciones de carácter formativo en Canarias, garantiza el desarrollo de la formación profesional, siempre y cuando se cuente con la financiación necesaria.

Actualmente, en Canarias se imparten los siguientes cursos de Formación Profesional relacionados con las energías renovables:

- Técnico Superior en Eficiencia Energética y Energía Solar Térmica.
- Técnico Superior en Energías Renovables.
- Técnico Superior en Gestión del Agua.

A nivel universitario, en la Universidad de La Laguna se imparte el Máster en Energías Renovables y en la de Las Palmas de Gran Canaria el Máster en Eficiencia Energética. También existen grados en los que se imparten asignaturas relacionadas con este sector, como, por ejemplo, “Producción de energía eléctrica mediante energías renovables”, en el grado en ingeniería en organización industrial.



Ilustración 128 Cadena de valor de formación y fomento de las energías renovables (Fuente: IDAE)

Por otra parte, la implementación de tecnologías con baja o nula implantación en Canarias, como son la energía undimotriz y la geotermia somera y de media/alta entalpía, necesita de formación especializada en el sector de la que no se dispone en la actualidad en las islas.

## Fomento y divulgación

Es de vital importancia realizar una transferencia de conocimiento a la sociedad en general de forma adecuada. A pesar del crecimiento de las tecnologías renovables experimentado en los últimos años, gran parte de la ciudadanía desconoce, todavía, sus beneficios, por lo que es importante realizar actuaciones de divulgación cuya finalidad sea poner en valor las ventajas y características que este tipo de tecnologías aporta a la sociedad y al medio ambiente, sobre todo, la fotovoltaica en régimen de autoconsumo eléctrico.

Por otra parte, los profesionales de este campo se mantienen informados de las novedades del sector a través de webs especializadas y también mediante la organización de foros y congresos, donde se puede compartir y aprender de experiencias de éxito llevadas a cabo en otras regiones con características similares a Canarias.

### 13.4 IGUALDAD DE GÉNERO

En esta sección se analiza, desde una perspectiva de género, las brechas que existen en relación a la formación y el conocimiento, el acceso al empleo y a cargos de responsabilidad, y otros aspectos, en el sector energético. Al igual que en el resto de sectores de la economía, en el energético también se debe garantizar la igualdad de oportunidades y derechos entre hombre y mujeres, conforme a los mandatos europeos y al cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible (concretamente el ODS 5).

Para conocer el contexto actual en materia de igualdad de género en el sector energético, se han consultado múltiples fuentes donde se analiza detalladamente este aspecto, tanto en el ámbito regional (instituciones del Gobierno de Canarias), como nacional (IDAE, INE) e internacional (IRENA).

Según se afirma en el PNIEC, el Plan se compromete a la igualdad a través de una perspectiva de género. Según las cifras actualizadas y estimadas por el IRENA, el porcentaje de mujeres sobre el total de empleos en el sector de las renovables es del 32% a nivel internacional y del 26% a nivel nacional. En el sector eólico esta cifra baja hasta el 21% a nivel internacional. En comparación con otros sectores, estas cifras son menores a las correspondientes al conjunto de la economía y similares a las del conjunto de la industria. Es de interés que el porcentaje de mujeres en el sector de las energías fósiles, a nivel internacional, es menor (22%), por lo que la transición energética per se favorece la integración de las mujeres en el sector energético. Cabe destacar que, en general, la participación femenina es mucho menor en los puestos de ciencias, tecnología, ingeniería y matemáticas (STEM) que en los puestos de administración (ilustración 129).

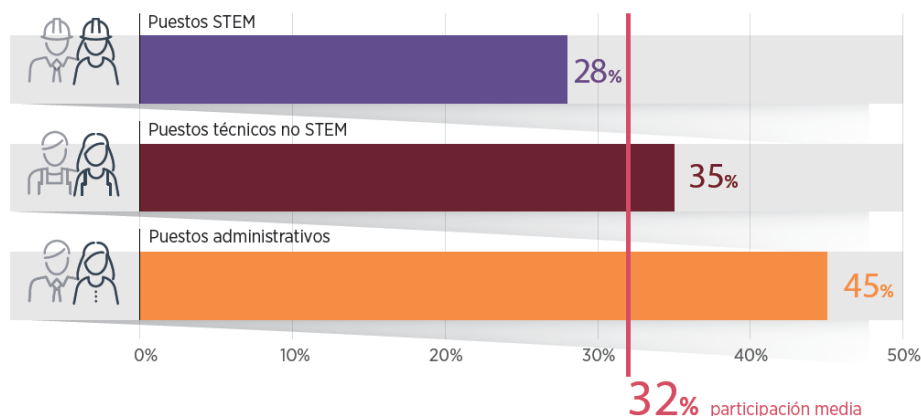


Ilustración 129 Porcentaje de mujeres en puestos de trabajo en el sector de las energías renovables (IRENA; 2019)

En base al hecho de que los sectores de la economía compiten por atraer el talento, que el número de graduados en las ramas técnicas permanece constante en Europa y que la transición energética necesita de más mano de obra, la estrategia del PNIEC estima que **la participación de la mujer en condiciones de igualdad se verá reforzada en el sector de las energías renovables.**

La ilustración 130 muestra el número de ocupados (en miles de personas) en el sector industrial en series trimestrales para el periodo 2008-2021 en Canarias por sexos, extraído del Instituto Nacional de Estadística. Se aprecia que el número de hombres ocupados en el sector cayó de casi 50.000 en 2008 a 30.000 en 2012 y se ha mantenido oscilando en torno a dicho valor hasta finales de 2021, en cuyo último trimestre superó los 40.000 ocupados. Por otro lado, se observa

que el número de mujeres empleadas en el sector ha mostrado mayor estabilidad, oscilando alrededor de las 9.000. Los datos muestran que, en la actualidad, existe una menor diferencia entre ocupados masculinos y femeninos. No obstante, estos datos no permiten una mayor categorización del tipo de trabajo, ya que, tal y como se comentó, la participación femenina en puestos científico-técnicos es mucho menor que en los puestos de administración.

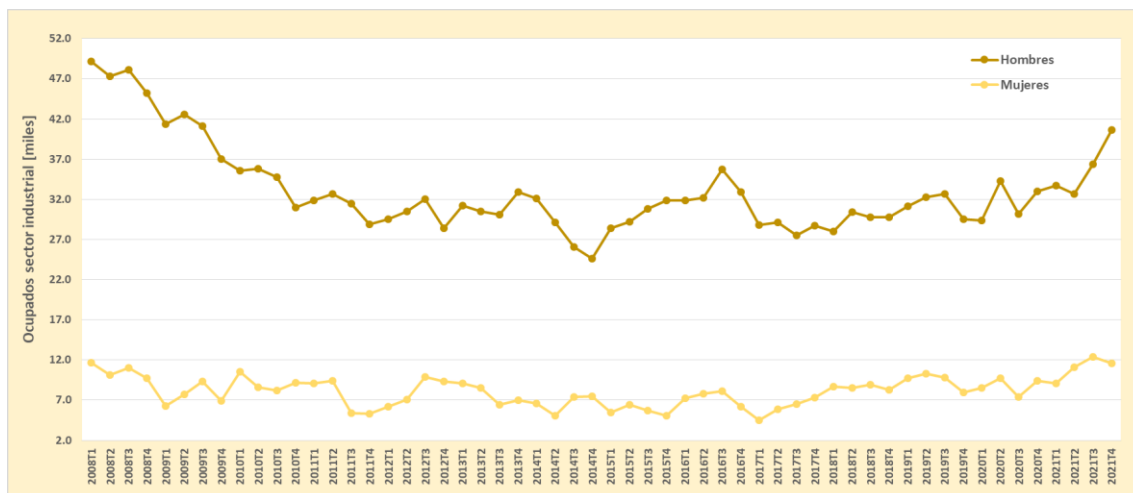


Ilustración 130 Ocupados en el sector industrial en series trimestrales, serie 2008-2021 en Canarias (INE)

En los últimos años, la diferencia de empleados entre sexos ha disminuido ligeramente, si bien sigue siendo un sector ocupado predominantemente por hombres, sobre todo durante los primeros años analizados. En los últimos tres años, la participación de las mujeres no ha bajado del 20%.

En relación con el conjunto de España, la participación del empleo de Canarias en el sector industrial es, en promedio, para el período analizado, del 1,5%, aproximadamente.

En la siguiente ilustración, puede observarse, más claramente, cómo ha ido evolucionando la empleabilidad por sexos en el sector industrial:

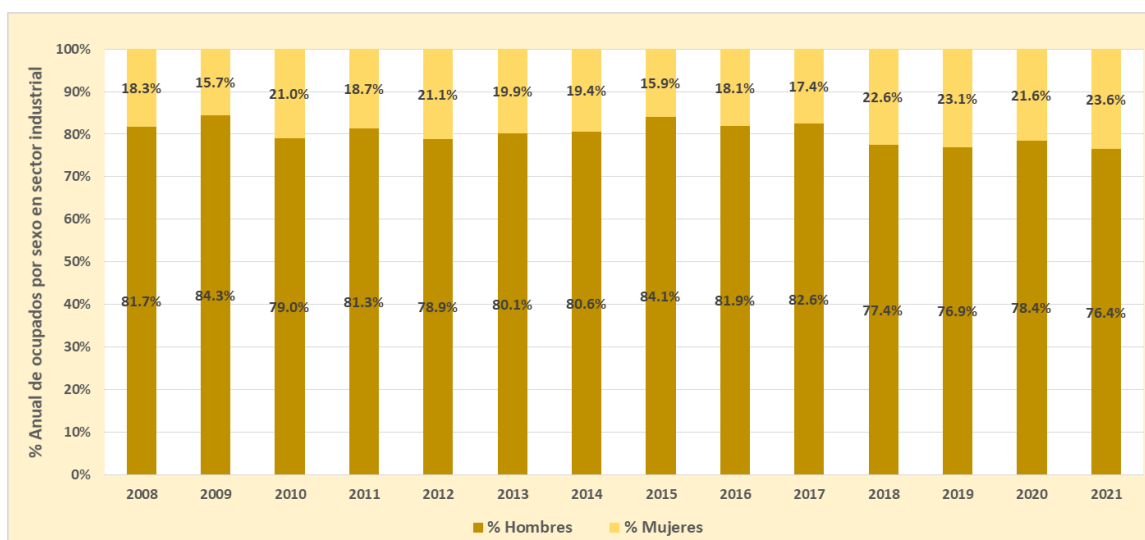
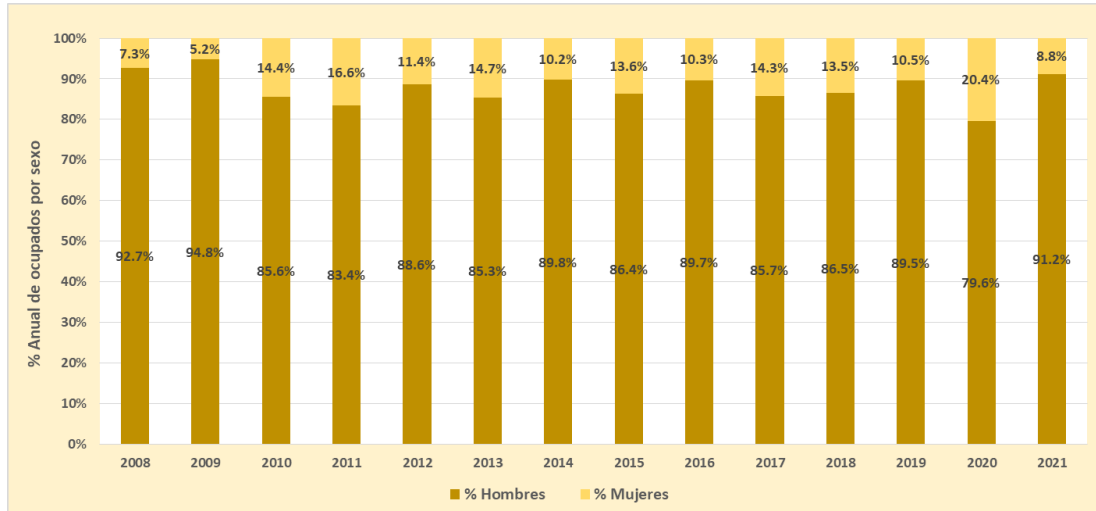


Ilustración 131 Porcentaje de ocupados por sexo en el sector industrial de Canarias en términos anuales (INE)

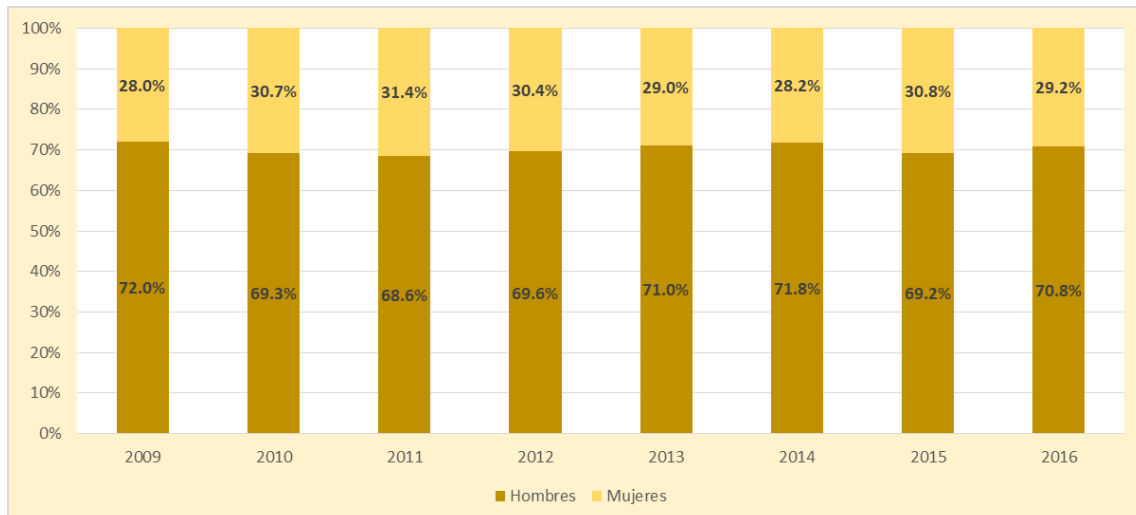
Esta tendencia, en la que el número de empleados hombres es muy superior al de mujeres, se evidencia aún más si se analiza, separadamente del sector industrial, el “sector de la industria extractiva, el suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado, las actividades de saneamiento, la gestión de residuos y descontaminación”, como queda reflejado en la siguiente ilustración:



*Ilustración 132 Porcentaje de ocupados por sexo en la industria extractiva, suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado, actividades de saneamiento, gestión de residuos y descontaminación, de Canarias en términos anuales (INE)*

En esta parte del sector industrial analizado, la participación del empleo canario, sobre el total nacional, es del 3,5%.

En cuanto al personal empleado en I+D+i, tanto en la administración pública como en empresas privadas, el ISTAC ha publicado datos hasta 2016 por sexo, para diferentes sectores. En este caso concreto, sólo se ha tenido en cuenta la I+D+i en las ciencias exactas y naturales, y la ingeniería y la tecnología, obteniendo el siguiente reparto por sexos:



*Ilustración 133. Porcentaje de ocupados en I+D+i (ciencias exactas y naturales, ingeniería y tecnología) en Canarias*

La participación de las mujeres en I+D+i es algo superior que en el sector industrial, aunque sigue siendo minoritario.

La IRENA, a través de su informe “[Energías renovables: Unas perspectiva de género](#)”, publicado en 2019, ofrece una serie de medidas a implementar con el fin de avanzar hacia la igualdad de género en el sector energético:

- **Adaptar la formación y el desarrollo de competencias**, en base a la educación como factor clave en la construcción del género social, moldeando los programas de estudios y reforzando las oportunidades de mentoría para las mujeres.
- **Captar y retener el talento en el sector**, implementando políticas que garanticen la conciliación de la vida laboral y personal y la igualdad de oportunidades de desarrollo profesional.
- **Integrar el género en los marcos del sector energético**, a través de la formulación de políticas, el diseño de programas y ejecución de proyectos, en un enfoque multiescala.
- **Desafiar las normas sociales y culturales**, remarcando el papel de las mujeres en la transición energética como agentes de transformación socioeconómica con influencia sobre las percepciones de los roles de género en cualquier contexto.

### 13.5 COMUNIDADES ENERGÉTICAS Y LA FIGURA DEL PROSUMIDOR

La figura del prosumidor, o prosumer, se hace cada vez más presente en el sector energético, principalmente a través de tres formas: el autoconsumo individual, el uso colectivo de un sistema fotovoltaico y los modelos de electricidad urbana.

El Comité Económico y Social Europeo (CESE) propuso que la Comisión Europea elaborara un marco general para la energía de prosumidores, garantizando que **la reglamentación concreta en este ámbito fuera competencia de cada uno de los Estados miembros**.

La Comisión Europea publicó en 2017 el estudio “[Residential Prosumers in the European Energy Union](#)”, donde se realizó un análisis comparativo del marco regulatorio existente en los países EU28, Noruega e Islandia. En el informe se recomendaron una serie de medidas a implementar en los países de la UE en base a las conclusiones generales del estudio, en referencia al papel del prosumidor residencial:

- Aumentar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos para los prosumidores residenciales.
  - o Garantizar la aplicación de políticas compensatorias para la electricidad exportada a la red, como pueden ser Feed-in Tariffs, Feed-in Premiums, o esquemas de tipo Net metering.
  - o Aplicar subsidios o reducciones del IVA (u otros impuestos) aplicados a las placas solares.
  - o Ofrecer exenciones a los impuestos sobre la electricidad y a los costos de la red para los prosumidores que autoconsumen electricidad y en los casos en que estos costos se inflan artificialmente y no reflejan el uso de la red propia de los prosumidores.
  - o Eliminar las restricciones comerciales y los aranceles de importación de los paneles fotovoltaicos.
- Aumentar la aceptación del consumidor.
  - o Eliminar las barreras no financieras como los procedimientos administrativos restrictivos y la legislación de planificación que limita las inversiones.
  - o Definir políticas de garantía que aumenten la aceptación entre los consumidores con aversión al riesgo.
  - o Apoyar el crecimiento y desarrollo de las tecnologías complementarias, tales como el vehículo eléctrico o tecnologías de almacenamiento energético.

- Aumentar la aceptación de hogares en los que la inversión es más beneficiosa.
  - o Organizar campañas de comunicación de forma que las familias estén más informadas acerca de los beneficios potenciales de las inversiones en fotovoltaica.
  - o Ayudar a acceder a la financiación, por ejemplo, mediante préstamos fáciles de obtener a bajos tipos de interés fijos.
- Aumentar el potencial técnico de la fotovoltaica residencial.
  - o Introducir regulaciones de construcción baja en carbono, de forma que para casas y apartamentos nuevos sea requisito indispensable medidas de eficiencia energética, energía fotovoltaica y/u otras tecnologías de microgeneración renovables.
  - o Permitir a los inquilinos que viven en apartamentos beneficiarse de la autogeneración, estableciendo derechos colectivos de autogeneración y autoconsumo.
- Iniciativas legislativas y de regulación.
  - o Definir de forma común y amplia el concepto de “prosumidores residenciales” podría ser un catalizador para el desarrollo de un marco político y regulatorio claro y fuerte de la UE, que apoye a la autogeneración respetando el principio de subsidiariedad descrito bajo el Artículo 194(2) TFEU y el derecho de los Estados Miembros a determinar su elección de las fuentes energéticas y la estructura general de su mix energético.
  - o Un marco a nivel europeo podría focalizarse en el establecimiento de una cartera de incentivos cuidadosamente diseñados, adaptados a las diferentes situaciones y a las consecuencias de las diferentes medidas aplicadas a las horas extras, como el aumento del costo de energía para los consumidores de energía tradicionales si aumenta el consumo de los prosumidores.
  - o Además de los incentivos financieros, se deben tener en cuenta el ahorro energético y las consideraciones ambientales que están detrás del comportamiento del consumidor en el desarrollo del marco normativo apropiado.
  - o Las medidas diseñadas deben tener como objetivo apoyar al desarrollo de la adopción de nuevas tecnologías, con un objetivo medioambiental pero cuyo desarrollo haya demostrado ser lento debido a la combinación de factores financieros (costes elevados) y opciones de política energética nacional de acuerdo con el Artículo 194 TFEU.

Los prosumidores pueden organizarse en comunidades en las que se intercambie libremente la energía producida según sus necesidades, lo que se conoce como “Comunidad Energética”. En este sentido, el prosumidor puede definirse como el elemento constituyente básico de la comunidad energética.

A nivel europeo existen dos definiciones alternativas de comunidad energética:

- Según la Directiva Europea Renovable (REDII), la comunidad energética es una entidad jurídica que cumple los siguientes requisitos:
  - o Se basa en la participación abierta y voluntaria.
  - o Es autónoma.
  - o Se controla de forma efectiva por los accionistas o miembros localizados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que pertenecen y han sido desarrollados por dicha entidad legal.
  - o Opera en base a las leyes nacionales aplicables.
- Según la Directiva para el mercado interior de la electricidad (IEMD), se define una comunidad ciudadana de energía como una entidad jurídica que cumple los siguientes requisitos:
  - o Se basa en la participación abierta y voluntaria.

- Su control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas.
- Su objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o socios o a la localidad en la que se desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera.
- Participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética o, la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios.

Ambas definiciones se centran en aspectos levemente diferentes de las operaciones de las comunidades energéticas. Mientras que la IEMD define el rol de dichas comunidades en el sistema energético, incluyendo la cooperación con los operadores de la red, y sus posibles actividades a lo largo de la cadena de valor, la REDII focaliza su atención en las energías renovables y en los fundamentos políticos y regulatorios de apoyo, con el fin de eliminar posibles barreras y estimular la explotación del potencial de las comunidades energéticas en los Estados Miembros. La tabla 274 muestra los diferentes roles que toman ambas definiciones a lo largo de la cadena de valor.

Tipos de actividades	REDII	IEMD
Producción de energía		
- Electricidad renovable	✓	✓
- Electricidad no renovable		✓
- Calor renovable	✓	
- Transporte renovable	✓	
Reparto energético	✓	✓
Distribución		✓
Suministro		✓
Equilibrio de responsabilidad	✓	✓
Consumo de energía	✓	✓
Agregación		✓
Almacenamiento energético	✓	✓
Servicios de eficiencia		✓
Carga de VE		✓
Servicios energéticos		✓
Venta de energía	✓	
Acceso al mercado (directo y vía agregación)	✓	✓
Posibilidad de participación transfronteriza	✓	✓

Tabla 274 Comparación de actividades definidas para las comunidades energéticas según la REDII y la IEMD

Más allá de las posibles definiciones existentes a nivel internacional, en la legislación española este concepto, aunque está definido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, todavía no está regulado. Por su parte, el IDAE a través de la “Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales” muestra el proceso de desarrollo de una comunidad energética local, en el que se detallan para cada fase las necesidades susceptibles de recibir apoyo mediante instrumentos financieros o instrumentos de comunicación, y que podrían potenciarse a nivel autonómico:

**a. Constitución o adecuación legal**

- Kit informativo, cuyo contenido puede seguir la siguiente propuesta:
  - Objetivos de comunidades energéticas.

- Tipologías de comunidades.
- Marco legal correspondiente.
- Partes interesadas o quien es quien en tu entorno.
- Desarrollo paso a paso.
- Visiona tu comunidad.
- Material estandarizable.
- Contacto con tutores, facilitando un tutor de una comunidad existente con cierta madurez para aconsejar a la comunidad en fase de desarrollo.
- Soporte legal y administrativo. En la fase inicial es importante contar con este tipo de soporte ya que la comunidad necesita formalizar su estatus legal.
- b. Definición de objetivos y alcances**
- Compilación de casos de éxito: presentación de aspectos claves para el éxito de casos reales, concretando en las características propias de Canarias.
- Catálogo de soluciones tecnológicas tipo: orientar hacia los objetivos y ayudar en las decisiones iniciales respecto a las tipologías de tecnologías que pueden ser de interés para el cumplimiento de los objetivos establecidos.
- Herramientas de análisis de soluciones tecnológicas ajustadas al caso concreto – se trata de herramientas simplificadas, programadas en base a baterías de resultados parametrizados, posiblemente con una interface visual en entorno web.
- Soporte técnico en la redacción del proyecto: la redacción del proyecto requiere implicación de un profesional o una empresa cualificada para estas tareas.
- Plan de financiación: a partir del proyecto técnico que determina la inversión, se realiza el plan de financiación. Se evalúa que parte de la inversión se puede realizar con los fondos propios, se identifican otras fuentes de financiación y se decide cual es la vía deseable y cuáles son las alternativas posibles.
- Evaluación de riesgos del proyecto: para poder buscar financiación, independientemente de su origen, se necesita realizar un análisis de riesgos, socializarlo entre los miembros de la comunidad y poder presentarlo a los posibles inversores o financiadores.
- c. Instalación e integración**
- Aspectos de financiación: aquí se puede dar un abanico de opciones desde la participación de la administración pública (central o local) en la inversión, subvención para cubrir una parte de la inversión, crédito blando mediante una línea específica a medida de comunidades energéticas locales, reducción de tasas y/o impuestos como pueden ser el IRPF de los ciudadanos participantes, reducción IVA aplicable al material y/o servicios.
- Selección de proveedores: asesoramiento en evaluación de ofertas o facilitar los criterios de evaluación.
- Plataforma de gestión: según el perfil de la comunidad y las tecnologías que se utilizan, pueden haber diferentes necesidades de herramientas de gestión. Sería de utilidad ofrecer una solución estándar y gratuita para el uso de las comunidades.
- Control de riesgos: es recomendable hacer un seguimiento continuo de eventuales desviaciones presupuestarias en esta fase.
- d. Gestión de la comunidad**
- Gobernanza comunitaria y gestión de la operación: gestión societaria, económica, tareas de mantenimiento, entre otras. El posible apoyo desde la Administración sería el de compensar el peaje de uso de red de distribución.
- Control y monitorización: vigilancia de los resultados, verificación del cumplimiento de objetivos, comunicación con los miembros para socializar los resultados e influir en el cambio de patrones de comportamiento.



- Evaluación y mejora continua: se recomendable hacer un seguimiento continuo de las oportunidades y los riesgos ya que se actúa en un entorno cambiante.
- Desarrollo nuevas iniciativas: a partir de las oportunidades identificadas, o a partir de nuevos objetivos o necesidades, se pueden desarrollar nuevas iniciativas.

**e. Comunicación**

- Actividades de difusión de resultados, con el fin de compartir las experiencias y fomentar la creación de nuevas comunidades.
- Tutelaje de nuevas comunidades.

Asimismo, la [“Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales”](#), publicada en marzo de 2019, propuso una serie de recomendaciones a implementar cuanto antes:

- Elaborar una definición de las comunidades energéticas, a nivel legal, alineada con la del texto público acordado entre Consejo y Parlamento para la propuesta Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Definir cuanto antes los siguientes aspectos:
  - o El alcance o los límites de la red interior de los consumidores asociados.
  - o Requerimientos de su interconexión con la red en baja tensión de la compañía distribuidora.
  - o Quién puede ser el propietario de la red interior de los consumidores asociados.
  - o Quién puede ser el gestor de la red interior de los consumidores asociados.
  - o Cuáles son los derechos y obligaciones des gestor de la red interior de los consumidores asociados.
- Legislar la figura del “agregador” considerando su capacidad de convertirse en un vehículo de constitución de comunidades energéticas virtuales o de ente integrador de varias agrupaciones de autoconsumo compartido de las que cada una está conectada a una red diferente de baja tensión.
- Definir legalmente la potencia y / o energía mínima agregada a exigir en un nivel adecuado para que una comunidad energética local, por si solo o en agrupación con otras, pueda alcanzar el estatus de agregador (la tendencia en países europeos apuntan a una potencia mínima de 1 MW).
- Garantizar por la vía normativa el acceso a la información de contadores inteligentes en tiempo real o casi real.
- Desarrollar un marco regulatorio referente al uso de energías renovables y residuales en redes de calor y frío urbanas.
- Eliminar, para las comunidades energéticas locales, los costes aplicables en concepto de utilización de la red de baja tensión, y buscar mecanismos para compensar a las empresas distribuidoras por el uso de su infraestructura.
- Crear el instrumento de ventanilla única, donde las partes interesadas puedan recibir la información básica, asesoramiento jurídico-administrativo y realizar todos los trámites necesarios y oportunos. La ventanilla única debería instaurarse en todas las grandes ciudades de España y en las capitales de autonomías.
- Crear un “Defensor del pueblo” en materia energética con capacidad ejecutiva.

### 13.6 RECUPERACIÓN POST-COVID-19

La crisis sanitaria originada por la COVID-19, supuso la interrupción de toda una serie de actividades de la cadena de suministros, también del sector renovable, lo que ha producido una serie de impactos en diferentes empleos, tal y como muestra la tabla 275.

Segmento de la cadena de valor	Magnitud de impacto de la COVID-19	Comentarios
Planificación del proyecto	Bajo	Los trabajos de consultoría, administración e investigación se han adaptado al trabajo remoto. Sin embargo, se han retrasado actividades que requieren la presencia física de expertos.
Fabricación y aprovisionamiento	Alto a corto plazo	Trabajadores, técnicos e ingenieros de fábricas han sido gravemente afectados.
Transporte y logística	Alto a medio plazo	Los agentes responsables del transporte se han visto afectados debido a la escasez de componentes, medidas de distancia social y controles en fronteras.
Construcción e instalación	Alto	Ingenieros, técnicos y trabajadores se han visto afectados por cierres y retrasos en muchas localizaciones, lo que ha resultado en despidos y jornadas partidas. Existen limitaciones en el número de trabajadores presentes en instalaciones y rigurosos protocolos de higiene.
Operación y mantenimiento	Bajo	Los trabajos de operación y mantenimiento han sido afectados levemente, debido a que la generación de energía es un servicio esencial.
Renovables distribuidas	Muy alto	La caída de la demanda ha causado pérdidas de trabajo entre los instaladores de placas y otros técnicos.
Biodiésel	Alto	La saturación de demanda amenaza los trabajos a lo largo de toda la cadena de valor de los biocombustibles. En varios países las plantas de etanol se enfrentan al cierre.

Tabla 275 Impacto de la crisis COVID-19 en el empleo relacionado con las energías renovables (IRENA 2020)

El ritmo de instalación de nuevos proyectos se ha visto ralentizado en comparación con años anteriores. Cada país se ha visto afectado en mayor o menor manera, pero gracias a las medidas de distanciamiento social y la vacunación masiva se está recuperando la estabilidad socioeconómica. Sin embargo, hay prácticas que llegan para quedarse, como el teletrabajo, que permitirá el desarrollo de nuevos modelos de negocio novedosos, y con escasa implantación en Canarias hasta el momento.

A pesar de todo ello, el sector de las energías renovables se ha visto menos afectado que el de las fósiles. El desplome del consumo del petróleo, que en abril de 2020 situó el precio del Brent en mínimos de 21 años (15,99 dólares), y el crecimiento de empresas en el sector renovable como Siemens Gamesa, Acciona o Iberdrola, ha demostrado que este sector posee una gran resiliencia y capacidad de crecimiento, esperando que las inversiones en el sector se incrementen en los próximos años.

La crisis causada por la pandemia ha transformado el nicho de mercado de Canarias, cuya economía se fundamenta, principalmente, en el sector servicios que se ha visto gravemente afectado. Es posible aprovechar esta crisis como una oportunidad para impulsar y fomentar el desarrollo de otros sectores en las islas, como es el de las energías renovables, un sector de mayor estabilidad y menor dependencia con el exterior.

Cabe destacar que la Unión Europea estableció un mecanismo conocido como el Plan de Recuperación para Europa que tiene como fin último ayudar a las economías nacionales de la Unión a reponerse de los efectos provocados por la pandemia, estableciéndose un marco financiero plurianual para el periodo comprendido entre 2021 y 2027. **El acuerdo del Consejo Europeo prevé una financiación de hasta 140.000 millones de euros en transferencias y**

**créditos para España en los próximos seis años**, mediante el nuevo Fondo de Recuperación *Next Generation EU*. Esto permitirá a España movilizar un volumen de inversión sin precedentes.

A nivel nacional, el Gobierno de España ha elaborado su propio Plan de recuperación, transformación y resiliencia. Este plan traza la hoja de ruta para la modernización de la economía española, la recuperación del crecimiento económico y la creación de empleo, para una reconstrucción económica sólida, inclusiva y resiliente tras la crisis del COVID-19 y, así, poder responder a los retos de la próxima década. La canalización de los fondos destinados a España se realizará a través de dos de los instrumentos principales de los que consta el Fondo de Recuperación Europeo: el Mecanismo para la Recuperación y la Resiliencia, y REACT-EU.

En este contexto, cabe destacar la partida de 467,67 millones de euros procedentes de estos fondos de recuperación destinados específicamente a Canarias, que serán canalizados a través de la “[Estrategia de energía sostenible de las Islas Canarias](#)”. Esta estrategia cuenta con siete programas de inversión que supondrán un importante impulso a la transición energética de las islas, permitiendo, así, avanzar en la descarbonización prevista para el año 2040, de acuerdo con lo establecido en la Declaración de Emergencia Climática de Canarias aprobada por Acuerdo de Gobierno en agosto de 2019 y ratificada por el Parlamento de Canarias en enero de 2020.

El volumen de inversión total contemplado en la estrategia de energía sostenible, asciende a casi 820 millones de euros con el siguiente reparto por programas:

Programa	Contribución	Dotación [M€]	Inversión movilizada [M€]
P1: Programa para el fomento de la autosuficiencia de las Administraciones Públicas e impulso al autoconsumo social.	25,0%	116,67	166,67
P2: Programa para el fomento del autoconsumo compartido y el desarrollo de Comunidades Energéticas	20,0%	93,33	186,66
P3: Programa para el desarrollo de comunidades energéticas industriales, comunidades de renovables, agregadores de demanda, sistemas de ajustes y mercado de capacidad.	20,0%	93,33	131,82
P4: Programa para el fomento de la repotenciación de instalaciones existentes y nuevas instalaciones renovables, dotada con naturalización del entorno.	15,0%	70,00	150,00
P5: Programa para el fomento de la movilidad integral sostenible.	7,5%	35,00	66,00
P6: Programa para el fomento de proyectos verdes singulares.	10,0%	46,67	118,00
P7: Programa para la dinamización de la transición energética	2,5%	11,67	
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>466,67</b>	<b>819,15</b>

Tabla 276. Distribución de los fondos de recuperación por programas de inversión en Canarias. Fuente: [Estrategia de energía sostenible de las Islas Canarias](#)