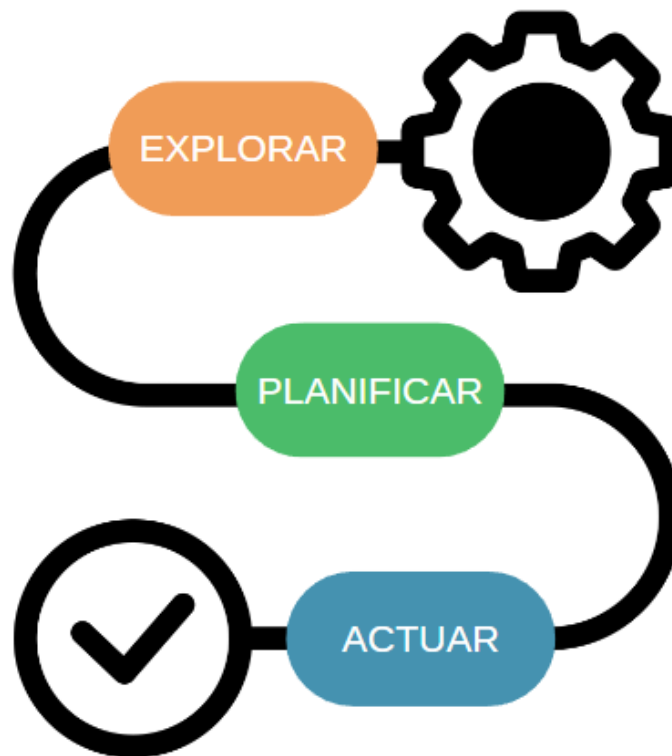


AGENDA TRANSICIÓN ENERGÉTICA 2040 ATE-GC



CONSEJO INSULAR
DE LA ENERGÍA DE
GRAN CANARIA



Prólogo

Amigas y amigos:

Desde que alcancé la presidencia del Cabildo Insular de Gran Canaria, la acción climática ha sido para mí una prioridad y me comprometí a que Gran Canaria lideraría la reducción de gases de efecto invernadero con el fin de lograr cero emisiones netas en 2040. Es imposible concebir nuestra “ecoísla” sin partir de esos fundamentos. Todo ello se ha ido plasmando en documentos de planificación como la “Estrategia Insular de Adaptación al Cambio Climático e Impulso a la Economía baja en Carbono” o la estrategia “Gran Canaria Circular 2030”.

Desde entonces, las naciones del mundo se han unido para acordar un innovador Acuerdo de París, que ha generado cambios importantes en las políticas europeas, estatales y autonómicas. Me gustaría dejar en claro cuánto se ha avanzado para lograr que una gran isla como la nuestra, con una población cercana al millón de habitantes y 4 millones de turistas al año, sea más sostenible. Nuestra energía es cada vez más verde, nuestro aire es más limpio, nuestro territorio es más verde y enviamos menos residuos a los vertederos.

Ahora bien, alcanzar la neutralidad climática va a requerir sin duda de acciones más drásticas en el almacenamiento de la energía, la eficiencia de nuestros edificios, las infraestructuras energéticas, la movilidad sostenible, la gestión eficiente del agua, entre otras medidas necesarias.

Es por eso que hemos comprometido millones de euros para medidas de eficiencia energética, para extender la energía solar de autoconsumo a lo largo de toda la isla, o para intensificar la compra de vehículos eléctricos para nuestra flota y dar soporte a los usuarios con una red de recarga reconocida fuera y dentro de Canarias.

Hoy estamos dando los siguientes pasos en este camino para lograr la neutralidad climática. Esta Agenda de Transición Energética incluye un análisis de nuestra generación energética, de las emisiones de nuestra isla, un análisis de escenarios y decisiones que tenemos que tomar para reducir nuestras emisiones y los tipos de acciones que llevaremos a cabo para transformar la forma en que utilizamos la energía en cada aspecto de nuestras vidas. Este informe establece una plataforma que pueda guiar nuestras políticas energéticas ahora y en el futuro.

Durante los próximos años, haremos más para transitar hacia una isla más verde, incluyendo iniciativas que proporcionen resultados ambientales más justos para todos los grancanarios y grancanarias. Nadie debe quedar atrás a la hora de alcanzar nuestros objetivos de una isla más verde y sostenible. Cualquier otra cosa sería inaceptable.

Para seguir cumpliendo estos compromisos será necesario guiarnos con audacia, desarrollando soluciones innovadoras y asociaciones público-privadas sólidas. Nuestra visión de Gran Canaria es convertirla en un modelo para inspirar a otros territorios alrededor del mundo a hacer lo mismo.

Cada día, nuestro trabajo para lograr una “ecoísla” no hace más que crecer para construir un futuro para nuestra isla más fuerte, más sostenible, más resiliente y justo. Estoy absolutamente seguro de que esta agenda será una herramienta indispensable para lograrlo. Cordialmente,

Exmo. Sr. D. Antonio Morales Méndez

Prefacio

Para limitar los efectos del cambio climático, es necesaria la transición a actividades energéticas limpias y con bajas emisiones de carbono, objetivo fundamental expresado en numerosos acuerdos internacionales sobre el clima. La transición energética puede dar lugar a comunidades más prósperas y empoderadas cuando se aplican estrategias de transición favorables. Por esta razón se ha elaborado esta Agenda de Transición Energética para Gran Canaria.

Esta Agenda de Transición Energética de Gran Canaria es un resumen de un extenso estudio de análisis y creación de escenarios energéticos. La agenda integra las realidades socioeconómicas, medioambientales y normativas energéticas de la isla. Basándose en lo anterior, se definieron diferentes escenarios que indican el posible grado de penetración de los sistemas de energías renovables y sus repercusiones en el futuro.

La Agenda de Transición Energética de Gran Canaria tiene como objetivo último situar a Gran Canaria a la vanguardia en el uso de energías limpias y servir como referente para otros territorios de la Unión Europea. Define que la transición energética de la isla de Gran Canaria tiene los siguientes objetivos:

1. Establecer las prioridades de la política energética insular.
2. Determinar las acciones a llevar a cabo.
3. Establecer vías de colaboración para alcanzar los objetivos.
4. constituir una guía para la toma de decisiones en los sectores público y privado.

El desarrollo de la Agenda fue coordinado por el Grupo para la Investigación de Sistemas de Energías Renovables (GREES) de la Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria y cofinanciada por fondos FEDER, INTERREG MAC programa 2014-2020, proyecto MAC CLIMA (MAC2/3.5b/254).

La primera parte consistió en un Diagnóstico Energético de la isla <https://www.energiagrancanaria.com/descargas/diagnostico-energetico-de-gran-canaria-rev2.pdf> , que ha sido la base sobre la que construir esta Agenda. Además de los investigadores del GREES de la ULPGC, el equipo de transición ha contado con la participación de la Consejería de Medio Ambiente, Clima y Conocimiento del Cabildo de Gran Canaria y del Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria.

La elaboración de la hoja de ruta para descarbonizar el sistema energético de Gran Canaria se ha basado en una visión integral de las diferentes fuentes, infraestructuras y usos de la energía, con el objetivo de reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La propuesta describe el camino para reconducir el sistema energético desde la configuración actual hacia un modelo basado en renovables, plenamente compatible con los compromisos asumidos por los países de la UE para 2030 y 2050.

Durante el desarrollo de esta estrategia, el equipo contactó a alrededor de 30 actores interesados, en su mayoría locales, de los sectores público, empresarial, civil y académico con el fin de obtener datos sobre el consumo de energía, medidas de eficiencia energética, inversiones planificadas del sector energético y recopilar opiniones y sugerencias sobre las

direcciones y objetivos de las transiciones del sector energético. Dicho proceso de participación se incluye en un anexo a esta Estrategia.

A partir de la investigación de la dinámica insular actual, el Agenda de Transición Energética de Gran Canaria representa una visión común de los miembros de la comunidad insular. Las perspectivas de las diferentes partes interesadas de la isla están alineadas hacia esta visión común mediante la identificación de posibles caminos, incluidos objetivos comunes y estrategias efectivas.

Este documento es la primera versión de la Agenda de Transición Energética de Gran Canaria y representa el contexto insular actual. Ilustra las estrategias desarrolladas por el equipo de la Universidad y el Cabildo para acelerar la transición energética. Esta estrategia incluye las aportaciones las partes interesadas durante el proceso de participación.

Elaboración técnica.

Consejo Insular de la energía de Gran Canaria:

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (Group for the Research on Renewable Energy Systems)

- Coordinación: Dra. Beatriz Del Río Gamero.
- Equipo Técnico: Pablo Yáñez Rosales, Dra. María José Pérez Molina; Priscila Velázquez Ortuño.

ÍNDICE

Prólogo	1
Prefacio	2
LISTADO DE FIGURAS	5
LISTADO DE GRÁFICOS	9
LISTADO DE TABLAS	17
PARTE I – EXPLORAR	22
1. PARTE I – EXPLORAR	1
1.1. Conceptos y definiciones claves	1
1.2. El contexto de la Agenda de Transición Energética de Gran Canaria	5
1.2.1. Una isla con un alto nivel de protección	5
1.2.2. Compromiso social y político	5
1.2.3. Soberanía Energética	6
1.2.4. Una isla saludable	6
1.2.5. Laboratorio vivo innovador	6
1.2.6. Resiliencia climática	6
1.2.7. Diagnóstico Energético	7
1.3. Valores sobre los que se sustenta la Agenda de Transición Energética de Gran Canaria	7
1.3.2. Seguridad en el suministro	7
1.3.3. Viabilidad económica	7
1.3.4. Integración paisajística	8
1.3.5. Sostenibilidad ambiental	8
1.3.6. Participación ciudadana	8
1.4. Comprometerse con la descarbonización: el compromiso de energía limpia en la isla de Gran Canaria	9
2. ATE-GC PARTE I.I. COMPRESIÓN DE LA DINÁMICA INSULAR	16
2.1. Geografía, población y economía	16

2.1.1.	Situación geográfica	16
2.1.2.	Situación demográfica	18
2.1.3.	Situación económica	20
2.2.	Descripción del sistema energético	31
2.2.1.	Sector eléctrico	33
2.2.2.	Sector transporte	40
2.2.2.1.	Sector transporte terrestre	43
2.2.2.2.	Sector transporte marítimo	59
2.2.2.3.	Sector del transporte aéreo	63
2.2.2.4.	Emisiones del sector del transporte	68
2.2.3.	Sector calor (combustibles para calderas y cocinas)	71
2.2.3.1.	Demanda de calor suministrada con propano y butano	75
2.2.3.2.	Demanda de calor suministrada con Energía Solar Térmica	76
2.2.3.3.	Demanda de calor suministrada por energía eléctrica	77
2.3.	Mapa de los actores principales	79
2.3.1.	Organizaciones de la sociedad civil	79
	Blog dedicado a Canarias:	84
2.3.2.	Empresas	86
2.3.3.	Sector público	96
2.3.4.	Sector educativo y mundo académico	104
2.4.	Política y regulación	105
2.4.1.	Políticas y normativa a nivel local	105
2.4.2.	Políticas y normativa a nivel nacional	106
2.4.3.	Políticas y normativa a nivel europeo	108
	https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937	108
3.	ATE-GC PARTE I.II: HACIA LA TRANSICIÓN EN LA ISLA DE GRAN CANARIA	110
3.1.	Visión	110
3.2.	Gobernanza de la transición	112
3.3.	Caminos hacia la transición	115
3.3.1.	Previsión de la demanda eléctrica en los horizontes 2030 y 2040	116
3.3.1.1.	Tendencial de demanda eléctrica	116
3.3.1.2.	Electrificación del transporte terrestre	117
3.3.1.3.	Electrificación del transporte marítimo	117

3.3.1.4.	Electrificación del transporte aéreo	118
3.3.1.5.	Eficiencia energética	118
3.3.1.6.	Electrificación del calor y otros procesos industriales	119
3.3.1.7.	Resultados	120
3.3.2.	La movilidad en Gran Canaria.....	122
3.3.2.1.	El transporte marítimo	122
3.3.2.2.	El transporte aéreo: La aviación comercial regional con origen/destino en Gran Canaria	147
3.3.2.3.	El transporte terrestre	176
3.3.3.	El Potencial renovable.....	233
3.3.3.1	Potencial eólico en tierra.....	233
3.3.3.2	Potencial eólico marino	254
3.3.3.3	Potencial fotovoltaico.....	279
3.3.4.	Escenarios para la cobertura de demanda energética	292
3.3.4.1.	Horizonte temporal 2030	292
3.3.4.2.	Horizonte temporal 2040	309
3.3.4.3.	Conclusiones de los escenarios.....	316
PARTE II – PLANIFICAR		317
4.	PLANIFICACIÓN TERRITORIAL	318
4.1.	Plan Insular de Ordenación del Cabildo de Gran Canaria (PIOGC)	318
4.2.	Comparativa de los resultados obtenidos con el PIOGC	320
4.2.1.	Área de la vertiente oeste de Gran Canaria.....	320
4.2.2.	Área de la vertiente noroeste de Gran Canaria	322
4.2.3.	Área de la vertiente sureste de Gran Canaria.....	323
4.3.	Capacidad eólica instalable cercanas a la red de transporte existente	325
4.3.1.	Dentro de las zonas de producción energética.....	325
4.3.2.	Fuera de las zonas de producción energética	327
4.4.	Propuestas de posibles sistemas de almacenamiento	328
4.5.	Análisis de la red de transporte y propuestas de mejora	330
4.5.1.	Zona noroeste	330
4.5.2.	Zona noreste	331
4.5.3.	Zona este.....	331
4.5.4.	Zona sureste.....	331

4.5.5.	Zona sur	332
4.6.	Conclusiones	332
4.6.1.	Zona oeste.....	332
4.6.2.	Zona noroeste	333
4.6.3.	Zona sureste.....	333
4.6.4.	Zona sur	334
5.	BIBLIOGRAFÍA	335

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Situación y composición de las islas Canarias. Fuente: Visor Grafcan	16
Figura 2. Índices de cifra de negocios 2023. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	25
Figura 3. Claves del sector turístico, acumulado en el año 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC) y Frontur-Canaria	27
Figura 4. Localización de los puntos de recarga por tipo de conector en la isla de Gran Canaria. Fuente: Anuario energético de Canarias, 2021	51
Figura 5. Escenarios planteados como diferentes caminos para alcanzar la transición energética.....	115
Figura 6. Principales rutas interinsulares de las Islas Canarias. Fuente: elaboración propia a partir de [34], [35].	131
Figura 7. Localización de los aeropuertos gestionados por AENA en las Islas Canarias. ...	147
Figura 8. Diferentes prototipos de aeronaves propulsados por hidrógeno. Arriba izquierda: modelo HY4; arriba derecha: modelo Dornier 228; abajo: uno de los tres prototipos presentados por Airbus Zeroe.....	152
Figura 9. Prototipos de aeronaves con propulsión eléctrica (baterías). Arriba: prototipo de Lilium [66]; abajo: prototipo Viceroy [65]	155
Figura 10 Hipótesis de partida y escenarios planteados para la electrificación de la aviación.	162
Figura 11. Esquema de eficiencias de los principales sistemas de propulsión de una aeronave turbohélice. Fuente: elaboración propia a partir de [64].....	163
Figura 12. Esquema de eficiencias de los principales sistemas de propulsión eléctrico de una aeronave turbohélice. Fuente: elaboración propia a partir de [64].	165
Figura 13. Esquema de eficiencias de los principales sistemas de propulsión por hidrógeno y pila de combustible de una aeronave turbohélice. Fuente: elaboración propia a partir de [64].	172
Figura 14. Movilidad de Gran Canaria un día laborable de 2022.....	182
Figura 15. Zonas con protección medioambiental de Gran Canaria consideradas.	236
Figura 16. Servidumbres de aeródromo y radioeléctricas en Gran Canaria. En azul se muestran las zonas excluyentes para la eólica por tener una altura inferior a los 100 m. ...	238
Figura 17. Zonas con espacio aéreo restringido en Gran Canaria	239

Figura 18. Viales y carreteras asfaltadas o con cemento de Gran Canaria	240
Figura 19. Buffer de 400 m a los núcleos poblacionales de Gran Canaria	241
Figura 20. Mapa de pendientes de Gran Canaria	242
Figura 21. Atlas eólico de Gran Canaria a 80 metros de altura. Adaptado de [113].	243
Figura 22. Ubicación de los parques eólicos que requerirán de repotenciación hasta 2040.	247
Figura 23. Potencial eólico onshore de Gran Canaria, diferenciado por velocidad media anual.	248
Figura 24. Ubicación del potencial eólico bajo SSAA de Gran Canaria.	251
Figura 25. Parques eólicos existentes que podrían ser repotenciados y potencial con mayor recurso eólico de Gran Canaria.	253
Figura 26. Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina, según el POEM para la demarcación canaria.	255
Figura 27. Nueva potencia eólica onshore y offshore instalada cada año en Europa. Fuente: [117]	258
Figura 28. Zonas protegidas de Gran Canaria	263
Figura 29. Servidumbres aeronáuticas de aeródromo e instalaciones radioeléctricas del aeropuerto.	264
Figura 30. Áreas restringidas y subestaciones de la red de transporte eléctrico	265
Figura 31. Infraestructuras, rutas y entidades marítimas	267
Figura 32. Mapa batimétrico de las aguas de Gran Canaria (hasta 1500 metros de profundidad). Nota: La línea roja delimita los 1000 metros de batimetría.	268
Figura 33. Atlas eólico de Gran Canaria. Fuente: [113]	269
Figura 34. Superficie disponible para el desarrollo de la eólica marina en Gran Canaria (sin considerar velocidad mínima de viento).	271
Figura 35. Potencial eólico marino de Gran Canaria a diferentes distancias de la costa. (Velocidad mínima de viento de 8 m/s a 100 m de altura).	273
Figura 36. Potencial eólico marino de Gran Canaria a diferentes distancias de la costa. (Velocidad mínima de viento de 9 m/s a 100 m de altura).	275
Figura 37. Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina y zonas de restricción y prohibición para tal uso de Gran Canaria.	276
Figura 38. Propuesta de modificación de la zona de alto potencial para la energía eólica marina de Gran Canaria.	277

Figura 39. Potencial fotovoltaico sobre parkings de Gran Canaria, por municipios.	285
Figura 40. Potencial fotovoltaico sobre depósitos de Gran Canaria, por municipios.	286
Figura 41. Potencial fotovoltaico sobre invernaderos de Gran Canaria, por municipios.....	286
Figura 42. Potencial fotovoltaico en Suelo Rústico de Protección de Infraestructuras (SRPI) de Gran Canaria, por municipios.....	288
Figura 43. Potencial fotovoltaico flotante en embalses y presas de Gran Canaria, por municipios.	290
Figura 44. Zonas eólicas seleccionadas para la distribución de la potencia eólica proyectada en los escenarios.	294
Figura 45. Zonas climáticas de energía solar seleccionadas para la distribución de la potencia eólica proyectada en los escenarios.	295
Figura 46. Demanda vs Generación renovable en 2040 (escenario 1).....	311
Figura 47. Demanda no cubierta antes y después de la operación de la central hidroeléctrica en el escenario 1 (10 GWh).	311
Figura 48. Demanda vs Generación renovable en 2040 (escenario 2).....	313
Figura 49. Demanda no cubierta antes y después de la operación de la central hidroeléctrica (10 GWh).....	313
Figura 50. Comparación de potencia renovable instalada entre escenarios del horizonte 2040.	314
Figura 51. Comparación de generación renovable entre escenarios.....	315
Figura 52. Resumen gráfico de los escenarios simulados en el horizonte 2040.	316
Figura 53. Potencial renovable de Gran Canaria. Imagen izquierda: potencial eólico. Imagen derecha: potencial fotovoltaico. Fuente: adaptado de [151].....	318
Figura 54. Zonas de producción energética establecidas en la Estrategia Insular de Ordenación Energética del PIOGC. Fuente: adaptado de [151].	319
Figura 55. Corredores energéticos y subestaciones de Gran Canaria. Fuente: adaptado y actualizado a partir de [151].	320
Figura 56. Área de producción energética en el oeste de Gran Canaria	321
Figura 57. Área de producción energética en el noroeste de Gran Canaria	322
Figura 58. Mapa de cultivos en el área de producción energética en el noroeste de Gran Canaria. Fuente: adaptado de [154].....	323
Figura 59. Área de producción energética en el sureste de Gran Canaria.	323

Figura 60. Características de la zona de producción energética del sureste de Gran Canaria.
.....324

Figura 61. Cercanía de la zona de producción energética del noroeste con la red de transporte
.....326

Figura 62. Cercanía de la zona de producción energética del sureste con la red de transporte.
.....326

Figura 63. Capacidad eólica cercana a la red de transporte en el noroeste de Gran Canaria
.....327

Figura 64. Capacidad eólica cercana a la red de transporte en el sureste de Gran Canaria
.....328

Figura 65. Localización de los embalses destinados a sistemas de almacenamiento mediante hidrobombes.....329

Figura 66. Mapa de subestaciones de la red de transporte existentes, planificadas y propuestas.....330

LISTADO DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución demográfica Gran Canaria entre 2000 y 2022. Fuente: ISTAC	19
Gráfico 2. Demografía por municipio de Gran Canaria, en 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	19
Gráfico 3. Tasa anual del IPC. Índice general y subyacente. Fuente: ISTAC.....	20
Gráfico 4. Variaciones interanuales por trimestres del PIB. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	21
Gráfico 5. Tasa de variación interanual del índice de volumen del PIB ajustado de estacionalidad y de calendario. Canarias y España 2015 -2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	22
Gráfico 6. Sector con mayor número de empresas inscritas en porcentaje. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC).....	24
Gráfico 7. Índices generales cifra de negocios: nacional y por comunidades autónomas. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC).....	26
Gráfico 8. Índices generales de ocupación: nacional y por comunidades autónomas. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	26
Gráfico 9. Tráfico de pasajeros registrados en el aeropuerto de Gran Canaria en el año 2022 según movimientos (llegadas y salidas). Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC) ..	30
Gráfico 10. Distribución de la energía por sectores (energía primaria a la izquierda y energía final a la derecha) en 2019 en Gran Canaria (incluyendo transporte nacional y aviación internacional). Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria, Cabildo de Gran Canaria y Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.	31
Gráfico 11. Distribución de la energía por sectores (energía primaria a la izquierda y energía final a la derecha) en 2019 en Gran Canaria (incluyendo únicamente transporte nacional). Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria.....	32
Gráfico 12. Distribución porcentual de la demanda de energía final en Canarias, por sectores, año 2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021	34
Gráfico 13. Evolución de la potencia instalada en Gran Canaria hasta 2021. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria a partir de Anuario Energético de Canarias 2020.	35
Gráfico 14. Porcentaje de potencia instalada en Gran Canaria. Fuente: Adaptado de Anuario energético de Canarias año 2022.	36

Gráfico 15. Tecnologías de producción necesarias para cubrir la demanda energética en el año 2022 en Gran Canaria. Fuente: adaptado de Anuario energético de Canarias año 2022.
36

Gráfico 16. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 2021. Fuente: Adaptado de Anuario energético de Canarias año 202238

Gráfico 17. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 1990-2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2022.....39

Gráfico 18. Energía final consumida por el transporte terrestre, marítimo y aéreo en Canarias en 2019. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021) ..41

Gráfico 19. Energía final consumida por el transporte terrestre, marítimo y aéreo en Gran Canaria (excluyendo marítimo internacional). Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021).....41

Gráfico 20. Consumo de combustible por tipo de transporte en Gran Canaria (2019). Fuente: elaboración propia a partir de (Gobierno de Canarias, 2021).....42

Gráfico 21. Distribución del parque automovilístico de Gran Canaria por tipo de combustible. Año 2021. Fuente: Diagnóstico energético de Gran Canaria.....44

Gráfico 22. Evolución del parque automovilístico de Gran Canaria por tipo de vehículo en el período 2011-2022. *Hasta agosto de 2022. Fuente: Diagnóstico energético de Gran Canaria.45

Gráfico 23. Número de vehículos por habitante de cada municipio de Gran Canaria. Año 2021. Fuente: Diagnóstico energético de Gran Canaria.46

Gráfico 24. Porcentaje de participación de cada tipo de motorización y por Comunidad Autónoma. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.....47

Gráfico 25. Comparativa por CCAA del reparto de vehículos por clasificación de etiquetas. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.47

Gráfico 26. Evolución del número de vehículos eléctricos en Gran Canaria, en el período 2011-2022.*Hasta agosto de 2022. Fuente: ISTAC, 2022.48

Gráfico 27. Distribución de los vehículos eléctricos según el tipo de vehículo de Gran Canaria. Hasta agosto de 2022. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria.49

Gráfico 28. Distribución por municipios de los vehículos eléctricos matriculados cada mil habitantes hasta agosto de 2022. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria.49

Gráfico 29. Puntos de recarga para vehículos eléctricos cada mil vehículos matriculados por municipio. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria.50

Gráfico 30. Evolución prevista para el parque automovilístico de Gran Canaria por tipo de motorización hasta 2040. Fuente: Estrategia del vehículo eléctrico de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020).....	52
Gráfico 31. Parque automovilístico de vehículos eléctricos en Gran Canaria por tipo de vehículo hasta 2040. Fuente: Estrategia del vehículo eléctrico de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020).....	52
Gráfico 32. Evolución del consumo de combustible, por tipo, de Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	54
Gráfico 33. Distribución de los combustibles consumidos por el transporte terrestre en 2019. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	55
Gráfico 34. Consumo de gasolina y gasoil por habitante en Canarias y España. Años 2011 a 2021. Fuente: Anuario Energético Canarias, 2021.	55
Gráfico 35. Consumo de gasolina y gasoil por vehículo en Canarias y España. Años 2014 a 2021. Fuente: Anuario Energético Canarias, 2021.	56
Gráfico 36. Evolución de pasajeros en transporte público en Gran Canaria entre 2016 y 2021. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	57
Gráfico 37. Evolución de las operaciones comerciales en puertos de Gran Canaria, por tipo de buque. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	59
Gráfico 38. Evolución de los pasajeros por transporte marítimo en los puertos de Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021) ..	60
Gráfico 39. Evolución del consumo de la navegación marítima nacional por tipo de combustible. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria.	60
Gráfico 40. Evolución del consumo de la navegación marítima internacional por tipo de combustible. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	61
Gráfico 41. Consumo del tráfico marítimo nacional en Gran Canaria, por tipo de combustible. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	62
Gráfico 42. Consumo anual estimado por tipo de buque en 2019. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	63
Gráfico 43. Evolución del número de pasajeros (en millones) cuyo origen es Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021).	64

Gráfico 44. Número de operaciones aéreas que parten (origen) de Gran Canaria, diferenciando entre operaciones y otras operaciones. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	65
Gráfico 45. Evolución del combustible (queroseno) consumido por el transporte terrestre. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	66
Gráfico 46. Distribución porcentual de las operaciones con origen en Gran Canaria de los 10 principales destinos en 2019. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	67
Gráfico 47. Distribución del consumo entre nacional (interior + península) y consumo internacional. Año 2019. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	67
Gráfico 48. Evolución de las emisiones en el transporte terrestre según el tipo de combustible. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	68
Gráfico 49. Evolución de las emisiones provenientes del transporte marítimo nacional en Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021) ..	69
Gráfico 50. Evolución de las emisiones provenientes del transporte aéreo de Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	70
Gráfico 51. Evolución de los suministros de GLP en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2021	71
Gráfico 52. Evolución de los suministros de GLP en la isla de Gran Canaria (unidades toneladas métricas – Tm). Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2021	72
Gráfico 53. Suministros de GLP por tipos en cada una de las islas y Canarias. Año 2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2021	73
Gráfico 54. Distribución porcentual de los suministros de GLP por islas. Año 2019 y 2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2021	74
Gráfico 55. Distribución porcentual del suministro de GLP por sectores en la isla de Gran Canaria para los años 2019 y 2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019 y 2021.	75
Gráfico 56. Evolución de la demanda energética suplida con propano y butano en Canarias y en Gran Canaria. Fuente: Anuario Energético de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020) ..	76
Gráfico 57. Evolución de la demanda energética suplida con solar térmica en Canarias y en Gran Canaria. Fuente: Anuario Energético de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020)	77
Gráfico 58. Evolución de la demanda calorífica y proporción de esta demanda cubierta con energía eléctrica en Gran Canaria. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria	78

Gráfico 59. Consumo de combustibles destinados al sector del calor.(Unidades: kton).....	119
Gráfico 60. Demanda eléctrica anual prevista para 2030 y 2040 según los escenarios planteados del transporte terrestre	120
Gráfico 61. Comparativa de la demanda eléctrica mensual de 2022 y 2030.	121
Gráfico 62. Comparativa de la demanda eléctrica mensual de 2022 y 2040.	122
Gráfico 63. Consumo de los principales motores de propulsión usados por las navieras que operan en las Islas Canarias. Fuente: elaboración propia a partir de [38], [39], [40].	133
Gráfico 64. Consumo de MDO por cada ruta marítima interinsular que opera con Gran Canaria	133
Gráfico 65. Distribución del consumo eléctrico anual si fuera de aplicación el apartado 1 del Artículo 9 del Reglamento 2023/1804.	144
Gráfico 66. Distribución del consumo eléctrico debido al cold ironing por tipo de buque	146
Gráfico 67. Número de operaciones comerciales entre islas con origen en el aeropuerto de Gran Canaria. Fuente: elaboración propia a partir de [15].	148
Gráfico 68. Distribución de los pasajeros regionales en función de su origen. Año 2022. Fuente: elaboración propia a partir de [15].	149
Gráfico 69. Consumo anual de las rutas interinsulares con origen en Gran Canaria previsto para 2023.	160
Gráfico 70. Energía mínima a almacenar para llevar a cabo los vuelos interinsulares, en función de la ruta.....	166
Gráfico 71. Masa mínima requerida para cada operación, en función del escenario analizado.	167
Gráfico 72. Diagrama de alcance - carga de pago del ATR-72. Fuente: [74]	168
Gráfico 73. Consumo de hidrógeno por trayecto con origen en Gran Canaria	173
Gráfico 74. Número de vehículos en circulación en Gran Canaria en el período 2006 - 2023.	176
Gráfico 75. Número de nuevas matriculaciones en Gran Canaria en el período 2005 - 2023.	177
Gráfico 76. Incremento porcentual anual de furgonetas en Gran Canaria en el periodo 2012 – 2023.	180
Gráfico 77. Número de matriculaciones de turismos eléctricos en el escenario tendencial.	185
Gráfico 78. Previsión de la flota de vehículos para el escenario tendencial	192
Gráfico 79. Evolución de la cuota de vehículos según su tipo en el escenario tendencial ..	193

Gráfico 80. Incremento/decremento de cada tipo de vehículo en los horizontes 2030 y 2040 respecto a 2023. Escenario tendencial.	194
Gráfico 81. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario tendencial.....	195
Gráfico 82. Evolución del consumo de combustible en el escenario tendencial (Unidades: kton).	196
Gráfico 83. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario tendencial (Unidades: GWh).	197
Gráfico 84. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario tendencial	197
Gráfico 85. Previsión de la flota de vehículos para el escenario “PNIEC aprobado”.	198
Gráfico 86. Evolución de la cuota de vehículos según su tipo en el escenario “PNIEC aprobado”.....	199
Gráfico 87. Incremento/decremento de cada tipo de vehículo en los horizontes 2030 y 2040 respecto a 2023. Escenario “PNIEC aprobado”.	199
Gráfico 88. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario “PNIEC aprobado”.....	200
Gráfico 89. Evolución del consumo de combustible fósil en el escenario “PNIEC aprobado”.	201
Gráfico 90. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario “PNIEC aprobado” (Unidades: GWh).	202
Gráfico 91. Evolución del consumo de hidrógeno en el escenario “PNIEC aprobado”.	202
Gráfico 92. Evolución del consumo de biocombustibles avanzados en el escenario “PNIEC aprobado”.....	203
Gráfico 93. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario “PNIEC aprobado”. (Unidades: ktep).....	204
Gráfico 94. Previsión de la flota de vehículos para el escenario “Borrador PNIEC”	205
Gráfico 95. Evolución de la cuota de vehículos según su tipo en el escenario “Borrador PNIEC”	205
Gráfico 96. Incremento/decremento de cada tipo de vehículo en los horizontes 2030 y 2040 respecto a 2023. Escenario “Borrador PNIEC”.	206
Gráfico 97. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario “borrador PNIEC”.	207

Gráfico 98. Evolución del consumo de combustible fósil en el escenario “Borrador PNIEC”.	207
Gráfico 99. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario “Borrador PNIEC” (Unidades: GWh).	208
Gráfico 100. Evolución del consumo de hidrógeno en el escenario “Borrador PNIEC”.	208
Gráfico 101. Evolución del consumo de biocombustibles avanzados en el escenario “Borrador PNIEC”. (Unidades: kton).	209
Gráfico 102. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario “Borrador PNIEC”. (Unidades: ktep).	210
Gráfico 103. Previsión de la flota de vehículos para el escenario propio.	211
Gráfico 104. Evolución de la cuota de vehículos según su tipo en el escenario propio.	212
Gráfico 105. Incremento/decremento de cada tipo de vehículo en los horizontes 2030 y 2040 respecto a 2023. Escenario propio.	212
Gráfico 106. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario propio 1.	213
Gráfico 107. Evolución del número de vehículos eléctricos en el escenario propio 1.	214
Gráfico 108. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario propio 2.	215
Gráfico 109. Evolución del número de vehículos eléctricos en el escenario propio 2.	216
Gráfico 110. Evolución del consumo de combustible fósil en el escenario propio (Unidades: kton).	217
Gráfico 111. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario propio 1 (Unidades: GWh).	217
Gráfico 112. Evolución del consumo de hidrógeno en el escenario propio 1 (Unidades: Tonelada).	218
Gráfico 113. Evolución del consumo de biocombustibles avanzados en el escenario propio 1.	219
Gráfico 114. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario propio 1.	219
Gráfico 115. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario propio 2 (Unidades: GWh).	220
Gráfico 116. Evolución del consumo de hidrógeno en el escenario propio 2 (Unidades: Tonelada).	221

Gráfico 117. Evolución del consumo de biocombustibles avanzados en el escenario propio 2 (Unidades: kton).....	222
Gráfico 118. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario propio 1. (Unidades: ktep).....	222
Gráfico 119. Comparativa de la flota total de vehículos en los escenarios analizados.....	223
Gráfico 120. Comparativa de la tecnología de la flota de vehículos en los escenarios analizados.....	224
Gráfico 121. Comparativa del consumo de combustibles fósiles en los escenarios analizados.....	225
Gráfico 122. Comparativa del consumo de electricidad en los escenarios analizados.....	226
Gráfico 123. Comparativa del consumo de hidrógeno en los escenarios analizados.....	227
Gráfico 124. Comparativa del consumo de biocombustibles avanzados en los escenarios analizados.....	228
Gráfico 125. Evolución de la potencia eólica instalada en Gran Canaria.....	234
Gráfico 126. Distribución del potencial fotovoltaico por tipo de cubierta, adaptado de [150].	287
Gráfico 127. Generación renovable en el escenario 1 (sin contabilizar pérdidas en el transporte).....	298
Gráfico 128. Distribución de los excedentes durante el año (con y sin implementación del sistema de baterías) en el escenario 1.....	300
Gráfico 129. Generación renovable en el escenario 2.....	301
Gráfico 130. Distribución estacional de los excedentes de generación renovable en el escenario 2.....	303
Gráfico 131. Distribución estacional de la producción convencional en el escenario 2.....	304
Gráfico 132. Generación renovable en el escenario 3.....	305
Gráfico 133. Distribución estacional de los excedentes de generación renovable en el escenario 3.....	308
Gráfico 134. Distribución estacional de la producción convencional en el escenario 3.....	308

LISTADO DE TABLAS

<i>Tabla 1. Superficie y altitud máxima de las islas del archipiélago canario</i>	17
<i>Tabla 2. Datos de demografía por islas, año 2022.</i>	18
Tabla 3. Tasa de variación interanual del índice de volumen del PIB ajustado de estacionalidad y de calendario. Canarias y España 2022 y 2023. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	23
Tabla 4. Número de empresas inscritas en la SS por islas, año 2023. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	23
Tabla 5. Índice de cifras de negocio: general y por sectores. Tasa anual en porcentaje. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	25
Tabla 6. Procedencia turistas que llegan a Gran Canaria en el año 2019 y 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	27
Tabla 7. Procedencia turistas que llegan a Canarias en el año 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	28
Tabla 8. Tráfico de pasajeros registrados en el aeropuerto de Gran Canaria en el año 2022 según movimientos (llegadas y salidas). Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC) ..	29
Tabla 9. Tráfico de pasaje registrados reportado por los puertos de Gran Canaria en el año 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)	30
Tabla 10. Energía solar fotovoltaica de autoconsumo en la isla de Gran Canaria en el año 2023. Unidades: kW. Fuente: Endesa distribución.	37
Tabla 11. Parque automovilístico de Gran Canaria por tipo de vehículo y combustible. Año 2021. Fuente: Diagnóstico energético de Gran Canaria.	43
Tabla 12. Evolución del consumo de combustible del transporte terrestre (unidades: Tm). Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)	53
Tabla 13. Evolución de los suministros de GLP en Canarias (CAN) y en Gran Canarias (GC) unidades en toneladas métricas (Tm). Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019 y 2021	72
Tabla 14. Variables de entrada consideradas para la estimación de la demanda eléctrica insular y sus proyecciones a 2030 y 2040.	116
Tabla 15. Consumo previsto de los vehículos eléctricos en 2030 y 2040, según el escenario analizado.	117

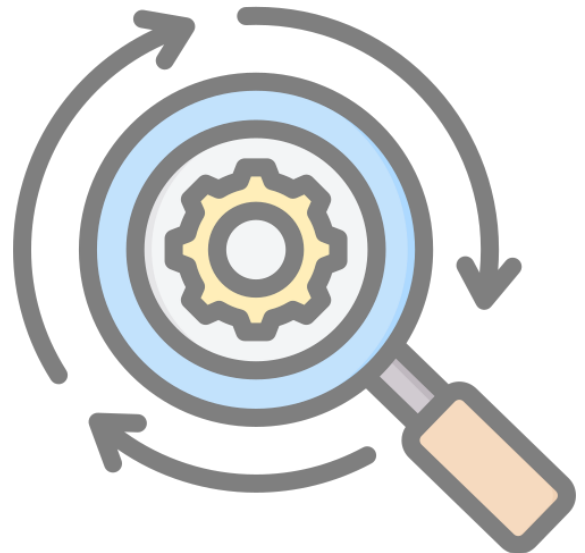
Tabla 16. Eficiencia energética prevista para 2030 y 2040 respecto al escenario tendencial.	119
Tabla 17. Resultados obtenidos tras aplicar la metodología para estimar la demanda eléctrica a 2030 y 2040.....	121
Tabla 18. Propiedades de los combustibles analizados	124
Tabla 19. Rutas, buques y sus características de Naviera Armas Transmediterránea	130
Tabla 20. Rutas, buques y sus características de Fred Olsen.....	130
Tabla 21. Características de las rutas que unen Gran Canaria con el resto de islas.	131
Tabla 22. Rendimientos estimados para los motores de combustibles sostenibles	135
Tabla 23. Masa de cada combustible sostenible analizado. Unidad: tonelada.....	135
Tabla 24. Principales muelles deportivos de Gran Canaria.	136
Tabla 25. Clasificación de las embarcaciones según su eslora, así como modelo de embarcación eléctrica escogida.....	137
Tabla 26. Demanda eléctrica de las navieras con rutas marítimas interinsulares	143
Tabla 27. Consumo eléctrico anual y potencia media de la toma eléctrica de cada tipo de buque.	145
Tabla 28 Demanda eléctrica anual y potencia máxima en cada puerto de Gran Canaria. ..	146
Tabla 29 Demanda eléctrica debida al cold ironing en función del escenario (Unidades: GWh)	147
Tabla 30. Frecuencia y operaciones de Binter que tienen como origen el aeropuerto de Gran Canaria. Estimación para el año 2023. Fuente: elaboración propia a partir de [67]	156
Tabla 31. Frecuencia y operaciones de Canaryfly que tienen como origen el aeropuerto de Gran Canaria. Estimación para el año 2023. Fuente: elaboración propia a partir de [68]. ..	156
Tabla 32. Factores de ocupación de cada ruta con origen en Gran Canaria, por compañías. Datos de 2019 y de enero a agosto de 2023.	158
Tabla 33. Emisiones y consumo unitario de cada ruta interinsular con origen en Gran Canaria.	159
Tabla 34 Consumo por ruta, compañía y vuelo de operaciones con origen en Gran Canaria. Se supone que las aeronaves recargarán tanto en el origen como en el destino de la ruta.	159
Tabla 35. Consumo anual de queroseno para las rutas interinsulares con origen en Gran Canaria en 2023 (siguiendo una metodología alternativa).....	161
Tabla 36 Energía de propulsión media anual requerida en cada vuelo	164

Tabla 37. Principales características en cuanto a peso del ATR-72. Fuente: elaboración propia a partir de [71].	168
Tabla 38. Peso máximo admisible de la batería en función de la ruta y el factor de ocupación, comparado con la masa de batería estimada en función del escenario	170
Tabla 39. Características técnicas del Pipistrel Alpha Electro. Adaptado de [76].	171
Tabla 40. Características de la aviación recreativa de Gran Canaria. Fuente: adaptado de [77]	171
Tabla 41. Consumo anual estimado por ruta interinsular con origen en Gran Canaria	173
Tabla 42. Objetivos del PNIEC en materia de movilidad y transporte terrestre	181
Tabla 43. Distribución entre otros modos de transporte de los pkm reducidos en el transporte motorizado privado	183
Tabla 44. Cuota de penetración del vehículo eléctrico propuesta para los escenarios "PNIEC aprobado" y "borrador PNIEC".	186
Tabla 45. Propuesta de distribución de los vehículos en 2040 según el tipo de combustible	187
Tabla 46. Cuota de penetración del vehículo eléctrico propuesta para el escenario propio	187
Tabla 47. Propuesta de distribución de los vehículos en 2040 según el tipo de combustible para los escenarios propios	188
Tabla 48. Distancia media diaria en función del tipo de vehículo analizado	190
Tabla 49. Distancia (ida y vuelta) de algunas de las principales rutas más frecuentadas por HDV en Gran Canaria.	191
Tabla 50. Consumos medios para cada tipo de vehículo y combustible.	191
Tabla 51. Modelos de aerogeneradores utilizados para el cálculo del potencial de repotenciación.	246
Tabla 52. Parques que requieren repotenciación a 2030 y 2040.	247
Tabla 53. Potencial de la energía eólica en Gran Canaria, distribuidos por rango de velocidades (excluyendo zonas donde ya se dispone de parques eólicos instalados).	250
Tabla 54. Potencial eólico bajo SSAA de Gran Canaria.	252
Tabla 55. Potencial eólico marino de Gran Canaria con velocidad de viento superior a los 8 m/s a 100 de altura.	272
Tabla 56. Potencial eólico marino de Gran Canaria con velocidad de viento superior a los 9 m/s a 100 de altura.	274

Tabla 57. Potencial fotovoltaico sobre superficies construidas (excluyendo cubiertas) por municipios.	284
Tabla 58. Potencial fotovoltaico en terrenos SRPI y flotante en embalses y presas	289
Tabla 59. Potencial fotovoltaico de Gran Canaria.....	290
Tabla 60. Resumen de las características de los escenarios planteados.....	293
Tabla 61. Distribución de la potencia eólica (MW) para cada escenario y zona climática. ...	294
Tabla 62. Distribución de la potencia solar fotovoltaica (MW) para cada escenario y zona climática.	295
Tabla 63. Resumen de las tecnologías implementadas en el escenario 1.	297
Tabla 64. Distribución de potencia y generación de energía solar PV por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria.....	298
Tabla 65. Distribución de potencia y generación de energía eólica onshore por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria.....	298
Tabla 66. Resultados de generación y cobertura de la demanda en el escenario 1 (en GWh).	299
Tabla 67. Masa de combustibles sintéticos producidos a partir de los excedentes renovables (Unidades: tonelada).	300
Tabla 68. Resumen de las tecnologías implementadas en el escenario 2.	301
Tabla 69. Distribución de potencia y generación de energía solar PV por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria para el escenario 2.	302
Tabla 70. Distribución de potencia y generación de energía eólica onshore por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria para el escenario 2.	302
Tabla 71. Resultados de generación y cobertura de la demanda en el escenario 2 (en GWh).	303
Tabla 72. Masa de combustibles sintéticos producidos a partir de los excedentes renovables en el escenario 2 (Unidades: tonelada).....	304
Tabla 73. Resumen de las tecnologías implementadas en el escenario 3.	305
Tabla 74. Distribución de potencia y generación de energía solar PV por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria en el escenario 3.	306
Tabla 75. Distribución de potencia y generación de energía eólica por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria en el escenario 3.	306
Tabla 76. Resultados del escenario 3.	307

Tabla 77. Masa de combustibles sintéticos producidos a partir de los excedentes renovables en el escenario 3 (Unidades: tonelada).....	307
Tabla 78. Potencia instalada y generación producida en los escenarios para el año 2040.	310
Tabla 79. Resultados del escenario 1 con central hidroeléctrica de 10 GWh.....	312
Tabla 80. Resultados del escenario 2 con central hidroeléctrica de 10 GWh.....	314
Tabla 81. Principales características de los sistemas de hidrobombeo propuestos en Gran Canaria.....	329

PARTE I – EXPLORAR



1. PARTE I – EXPLORAR

La estructura de la Agenda de Transición Energética en Gran Canaria (ATE-GC) se ha dividido en dos partes principales denominadas *EXPLORAR* (parte I) y *PLANIFICAR* (parte II).

En esta primera sección de la agenda se presentará lo correspondiente a la parte I-EXPLORAR, en la cual se describe el alcance de la ATE-GC, comenzando por la definición de los conceptos claves para la consolidación de la misma y mostrando el actual compromiso de Gran Canaria para alcanzar su plena descarbonización. Para sentar unas bases consistentes en este proceso se debe de realizar un análisis de la dinámica insular (ATE-GC PARTE I.I) que no solo involucre al sector energético, sino que también aborde un estado de arte en términos geográficos, demográficos y económicos; una evaluación de las normativas y directrices establecidas a todos los niveles en lo referente a la transición energética y la neutralidad climática, así como la identificación de los actores principales que se encuentran involucrados en los diferentes aspectos que envuelve la agenda. Este enfoque holístico en la comprensión de la dinámica insular aporta una visión que consolidará la gobernanza, y creación de los diferentes caminos que podrán llevar a Gran Canaria a alcanzar su transición energética en el año 2040 (ATE-GC PARTE I.II).

En definitiva, la Agenda de Transición Energética Gran Canaria 2040 establecerá un marco de las diferentes estrategias de descarbonización, realizando proyecciones bajo diferentes escenarios, analizando alternativas y marcando un objetivo intermedio en el año 2030, sirviendo como principal instrumento para una futura hoja de ruta hacia la consecución de los objetivos propuestos.

1.1. Conceptos y definiciones claves

A continuación, se exponen algunos conceptos y definiciones claves marcadas por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (en inglés, *Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC), en sus glosarios.

Cambio climático (*climate change*). El cambio climático hace referencia a una variación del estado del clima identificable (p. ej., mediante pruebas estadísticas) en las variaciones del valor medio o en la variabilidad de sus propiedades, que persiste durante períodos

prolongados, generalmente décadas o períodos más largos. El cambio climático puede deberse a procesos internos naturales o a forzamientos externos, tales como modulaciones de los ciclos solares, erupciones volcánicas y cambios antropógenos persistentes de la composición de la atmósfera o del uso de la tierra. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en su artículo 1, define el cambio climático como “*cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera global y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables*”. La CMNUCC diferencia, pues, entre el cambio climático atribuible a las actividades humanas que alteran la composición atmosférica y la variabilidad climática atribuible a causas naturales [1].

Desarrollo sostenible (*sustainable development*). El concepto de desarrollo sostenible fue acuñado por el informe Brundland, en 1987, como “*el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades*”. En definitiva, el desarrollo sostenible es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos [1].

Descarbonización (*decarbonization*). Proceso mediante el cual países, personas u otras entidades procuran lograr una existencia sin consumo de carbono de origen fósil. La descarbonización generalmente hace referencia a la reducción de las emisiones de carbono asociadas a la electricidad, la industria y el transporte [1].

Dióxido de carbono - CO₂ (*carbon dioxide - CO₂*). El CO₂, que es un gas de origen natural, también es un subproducto de la quema de combustibles fósiles (como el petróleo, el gas y el carbón), de la quema de biomasa, de los cambios de uso de la tierra y de procesos industriales (p. ej., la producción de cemento). Es el principal gas de efecto invernadero (GEI) antropogénico que afecta al equilibrio radiativo de la Tierra. Asimismo, es el gas utilizado como referencia para medir otros GEI, por lo que su potencial de calentamiento global (PCG) es igual a 1 [1].

Disociación (*decoupling*). La disociación (en relación con el cambio climático) se produce cuando el crecimiento económico ya no se relaciona estrechamente con el consumo de combustibles fósiles. La disociación relativa se produce cuando ambos aumentan, pero con tasas de aumento diferentes, y la disociación absoluta ocurre cuando hay crecimiento económico, pero disminuye el consumo de combustibles fósiles [1].

Objetivos de Desarrollo Sostenible - ODS (*Sustainable Development Goals - SDGs*). Los 17 objetivos mundiales de desarrollo para todos los países que fueron establecidos por las Naciones Unidas a través de un proceso participativo y formulados en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, que incluyen poner fin a la pobreza y el hambre; garantizar la salud y el bienestar, la educación, la igualdad de género, el agua limpia, la energía y el trabajo decente; construir y promover infraestructuras, ciudades y un consumo resilientes y sostenibles; reducir las desigualdades; proteger los ecosistemas terrestres y marinos; promover la paz, la justicia y las alianzas; y adoptar medidas urgentes para hacer frente al cambio climático [1].

Seguridad energética (*energy security*). Objetivo de un país determinado, o de la comunidad mundial en su conjunto, de mantener un abastecimiento de energía adecuado, estable y predecible. Las medidas necesarias para ello consisten en proteger la suficiencia de recursos energéticos para satisfacer la demanda de energía nacional a precios competitivos estables y salvaguardar la resiliencia del suministro de energía; permitir el desarrollo y la aplicación de las tecnologías; construir suficientes infraestructuras para generar, almacenar y transmitir la energía; y garantizar contratos de suministro de cumplimiento obligatorio [1].

Otros términos claves en el desarrollo de este documento son los siguientes:

Transición energética (*energy transition*). Puede definirse una transición energética como un cambio significativo en el sistema energético de un país, de una región, o incluso, a nivel global. A su vez, este cambio puede estar asociado a la estructura del sistema (por ejemplo, suministro centralizado vs descentralizado), a las fuentes de energía que lo alimentan, a sus costes, tanto económicos como de otro tipo, o incluso al régimen político-económico en el que tiene lugar el suministro y consumo de energía [2].

Huella de carbono (*carbon footprint*). Cálculo que identifica la cantidad de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que son liberadas a la atmósfera como consecuencia del desarrollo de cualquier actividad, emitidos por efecto directo o indirecto por un individuo, organización, evento o producto; permitiendo identificar todas las fuentes de emisiones de GEI y establecer a partir de este conocimiento, medidas de reducción efectivas [3].

Energía limpia (*clean energy*). Las energías limpias son recursos prácticamente inagotables que proporciona la naturaleza. Por su carácter autóctono contribuyen a disminuir la dependencia de nuestro país de los suministros externos, aminoran el riesgo de un abastecimiento poco diversificado y favorecen el desarrollo de nuevas tecnologías y de la creación de empleo [4].

Ampliar las energías renovables y aumentar la eficiencia energética, e invertir en electrificación a gran escala, al mismo tiempo que se evita la construcción de nuevas centrales de carbón y se da de baja a las antiguas, son medidas críticas para suministrar energía limpia a los hogares, escuelas, hospitales y empresas. La energía renovable puede ayudar a los países a mitigar el cambio climático, generar resiliencia frente a la volatilidad de los precios y reducir los costos de la energía. Las tecnologías de energía solar y eólica pueden convertirse en un cambio transformador para muchos países en desarrollo, ya que son abundantes, rentables y una fuente confiable cuando se combinan con el almacenamiento en baterías. La energía hidroeléctrica también es un tipo de energía limpia y renovable, y una de las fuentes de electricidad más baratas para los consumidores. Las minirredes solares modernas generan energía para poblaciones de lugares apartados que no están conectadas a la red eléctrica, proporcionan suficiente electricidad para equipos eléctricos que cambian la vida —como equipamiento médico en hospitales y bombas de extracción de agua potable en comunidades agrícolas— y constituyen la forma más barata de suministrar electricidad confiable y limpia a las comunidades que viven en zonas remotas [5].

Economía circular (*circular economy*). Un marco de soluciones sistémicas que hace frente a desafíos globales como el cambio climático, la pérdida de biodiversidad, los residuos y la contaminación. Se basa en tres principios, todos impulsados por el diseño: eliminar los residuos y la contaminación, hacer circular los productos y materiales (en su valor más alto) y

regenerar la naturaleza. Se sustenta en una transición hacia energías y materiales renovables. La transición hacia una economía circular implica desvincular la actividad económica del consumo de recursos finitos. Esto representa un cambio sistémico que genera resiliencia a largo plazo, genera oportunidades comerciales y económicas y brinda beneficios ambientales y sociales [6].

1.2. El contexto de la Agenda de Transición Energética de Gran Canaria

1.2.1. Una isla con un alto nivel de protección

Gran Canaria y sus aguas colindantes son una Reserva de Biosfera de 65 994,42 ha terrestres y 37 600,14 ha marinas de superficie reconocida. También cuenta con 18 000 ha pertenecientes al Paisaje Cultural de Risco Caído y las Montañas Sagradas de Gran Canaria, declarado Patrimonio Mundial de la UNESCO. Por lo tanto, la isla cuenta con un entorno natural privilegiado y un alto nivel de protección del territorio y el paisaje. La implantación de infraestructuras de energías renovables requiere compatibilizar la actividad humana y la preservación de nuestro patrimonio natural, paisajístico y etnográfico.

1.2.2. Compromiso social y político

Existe un alto grado de consenso social y político sobre la necesidad de un nuevo modelo energético basado en renovables con generación en la propia isla. Sólo hay que ver los niveles de penetración de renovables siendo un sistema energético frágil y aislado, además de unos niveles de autoconsumo muy altos. El Cabildo de Gran Canaria promueve la transición a través de políticas de autoconsumo en sus instalaciones, pero también a través de ayudas a la ciudadanía y pymes.

1.2.3. Soberanía Energética

Una parte importante de la generación eléctrica de Gran Canaria procede de combustibles fósiles y recientemente el Gobierno de Canarias declaró la emergencia energética. Esto hace patente la vulnerabilidad del sistema y la necesidad de optar por un modelo no dependiente de fuentes energéticas externas. El impulso de comunidades energéticas a través de la Oficina de Transformación Comunitaria, la exploración geotérmica y los proyectos de almacenamiento a gran escala o de hidrógeno verde son un buen ejemplo de ello.

1.2.4. Una isla saludable

Al alto grado de emisiones de gases de efecto invernadero ligadas al sistema energético, se suma la creciente preocupación por el impacto en la salud de las emisiones contaminantes en las centrales térmicas de Jinámar y Juan Grande. Por lo tanto, el aumento paulatino de la generación eléctrica a partir de energías renovables tendrá un impacto positivo tanto en el medio ambiente como sobre la salud de la población de la isla.

1.2.5. Laboratorio vivo innovador

Gran Canaria se ha destacado como un "laboratorio viviente" para el desarrollo y la implementación de tecnologías de energías renovables. La isla, como parte del archipiélago de Canarias, tiene un clima favorable que la convierte en un lugar ideal para probar y desarrollar tecnologías como la energía solar, eólica, geotérmica y marina. La combinación de su ubicación geográfica estratégica y su compromiso con la sostenibilidad ha llevado a la implementación de varios proyectos innovadores en Gran Canaria. Estos proyectos no solo están destinados a aumentar la producción de energía renovable, sino también a explorar soluciones para integrar de manera efectiva estas fuentes de energía en la red eléctrica existente. Algunos de los proyectos destacados incluyen parques eólicos marinos, instalaciones solares de gran escala, sistemas de almacenamiento de energía, y programas de investigación para maximizar la eficiencia y la fiabilidad de estas tecnologías.

1.2.6. Resiliencia climática

Gran Canaria tiene un proyecto de ecoisla en el que la resiliencia climática y la transición hacia un modelo más sostenible juegan un papel importante. Así, el Cabildo aprobó una

Estrategia Insular de Adaptación al Cambio Climático e Impulso a la Economía baja en Carbono. En estos momentos recibe asistencia de la Misión de Adaptación al Cambio Climático de la UE para mejorar diferentes aspectos de la misma. Además, Gran Canaria lidera un proyecto Life de Adaptación al Cambio Climático y es socio de un proyecto Horizon en la misma materia. Por otro lado, recientemente se aprobó la Estrategia Gran Canaria Circular 2030, cuyo despliegue se está produciendo en estos momentos.

1.2.7. Diagnóstico Energético

El '*Diagnóstico Energético de Gran Canaria*' presentado en febrero de 2023 permite conocer en profundidad el punto de partida sobre el que se define la Agenda de Transición Energética de Gran Canaria.

1.3. Valores sobre los que se sustenta la Agenda de Transición Energética de Gran Canaria

1.3.1. Innovación

Gran Canaria tiene centros de investigación avanzada y centros tecnológicos que le permiten aprovechar nuevos yacimientos en el desarrollo de las energías renovables en términos de: almacenamiento, producción de hidrógeno, desarrollo de fotovoltaica flotante y agrivoltaica, empleo de microrredes o digitalización, entre otros.

1.3.2. Seguridad en el suministro

El diseño del futuro sistema energético debe mantener y mejorar los índices actuales de calidad, fiabilidad y seguridad de suministro, así como reducir la dependencia energética del exterior en favor de iniciativas tendentes a aumentar la autosuficiencia.

1.3.3. Viabilidad económica

La transición energética debe garantizar también la sostenibilidad económica del nuevo modelo energético, que tendrá como ejes prioritarios la democratización de las energías a

través del autoconsumo, la gestión distribuida e inteligente, la eficiencia energética, la modernización y adaptación de las redes de distribución así como la dinamización de la economía local.

1.3.4. Integración paisajística

Esta Agenda contempla la integración de las infraestructuras asociadas a la transición energética de manera compatible con el Plan Insular de Ordenación recientemente aprobado.

1.3.5. Sostenibilidad ambiental

El modelo de transición energética de la isla toma como punto de partida el compromiso de llevar a cabo acciones de mitigación del cambio climático y la mejora de la calidad del aire. Por ello, esta estrategia de descarbonización tiene entre sus objetivos principales reducir al mínimo posible las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.3.6. Participación ciudadana

La transición energética debe asegurar la participación de la sociedad como impulsora y beneficiaria del cambio de modelo energético. Esto debe tener lugar a través del fomento de la participación ciudadana tanto con encuestas de carácter general como de grupos de discusión con actores interesados (organizaciones ecologistas, empresas generadoras, instaladoras y productoras, instituciones públicas, ecosistema innovador, etc.).

1.4. Comprometerse con la descarbonización: el compromiso de energía limpia en la isla de Gran Canaria

Como antecedentes a esta ATE-GC se debe de destacar los diversos compromisos con los que actualmente cuenta la isla de Gran Canaria, uno de los más importante y reciente es la **Declaración de Emergencia Energética**, aprobada el 11 de octubre de 2023 por el parlamento de Canarias, el documento implica el reconocimiento explícito de la crítica situación en la que se encuentra Canarias y marca al gobierno del Estado la urgencia de materializar las acciones de emergencia a corto plazo y la penetración de renovables a medio y largo plazo.

El texto aprobado recoge en catorce puntos el camino a seguir para comprometer las políticas y medidas que sean necesarias adoptar por las diferentes administraciones públicas, con el fin de resolver en primer lugar, la situación crítica de Canarias en generación de energía eléctrica, en consonancia con el desarrollo e implantación de las renovables. El texto marca el camino a seguir para lograr la tan ansiada descarbonización a largo plazo, cumpliendo así con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Así, fundamenta la necesidad de instalar equipos convencionales que tengan la capacidad de adaptación de modo que a la vez que se garantice el suministro eléctrico se trabaje en la penetración de las energías limpias; De igual manera, el documento insta al Gobierno de España a iniciar cuanto antes las actuaciones necesarias para implementar en el Archipiélago, medidas de almacenamiento mediante hidrobombes (en aquellas islas donde sea viable), así como a la implantación de la energía eólica marina.

En lo que respecta a las actuaciones insulares y locales, la declaración de emergencia energética solicita a los cabildos insulares y ayuntamientos de Canarias a revisar y desarrollar sus planes de ordenación del territorio y urbanísticos, de tal modo que, se tenga en cuenta el uso de suelo necesario para la instalación de infraestructuras energéticas renovables.

Paralelamente, destacar el compromiso del **Plan de Transición Energética de Canarias** (PTECan), que se alinea con lo establecido en el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias y con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-

2030 (PNIEC). Concretamente, en el PTECan se han desarrollado ocho estrategias energéticas sectoriales: autoconsumo fotovoltaico; almacenamiento energético; vehículo eléctrico; generación gestionable; geotermia; energías renovables marinas; hidrógeno verde; y gestión de la demanda y redes inteligentes, que tienen como principal fin determinar el potencial de desarrollo de las tecnologías que se consideran de especial interés en el reto de la descarbonización. No obstante, la modificación propuesta del PTECan será el instrumento definitivo para que Canarias avance en su descarbonización, logrando una transición energética más realista, de la mano de los cabildos insulares. Entre los objetivos marcados, destaca el aprovechamiento de zonas antropizadas para el uso de energías renovables o el aumento de la potencia fotovoltaica en autoconsumo en las islas. La Consejería también trabaja en otras acciones paralelas, como el impulso de fuentes energéticas como la eólica marina offshore o la descarbonización de La Graciosa.

Otra de las acciones de compromiso en Desarrollo es la **Estrategia Gran Canaria Circular 2030**, primera estrategia insular de economía circular de Canarias, aprobada el 18 octubre 2023 por el consejo de Gobierno del Cabildo de Gran Canaria, que supone un paso significativo hacia la construcción de una economía más sostenible y respetuosa con el medio ambiente en la isla. Se pretende que esta estrategia se convierta en una herramienta fundamental para guiar a toda la isla en la compleja transformación hacia una economía circular, descarbonizada y eficiente en el uso de recursos. Por otro lado, el **Plan Canario de acción climática**, se ha comprometido a realizar un conjunto de acciones para conseguir en plazo los objetivos fijados en la **estrategia de acción climática**. Dicho plan cuenta con una parte informativa y de diagnóstico y otra propositiva. Dentro de la misma, el sector energético en cuestión cuenta con tres líneas estratégicas, que son; 1. Mejorar el conocimiento sobre los impactos y riesgos del cambio climático en el sector energético; 2. Garantizar el suministro de energía limpia; 3. Garantizar la demanda de energía limpia.

Además, la **adhesión de las islas Canarias a la declaración de Glasgow** (COP26), implica el compromiso del sector turístico a reducir las emisiones de CO₂ en un 50% en los próximos ocho años y a lograr el cero neto en 2050.

Asimismo, el **manifiesto de Gran Canaria**, partiendo del informe del observatorio “Greening the Islands” aborda la necesidad y urgencia de una agenda de transición programática para las islas, identificando prioridades clave y estableciendo recomendaciones en un enfoque orientado a la acción. En este sentido, propone cinco acciones prioritarias. Una de ellas es acelerar el despliegue de las energías renovables y los sistemas de almacenamiento a través de la simplificación de los permisos y una mejora de las condiciones de mercado para alcanzar una seguridad energética y mejorar la resiliencia mientras se reducen los costes. También pide reconocer y potenciar las sinergias de las energías renovables y las tecnologías limpias con otros sectores para descarbonizar toda la economía y mejorar el agua y la seguridad alimentaria. Además, aboga por mejorar y modernizar las infraestructuras insulares para permitir una mayor penetración de las energías renovables; desbloquear las finanzas mediante la creación de entornos propicios para la inversión a través de una mayor transparencia y seguridad de los marcos regulatorios y un mejor diseño del mercado y estimular y apoyar las transiciones de comportamiento hacia un cambio de paradigma vital que se experimente en las islas. Este manifiesto se confeccionó para presentarse durante la cumbre del clima (COP28), fue presentado previamente en Gran Canaria durante la celebración del I Foro Internacional de Ecoislas (febrero 2023) promovido por el Cabildo Insular de Gran Canaria.

El **Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria (CIEGC)** está comprometido en materia de energía con la realización de una amplia variedad de actividades, que van desde la formación y el fomento en materia de ahorro y eficiencia energética, a la implantación de energías renovables. Para ello han dispuesto unos mecanismos de apoyo con el objetivo de conseguir sostén público a través de diversas subvenciones. En el último año 2023 ha subvencionado las siguientes actividades:

- ✓ Plan estratégico de subvenciones del Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria – 2023.
- ✓ Subvención para el fomento de la movilidad sostenible de emisiones cero en Gran Canaria (Extraordinaria) 2023 (Publicación en el BOP 29 de mayo de 2023).
- ✓ Subvención a empresas para el fomento de la movilidad sostenible de emisiones cero en Gran Canaria (Extraordinaria) 2023 (Publicación en el BOP de 29 de mayo de 2023).
- ✓ Subvención para el fomento de instalaciones de energía solar fotovoltaica en viviendas 2023 (Publicación en el BOP 6 de febrero de 2023).
- ✓ Subvención para el fomento de instalaciones de energía solar fotovoltaica en empresas y entidades sin ánimo de lucro (Publicación en el BOP 6 de febrero de 2023).
- ✓ Subvención para el fomento de la movilidad sostenible de emisiones cero en Gran Canaria para el año 2023 (Publicación en el BOP 6 de febrero de 2023).
- ✓ Subvención a empresas para el fomento de la movilidad sostenible de emisiones cero en Gran Canaria para el 2023 (Publicación en el BOP de 6 de febrero de 2023).

Destacar que el CIEGC es el coordinador territorial en Gran Canaria del **Pacto de las Alcaldías para el Clima y la Energía Sostenible** desde el 17 de octubre de 2016. Se ha comprometido en apoyar y fomentar que los ayuntamientos de la isla se adhieran a dicho Pacto, ofreciendo para ello orientación estratégica y apoyo técnico, económico y político a los municipios firmantes de la isla; sobre todo a aquellos municipios que carecen de las capacidades o recursos para satisfacer los requisitos, preparación y ejecución de un Plan de Acción para la Energía Sostenible.

El Pacto de las Alcaldías para el Clima y la Energía Sostenible es un programa de la Comisión Europea considerado como la iniciativa urbana más grande del mundo en materia de clima y energía, agrupa a miles de autoridades locales y regionales con el compromiso voluntario de aplicar en sus territorios los objetivos climáticos y energéticos de la Unión Europea. En este pacto los firmantes se comprometen reducir las emisiones de CO₂ en al menos un 40% de aquí al año 2030 y adoptar un enfoque integral para abordar la atenuación del cambio climático y la adaptación a este.

Los compromisos adquiridos por los 21 municipios de la isla de Gran Canaria con su adhesión al Pacto de las Alcaldías son los que se destacan a continuación:

- ✓ Elaboración de un Inventario de Emisiones de Referencia (IER) con el fin de conocer el estado de las emisiones en el municipio en el año base determinado. Este análisis permite definir las actuaciones de mitigación a implementar en el municipio según sus características poblacionales, geográficas, etc.
- ✓ Evaluación de Riesgos y Vulnerabilidades (ERV) del municipio con el objetivo de establecer las actuaciones de adaptación necesarias a implementar para mejorar su resiliencia y adaptar las infraestructuras municipales a los efectos perniciosos del cambio climático.
- ✓ Evaluación de la Pobreza Energética (EPOV) con el fin de establecer acciones que permitan reducirla.
- ✓ Entregar el Plan de Acción por el Clima y la Energía Sostenible (PACES) en el plazo máximo de 2 años desde la adhesión a la iniciativa.
- ✓ Elaborar informes de monitorización cada 2 años con el objetivo de analizar el estado de la implementación de las actuaciones y determinar el cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones.

Cabe resaltar que Gran Canaria ha desarrollado 21 Planes de Acción por el Clima y la Energía Sostenible (PACES) y un Plan de Acción insular, donde el Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria es, desde el 17 de octubre de 2016, el coordinador territorial.

La Oficina de Transformación Comunitaria y Transición Energética de Gran Canaria (OTC-GC) nace en noviembre del año 2022 como brazo vertebrador de las iniciativas promovidas por el Cabildo Insular de Gran Canaria, a través del Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria (CIEGC) en materia de energías renovables, adaptación al cambio climático y eficiencia energética. Desde la OTC – GC se presta asesoramiento y apoyo técnico a la ciudadanía, empresas y Ayuntamientos de Gran Canaria en las siguientes áreas:

- Pacto de las Alcaldías por el Clima y la Energía.
- Autoconsumos Colectivos y Comunidades Energéticas.

Desde la creación de la oficina se han promovido 5 Comunidades Energéticas (CE) en Gran Canaria, ubicándose 2 en zonas industriales (CE-Zona Industrial de Arinaga, S. Coop. Canaria y CE-Industrial de Jinámar, Gran Canaria) y 3 en áreas ciudadanas (CE-Siete Palmas, Gran Canaria; CE-Ciudad de Telde, Gran Canaria; CE-Playa del Inglés, Gran Canaria). Asimismo, siguen realizándose reuniones informativas en materia de subvenciones y de contacto con los diversos agentes interesados en formar parte de las CE (ciudadanía, empresas, entidades locales, etc.).

Con el objetivo de acercar las iniciativas promovidas por la OTC-GC a los municipios de menos de 20 000 habitantes, el Cabildo Insular de Gran Canaria crea la **Oficina de Transformación Comunitaria y Transición Energética para la promoción y dinamización de Comunidades Energéticas en municipios de reto demográfico de Gran Canaria** (OTC – RDGC) para prestar los servicios de asesoramiento, difusión y acompañamiento de las Comunidades Energéticas de manera específica a los municipios de Reto Demográfico de la isla siendo estos: Agaete, Artenara, Firgas, La Aldea de San Nicolás, Moya, Tejeda, Valleseco, Valsequillo y Vega de San Mateo.

Analizadas diversas de las acciones promovidas por el CIEGC, se añade a continuación otras acciones claves desarrolladas por parte de la Conserjería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Energía en relación con el compromiso a la descarbonización como son:

- Subvenciones para entidades locales a cargo de los fondos NextGenerationEU y FEDER 2021-2027, tanto en materia de transición ecológica como energética.
- Campañas de concienciación para fomentar la movilidad sostenible entre la ciudadanía. La Consejería de Transición Ecológica y Energía del Gobierno de Canarias lanza la campaña “Canarias por una movilidad sostenible” para dar a conocer la movilidad eléctrica y fomentar los buenos hábitos en materia de transporte sostenible a la ciudadanía.
- Creación del Observatorio Canario de la Energía Eólica Marina. El principal objetivo de esta entidad será asegurar la coexistencia y compatibilidad de su desarrollo con el medio ambiente y con las actividades ya existentes en el espacio marítimo en Canarias.

- Propuesta para la modificación de la Ley de Regulación del Sector Eléctrico Canario. Una propuesta cuyo objetivo es dotar al Gobierno canario de plazos más amplios, y ser más eficaces a la hora de poder sancionar en tiempo y forma a las empresas eléctricas que incumplan, y que han sido las responsables de situaciones como la sufrida el pasado mes de julio en la isla de La Gomera, con un apagón general.

Destacar la propuesta de **regulación propia de almacenamiento energético del ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico**, una iniciativa de la Comisión Europea cuyo objetivo principal es abordar y optimizar el actual sistema de almacenamiento de energía en islas, que, en última instancia, contribuirá también en aumentar la capacidad de almacenamiento de energías renovables.

Además de Subvenciones del Gobierno de Canarias para la mejora de la eficiencia energética y el uso de energías renovables en empresas y edificios residenciales, cofinanciadas con Fondos Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) en el ámbito del Programa Operativo de Canarias.

Por último, indicar que el Consejo de ministros ha autorizado recientemente (12/12/2023), la propuesta del Ministerio de Industria y Turismo, de destinar 10 503 620 euros a Canarias para Proyectos de Eficiencia Energética y Economía Circular de Empresas Turísticas, en el marco del Componente 14 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. La previsión para este año en Canarias es que 75 establecimientos turísticos se renueven y mejoren su rendimiento energético reduciendo su consumo de energía.

2. ATE-GC PARTE I.I. COMPRENSIÓN DE LA DINÁMICA INSULAR

La Parte I.I de la hoja de ruta para la transición energética tiene como objetivo mostrar la situación actual de la isla. Esto incluye una descripción de la situación geográfica, económica y política de la isla, pero también un análisis de su sistema energético y de los actores relevantes en la puesta en marcha de dicha transición.

2.1. Geografía, población y economía

2.1.1. Situación geográfica

Gran Canaria es una isla de origen volcánico, situada en el océano Atlántico al noroeste de África, pertenece a la Comunidad Autónoma de Canarias, considerada una de las regiones ultraperiféricas de la Unión Europea.

La isla se sitúa en las coordenadas $27^{\circ}57'31''N$; $15^{\circ}35'33''O$, y junto con las islas de Lanzarote, Fuerteventura y La Graciosa forman la provincia de Las Palmas, integrada además por los islotes de Alegranza, Montaña Clara, Roque del Este, Roque del Oeste e Islote de Lobos, como se puede observar en la Figura 1.

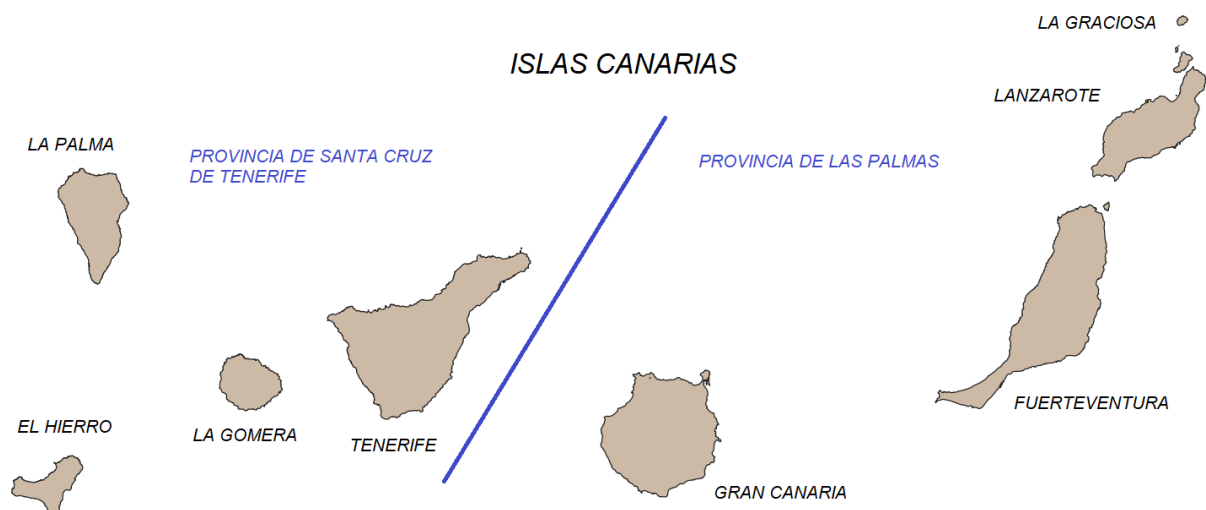


Figura 1. Situación y composición de las islas Canarias. Fuente: Visor Grafcan

Gran Canaria presenta una superficie de 1560,1 km², siendo la tercera isla del archipiélago canario en extensión (ver Tabla 1), y la tercera en cuanto a altitud, su punto más alto se eleva a 1956 metros sobre el nivel del mar, en el morro de la Agujereada.

*Tabla 1. Superficie y altitud máxima de las islas del archipiélago canario.
Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)*

Isla	Superficie (km ²)	Altitud (m)
TENERIFE	2034,38	3718
FUERTEVENTURA	1659,74	807
GRAN CANARIA	1560,10	1956
LANZAROTE	845,94	671
LA PALMA	708,32	2423
LA GOMERA	369,76	1487
EL HIERRO	268,71	1501
LA GRACIOSA	29,05	266

La isla presenta un perímetro casi circular, con 236 km de longitud de costa, la cima se sitúa prácticamente en pleno centro de la isla, dado lugar a un perfil cónico, surcado por barrancos profundos distribuidos en forma de abanicos y por grandes depresiones denominadas calderas. No obstante, existen grandes diferencias entre el suave relieve nororiental y la abrupta orografía del suroeste. Esta orografía característica de las islas canarias, da lugar a diferentes microclimas según orientación o altitud, que dividen a la isla en tres comarcas bioclimáticas: al NE, la Alisio-canaria o Isla Húmeda, la Isla Seca al SO y, por encima de los 1500 metros, las Cumbres. Esta diversidad es lo que fomenta los diversos ecosistemas de Gran Canaria, que recibe el sobrenombre del continente en miniatura.

Gran Canaria es un popular destino turístico que cuenta con un valioso patrimonio natural con un 46 % de su superficie, 69 000 hectáreas, declaradas Reserva de la Biosfera por la UNESCO desde 2005. La isla alberga 11 Espacios de la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos, 15 zonas de especial conservación, incluyendo 2 marinas y 5 zonas de especial

conservación para las aves (ZEPA). Destaca el sitio del Risco Caído y las Montañas Sagradas de Gran Canaria, declarado Patrimonio Mundial de la UNESCO en 2019 [7].

2.1.2. Situación demográfica

Según el documento de estadísticas de la Comunidad Autónoma de Canarias, elaborado por el Instituto Canario de Estadística, la isla cuenta, en el año 2022, con una población de 853 262 habitantes [8], siendo la segunda isla más poblada de Canarias, aunque la primera en términos de densidad de población, como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2. Datos de demografía por islas, año 2022.

Fuente: Instituto Canario de Estadística (ISTAC)

Isla	Habitantes	Habitantes por km ²
TENERIFE	931 646	458
GRAN CANARIA	853 262	547
LANZAROTE	156 112	185
FUERTEVENTURA	120 021	72
LA PALMA	83 439	118
LA GOMERA	21 798	59
EL HIERRO	11 423	43
LA GRACIOSA	731	27

La capital de Gran Canaria es Las Palmas de Gran Canaria, ciudad con la mayor densidad de población de Canarias, y la 9.^a de España por número de habitantes. Además, su área metropolitana es ocupada por una población de más de 700 000 habitantes, por lo que es la mayor del archipiélago canario.

Gran Canaria contaba a principios del siglo XXI con 741 161 habitantes, sin embargo, en 2022 la población asciende a 853 262 habitantes, esta evolución demográfica de Gran Canaria indica un crecimiento importante entre el 2000 y 2010, y una cierta estabilización, con

pequeños altibajos de la población residente entre 2010 y 2022 como se observa en el Gráfico 1.

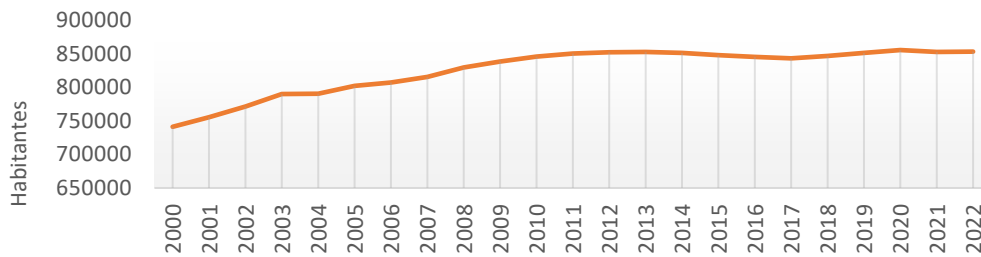


Gráfico 1. Evolución demográfica Gran Canaria entre 2000 y 2022. Fuente: ISTAC

La isla se divide en 21 municipios, siendo Las Palmas de Gran Canaria en el que viven mayor número de habitantes, representando en 2022 el 44,39% de la población total de la isla, y la ciudad con mayor población del archipiélago. Le siguen los municipios de Telde (12,01%), Santa Lucía de Tirajana (8,74%) y San Bartolomé de Tirajana (6,20%) como se observa en el Gráfico 2.

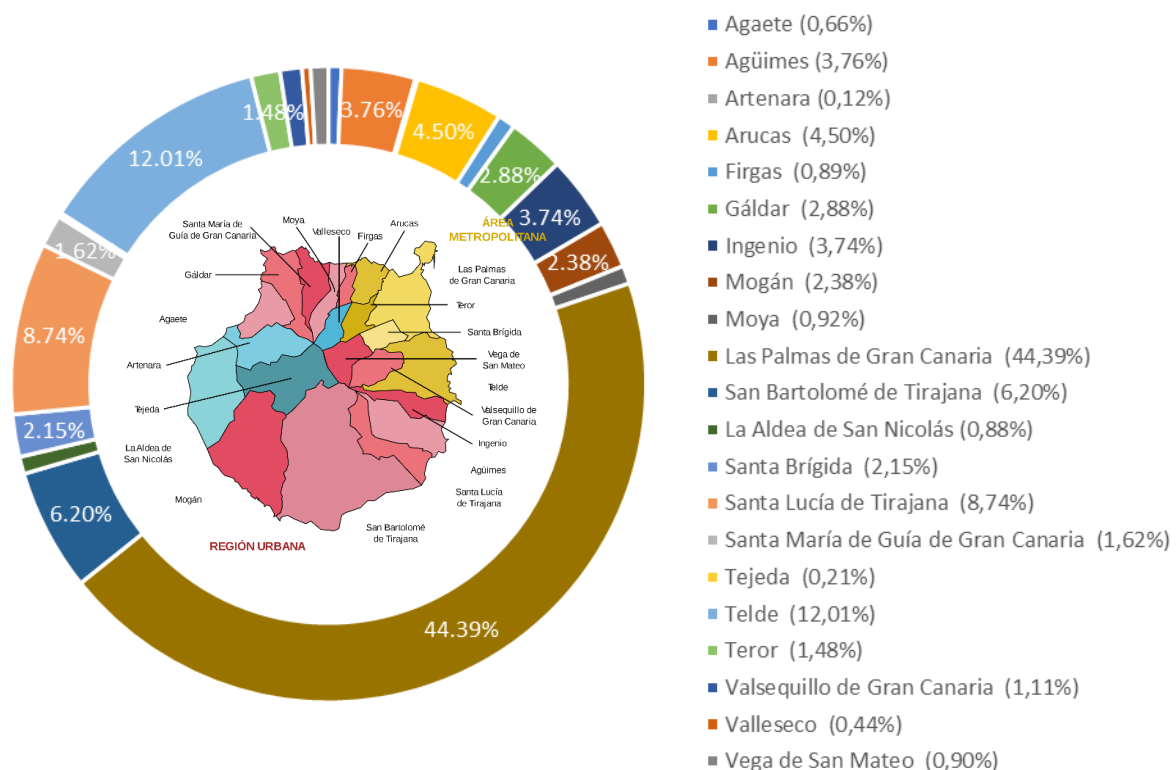


Gráfico 2. Demografía por municipio de Gran Canaria, en 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

2.1.3. Situación económica

Según el Instituto Canario de Estadística (ISTAC), la tasa de variación interanual del Índice de Precios de Consumo (IPC) en Canarias se situó en el 3,1% en diciembre de 2023 como se observa en el Gráfico 3.

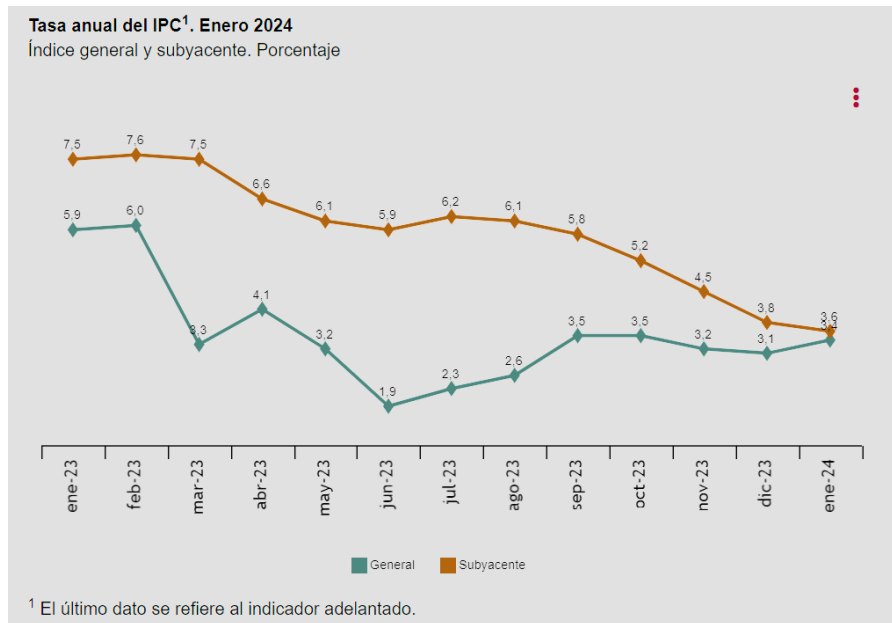


Gráfico 3. Tasa anual del IPC. Índice general y subyacente. Fuente: ISTAC

En cuanto a la relación del IPC con el sector energético, el Instituto Nacional de Estadística (INE) publicó un indicador adelantado del IPC en enero de 2024 que sitúa su variación anual en el 3,4%. Este aumento se debe principalmente a la subida de los precios de la electricidad, mientras que los precios de los carburantes disminuyeron.

En general, la subida de los precios de la electricidad es un problema global. Según un artículo de UNSW Sydney [9], el aumento de los precios de la electricidad se debe a una mayor proporción de generación de energía renovable intermitente, el cierre de centrales térmicas de carbón y las condiciones de gran demanda en un entorno global desafiante y condiciones climáticas extremas.

Según indica el documento de contabilidad trimestral de canarias elaborado por el Instituto Canario de Estadística, en el tercer trimestre del 2023, el Producto Interior Bruto (PIB) generado por la economía canaria registró un crecimiento interanual del 3,0% en comparación

con el mismo periodo del año anterior. Este dato, conocido como la variación real del PIB, fue 1,2 puntos porcentuales mejor que el registrado por la economía nacional. En el

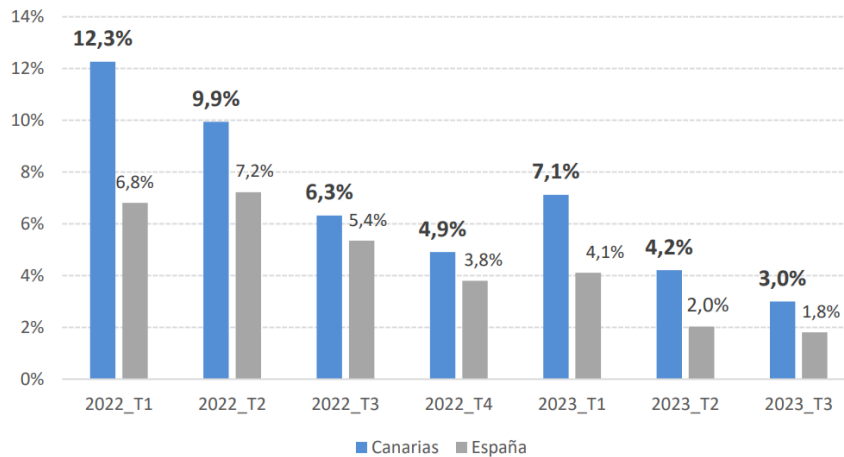


Gráfico 4 se muestra la tasa de variación interanual del índice de volumen del PIB ajustado de estacionalidad y de calendario en Canarias y España por trimestres durante los años 2022 y 2023.

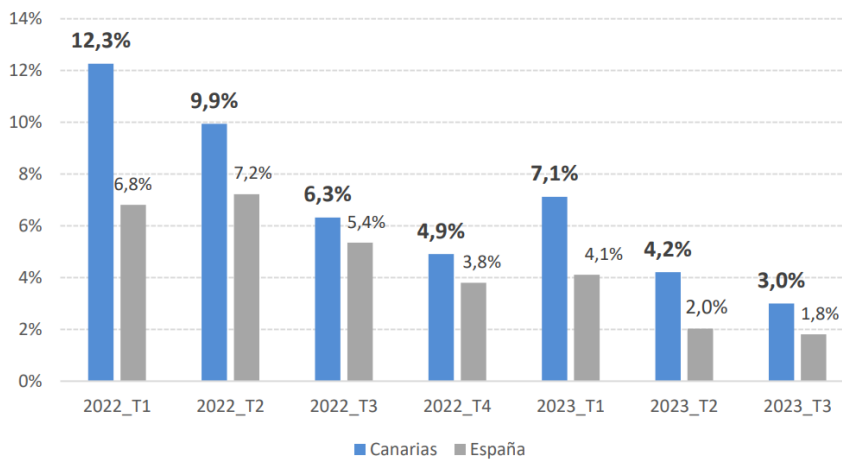


Gráfico 4. Variaciones interanuales por trimestres del PIB. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

Asimismo, el Gráfico 5 muestra una comparativa de la tasa de variación interanual del índice de volumen del PIB ajustado de estacionalidad y de calendario entre Canarias y España en los últimos 8 años y por trimestres.

Todos los sectores económicos registran crecimientos respecto al año anterior, destacando el sector servicios con un aumento del 3,3%, siguiéndole el sector primario (2,7%), la construcción (1,5%), y el sector industrial (0,9%). Para información más detallada, ver Tabla 3.

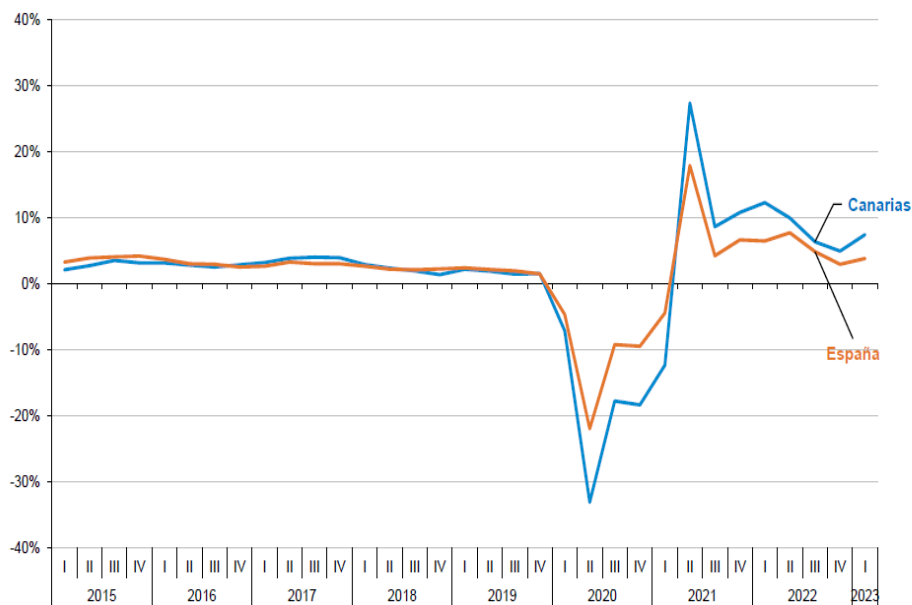


Gráfico 5. Tasa de variación interanual del índice de volumen del PIB ajustado de estacionalidad y de calendario. Canarias y España 2015 -2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

Según detalla el documento de empresas inscritas en la Seguridad Social, elaborado por el Instituto Canario de Estadística, en el tercer trimestre de 2023, Gran Canaria registró 23 474 empresas inscritas en la Seguridad Social, siendo la segunda Isla de Canarias con mayor registro de empresas (ver Tabla 4).

Tabla 3. Tasa de variación interanual del índice de volumen del PIB ajustado de estacionalidad y de calendario. Canarias y España 2022 y 2023. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

Canarias	2022				2023		
	I	II	III	IV	I	II	III
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	3,5%	0,7%	0,1%	0,2%	5,0%	1,9%	2,9%
Industria	3,0%	7,2%	2,4%	1,9%	7,7%	4,3%	0,9%
Construcción	1,1%	5,0%	6,2%	5,0%	6,1%	3,0%	1,5%
Servicios	14,0%	10,9%	6,9%	5,2%	7,2%	4,5%	3,3%
Impuestos netos sobre los productos	13,9%	8,6%	5,5%	6,2%	7,0%	3,7%	2,7%
PIB	12,3%	9,9%	6,3%	4,9%	7,1%	4,2%	3,0%

España	2022				2023		
	I	II	I	IV	I	II	III
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	-12,2%	-20,7%	-26,9%	-19,3%	-7,4%	-1,9%	2,7%
Industria	1,6%	3,6%	3,2%	1,8%	4,4%	0,9%	0,5%
Construcción	0,6%	4,8%	4,7%	2,7%	4,0%	2,1%	1,0%
Servicios	9,0%	9,5%	7,6%	5,9%	5,0%	2,8%	2,4%
Impuestos netos sobre los productos	8,8%	6,1%	2,6%	-0,7%	0,1%	-0,9%	0,2%
PIB	6,8%	7,2%	5,4%	3,8%	4,1%	2,0%	1,8%

Tabla 4. Número de empresas inscritas en la SS por islas, año 2023. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

Isla	Empresas inscritas en la Seguridad Social (SS) en el tercer trimestre de 2023
Tenerife	27 593
Gran Canaria	23 474
Lanzarote	5041
Fuerteventura	3570
La Palma	2528
La Gomera	606
El Hierro	335

La Seguridad Social de Canarias registró al término del tercer trimestre de 2023 un total de 60 868 empresas inscritas, un incremento del 0,5% en comparación con el segundo trimestre de 2023 y un crecimiento del 1,1% con respecto al mismo trimestre del año pasado.

En términos absolutos, el sector con mayor número de empresas inscritas al final del tercer trimestre fue el de servicios, con un total de 49 691. Le siguen el de construcción (5937), industria (2877) y agricultura, ganadería, silvicultura y pesca (2363). El Gráfico 6 representa dicha información.

ACTIVIDADES ECONÓMICAS EN CANARIAS EN 2023

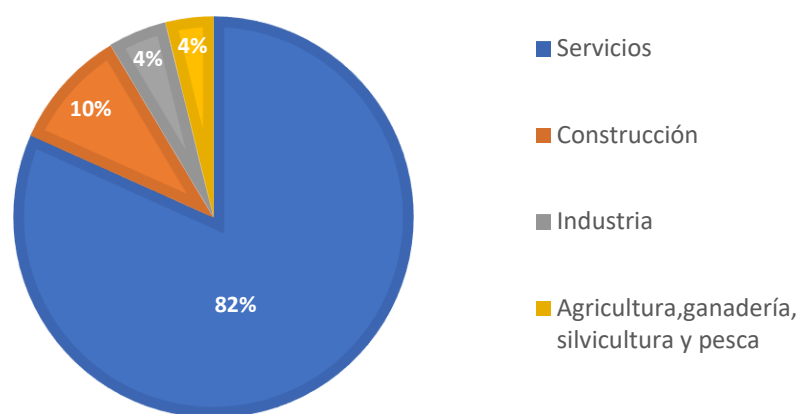


Gráfico 6. Sector con mayor número de empresas inscritas en porcentaje. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

Según informa el documento de indicadores de actividad del Sector Servicios, elaborado por el Instituto Canario de Estadística, en el tercer trimestre del 2023, la variación mensual de la cifra de negocios del Sector Servicios de Mercado es del 2,1% en Canarias, frente al 0,7% del conjunto nacional, una vez que se eliminan los efectos estacionales y de calendario. La tasa anual se sitúa en el 4,2% en la serie corregida de efectos estacionales y de calendario, frente al 0,6% en la serie corregida de efectos estacionales y de calendario del conjunto nacional (ver Figura 2).



Figura 2. Índices de cifra de negocios 2023. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

Si se eliminan los efectos estacionales y de calendario, el comercio sube un 2% y Otros Servicios sube un 8%. Dentro del grupo de Otros Servicios, el Transporte y almacenamiento asciende al 9,2%, Hostelería un 10,1%, Información y comunicaciones un 1,1%, Actividades profesionales, científicas y técnicas un 0,3% y Actividades administrativas y servicios auxiliares un 7,4%. Todo esto se resume en la Tabla 5.

	CANARIAS		ESPAÑA	
	Índice original	Índice corregido de efectos estacionales y de calendario	Índice original	Índice corregido de efectos estacionales y de calendario
Comercio	1,8	2,0	-2,6	-0,9
Transporte y almacenamiento	7,1	9,2	-5,4	-3,6
Hostelería	10,3	10,1	10,2	9,4
Información y comunicaciones	1,8	1,1	6,6	7,4
Actividades profesionales científicas y técnicas	0,2	0,3	3,1	4,5
Actividades administrativas y servicios auxiliares	6,0	7,4	4,8	5,7
Índice general	4,1	4,2	-0,9	0,6

Tabla 5. Índice de cifras de negocio: general y por sectores. Tasa anual en porcentaje. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

La tasa anual de la cifra de negocios del Sector Servicios de Mercado varía respecto a septiembre de 2022 en función de las comunidades autónomas. La Comunidad de Madrid (-

6%) y Aragón (-3,7%) presentan los menores descensos, mientras que Islas Baleares (12,5%) y La Rioja (6,2%) son las que presentan los mayores crecimientos (ver Gráfico 7).

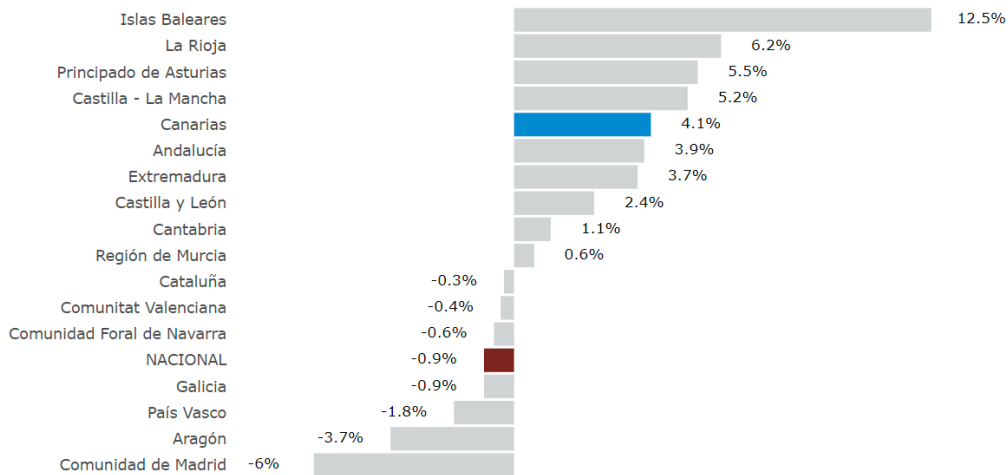


Gráfico 7. Índices generales cifra de negocios: nacional y por comunidades autónomas. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

La tasa anual de ocupación del Sector Servicios de Mercado se incrementa respecto a septiembre de 2022 en todas las comunidades autónomas. Extremadura (0,2%) y Principado de Asturias (0,7%) presentan los menores incrementos, mientras que Islas Baleares (6,5%) y Canarias (3%) son las que presentan los mayores crecimientos (ver Gráfico 8).

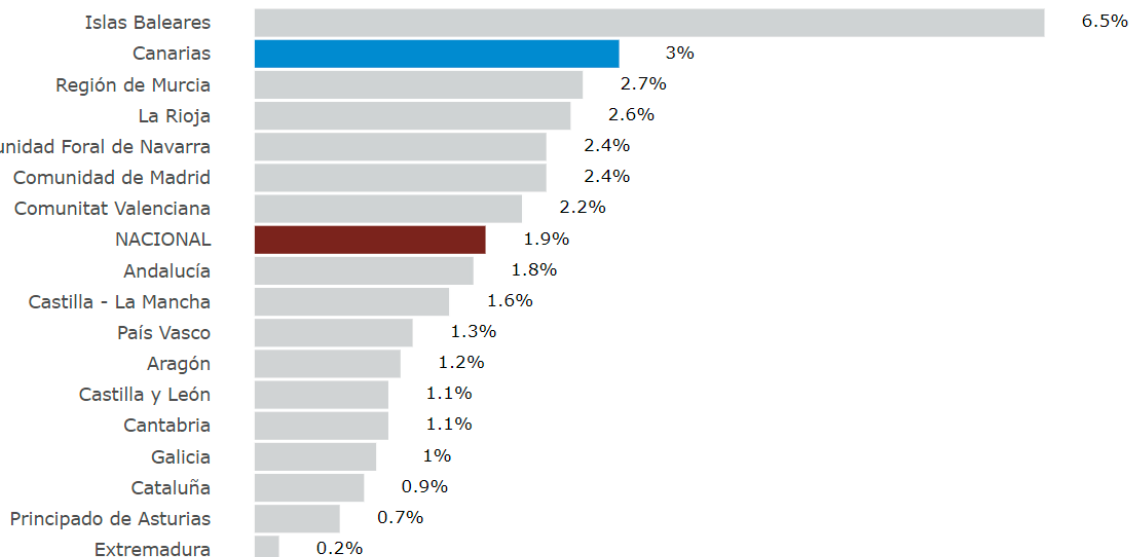


Gráfico 8. Índices generales de ocupación: nacional y por comunidades autónomas. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

Según el informe de situación del sector turístico elaborado por la Unidad de Análisis Turístico del Patronato de Turismo con fuentes del Instituto Canario de estadística y Frontur-Canaria, en términos de turismo en Gran Canaria, en el 2022 llegaron 3 868 048 turistas a la isla, siendo el motivo de la estancia en un 94,51% por ocio o vacacional, en la Figura 3 se presenta por meses la llegada de turistas, siendo los meses de diciembre y noviembre cuando más turistas llegaron a Gran Canaria.

En este documento sobre claves del sector turístico se pueden observar las distintas procedencias de los turistas que llegaron a Gran Canaria en el 2019 y 2022 (ver

Tabla 6).

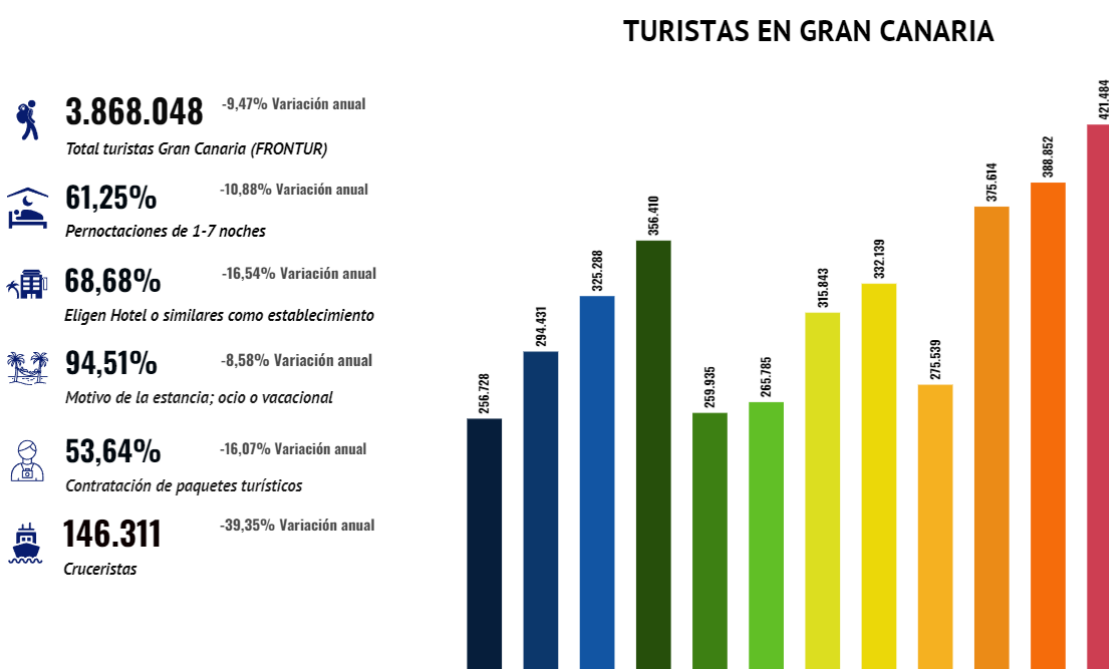


Figura 3. Claves del sector turístico, acumulado en el año 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC) y Frontur-Canaria

Tabla 6. Procedencia turistas que llegan a Gran Canaria en el año 2019 y 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

PAÍS DE ORIGEN	2019	2022	Var. 19-22	Var.%19-22
Alemania	874 742	720 959	-153 783	-17,58%
Bélgica	103 474	105 972	2498	2,41%

Francia	95 530	136 369	40 839	42,75%
Irlanda	77 915	81 125	3 210	4,12%
Italia	100 344	114 253	13 909	13,86%
Países Bajos	237 795	275 272	37 477	15,76%
Países Nórdicos	942 683	736 263	-206 420	-21,90%
Reino Unido	771 922	792 488	20 566	2,66%
Otros países	416 357	354 147	-62 210	-14,94%
Extranjeros	3 620 756	3 316 840	-303 916	-8,39%
Nacionales	651 858	551 209	-100 649	-15,44%
TOTAL	4 272 615	3 868 048	-404 567	-9,47%

La Tabla 7 por su lado, muestra una comparativa de la flota de turistas en algunas de las islas que conforman el archipiélago Canario, datos recopilados nuevamente por el ISTAC.

Tabla 7. Procedencia turistas que llegan a Canarias en el año 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

EXTRANJEROS	CANARIAS	LANZAROTE	FUERTEVENTURA	GRAN CANARIA	TENERIFE
2019	13 147 474	2 756 026	1 857 792	3 620 756	5 048 209
2021	5 275 731	902 978	877 604	1 399 181	2 189 109
2022	12 694 329	2 466 036	1 968 558	3 316 840	5 116 249
Var. 19-22	-453 145	-289 990	110 766	-303 916	68 040
Var. 19-22%	-3,45%	-10,52%	5,96%	-8,39%	1,35%
NACIONALES	CANARIAS	LANZAROTE	FUERTEVENTURA	GRAN CANARIA	TENERIFE
2019	1 968 234	309 550	165 403	651 858	841 245
2021	1 418 435	285 807	145 413	390 335	573 642
2022	1 923 053	350 194	169 195	551 209	835 206
Var. 19-22	-45 181	40 644	3 792	-100 649	-6039
Var. 19-22%	-2,3%	13,13%	2,29%	-15,44%	-0,72%

TOTAL	CANARIAS	LANZAROTE	FUERTEVENTURA	GRAN CANARIA	TENERIFE
2019	15 115 708	3 065 576	2 023 195	4 272 614	5 889 454
2021	6 694 166	1 188 785	1 023 017	1 789 516	2 762 751
2022	14 617 382	2 816 230	2 137 753	3 868 049	5 951 455
Var. 19-22	-498 326	-249 346	114 558	-404 565	62 001
Var. 19-22%	-3,30%	-8,13%	5,66%	-9,47%	1,05%

Conexión con continente

No hay conexión física con el continente mediante cable eléctrico o puente. El principal transporte desde y hacia Gran Canaria es el transporte aéreo y marítimo.

El tráfico de pasajeros registrados en el aeropuerto de Gran Canaria en el año 2022 según movimientos (llegadas y salidas), y principales territorios de escala o de origen/destino se muestra recopilado en la Tabla 8.

Tabla 8. Tráfico de pasajeros registrados en el aeropuerto de Gran Canaria en el año 2022 según movimientos (llegadas y salidas). Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

TERRITORIOS DE ESCALA O DE ORIGEN/DESTINO	PASAJEROS		
	TOTAL	LLEGADAS	SALIDAS
Total	12 294 803	6 144 254	6 150 549
Extranjeros y España (excluida Canarias)	9 712 974	4 848 518	4 864 456
España	5 769 975	2 877 248	2 892 727
Canarias	2 581 829	1 295 736	1 286 093
España (excluida Canarias)	3 188 146	1 581 512	1 606 634
Extranjero	6 524 828	3 267 006	3 257 822
Alemania	1 490 559	744 842	745 717
Reino Unido	1 604 798	807 010	797 788

El Gráfico 9 muestra los mismos resultados que la Tabla 8 pero de forma gráfica.

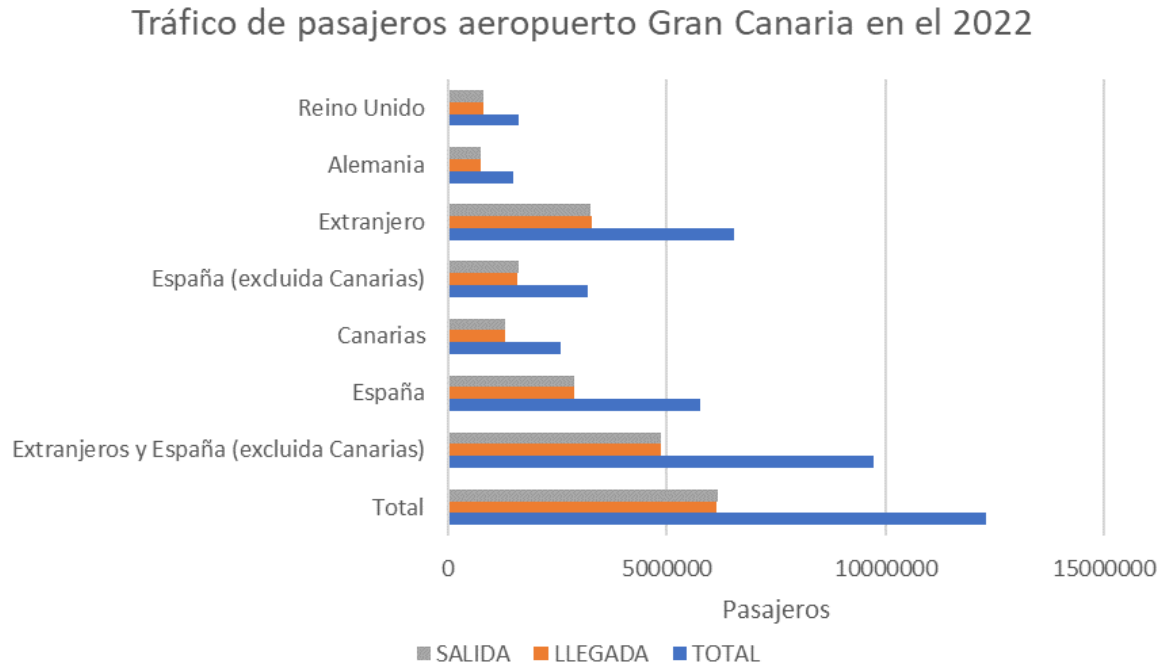


Gráfico 9. Tráfico de pasajeros registrados en el aeropuerto de Gran Canaria en el año 2022 según movimientos (llegadas y salidas). Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

De la misma manera, el tráfico de pasaje reportado por los puertos de la isla de Gran Canaria en el año 2022 es el que se presenta en la Tabla 9.

Tabla 9. Tráfico de pasaje registrados reportado por los puertos de Gran Canaria en el año 2022. Fuente: Instituto Canario de estadística (ISTAC)

	Puerto de la Luz y Las Palmas	Puerto de las Nieves
Pasajeros en línea regular	1 488 004	1 016 504
Pasajeros de cruceros	491 653	0
Vehículos en régimen de pasaje	620 159	

2.2. Descripción del sistema energético

Según el **Diagnóstico Energético de Gran Canaria** [10] el sistema energético de la isla se compone principalmente por el sector eléctrico, el transporte (aéreo, marítimo y terrestre) y, en menor medida, el sector calor (enfocado en combustibles para calderas y cocinas). Se emplea el año 2019 como año de referencia debido a que durante los siguientes 2-3 años la situación energética también se vio alterada a causa de la COVID-19.

La isla de Gran Canaria enfrenta una significativa dependencia de los combustibles fósiles. Según el diagnóstico energético de Gran Canaria, en 2019, aproximadamente el 96,5% de la energía consumida en la isla provenía de fuentes fósiles en términos de energía final. Este dato subraya la urgente necesidad de que la isla apueste por la independencia energética y explore alternativas más sostenibles y renovables.

El Gráfico 10 presenta la distribución del consumo energético en términos de energía primaria (izquierda) y energía final (derecha) en 2019 para la isla de Gran Canaria. Considera tanto el transporte nacional (terrestre, aviación y marítimo) como el transporte aéreo internacional, ya que el consumo se realiza en la isla (la mayor parte del transporte marítimo internacional únicamente repostado en el Puerto de Las Palmas, sin tener como origen o destino la misma, por lo que no se computa como demanda insular). Los valores expuestos en los gráficos son los siguientes.

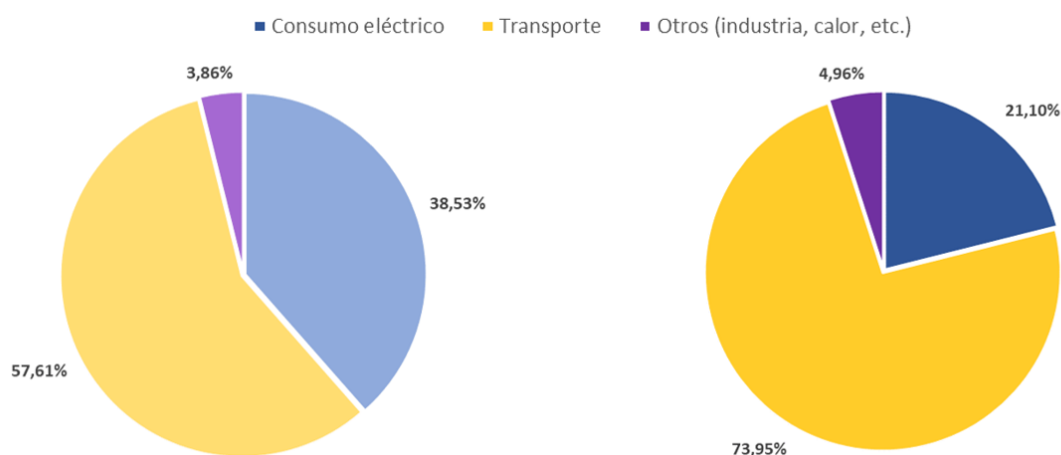


Gráfico 10. Distribución de la energía por sectores (energía primaria a la izquierda y energía final a la derecha) en 2019 en Gran Canaria (incluyendo transporte nacional y aviación internacional). Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria, Cabildo de Gran Canaria y Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

❖ Energía Primaria (gráfico izquierdo):

- El transporte representa aproximadamente el 58% de la demanda de energía en términos de energía primaria.
- El consumo eléctrico supera el 38%.
- El 4% restante corresponde a industria y calor.

❖ Energía Final (gráfico derecho):

- La distribución cambia considerablemente debido a la ineficiencia del sistema eléctrico.
- La energía eléctrica se reduce al 21%.
- El transporte alcanza hasta el 74%.
- Otros sectores como la industria y el calor representan aproximadamente el 5% de la energía final consumida en Gran Canaria.

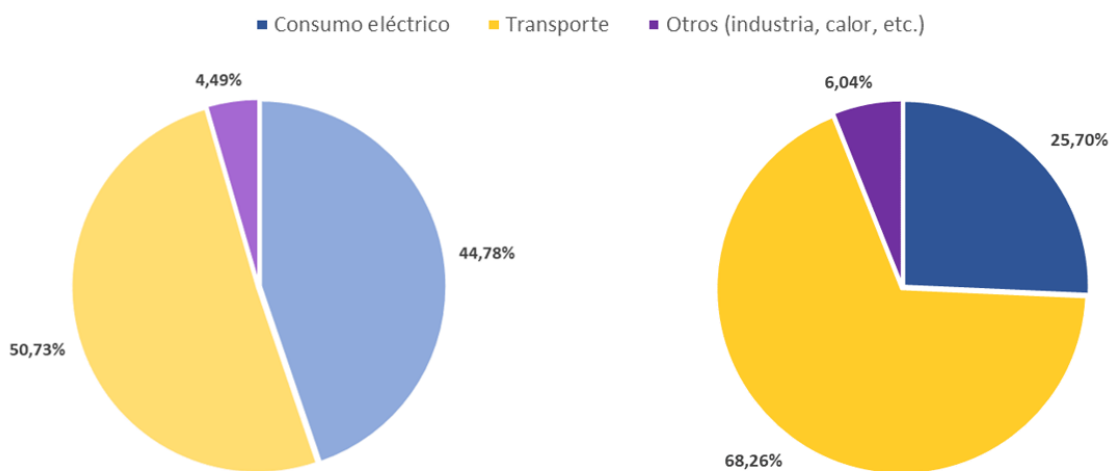


Gráfico 11. Distribución de la energía por sectores (energía primaria a la izquierda y energía final a la derecha) en 2019 en Gran Canaria (incluyendo únicamente transporte nacional). Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria.

Por el contrario, si se observa el Gráfico 11, y nos centramos exclusivamente en el transporte nacional con origen o destino en Gran Canaria, la distribución de la energía se presenta de la siguiente manera:

❖ Energía Primaria (gráfico izquierdo):

- La electricidad representa aproximadamente el 45% de la energía consumida en la isla.
- El transporte supera el 50%.
- El 5% restante corresponde a otros sectores, como industria y calor.

❖ Energía Final (gráfico derecho):

- La distribución cambia significativamente debido a la ineficiencia del sistema eléctrico.
- El transporte consume hasta el 68% de la energía.
- El sector eléctrico representa solo el 26% de la energía consumida en la isla.
- El 6% restante corresponde a otros sectores.

2.2.1. Sector eléctrico

El archipiélago canario se distingue como la única región de España que no está conectada a las redes energéticas continentales. Está compuesto por seis subsistemas eléctricos pequeños, los cuales operan de manera aislada y enfrentan dificultades técnicas para su interconexión.

El archipiélago canario se caracteriza por su excesiva dependencia exterior de energía y por contar con un parque de generación eléctrica muy poco diversificado y envejecido. Este parque se basa en tecnologías que emplean productos petrolíferos, con una baja participación de energías renovables. Todas estas características específicas resultan en mayores costos en la generación eléctrica. Por esta razón, existe una reglamentación singular que reconoce un régimen retributivo adicional para compensar el extra coste derivado de la producción de energía eléctrica, principalmente de origen fósil.

La demanda de energía final en las Islas Canarias según el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), en el año 2021, se distribuye principalmente entre la demanda de productos derivados de petróleo para uso final directo (76,4%), electricidad (23%) y demanda de calor de origen renovable, fundamentalmente a partir de energía solar térmica (0,6%).

En cuanto a la demanda por sectores, según se detalla en el Gráfico 12, el sector más consumidor en el año 2021 es el transporte, que entre el terrestre y el aéreo suman más del 60% del consumo de energía final, seguido del sector servicios según el anuario energético de Canarias [11].

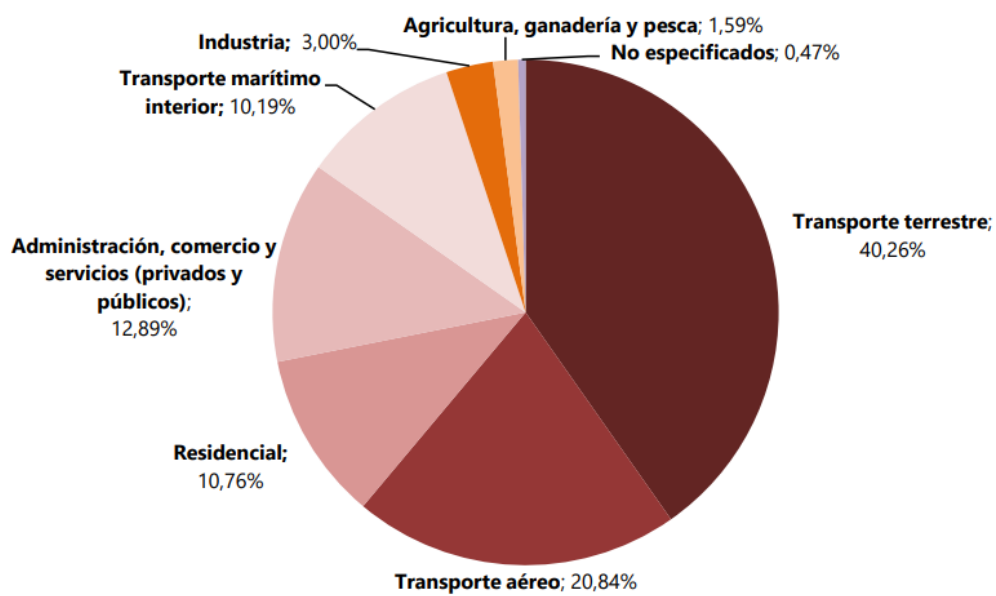


Gráfico 12. Distribución porcentual de la demanda de energía final en Canarias, por sectores, año 2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021¹

Basado en los datos del diagnóstico Energético de Gran Canaria, en el Gráfico 13 se muestra la evolución de la potencia instalada desde 1990 hasta 2021.

Se observa que la potencia crece de forma continuada hasta alcanzar un pico en 2011, para decrecer a partir de ese año. Este decrecimiento es debido a la retirada de algunos grupos convencionales. La potencia instalada comienza a crecer nuevamente de forma moderada en el 2016 hasta la actualidad. Este crecimiento es debido a la instalación de nueva potencia renovable.

¹ El epígrafe “no especificados” engloba principalmente las entregas de gasoil realizado por distribuidores cuyo destino final (flotas de transporte, generación de calor en el sector doméstico o industrial, etc.) no ha podido ser determinado

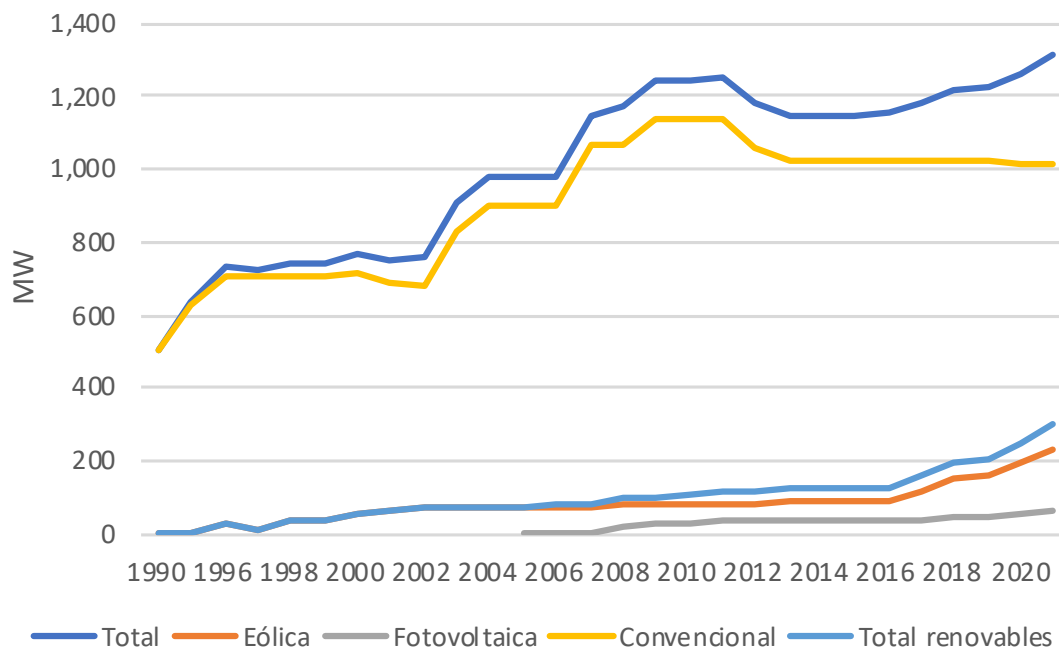


Gráfico 13. Evolución de la potencia instalada en Gran Canaria hasta 2021. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria a partir de Anuario Energético de Canarias 2020.

Entre 2020 y 2021 se instalaron en Gran Canaria 56 MW renovables (46 MW eólicos y 10 MW fotovoltaicos). El despegue de la energía solar fotovoltaica se hace patente en la última década mientras que la energía eólica está mucho más consolidada desde finales del siglo pasado. Se observa un estancamiento de la instalación renovable entre los años 2002 y 2008, año en el que se impulsa sobre todo la instalación de solar fotovoltaica, y nuevamente otro leve estancamiento hasta el año 2017, a partir del cual las renovables aceleran su ritmo de implantación, primero la eólica y, a posteriori, la solar fotovoltaica.

La potencia instalada en Gran Canaria en 2022 fue de 1334 MW, de los cuales 1024,1 MW corresponden a generación convencional (999,2 MW en centrales térmicas y 24,9 MW en sistemas de cogeneración), 238,4 MW a energía eólica y 71,2 MW a energía solar fotovoltaica; 50,2 MW renovables más que el año anterior. Estos datos de renovables se contabilizan únicamente teniendo en cuenta las instalaciones conectadas a las redes de transporte o distribución (ver Gráfico 14) [12].

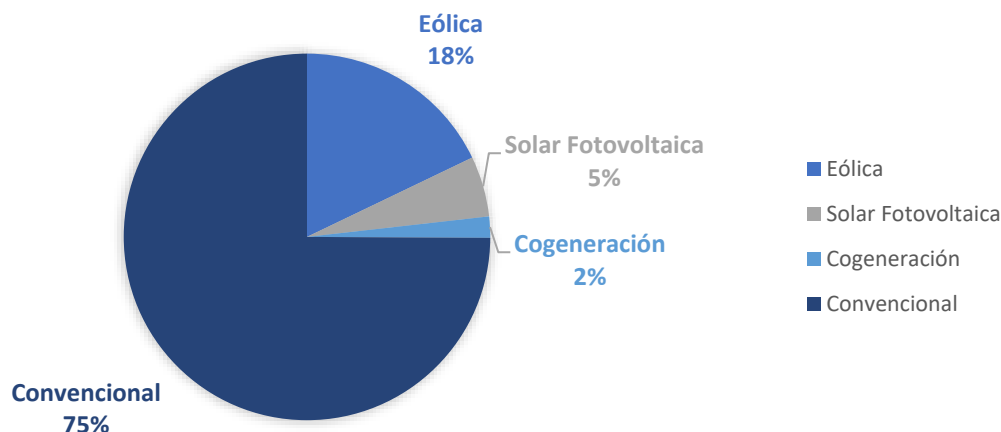


Gráfico 14. Porcentaje de potencia instalada en Gran Canaria. Fuente: Adaptado de Anuario energético de Canarias año 2022.

De forma más detallada, se presentan las distintas tecnologías de producción que se emplearon en el archipiélago canario para cubrir la demanda de energía eléctrica en el año 2021 en el

Gráfico 15.

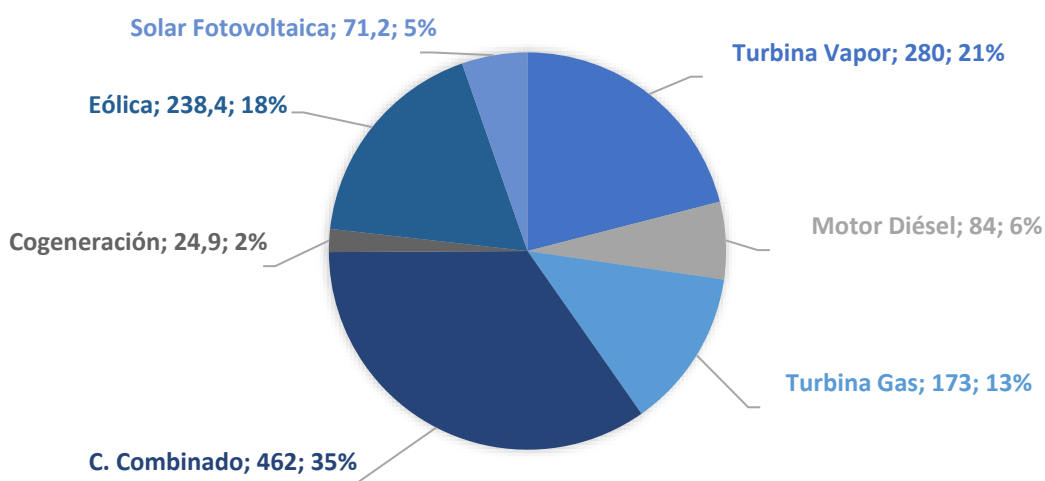


Gráfico 15. Tecnologías de producción necesarias para cubrir la demanda energética en el año 2022 en Gran Canaria. Fuente: adaptado de Anuario energético de Canarias año 2022.

Asimismo, esta agenda incorpora por primera vez los datos de solar fotovoltaica de autoconsumo instalados en los 21 municipios que conforman la isla. Estos datos aportados por Endesa distribución, han sido actualizados a diciembre del año 2023 La Tabla 10, muestra los datos previamente comentados desglosados en función del tipo de autoconsumo, a saber, individual o colectivo.

Tabla 10. Energía solar fotovoltaica de autoconsumo en la isla de Gran Canaria en el año 2023. Unidades: kW. Fuente: Endesa distribución.

Municipio	Autoconsumo individual	Autoconsumo colectivo	Autoconsumo general
Agaete	237		237
Agüimes	7343	52	7395
Aldea de San Nicolás	189		189
Artenara	86		86
Arucas	1798		1798
Firgas	458		458
Gáldar	4005		4005
Ingenio	1492		1492
Las Palmas de GC	18 057	65	18 122
Mogán	2925	66	2991
Moya	275		275
San Bartolomé de Tirajana	9025		9025
Santa Brígida	2188		2188
Santa Lucía de Tirajana	2307	23	2330
Santa María de Guía	2758		2758
Tejeda	27	24	52
Telde	20 553	220	20 774
Teror	431		431
Valleseco	163		163
Valsequillo	1169		1169

Vega de San Mateo	284		284
TOTAL MUNICIPIOS	75 770	452	76 221

Como consecuencia de la elevada dependencia de los combustibles fósiles, el sector energético es el principal causante de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Canarias, situándose en niveles superiores al 85% de las emisiones totales, según datos del año 2020 y alcanzando el 88% en el año 2021. El peso de este sector se debe fundamentalmente a las centrales térmicas para la producción de electricidad y el transporte. En el Gráfico 16 se muestran las emisiones de los gases de efecto invernadero desglosado por categorías en el año 2021. Las cifras de emisiones se expresan en términos de CO₂-equivalente (CO_{2eq}) debido al muy diferente “poder de calentamiento equivalente” que tienen los diversos GEI. Estas cifras se calculan utilizando los potenciales de calentamiento atmosférico a horizonte de 100 años del Segundo Informe de Evaluación elaborado por el IPCC.

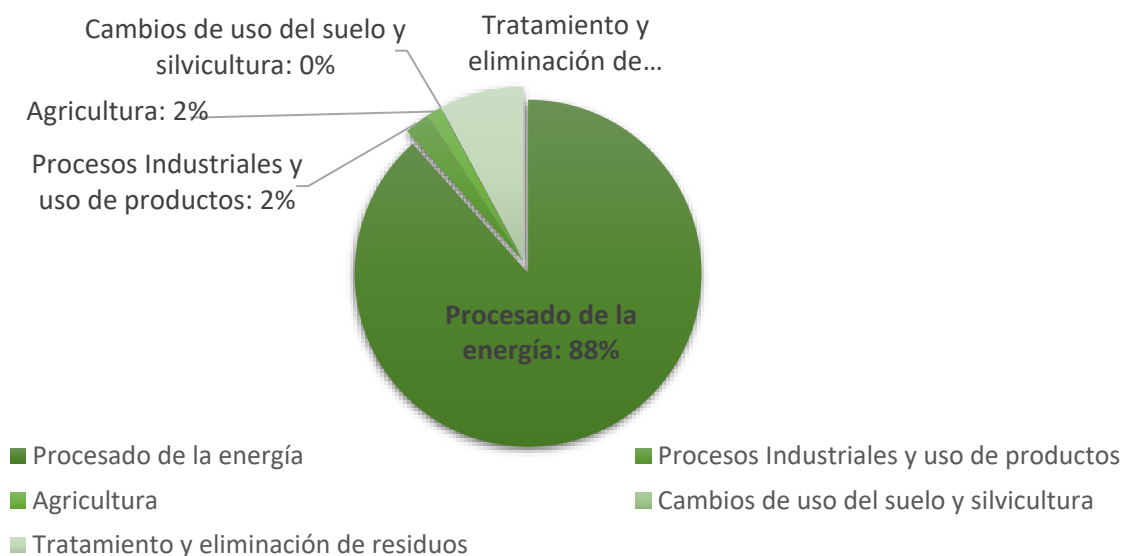


Gráfico 16. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 2021. Fuente: Adaptado de Anuario energético de Canarias año 2022

La evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en Canarias, por categorías se muestran en el Gráfico 17.

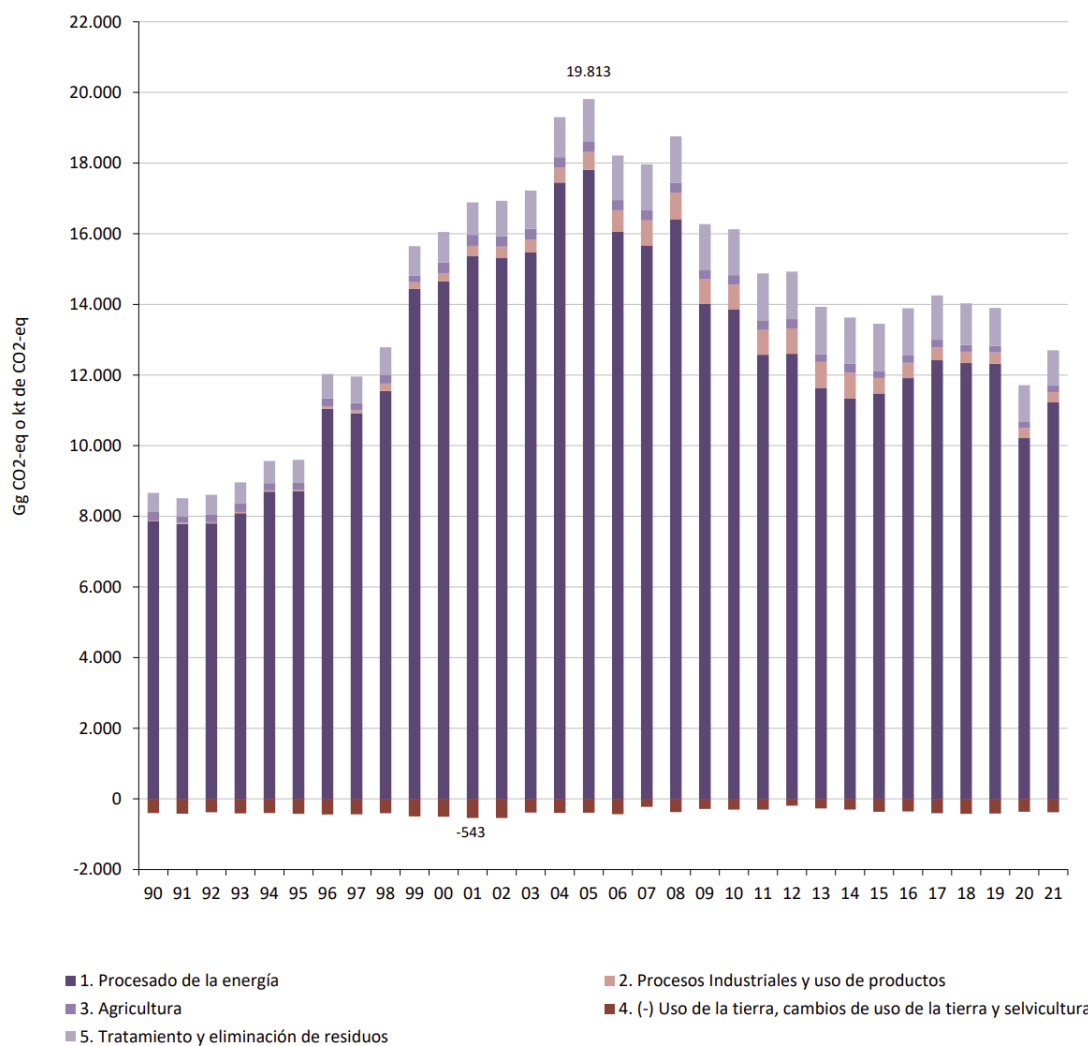


Gráfico 17. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 1990-2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2022.

2.2.2. Sector transporte

El transporte terrestre representa el sector con el mayor consumo de energía final en Canarias. Por esta razón, la electrificación de este sector y el uso de otras fuentes de energía alternativas se consideran fundamentales para alcanzar la descarbonización del transporte en el archipiélago canario.

La insularidad de Canarias confiere una importancia crucial al transporte aéreo y marítimo. Dado que el turismo constituye la principal actividad económica de las islas, los ingresos principalmente provienen de medios aéreos. Por tanto, es fundamental la recopilación de estos datos para analizar su impacto en el consumo energético del archipiélago. Del mismo modo, los puertos de Canarias se configuran como la principal vía de entrada de mercancías procedentes del exterior de las islas, incluidos los combustibles destinados a la generación eléctrica y al abastecimiento de otros consumos internos. Esto incluye los suministros para la navegación aérea y marítima, tanto a nivel nacional como internacional.

Dado el papel crucial que desempeñan los puertos en la actividad económica y cotidiana de los habitantes de Canarias, resulta igualmente relevante registrar los datos de demanda de energía en estas instalaciones. Esto permitirá realizar un seguimiento detallado y facilitar la adopción de medidas orientadas hacia la eficiencia energética y el uso de energías renovables, con el objetivo de mejorar su sostenibilidad a largo plazo.

Para este análisis, se utilizarán datos del año 2019, dado que el año 2020 exhibe un consumo de transporte atípico debido a la pandemia de COVID-19. Esta anomalía también se reflejó en el primer trimestre del año 2021. En 2019, aproximadamente tres cuartas partes del consumo de energía final procedían de alguna de las tres modalidades de transporte: terrestre, marítimo y aéreo. En términos de energía final, el consumo total de transporte en Canarias fue de 2 762 518 Tep, con una distribución entre tipos de transporte que se muestra en el Gráfico 18.

El transporte terrestre representa casi el 45% del consumo final, seguido por la aviación, con más del 40%. El 13,7% restante corresponde al consumo del transporte marítimo nacional. Se ha excluido el transporte marítimo internacional, ya que en su mayoría se trata de

bunkering internacional, es decir, el consumo de buques de mercancías cuyo origen o destino no es Canarias, sino que utilizan el archipiélago como punto de repostaje.

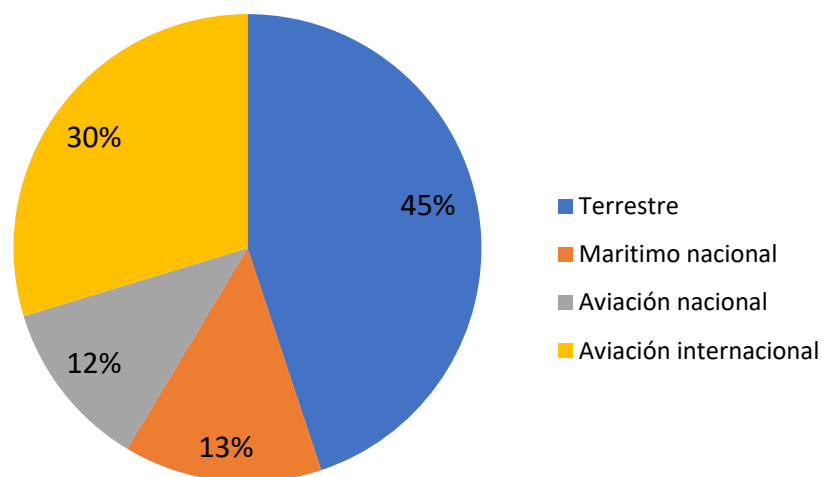


Gráfico 18. Energía final consumida por el transporte terrestre, marítimo y aéreo en Canarias en 2019. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

Del consumo final destinado al transporte en el archipiélago, el 37,5% le corresponde a Gran Canaria. La distribución entre los diferentes tipos de transporte sigue un patrón similar al de las demás islas, como se ilustra en el Gráfico 19. El transporte terrestre ocupa el 44,9% del consumo insular, seguido por la aviación con el 36%, mientras que el transporte marítimo constituye el 19% restante.

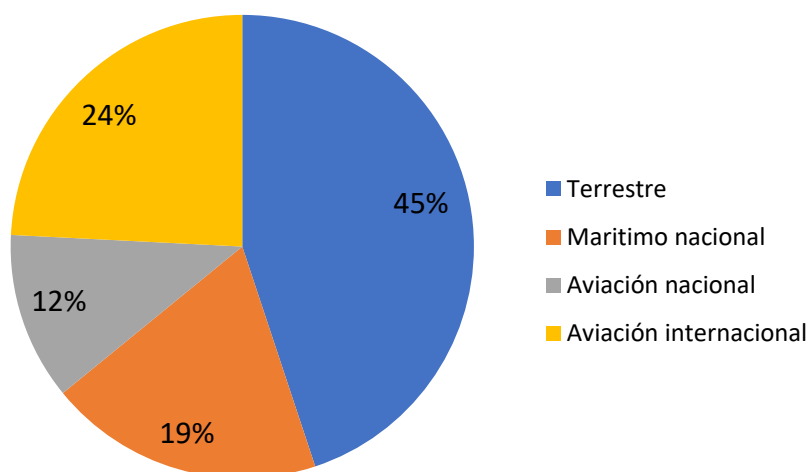


Gráfico 19. Energía final consumida por el transporte terrestre, marítimo y aéreo en Gran Canaria (excluyendo marítimo internacional). Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021).

El Gráfico 20 ilustra el consumo en toneladas equivalentes de petróleo (tep) por tipo de transporte, incluyendo el tráfico marítimo internacional, lo que permite analizar el impacto de este último en el consumo insular. En el año 2019, el consumo total del mercado interior de la isla alcanzó las 3 061 704 tep, pero al excluir el tráfico marítimo internacional, este se reduce a 1 027 389 tep. Esta cifra resalta la importancia del sector del bunkering internacional en la isla. En cuanto al consumo global de la isla (mercado interior más navegación), el tráfico marítimo internacional representa el 57% del total, lo que evidencia la preponderancia del bunkering internacional en la balanza energética de la isla.

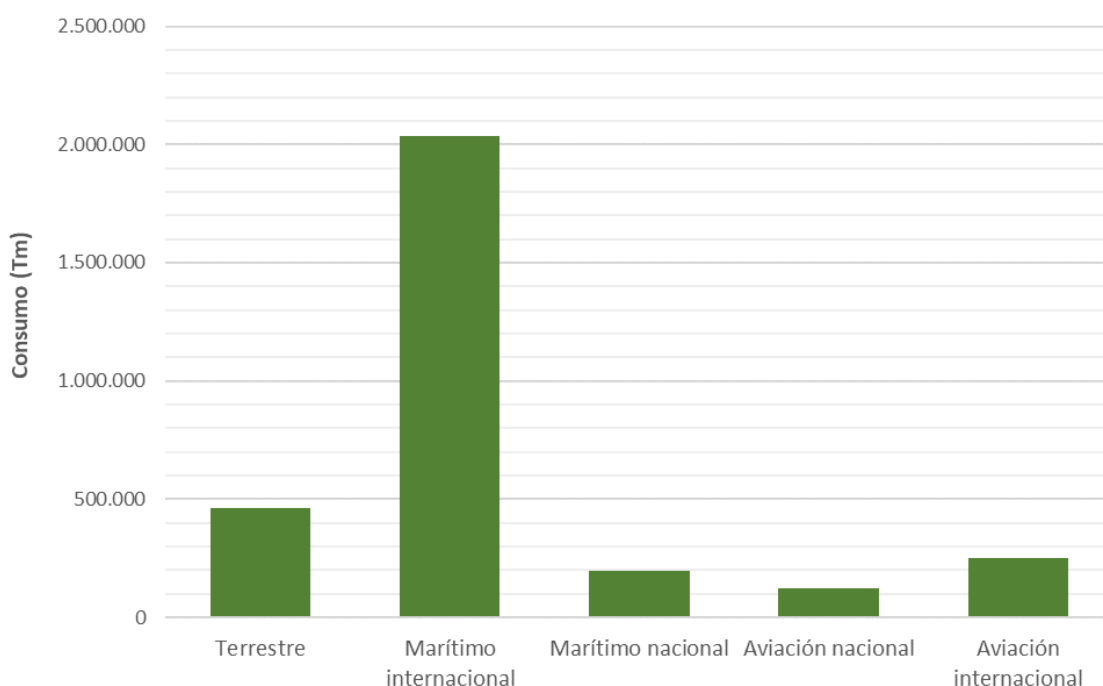


Gráfico 20. Consumo de combustible por tipo de transporte en Gran Canaria (2019). Fuente: elaboración propia a partir de (Gobierno de Canarias, 2021).

2.2.2.1. Sector transporte terrestre

El transporte terrestre representa la modalidad con mayor consumo en Gran Canaria, (excluyendo el tráfico marítimo internacional). Cerca del 45% del combustible utilizado en el sector del transporte en la isla se destina a satisfacer la demanda de personas y mercancías por carretera, lo que genera un significativo impacto en el consumo energético a nivel insular.

En relación con el parque automotor, la Tabla 11 ofrece un desglose del número de vehículos según tipo y combustible para el año 2021. Como se evidencia, los vehículos a gasolina predominan en la isla, con 438 367 unidades en circulación, seguidos por los vehículos diésel, con 218 708 automóviles. Estos dos tipos de combustibles abarcan la gran mayoría del parque automotor, dejando una participación residual para otros tipos de combustibles.

Tabla 11. Parque automovilístico de Gran Canaria por tipo de vehículo y combustible. Año 2021.

Fuente: Diagnóstico energético de Gran Canaria.

Tipo de combustible	Camión		Furgoneta	Guagua	Turismo	Motos	Tractores	Otros	Total por combustible
	< 3.500 kg	> 3.500 kg							
Gasolina	7974	87	10 044	21	357 763	61 186	0	1292	438 367
Diésel	64 865	7558	38 632	2.433	95 592	70	2141	7417	218 708
Eléctrico	91	0	130	4	1873	588	0	208	2894
GLP	15	1	115	1	1092	1	0	4	1229
Gas Natural Comprimido	0	0	1	0	6	0	0	0	7
Butano / Gas licuado	0	0	0	0	4	0	0	0	4
Total por tipo de vehículo	72 945	7646	48 922	2459	456 330	61 845	2141	8921	661 209

Según la Dirección General de Tráfico (DGT) del Ministerio del Interior, Canarias contaba a 31 de diciembre de 2021 con un parque de vehículos de 1 766 417 (total de vehículos) y de 1 751 857 (excluyendo 14 560 remolques y semirremolques). De esta última cifra, el 66,4% eran vehículos de gasolina, el 33,1% se correspondía con vehículos de gasoil y el 0,5% a otro tipo de combustibles.

En el Gráfico 21 se muestra la distribución completa de vehículos para el año 2021 en la isla de Gran Canaria. Los vehículos a gasolina y diésel constituyen el 99,4% del total. Dentro del restante 0,6% (que consiste en vehículos de bajo impacto ambiental), los vehículos eléctricos encabezan con el 70% de los automóviles en circulación (2894 vehículos). Les siguen los vehículos que funcionan con GLP (Gas Licuado de Petróleo), con una participación del 29,3% (1229 vehículos). El 0,3% restante corresponde a vehículos que utilizan otro tipo de gas (gas comprimido, gas licuado o butano), aunque su presencia en el parque automotor es prácticamente insignificante (11 vehículos).

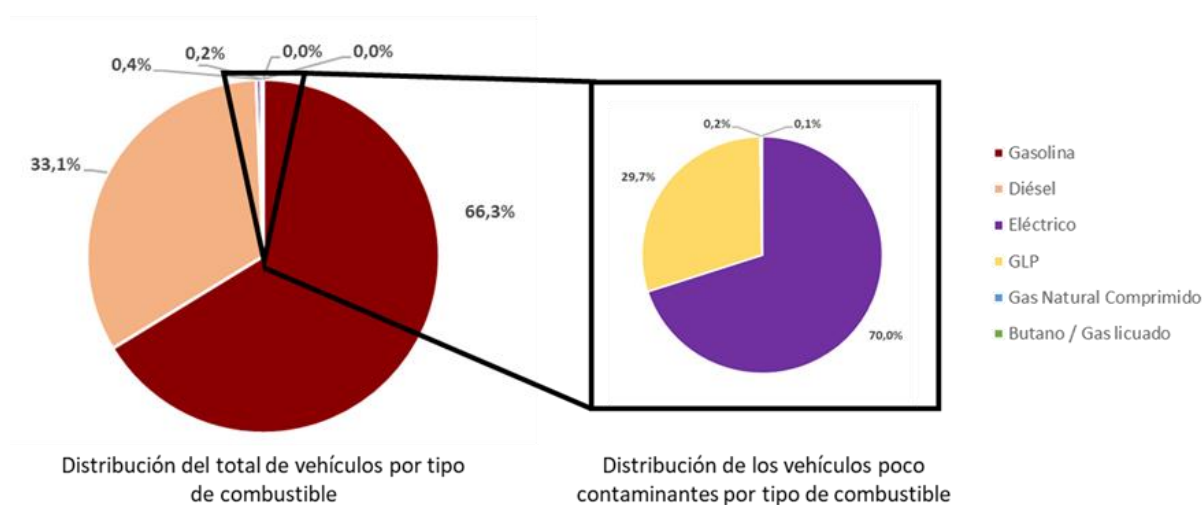


Gráfico 21. Distribución del parque automovilístico de Gran Canaria por tipo de combustible. Año 2021. Fuente: Diagnóstico energético de Gran Canaria.

Analizando la evolución del parque del vehículo, el Gráfico 22 muestra el incremento de vehículos en circulación desde 2011 hasta agosto de 2022. Durante los últimos 12 años, el parque automovilístico ha experimentado un incremento del 19%, cifra que contrasta con el crecimiento poblacional insular (apenas el 0,3%) y con el crecimiento económico (2,9%). Sin embargo, al considerar el período 2011-2019 y excluir el efecto de la emergencia sanitaria, el Producto Interno Bruto (PIB) a precios corrientes aumentó en ese periodo un 17%, similar al crecimiento de vehículos en el mismo período (16%). Esto indica que, en promedio, el crecimiento anual del parque de vehículos fue del 1,6% interanual respecto al año anterior. En cuanto a la composición por tipo de vehículos, las motocicletas registran el mayor aumento, con un 48,7% en los últimos 12 años, seguidas por el incremento en el número de guaguas en un 23,7% y de turismos en un 20,8%. En contraste, los camiones con capacidad inferior a 3.500 kg han experimentado un ligero decrecimiento del -0,8%.

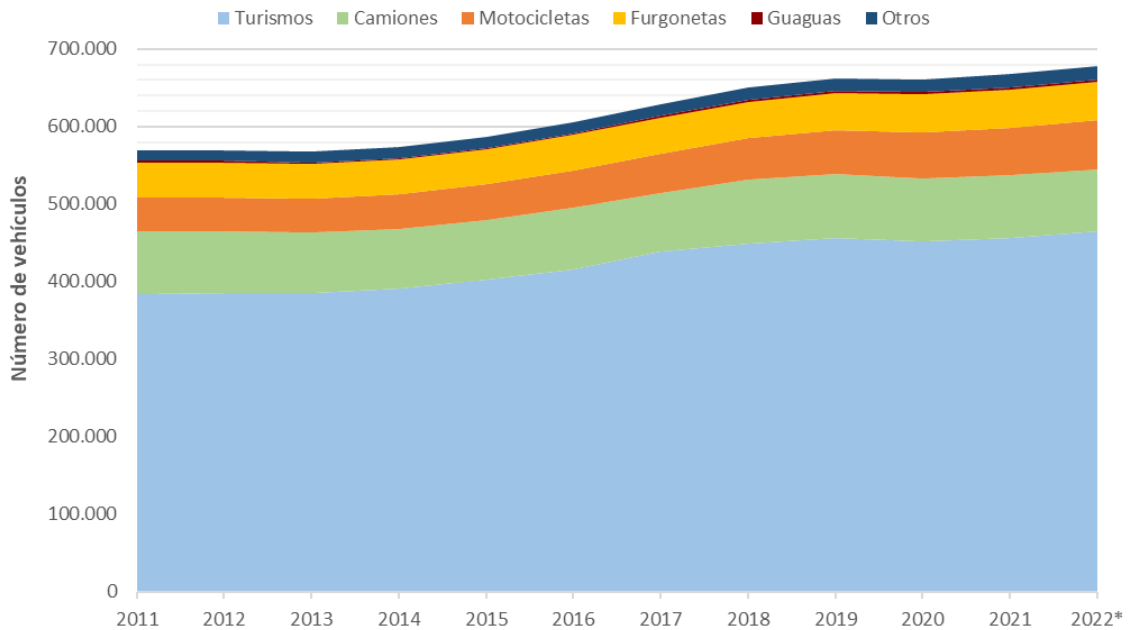


Gráfico 22. Evolución del parque automovilístico de Gran Canaria por tipo de vehículo en el período 2011-2022. *Hasta agosto de 2022. Fuente: Diagnóstico energético de Gran Canaria.

En el Gráfico 23 se analiza el número de vehículos por habitante en cada municipio de Gran Canaria en el año 2021. El municipio con mayor número de vehículos es Tejeda, con más de 13 vehículos/habitante (saliéndose del rango del gráfico). Esta elevada cifra se debe al bajo impuesto municipal que se paga.

El siguiente municipio con mayor número de vehículos per cápita es Agüimes (0,96 vehículos/habitante), con un elevado número de furgonetas, camiones y guaguas, ya que cuenta con el mayor polígono industrial de la isla.

El tercer, cuarto y quinto municipio son, respectivamente, Valsequillo, San Mateo y Santa María de Guía (0,94 vehículos por habitante).

Por el lado contrario, los municipios con menor número de vehículos per cápita son Agaete y Santa Lucía (0,66 vehículos/habitante), Las Palmas de Gran Canaria (0,69 vehículos/habitante), y Arucas y Telde (0,74 vehículos/habitante). En estos últimos casos, se trata de los municipios con mayor población, por lo que las conexiones de transporte público son mucho mejores que en el resto de municipios, factor determinante a la hora de adquirir un vehículo privado.

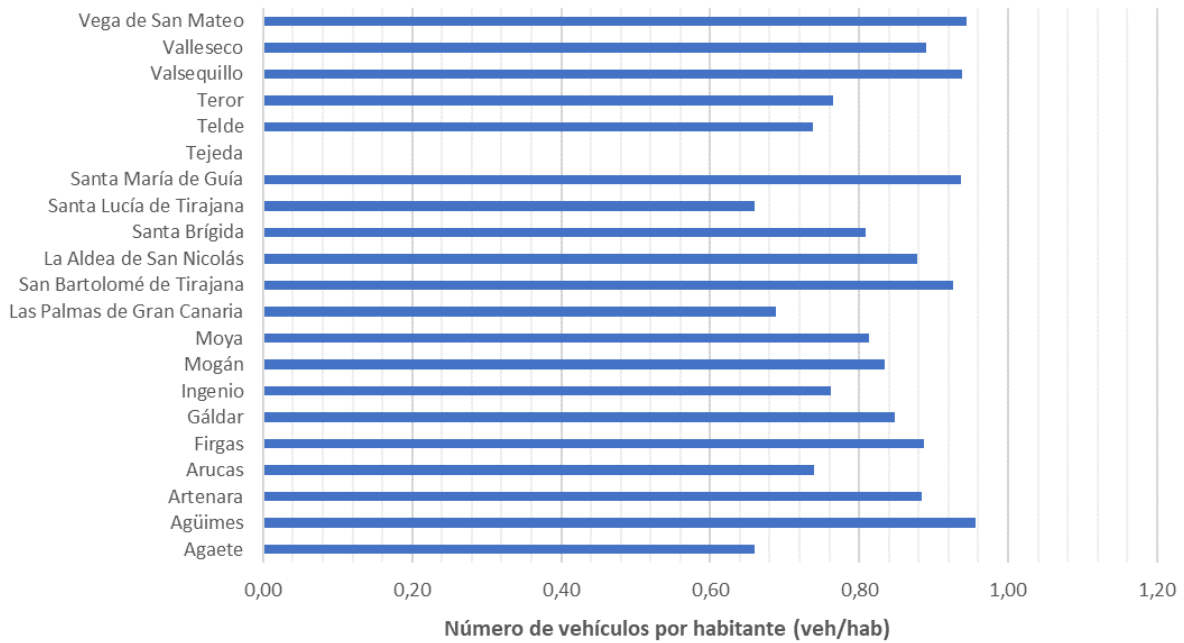


Gráfico 23. Número de vehículos por habitante de cada municipio de Gran Canaria. Año 2021.

Fuente: Diagnóstico energético de Gran Canaria.

Si comparamos a Canarias con el resto de Comunidades Autónomas, Canarias destaca por tener el mayor porcentaje de vehículos de gasolina en relación al total de su parque vehicular, como se observa en el Gráfico 24.

En el siguiente Gráfico 25 se presenta una comparativa entre las distintas Comunidades Autónomas en cuanto al reparto de vehículos según su clasificación por etiquetas.

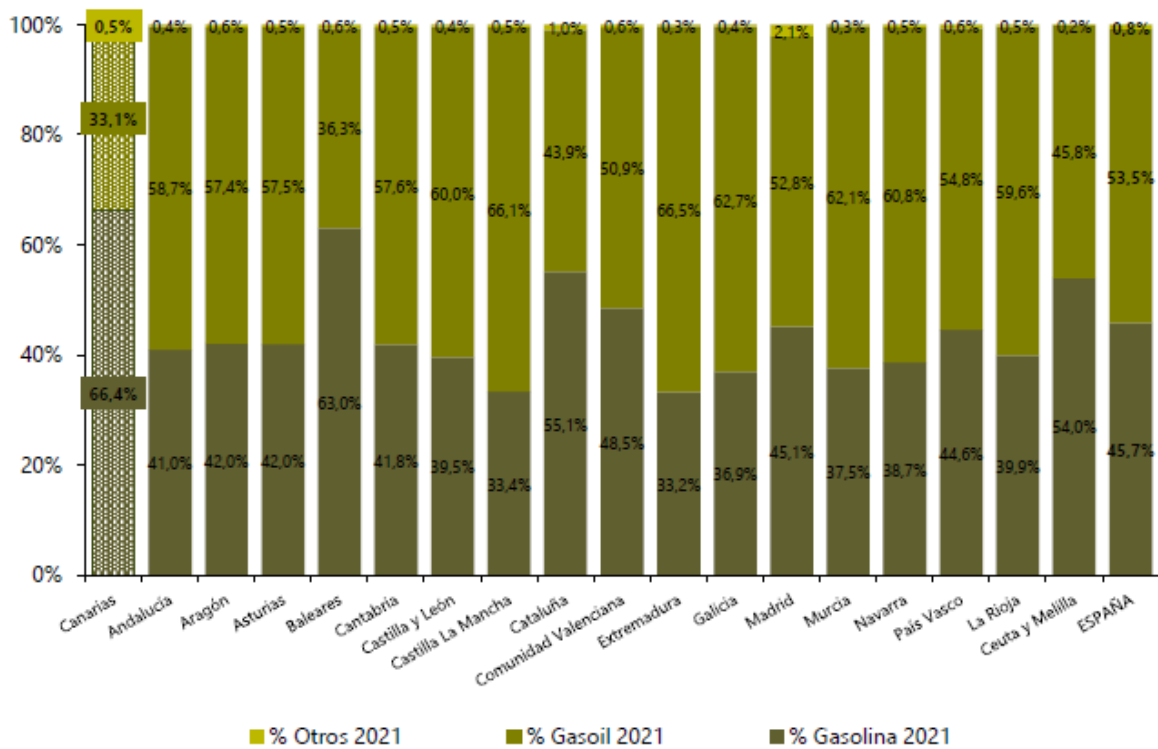


Gráfico 24. Porcentaje de participación de cada tipo de motorización y por Comunidad Autónoma. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

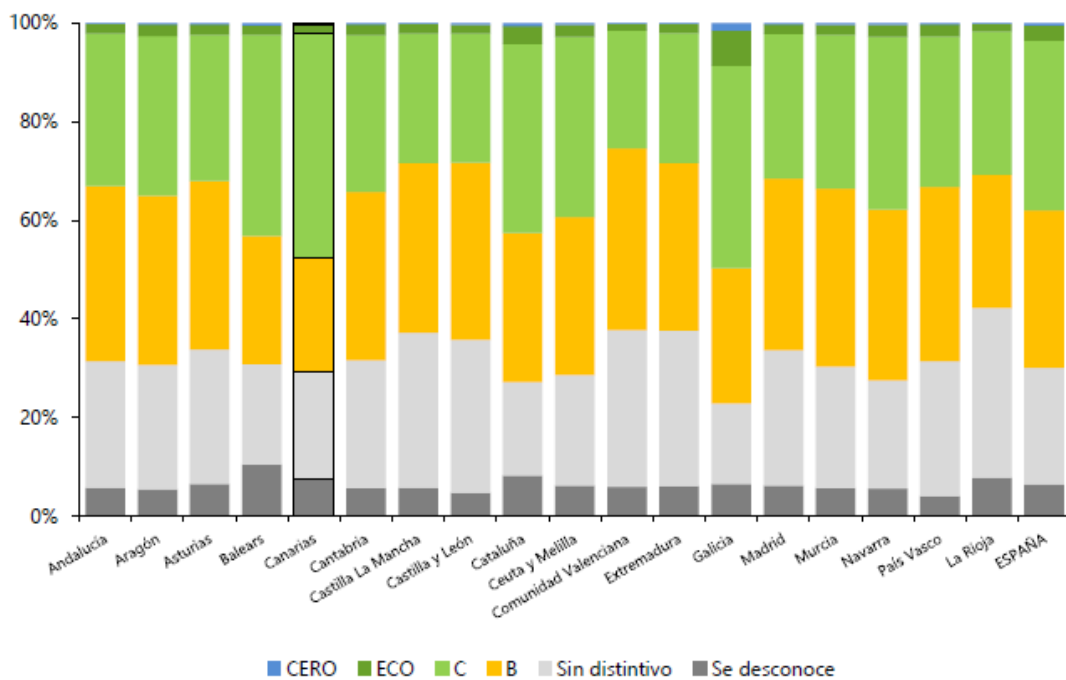


Gráfico 25. Comparativa por CCAA del reparto de vehículos por clasificación de etiquetas. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2021.

- *El vehículo eléctrico*

En los últimos años, el tipo de automóvil que ha experimentado un crecimiento más notable es el del vehículo eléctrico, con un desarrollo exponencial en los últimos 12 años, como se muestra en el Gráfico 26. Hasta agosto de este 2022, el número de vehículos eléctricos en circulación era de 3 714, lo que supone que en los primeros 8 meses del año se hayan comprado los mismos vehículos que en todo 2021, y más que en todo el periodo comprendido entre 2010 y 2019. Ello supone que el 0,6% de los vehículos en circulación en la isla sean eléctricos.

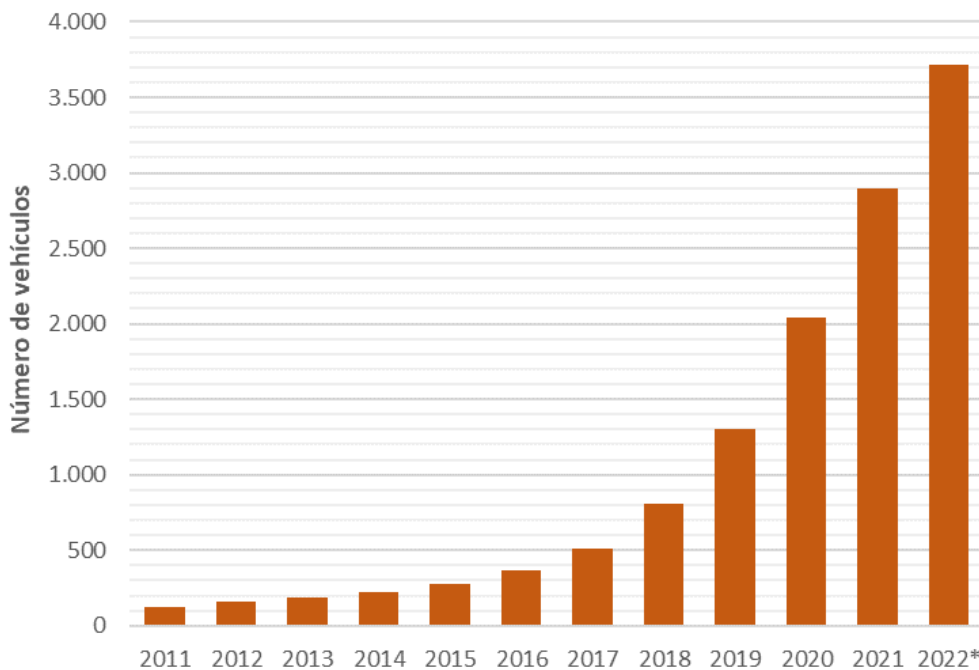


Gráfico 26. Evolución del número de vehículos eléctricos en Gran Canaria, en el período 2011-2022. *Hasta agosto de 2022. Fuente: ISTAC, 2022.

En cuanto la distribución de los vehículos eléctricos en circulación según su tipo (Gráfico 27), el turismo ocupa la mayor parte de los vehículos en circulación, con el 68,4% del total de vehículos eléctricos. Les siguen las motocicletas, con el 18,9% de la cuota de eléctricos en circulación. El 12,7% restante se distribuye entre furgonetas (4,1%), camiones con capacidad inferior a 3.500 kg (2,6%), guaguas (0,1%) y otros vehículos (5,9%).

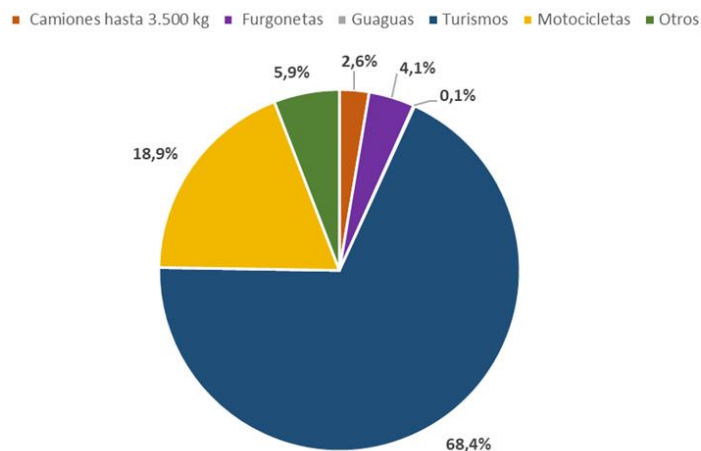


Gráfico 27. Distribución de los vehículos eléctricos según el tipo de vehículo de Gran Canaria. Hasta agosto de 2022. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria.

Por municipios, Las Palmas de Gran Canaria es la localidad con mayor número de matriculaciones de vehículos eléctricos. No obstante, en términos de matriculaciones per cápita, el Gráfico 28 muestra que los municipios de Tejeda y Santa Brígida son los de mayor número de vehículos eléctricos, con 261 y 7,1 vehículos cada mil habitantes, respectivamente. En el caso de Tejeda, como ya se ha explicado, se debe al bajo impuesto de matriculación, por lo que muchos concesionarios los matriculan en dicho municipio. Por el lado contrario, los municipios con menor número de matriculaciones son Santa Lucía de Tirajana, La Aldea de San Nicolás y Artenara, con 1,5, 1,1 y 1 vehículo eléctrico cada mil habitantes respectivamente, 7 veces menos que Santa Brígida.

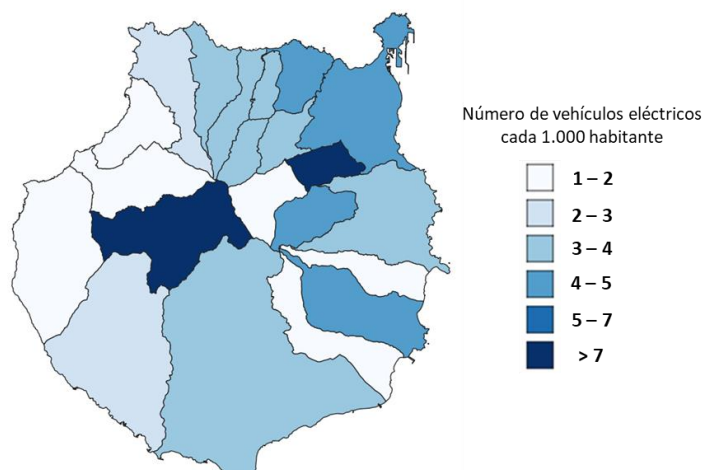


Gráfico 28. Distribución por municipios de los vehículos eléctricos matriculados cada mil habitantes hasta agosto de 2022. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria.

En cuanto a los puntos de recarga para la población, Las Palmas de Gran Canaria, San Bartolomé de Tirajana, Telde y Mogán son los municipios con mayor número de puntos de recarga, con 48, 17, 15 y 12 puntos, respectivamente.

No obstante, si se analiza el número de puntos de recarga por vehículos eléctricos matriculados en cada municipio (Gráfico 29), los municipios con menor número de vehículos (Artenara y La Aldea de San Nicolás) son los que mayor número de puntos de recarga presentan cada mil vehículos eléctricos, con 1000 y 375 puntos de recarga, respectivamente.

Por el lado contrario, los municipios con mayor matriculación de vehículos eléctricos como Tejeda, Santa Brígida, Arucas o Las Palmas de Gran Canaria presentan una cuota menor de puntos de recarga, con 6, 16, 25 y 27 puntos de recarga cada mil vehículos matriculados.

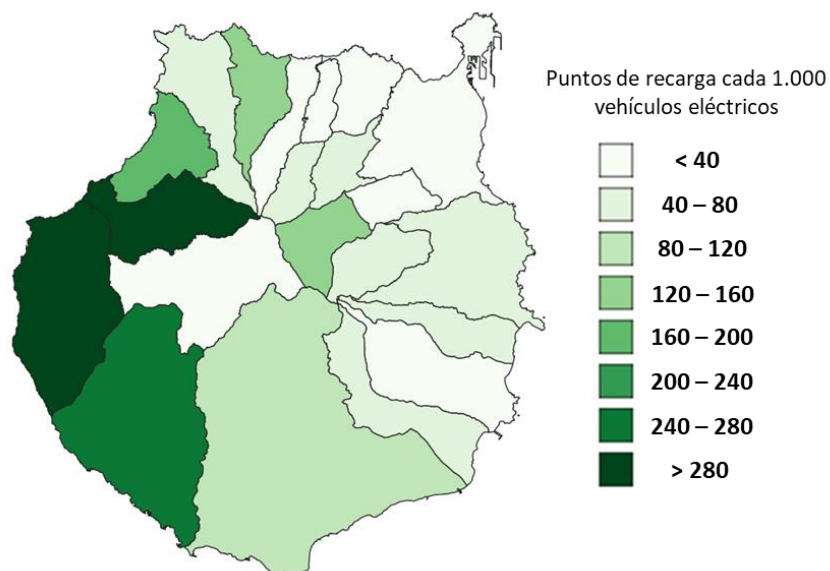


Gráfico 29. Puntos de recarga para vehículos eléctricos cada mil vehículos matriculados por municipio. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria.

En la siguiente Figura 4 se muestra la localización de los puntos de recarga existentes por tipo de conectores para la isla de Gran Canaria.



GRAN CANARIA

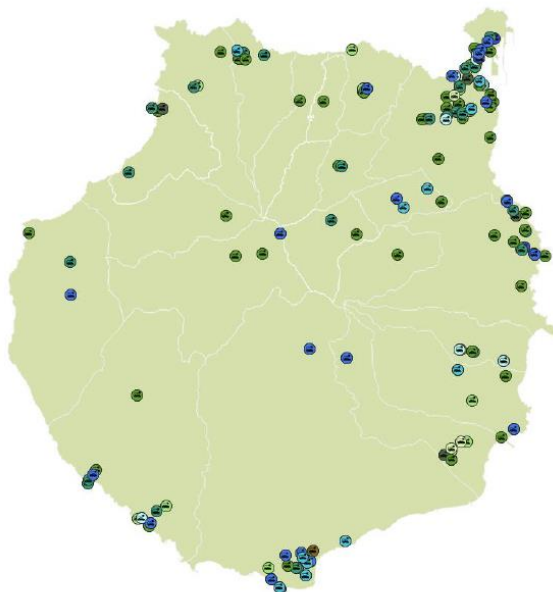


Figura 4. Localización de los puntos de recarga por tipo de conector en la isla de Gran Canaria.

Fuente: Anuario energético de Canarias, 2021.

Para comprobar cómo se llegaría a la total electrificación del sistema de transporte terrestre para el 2040, el Gobierno de Canarias ha desarrollado la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias [13] donde se muestra en Gráfico 30 la evolución prevista del parque automovilístico por tipo de motorización. Aunque se observa una tendencia similar en todas las gráficas (aspecto confirmado por la evolución histórica) existen ciertas diferencias derivadas de las condiciones existentes en el parque automovilístico actual.

En las estimaciones también se ha considerado la evolución del parque automovilístico de gas licuado de petróleo (GLP) dado que en el momento actual tiene una presencia comparable a la del vehículo eléctrico. No obstante, se considera que este dejaría de tener presencia en el año 2040 por ser otra forma de combustible fósil.

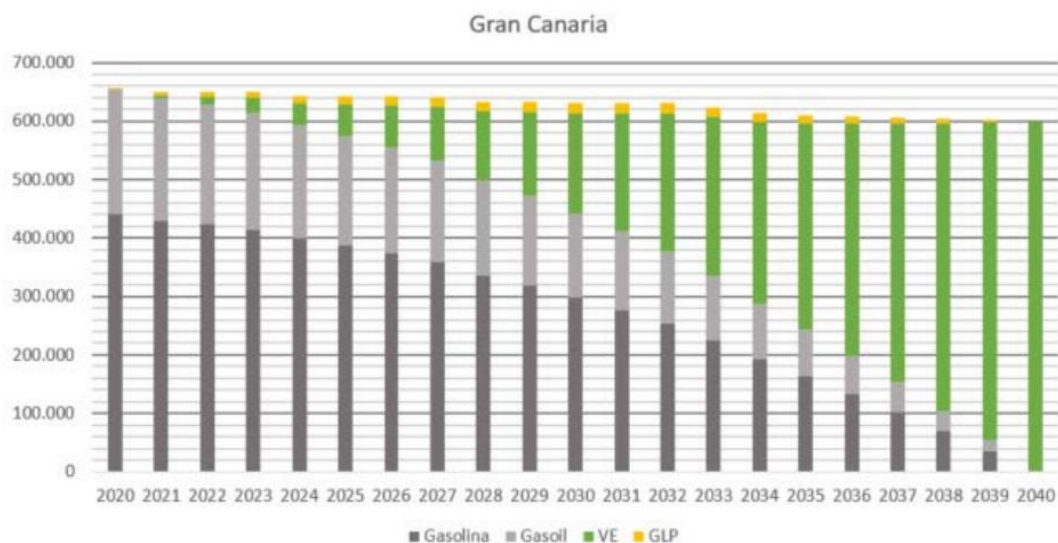


Gráfico 30. Evolución prevista para el parque automovilístico de Gran Canaria por tipo de motorización hasta 2040. Fuente: Estrategia del vehículo eléctrico de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020)

El objetivo principal de la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias es definir el grado de implantación del vehículo eléctrico y establecer un plan de acción coherente con la consecución de este objetivo en los tiempos marcados. En el Gráfico 31 se presenta un desglose del parque automovilístico eléctrico proyectado para la isla de Gran Canaria para el horizonte temporal hasta 2040.

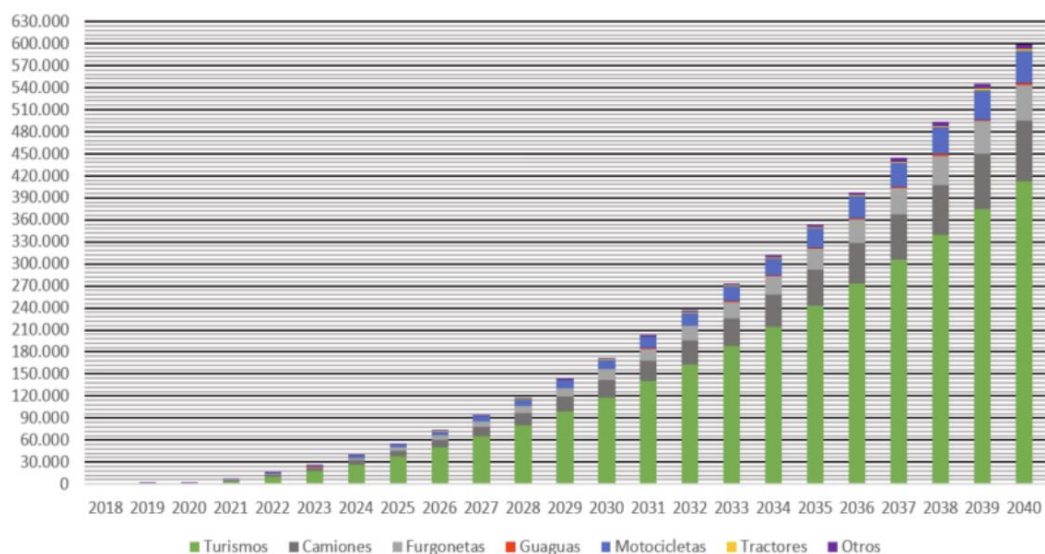


Gráfico 31. Parque automovilístico de vehículos eléctricos en Gran Canaria por tipo de vehículo hasta 2040. Fuente: Estrategia del vehículo eléctrico de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020)

- *Consumo de combustible*

Como se mencionó anteriormente, más del 99% de los vehículos en Gran Canaria funcionan con gasolina o diésel. Por lo tanto, este apartado se centrará principalmente en el consumo de combustible de los vehículos con motores de combustión, dado que el consumo de otros tipos de vehículos es insignificante en términos relativos.

Los datos de partida se extraen de los Anuarios Energéticos de Canarias. Para obtener estos datos, se utilizan los factores de consumo de gasoil y gasolina por vehículo en Canarias, y se combinan con el número de vehículos según el tipo de combustible para realizar una extrapolación a la isla de Gran Canaria. A partir de este análisis, se puede concluir que prácticamente el 100% del consumo de gasolina en Gran Canaria se destina al transporte terrestre, mientras que el consumo de diésel destinado al transporte terrestre representa entre el 94% y el 97% del total de diésel consumido. El resto del diésel se utiliza en grupos electrógenos o la industria, entre otros usos.

La Tabla 12 y Gráfico 32 muestran la evolución del consumo del combustible destinado al transporte terrestre en el período 2014 – 2020. Se observa un periodo de crecimiento en el consumo de combustible entre 2014 y 2018, alcanzando un pico en este último año. Durante esos cinco años, el crecimiento supera el 11%. Sin embargo, en 2019 comienza un ligero decrecimiento en el consumo, que se ve acentuado en el año 2020 debido a la crisis sanitaria. Como resultado, el consumo de combustible se reduce de las 458 395 Tm en 2018 a las 363 730 Tm en 2020.

Tabla 12. Evolución del consumo de combustible del transporte terrestre (unidades: Tm). Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

Año	Gasolina 95	Gasolina 98	Diésel	GLP	Total
2014	139.011	37.678	235.002	350	412.042
2015	138.902	38.867	242.401	406	420.576
2016	140.425	41.762	250.287	591	433.066
2017	137.197	42.835	259.785	618	440.435
2018	144.555	42.893	270.172	776	458.395
2019	144.491	42.016	260.101	890	447.499
2020	108.600	34.848	219.681	602	363.730

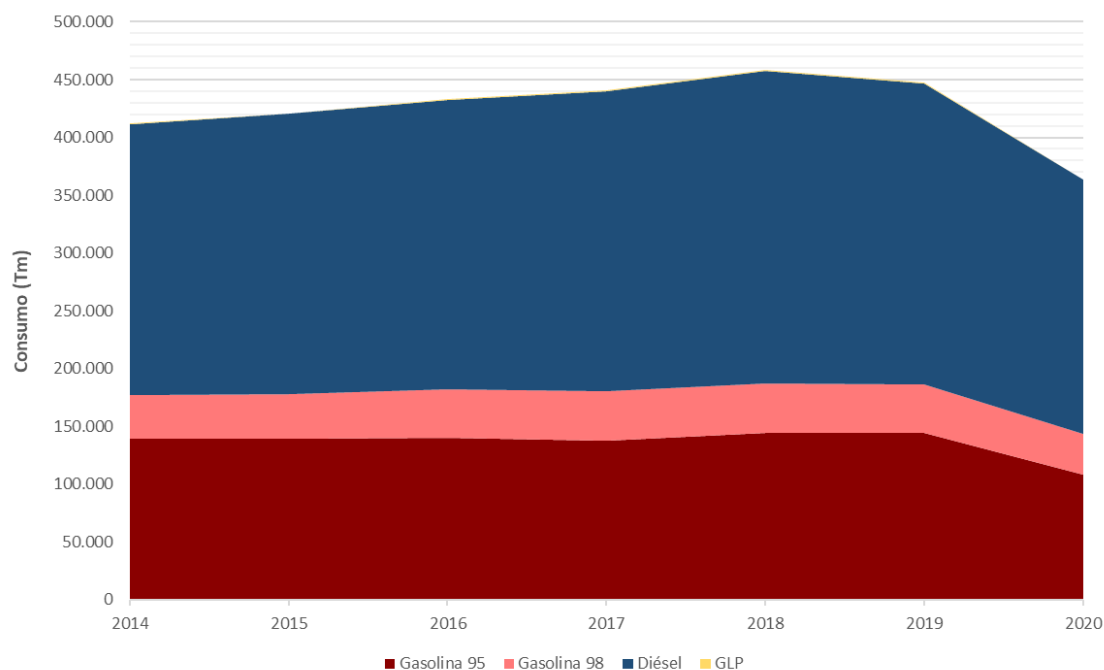


Gráfico 32. Evolución del consumo de combustible, por tipo, de Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

En cuanto a la distribución del consumo en 2019, el 57,3% del combustible consumido correspondía al diésel, mientras que el 42,4% a gasolina como se observa en el Gráfico 33. El restante 0,2% fue consumido en forma de GLP.

Estos datos de consumo contrastan con la distribución de vehículos según su tipo de combustible, ya que más del 66% de los vehículos en circulación funcionan con gasolina. Sin embargo, la mayoría de los vehículos para el transporte de mercancías, que son los que tienen mayor potencia y recorren mayores distancias, son prácticamente todos de diésel.

Esto explica por qué el consumo de diésel por vehículo es considerablemente superior al de gasolina, dado que los vehículos de gasolina están principalmente destinados al transporte de pasajeros de menor potencia, como una gran parte de turismos y motocicletas.

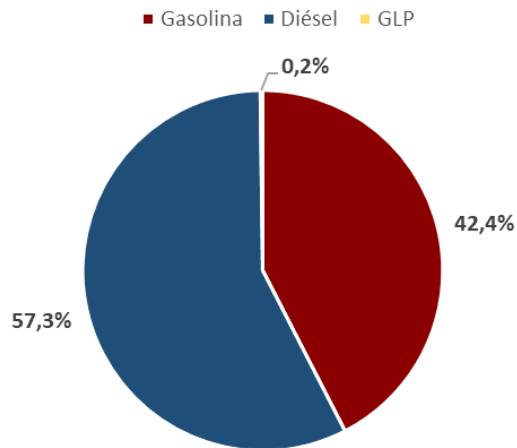


Gráfico 33. Distribución de los combustibles consumidos por el transporte terrestre en 2019. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

Por último, se presenta en el Gráfico 34 y Gráfico 35 la evolución de las ratios de consumo de combustible para transporte por carretera por habitante y por vehículos, tanto para Canarias como a nivel nacional en el periodo comprendido entre 2011 y 2021.

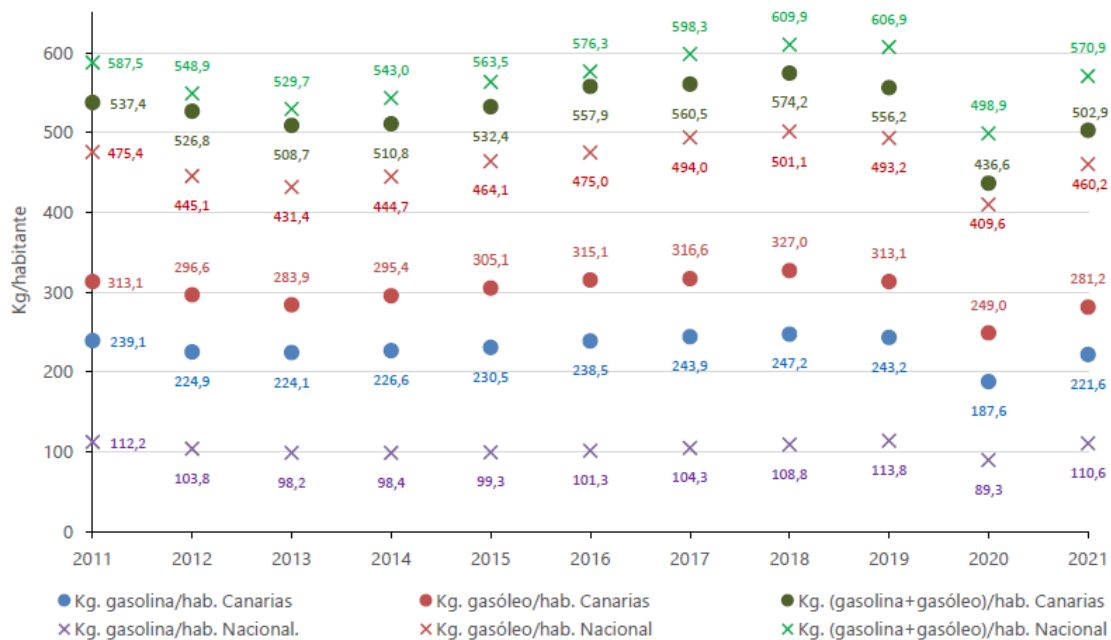


Gráfico 34. Consumo de gasolina y gasoil por habitante en Canarias y España. Años 2011 a 2021. Fuente: Anuario Energético Canarias, 2021.

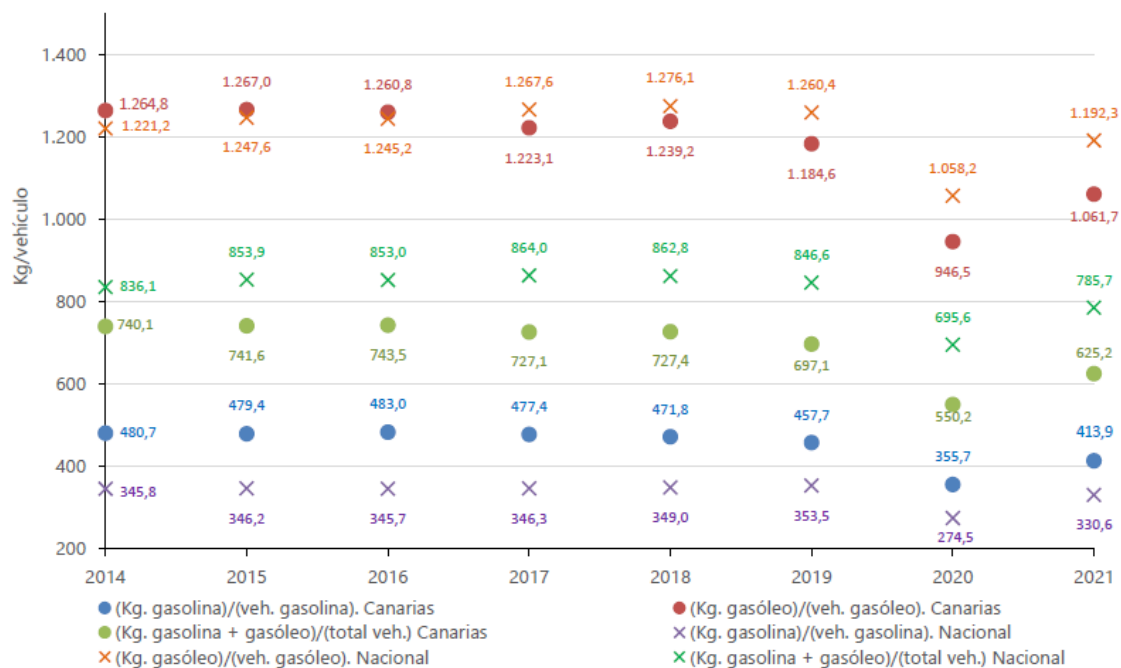


Gráfico 35. Consumo de gasolina y gasoil por vehículo en Canarias y España. Años 2014 a 2021.

Fuente: Anuario Energético Canarias, 2021.

- Transporte público

El transporte público, principalmente las guaguas urbanas e interurbanas desempeñan un papel esencial en el desplazamiento terrestre de Gran Canaria, con un crecimiento continuado hasta el año 2019, cuando se produjo el pico de pasajeros en transporte público, con más de 63 783 000 pasajeros entre Guaguas Municipales y Global, como se detalla en el Gráfico 36. No obstante, con la crisis sanitaria en 2020, cayó el uso del transporte público (tanto por parte de habitantes de Gran Canaria, como por la menor llegada de turistas) hasta poco más de 40,8 millones de pasajeros. En el año 2021, el uso del transporte público se ha recuperado, alcanzando las cifras cercanas al 2016, en torno a los 52 millones de pasajeros.

Por empresa, Guaguas Municipales (transporte urbano) presenta un mayor número de usuarios, alcanzando los 30 millones de pasajeros en 2021. Cada vez más ciudadanos optan por el transporte público dentro de la capital de Gran Canaria. Así mismo, a pesar de contar con menor número de usuarios, Global también presenta un crecimiento en los pasajeros transportados, superando los 21,6 millones en 2021, registrando cifras similares al año 2018.

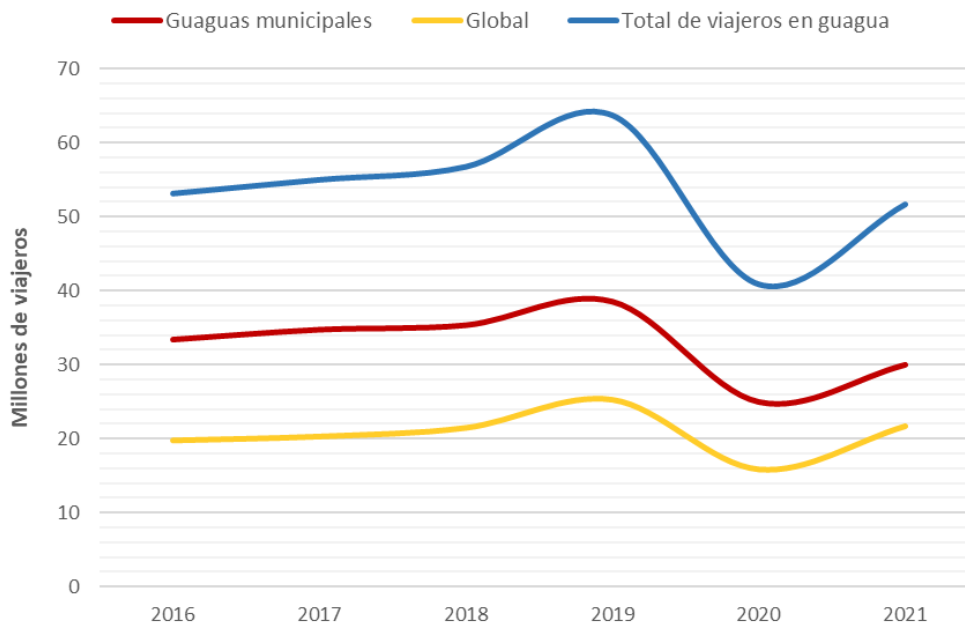


Gráfico 36. Evolución de pasajeros en transporte público en Gran Canaria entre 2016 y 2021. Fuente: *Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)*

El transporte público en Gran Canaria está experimentando un notable crecimiento, especialmente desde la implementación de la gratuidad en el sistema de transporte, el 1 de enero 2023.

Según Jesús Quesada, en su publicación en Canarias 7, las últimas cifras actualizadas del año 2023 muestran cómo se ha generado un incremento de más de 12,12 millones de viajes en las líneas urbanas de Guaguas Municipales, en relación a las cifras de 2022, y de casi 11,92 millones en las líneas interurbanas de Global. El aumento porcentual fue del 39,45% en Global y del 34,59% en Guaguas, las dos grandes operadoras de la isla.

Según los datos oficiales facilitados por la Autoridad Única del Transporte (AUT), el número de viajes prestados por Global y Guaguas en 2023 batió todos sus récords anuales, superando los 47,16 millones de desplazamientos en Guaguas y los 42,12 millones en Global, cuando a lo largo del año anterior esas cifras habían sido de poco más de 35 y 30 millones, respectivamente.

El global de viajes prestados por las seis operadoras de la isla en 2023 experimentó un alza del 37,15% de media y superó los 90,86 millones, cuando a lo largo de 2022 esa cifra había sido de poco más de 66,25 millones de desplazamientos.

En estos números están sumados todos los viajes realizados con los diferentes bonos, las tarjetas de tarifa plana y mediante pago directo. Pasando el Bono Residente al subir a las guaguas se llevaron a cabo 40,10 millones de desplazamientos, con la tarifa plana de Wawa Joven (menores de 28 años) se realizaron más de 27,06 millones y con el bono TransGC y el Bono Oro se hicieron menos de un millón (956 059 y 804 361, respectivamente). En total, con estos títulos de transporte se prestaron 68,93 millones de servicios.

Con las tres tarjetas de tarifa plana en vigor (Bono Residente, Wawa Joven y Bono Oro) se hicieron casi 68 millones de desplazamientos, esto es, el 74,81% de todos los prestados el año pasado.

La bonificación de las tarifas de transporte público en guagua en Gran Canaria tuvo un coste en 2023 de más de más de 72,27 millones de euros. Dos de cada tres euros salieron de las arcas del Estado (48,74 millones), en concreto el 67,44%, sumando aquí la aportación que hizo para sufragar la gratuidad de las guaguas y los 8 millones que puso el año pasado para financiar el Bono Residente.

El Cabildo cubrió con su dinero más de uno de cada cuatro euros (19,19 millones) del coste, el 26,54%, mientras que la Comunidad Autónoma apenas aportó el 5,93% del gasto que supuso la bonificación (4 288 000 euros). El Consistorio de Santa Lucía de Tirajana, como socio de la AUT, completó la financiación aportando 62 485 euros, aproximadamente el 0,09% del total [14].

2.2.2.2. Sector transporte marítimo

Dado el carácter insular de Canarias, el transporte marítimo desempeña un papel crucial tanto en el traslado de mercancías como en el de pasajeros. El transporte marítimo constituye la principal vía de entrada y salida de mercancías en Gran Canaria, siendo esencial para la actividad económica de la isla en relación con el exterior. Antes de la pandemia en 2019, se llevaron a cabo más de 11 000 operaciones comerciales en los puertos insulares. El Gráfico 37 muestra la evolución de estas operaciones en los puertos de Gran Canaria según el tipo de embarcación.

Se observa que la actividad Ro-Ro (que incluye ferris) tuvo el mayor impacto en los puertos insulares, representando el 45% de las operaciones en 2019. En segundo y tercer lugar, con un 14% y un 13% respectivamente, se encuentran los buques de carga general y los portacontenedores.

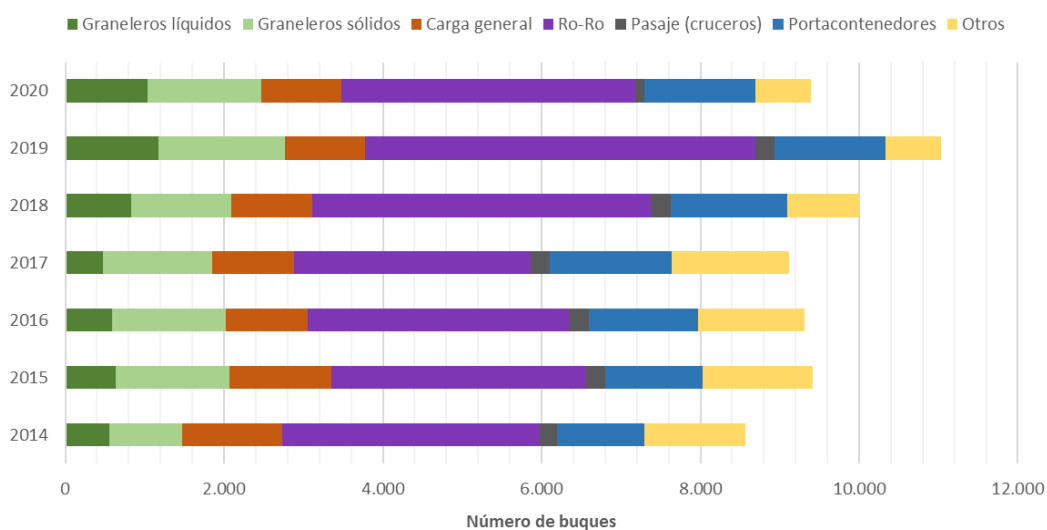


Gráfico 37. Evolución de las operaciones comerciales en puertos de Gran Canaria, por tipo de buque.

Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

En cuanto al transporte marítimo de pasajeros, el Gráfico 38 ilustra la evolución en el período 2014-2020, destacando claramente la disminución de viajeros en el año 2020 debido a la crisis sanitaria. En el año 2019, más de 2 millones de pasajeros utilizaron las vías marítimas, de los cuales el 36% llegaron mediante cruceros. Durante el período 2014-2019, se observó un aumento del 22,5% en el número de pasajeros que llegaron por mar.

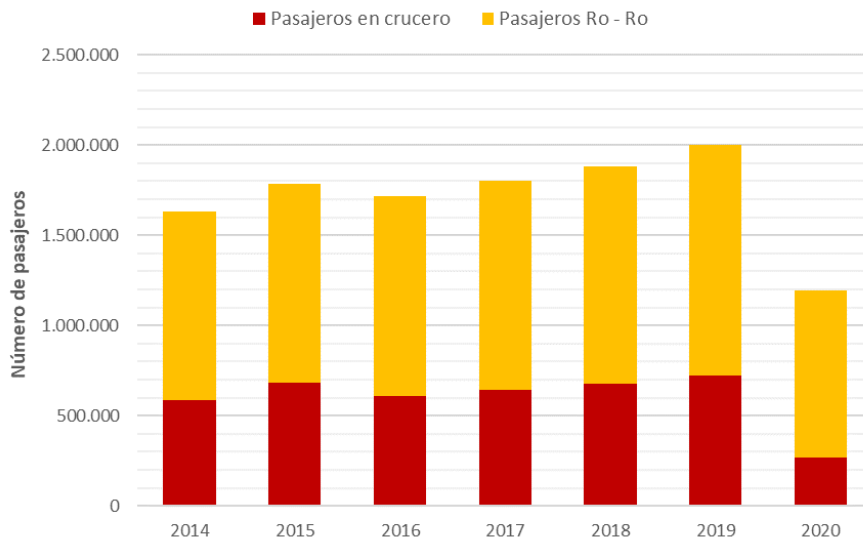


Gráfico 38. Evolución de los pasajeros por transporte marítimo en los puertos de Gran Canaria.
Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

Profundizando en el consumo de combustible, el transporte marítimo nacional representó el 18,8% del consumo final en la isla de Gran Canaria, superando las 194 800 toneladas equivalentes de petróleo en 2019, según se muestra en el Gráfico 39 (Gobierno de Canarias, 2021).

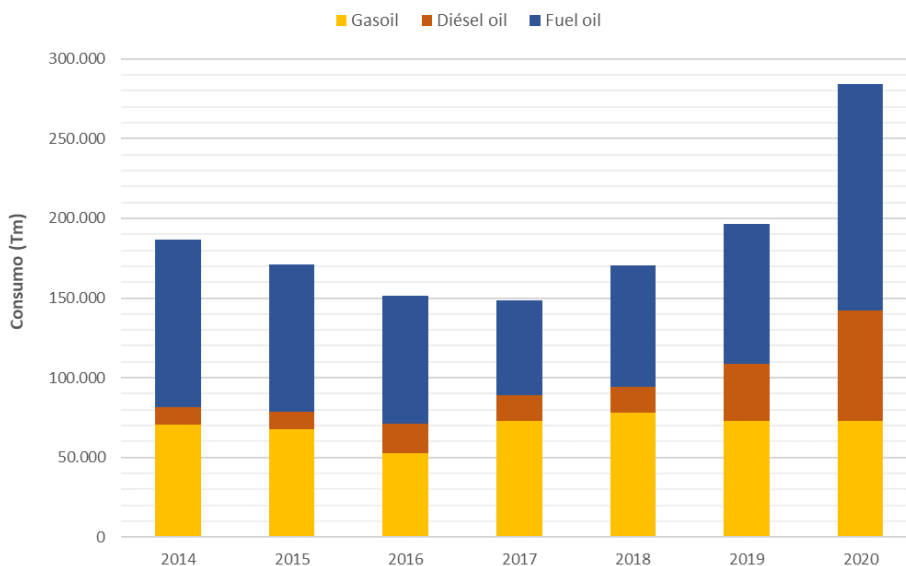


Gráfico 39. Evolución del consumo de la navegación marítima nacional por tipo de combustible.
Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria.

Sin embargo, el transporte marítimo en Gran Canaria implicó un consumo mucho mayor de combustible, ya que en 2019 se repostaron más de 2 036 400 toneladas métricas de gasoil, diésel oil y fuel oil en los puertos de la isla como se muestra en el Gráfico 40. Como se ha explicado con anterioridad, es importante destacar que el consumo de combustible por parte del tráfico marítimo internacional se destina principalmente al repostaje de barcos de carga y grandes buques cuyo origen o destino no es Gran Canaria, por lo que este consumo no debe atribuirse a la isla.

Según se detalla en el Gráfico 41, el combustible más usado en la navegación marítima nacional es el fuel oil, con el 44,6% del consumo de combustible, seguido por el gasoil de navegación, con casi el 37% del consumo. Por el lado contrario, los combustibles menos usados son el diésel oil (18,4%) y la gasolina de embarcaciones, que apenas alcanza el 0,1% del combustible consumido.

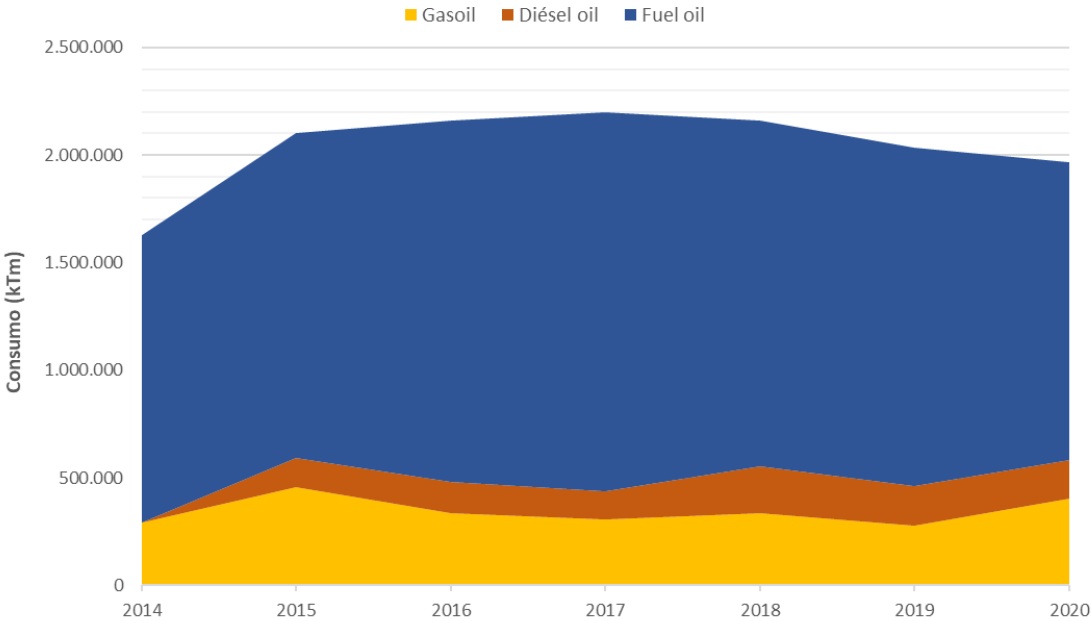


Gráfico 40. Evolución del consumo de la navegación marítima internacional por tipo de combustible.
 Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

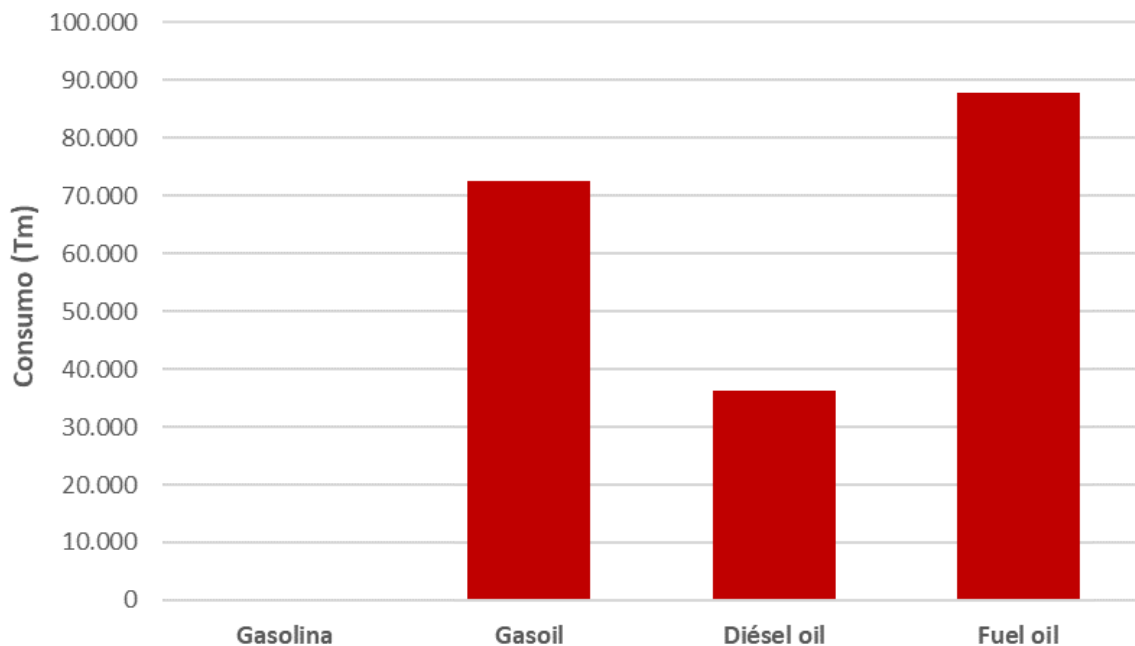


Gráfico 41. Consumo del tráfico marítimo nacional en Gran Canaria, por tipo de combustible. Fuente: *Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)*

El transporte marítimo nacional corresponde fundamentalmente al transporte interinsular de pasajeros y mercancías, el transporte islas – península de pasajeros y mercancía, la pesca y la navegación recreativa. Según el Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gráfico 42), el mayor consumo de tráfico marítimo se debe a la llegada de portacontenedores a los puertos de Gran Canaria, representando aproximadamente el 39% del consumo marítimo insular. El segundo tipo de buque con mayor consumo sería el Ro – Ro/Ferry, cuyo transporte entre islas se realiza básicamente en este tipo de buque, con el 27,5% del consumo marítimo. Otros buques con un consumo importante serían los graneleros (16,6%), pesca y recreo (4,7%) y carga general (4,2%). Finalmente, los buques que no se pueden clasificar en los tipos anteriores, representan un consumo estimado del 7,8%.

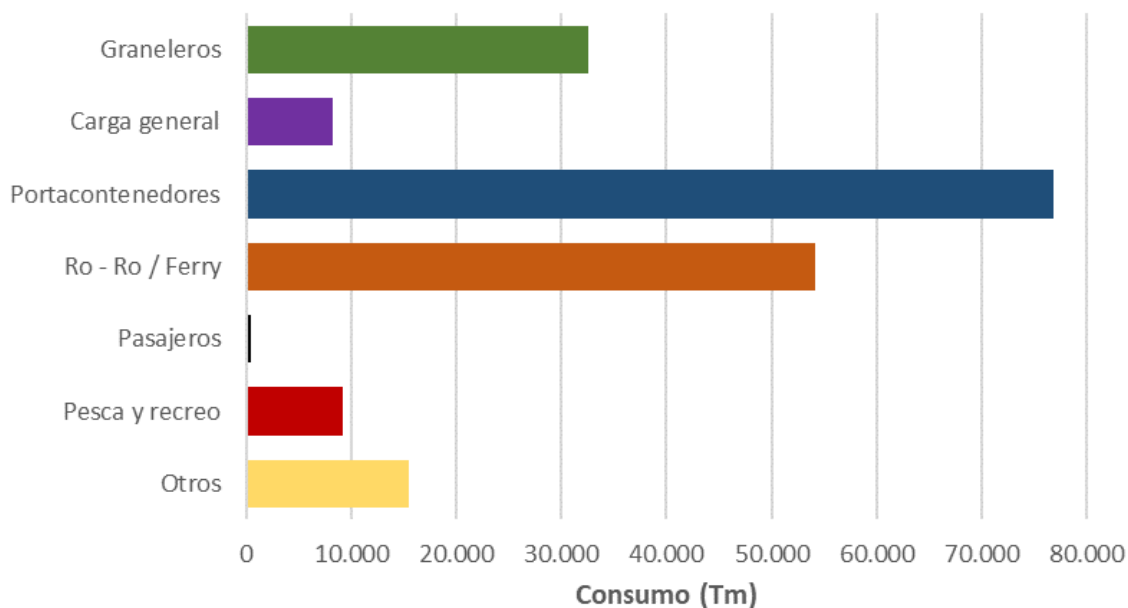


Gráfico 42. Consumo anual estimado por tipo de buque en 2019. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

De este modo, y conociendo que prácticamente la totalidad de conexiones entre Gran Canaria y el resto de islas se realiza mediante Ro – Ro, se puede concluir que el transporte marítimo interinsular de pasajeros y mercancías alcanza casi el 25% del consumo insular, lo que se traduce en torno a 49 000 Tm de combustible en el transporte marítimo interinsular. El 75% restante se distribuye entre tráfico marítimo con la península (70,5%) y pesca y recreo (4,7%), que a pesar de ser un consumo mayormente dentro del archipiélago, se ha separado del consumo interinsular.

2.2.2.3. Sector del transporte aéreo

El transporte aéreo es la principal opción tanto para turistas como para residentes que llegan a Gran Canaria. El Gráfico 43 presenta la evolución de los viajeros que han partido desde la isla de Gran Canaria. Se ha optado por mostrar únicamente los viajeros con origen en Gran Canaria, dado que el consumo en aviación se atribuye al lugar de origen del vuelo. Entre 2014 y 2018, se observó un notable aumento en el número de pasajeros, con un incremento de 1,6 millones, lo que representa aproximadamente un 32,5% de crecimiento en dicho período. Sin embargo, en 2019 se registró una estabilización en el número de viajeros, con 6.5 millones de pasajeros, y en 2020, debido a la crisis sanitaria, se produjo una caída histórica en la llegada

de turistas, alcanzando apenas los 2,2 millones de visitantes, lo que significó una disminución de más del 60% con respecto al año anterior. En 2021, a pesar de una recuperación con respecto al año 2020, los números aún no habían alcanzado los niveles históricos previos a la pandemia, con poco más de 3,3 millones de visitantes.

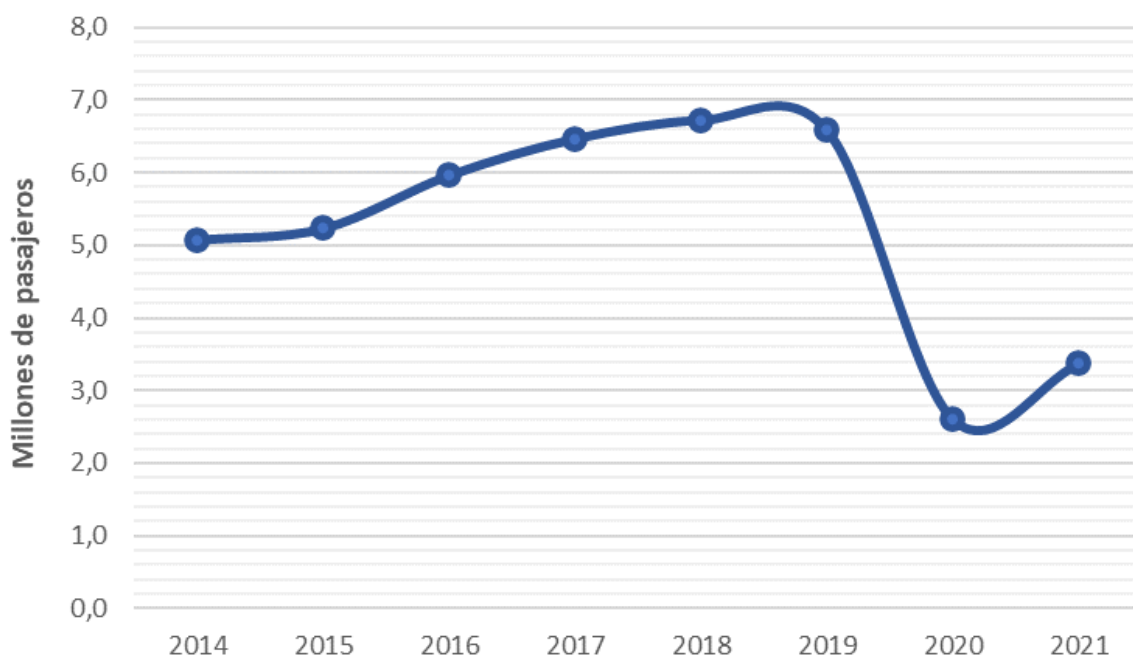


Gráfico 43. Evolución del número de pasajeros (en millones) cuyo origen es Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021).

En cuanto a las operaciones aéreas, se observa un patrón similar a la evolución de los pasajeros como se detalla en el Gráfico 44. Durante el período 2014-2018, se registró un notable crecimiento en el número de operaciones con origen en Gran Canaria, con un aumento del 28,2%. Sin embargo, en 2019 se inició una ligera disminución (-3,5%), y en 2020, debido a la crisis sanitaria, la oferta de operaciones se redujo en casi un 47% con respecto a 2019. En el último año de datos disponible, 2021, se observa una mejora con respecto a 2020 (25%), aunque aún no se han alcanzado los niveles previos a la pandemia.

En cuanto al tipo de operaciones, el mismo gráfico muestra que las operaciones comerciales representan aproximadamente el 94-97% del total de operaciones, mientras que el resto (operaciones militares, ambientales, sanitarias, etc.) representan alrededor del 3-7%.

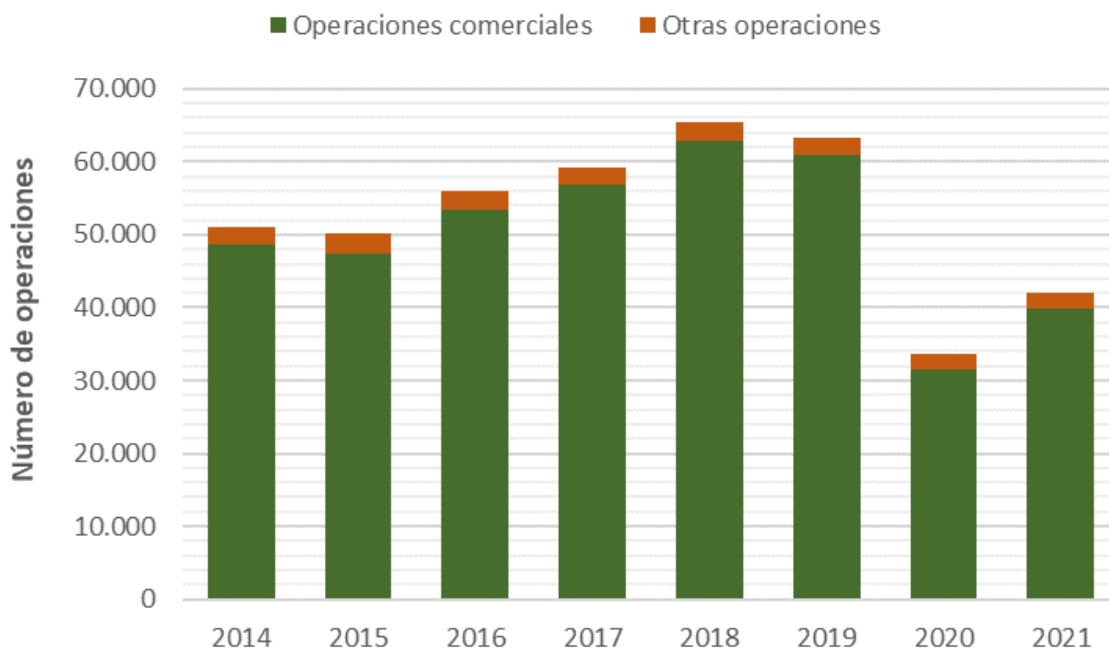


Gráfico 44. Número de operaciones aéreas que parten (origen) de Gran Canaria, diferenciando entre operaciones y otras operaciones. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

Si se examina el transporte aéreo en términos de consumo, observamos una evolución prácticamente similar a la de las operaciones, como se detalla en el Gráfico 45. Desde las 311 700 toneladas métricas en 2014 hasta superar las 386 000 toneladas métricas en 2018, lo que representa un aumento del 24%. Sin embargo, después de 2018, se produce una ligera disminución en 2019 y, en 2020, el consumo cae drásticamente hasta las 149 300 toneladas métricas, lo que equivale a una disminución del 41,5% respecto al año anterior. En cuanto al tipo de combustible, prácticamente la totalidad corresponde a queroseno, con una cantidad residual de gasolina para aviación, apenas 12 toneladas métricas.

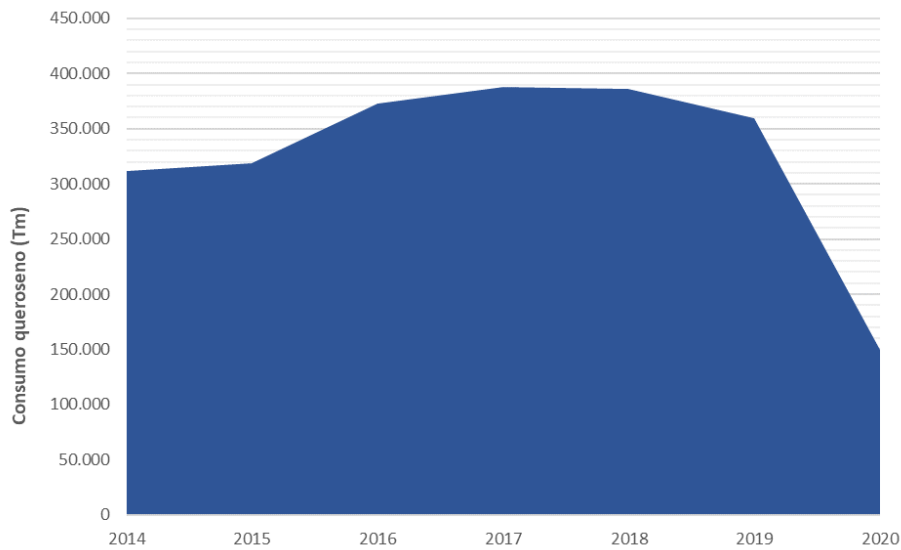


Gráfico 45. Evolución del combustible (queroseno) consumido por el transporte terrestre. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

Los objetivos de descarbonización de Canarias para 2040 establecen la eliminación total de emisiones de gases de efecto invernadero en el mercado interior de las islas. Este mercado interior se limita exclusivamente a los desplazamientos interinsulares, ya que las operaciones con la península e internacionales tienen origen/destino fuera del archipiélago. Por lo tanto, es crucial comprender el consumo actual de los desplazamientos aéreos entre islas.

A partir de los datos de AENA [15], se obtiene tanto el número de operaciones que han tenido origen en Gran Canaria (solo se computarán los consumos con origen en la isla), así como el destino y el modelo de avión para cada operación. El Gráfico 46 muestra los 10 aeropuertos con más conexiones desde Gran Canaria en 2019. De ellos, 5 son canarios (transporte aéreo interinsular), lo que denota la importancia de las operaciones con el resto de las islas.

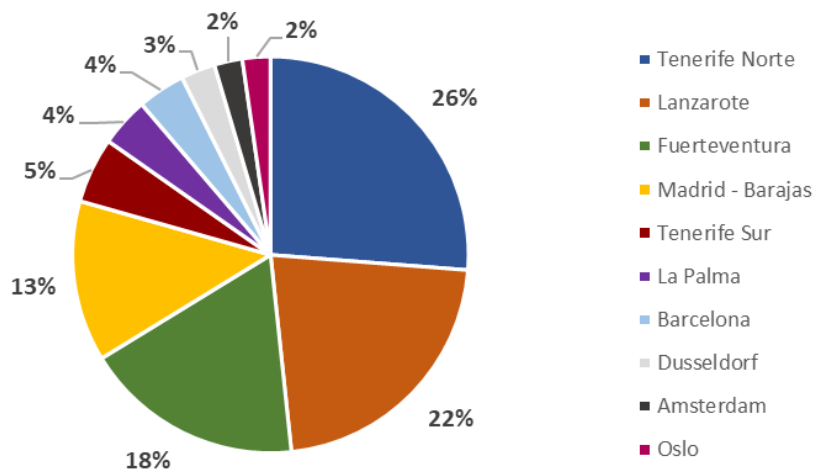


Gráfico 46. Distribución porcentual de las operaciones con origen en Gran Canaria de los 10 principales destinos en 2019. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

A pesar de representar el mayor número de operaciones con origen en Gran Canaria, el tráfico aéreo interior (interinsular) únicamente copa el 4,7% del consumo total de queroseno insular (en torno a los 16.500 Tm en 2019), debido a la escasa distancia recorrida en cada operación (Gráfico 47). Por el contrario, las conexiones con el resto del territorio nacional (península) suponen el 21,7% del consumo total. Por tanto, el consumo nacional representa poco más del 26,4%.

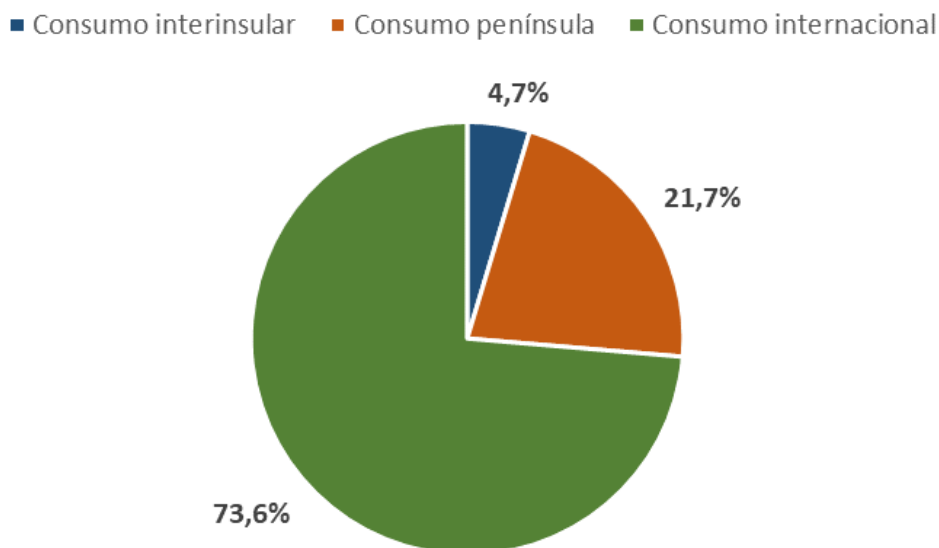


Gráfico 47. Distribución del consumo entre nacional (interior + península) y consumo internacional. Año 2019. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

2.2.2.4. Emisiones del sector del transporte

Las emisiones del sector del transporte de Gran Canaria no están publicadas para cada isla ni en el Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ni en los datos Publicados por la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. Por tanto, se han asumido los resultados obtenidos en el Diagnóstico Energético.

2.2.2.4.1. Emisiones del transporte terrestre

En el caso del transporte terrestre, se trata de la principal fuente de emisiones GEI en la isla. El Gráfico 48 muestra la evolución de las emisiones estimadas del transporte terrestre de Gran Canaria por tipo de combustible en el período 2014 – 2020. Se aprecia un ligero aumento anual en las emisiones hasta 2018, pasando de las 1234 kt CO₂ equivalentes a 1372 kt CO₂ equivalentes, lo que supone un incremento del 11% en 5 años. En 2019, las toneladas de CO₂ emitidas se estabilizan, disminuyendo poco más del 2% respecto a 2018. El cambio significativo se produce en 2020 a raíz de la pandemia, donde las emisiones GEI caen casi un 20% respecto al año anterior hasta las 1088 kt CO₂ equivalentes.

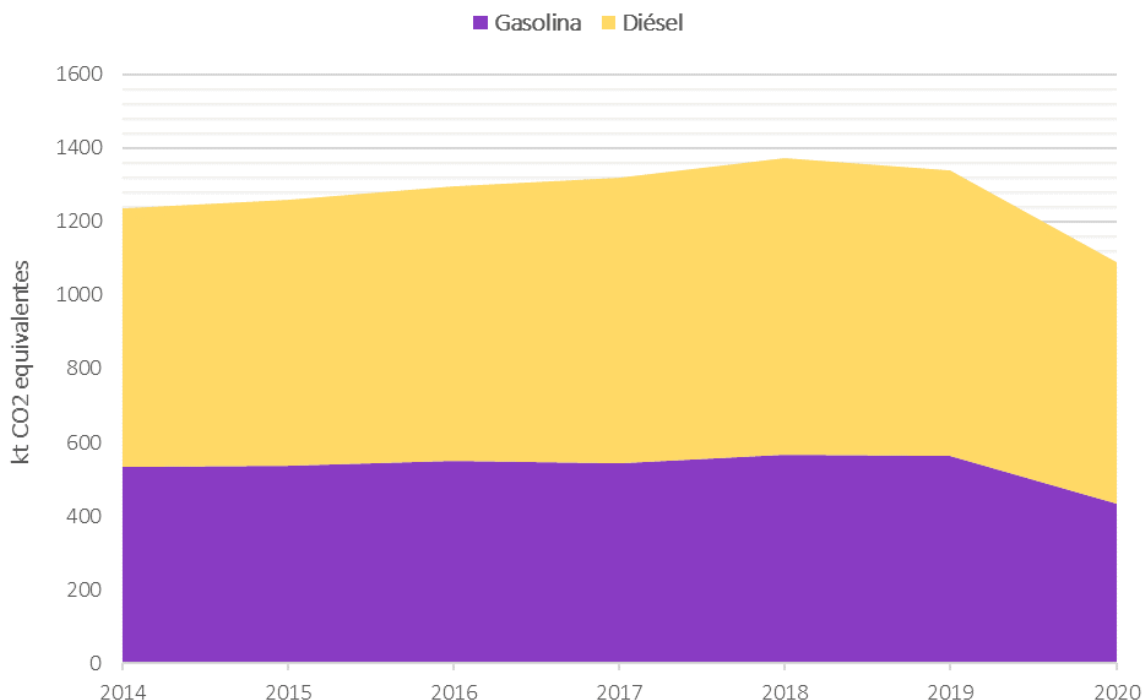


Gráfico 48. Evolución de las emisiones en el transporte terrestre según el tipo de combustible.

Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

2.2.2.4.2. Emisiones del transporte marítimo

Las emisiones GEI del transporte marítimo son las que mayor aumento han sufrido en los últimos años, como muestra el Gráfico 49. El incremento no solo se ha producido en el tráfico marítimo internacional, sino en el nacional.

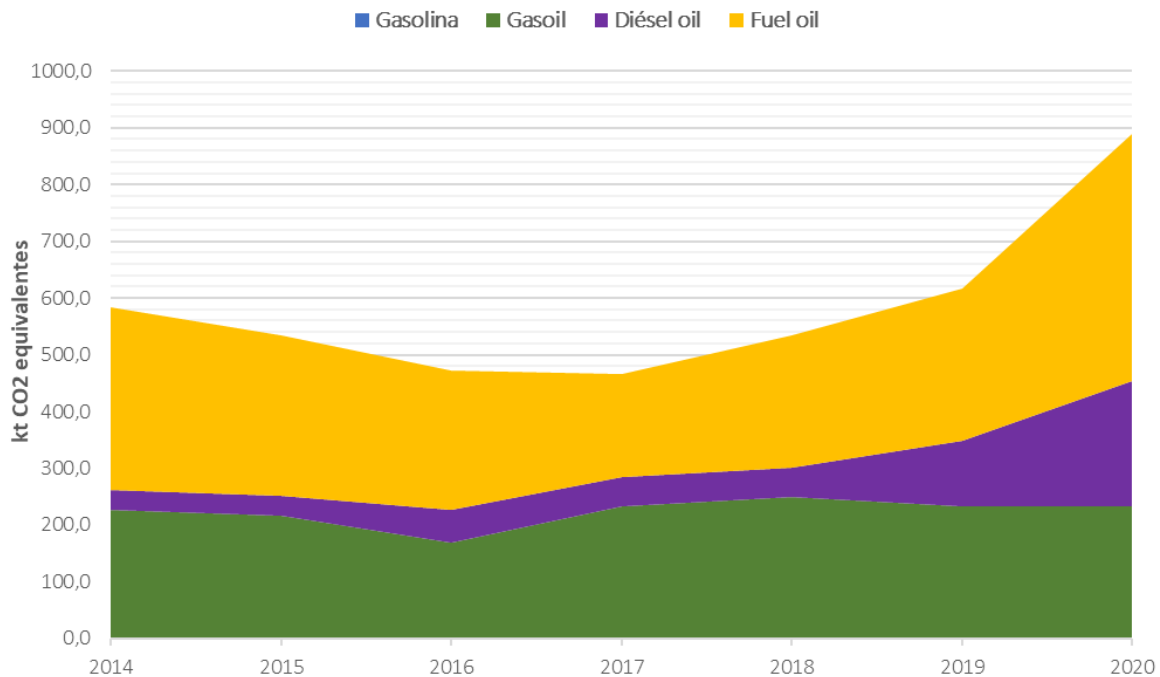


Gráfico 49. Evolución de las emisiones provenientes del transporte marítimo nacional en Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

2.2.2.4.3. Emisiones del transporte aéreo

En el caso de las emisiones en la aviación de Gran Canaria, la mayor parte se deben a la aviación internacional, como refleja el Gráfico 50.

En torno al 60% - 70% del CO₂ equivalente emitido corresponde a este tipo de aviación. No obstante, en el período 2017 – 2020, las emisiones del queroseno consumido han disminuido sensiblemente, no solo por la crisis sanitaria en 2020, sino por la disminución de pasajeros que llegan a Canarias, así como un menor número de operaciones internacionales en este período. Sin embargo, en cuanto al tráfico aéreo nacional, salvo en el año 2020, en el período

2017 – 2019 se producía un incremento de las emisiones GEI, precisamente debido al aumento de la operatividad entre islas y con la península. En definitiva, sin considerar el año 2020, las emisiones por el tráfico aéreo nacional son entre 320 – 370 kt CO₂ equivalentes, en función del año analizado.

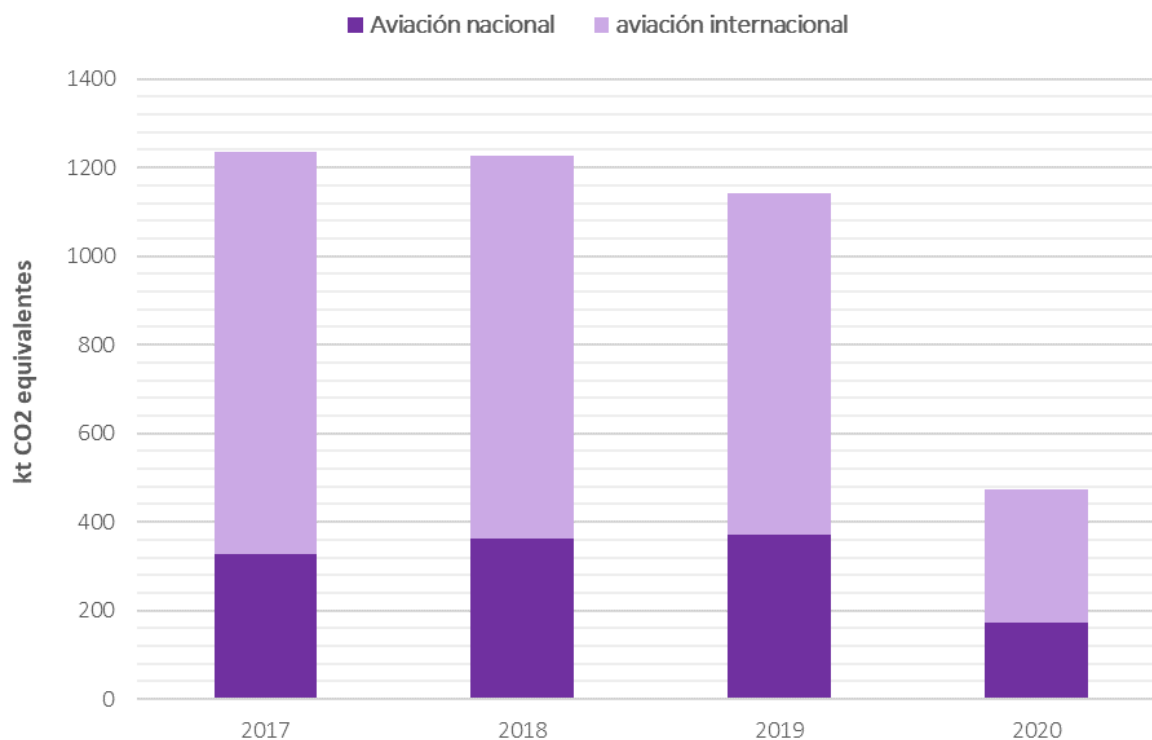


Gráfico 50. Evolución de las emisiones provenientes del transporte aéreo de Gran Canaria. Fuente: Diagnostico Energético de Gran Canaria (Gobierno de Canarias, 2021)

2.2.3. Sector calor (combustibles para calderas y cocinas)

En este apartado se analiza la demanda de calor en Canarias con el fin de estimar cómo dicho consumo podría ser satisfecho en las alternativas de descarbonización propuestas en el marco del PTECan.

En la actualidad, las principales tecnologías utilizadas en Canarias para la producción de calor se pueden clasificar en aquellas que emplean derivados del petróleo, como butano, propano, diésel oil y fuel oil industrial, así como equipos alimentados con electricidad, como termos eléctricos, energía solar térmica y otras tecnologías renovables, como la biomasa o la geotermia, que están adquiriendo cada vez más relevancia en el sector debido a su potencial para reducir los costos variables de operación en comparación con las fuentes tradicionales.

En el Gráfico 51 se observa la evolución global de los suministros de GLP en Canarias desde 1995 hasta el 2021 para el butano, propano y autogás.

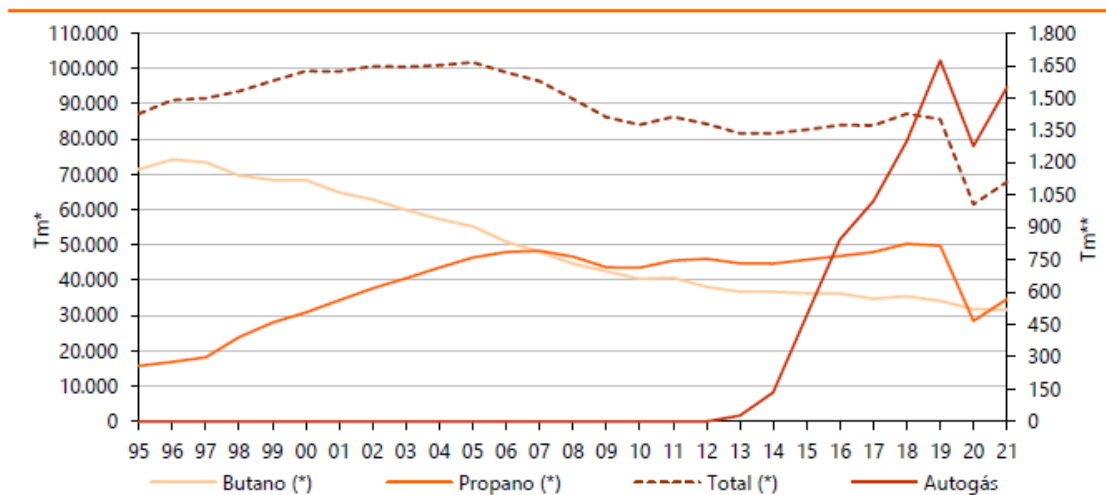


Gráfico 51. Evolución de los suministros de GLP en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2021

En la siguiente Tabla 13 se presenta un desglose de la evolución de los suministros de GLP en Canarias (CAN) y en Gran Canaria (GC) se observa más en detalle en el Gráfico 52.

Tabla 13. Evolución de los suministros de GLP en Canarias (CAN) y en Gran Canarias (GC) unidades en toneladas métricas (Tm). Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019 y 2021

AÑO	AUTOGÁS GC	AUTOGÁS CAN	BUTANO GC	BUTANO CAN	PROPANO GC	PROPANO CAN
2013	22	28	7681	36 759	14 417	44 790
2014	91	135	7539	36 783	14 494	44 735
2015	298	492	7343	36 332	14 920	45 855
2016	471	844	7301	36 263	14 971	46 854
2017	552	1021	6906	34 809	14 622	47 990
2018	707	1298	6856	35 494	14 602	50 324
2019	842	1674	6475	34 126	14 395	49 771
2020	602	1275	5910	31 840	9770	28 423
2021	826	1548	5750	31 661	12 236	34 661

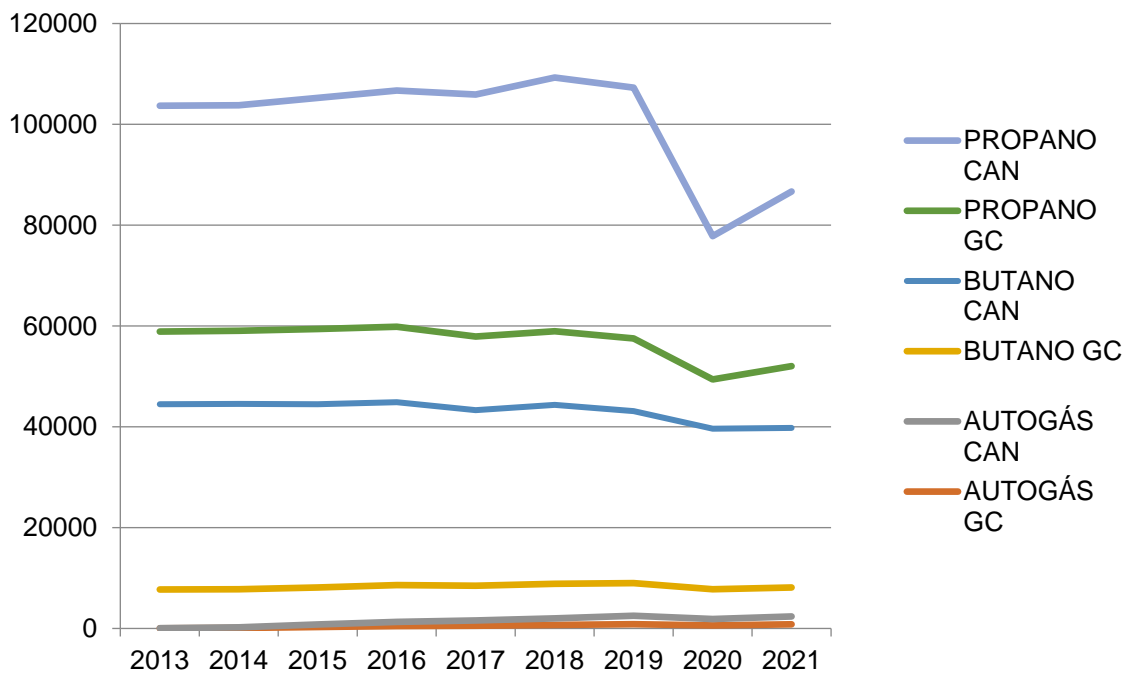


Gráfico 52. Evolución de los suministros de GLP en la isla de Gran Canaria (unidades toneladas métricas – Tm). Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2021

El siguiente Gráfico 53 muestra la distribución porcentual de los distintos productos de GLP suministrados en cada una de las islas. Mientras que en La Palma, La Gomera y El Hierro se suministra casi exclusivamente butano, en el resto de islas predomina el propano menos en Tenerife donde tiene mayor peso también el butano frente a los otros productos.

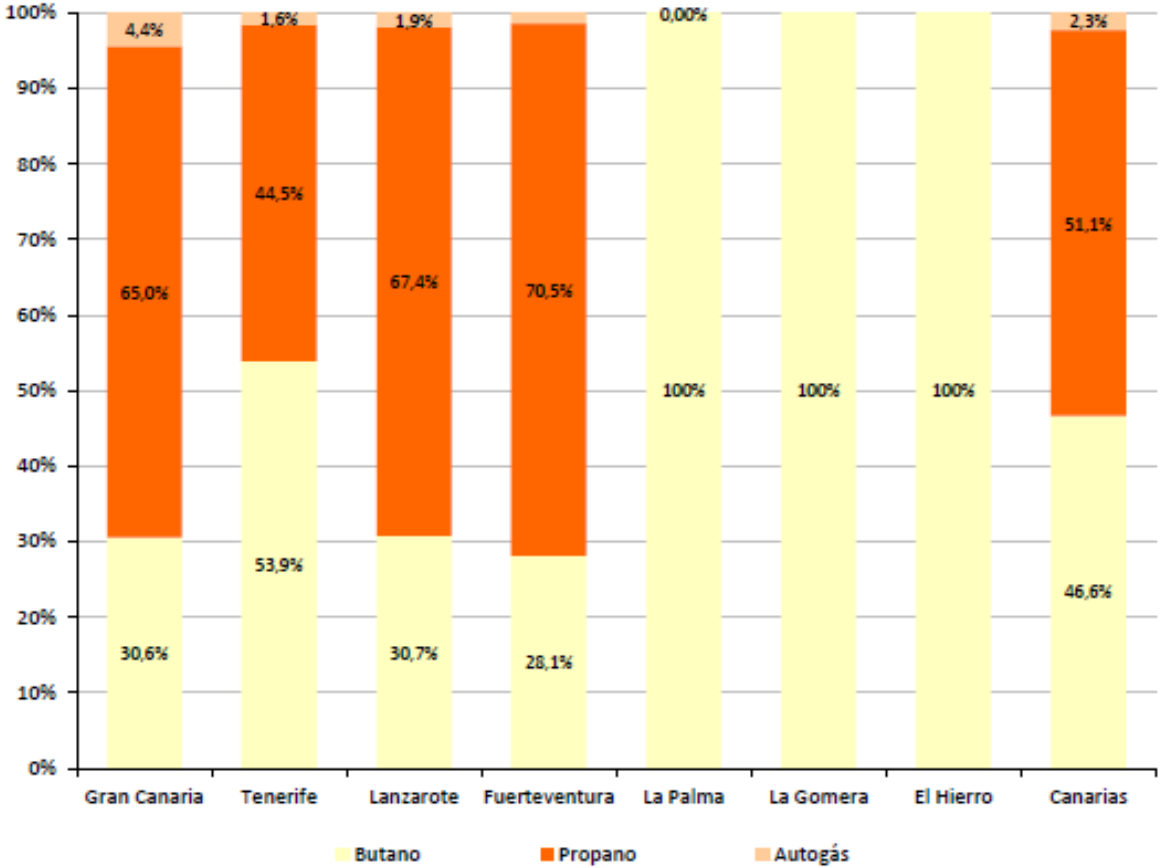


Gráfico 53. Suministros de GLP por tipos en cada una de las islas y Canarias. Año 2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2021

El Gráfico 54 muestra el porcentaje total de reparto por islas de suministros de GLP en el año 2019 (pre-covid) y en el 2021 (post-covid), destacan las islas de Tenerife y Gran Canaria que representan conjuntamente prácticamente el 80% del suministro de GLP de Canarias.

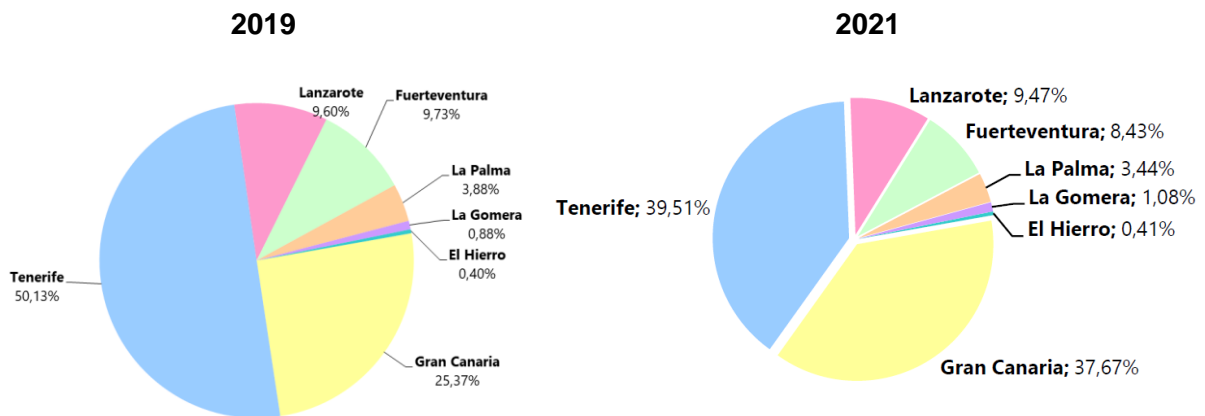


Gráfico 54. Distribución porcentual de los suministros de GLP por islas. Año 2019 y 2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias, 2021

A diferencia del sector eléctrico, en Canarias no se disponen de registros históricos de la demanda energética necesaria para la producción de calor, dado que su generación siempre está descentralizada y cerca del punto de consumo. Sin embargo, su estimación se considera fundamental, al menos de manera aproximada, lo que permite establecer objetivos acordes con la realidad existente en el sector.

Dadas las características particulares de Canarias, es lógico suponer que los sectores más demandantes de calor en el archipiélago sean la hostelería y el sector residencial. Si bien también existen consumos de energía térmica en el sector industrial, estos son aún más difíciles de predecir y localizar, ya que cada industria que requiere el uso de energía térmica tiene condiciones específicas relacionadas con el producto que elabora o el servicio que ofrece.

A modo de referencia, tomando los datos del anuario energético del 2019 (antes del covid) y en el 2021 (post-covid) el Gráfico 55 muestra la distribución porcentual del suministro de GLP por sectores que se utilizan principalmente con fines térmicos en la isla de Gran Canaria.

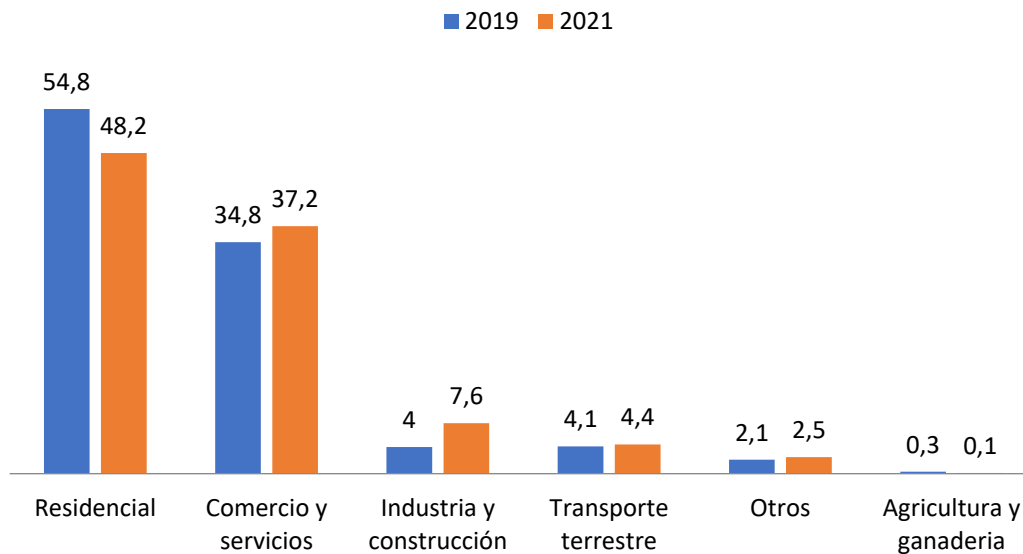


Gráfico 55. Distribución porcentual del suministro de GLP por sectores en la isla de Gran Canaria para los años 2019 y 2021. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019 y 2021.

2.2.3.1. Demanda de calor suministrada con propano y butano

Actualmente, una parte importante de la demanda de energía destinada a aplicaciones térmicas se suplente con los combustibles fósiles. Concretamente, el butano y el propano son los hidrocarburos más comúnmente empleados en este tipo de aplicaciones. Como se muestra en el Gráfico 56, la demanda de propano suele ser mayor que la de butano de manera generalizada.

El butano se comercializa típicamente en recipientes de baja capacidad, mientras que el propano se puede vender a granel. Por lo tanto, el butano se utiliza principalmente en el sector residencial, mientras que el propano se emplea principalmente en el sector terciario para aplicaciones de alto consumo.

Del Gráfico 56 se observa un notable aumento en la demanda de propano (7,9%) y una disminución en la demanda de butano (-10,6%) en las Islas Canarias entre 2012 y 2019. Sin embargo, en 2020 se produce un cambio significativo: la demanda de propano cae drásticamente un 42,9%, mientras que la de butano continúa su descenso con un -6,7%. Esto confirma lo mencionado anteriormente, destacando que el sector terciario es el principal afectado por los efectos de la pandemia y es el mayor demandante de propano. Excluyendo

los datos de 2020, la demanda de GLP disminuye un 0,5% en las Islas Canarias durante el período de 2012 a 2019. En el caso de Gran Canaria, entre 2012 y 2019, las demandas de propano y butano disminuyeron un 6,9% y un 17,9%, respectivamente, lo que resultó en una disminución total del 10,6% en la demanda de GLP en la isla durante el período mencionado. Las repercusiones de la pandemia fueron similares tanto en Canarias como en Gran Canaria, aunque en esta última la reducción en la demanda de propano (32,1%) no fue tan pronunciada como en el conjunto de las Canarias.

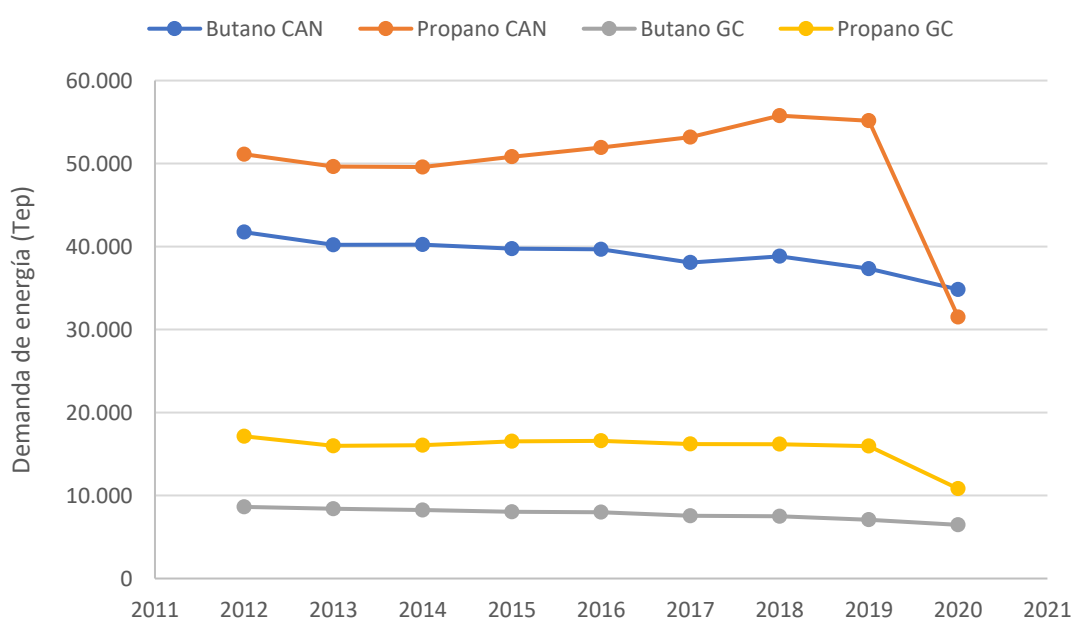


Gráfico 56. Evolución de la demanda energética suplida con propano y butano en Canarias y en Gran Canaria. Fuente: Anuario Energético de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020).

2.2.3.2. Demanda de calor suministrada con Energía Solar Térmica

Otra de las principales fuentes energéticas empleadas para aplicaciones térmicas es la solar. A través de la tecnología solar térmica, se cubre una parte importante de esta demanda.

El Gráfico 57 muestra las claras tendencias ascendentes en la demanda energética cubierta mediante aplicaciones solares térmicas. En Canarias, se observa un aumento sostenido que resulta en un crecimiento del 19,9% entre 2012 y 2020. Por otro lado, en la isla de Gran Canaria, este incremento es aún mayor, alcanzando un valor del 34% durante el mismo

período. A diferencia de la demanda energética cubierta con propano, los datos de demanda suplida mediante energía solar térmica muestran un aumento incluso en el año 2020.

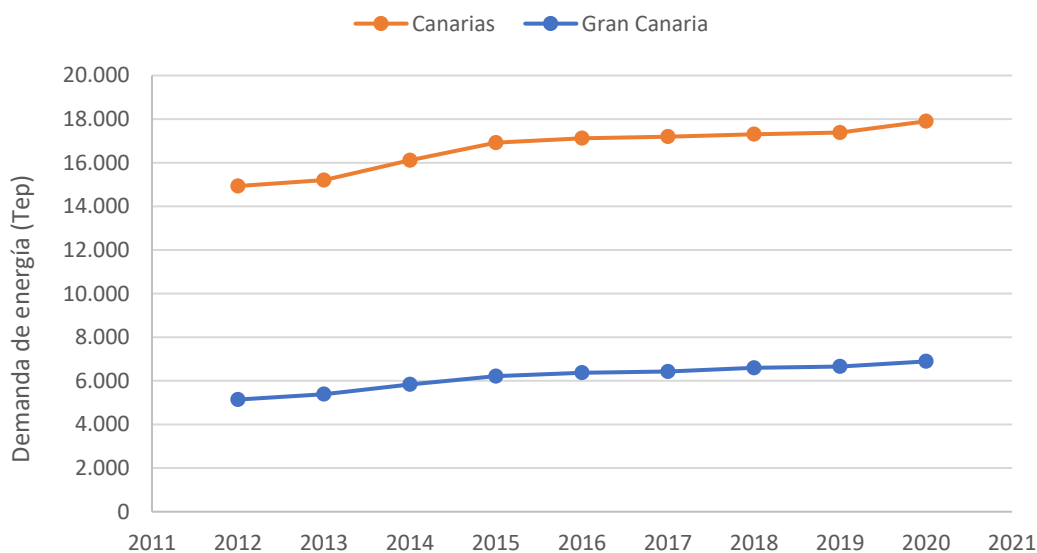


Gráfico 57. Evolución de la demanda energética suplida con solar térmica en Canarias y en Gran Canaria. Fuente: Anuario Energético de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020).

2.2.3.3. Demanda de calor suministrada por energía eléctrica

Por último, se estudia la proporción de la energía destinada a aplicaciones térmicas que es cubierta a través del consumo eléctrico. Para ello, se atiende a la Estrategia de Geotermia para Canarias, que evalúa las demandas caloríficas en los sectores residenciales y hoteleros, como principales demandantes de este tipo de energía.

Conociendo los datos de la demanda calorífica total, así como de las demandas de propano y de energía solar térmica, puede despejarse la demanda energética cubierta con energía eléctrica, mostrada en el siguiente Gráfico 58.

Como puede observarse en este gráfico, la demanda de energía calorífica suministrada con energía eléctrica sigue una tendencia similar a la de la demanda de energía calorífica total, si bien muestra pequeñas diferencias. En 2019, la demanda de energía calorífica cubierta con energía eléctrica se establece en 23 704 Tep.

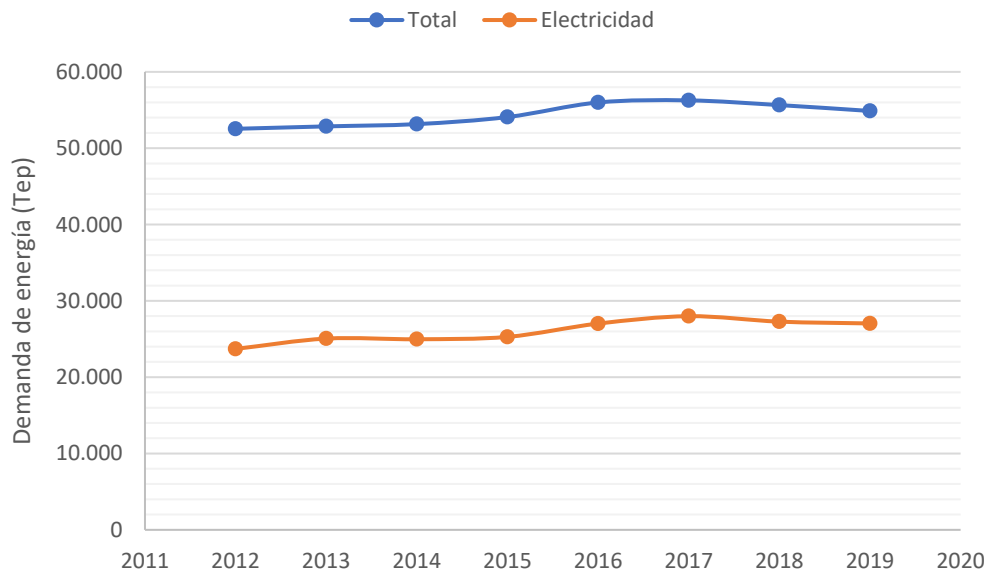


Gráfico 58. Evolución de la demanda calorífica y proporción de esta demanda cubierta con energía eléctrica en Gran Canaria. Fuente: Diagnóstico Energético de Gran Canaria

2.3. Mapa de los actores principales

Esta sección proporciona una visión general de los actores locales que son relevantes para la transición a las energías limpias en la isla. En una etapa posterior, este ejercicio será útil para definir el sistema de gobernanza de la transición y organizar las consultas con dichos actores. La elaboración de un cuadro de actores que refleje su nivel de compromiso puede ser muy útil para identificar a los agentes con poder de decisión que son especialmente relevantes para el proceso y para marcar de forma clara la hoja de ruta a seguir en la ejecución activa de los objetivos marcados.

2.3.1. Organizaciones de la sociedad civil

OFICINA DE TRANSFORMACIÓN COMUNITARIA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE GRAN CANARIA (OTC-GC)

La Oficina de Transformación Comunitaria y Transición Energética de Gran Canaria (OTC-GC) es un servicio creado por el Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria (CIEGC) con el objetivo de acelerar nuevos modelos energéticos y ampliar los múltiples servicios que viene prestando el Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria.

En cuanto a los compromisos específicos, la Oficina de Transformación Comunitaria y Transición Energética de Gran Canaria se enfoca, por un lado, en la promoción y dinamización de comunidades energéticas, principalmente ciudadanas, pymes y entidades locales, contribuyendo con ello a una descarbonización justa e inclusiva mediante el fomento de las inversiones en infraestructuras verdes y la participación de actores no tradicionalmente involucrados en el sector energético, habilitando los mecanismos para el cumplimiento del objetivo 111, «finalización de proyectos piloto relacionados con la energía en las comunidades locales» del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, dentro de la Componente 7, Despliegue e integración de energías renovables, antes del fin del cuarto trimestre de 2023. Por otro lado, actuando como coordinador y prestando asistencia técnica y asesoramiento en la implementación de los Planes de Acción por el Clima y la Energía Sostenible (PACES) que disponen los 21 municipios de Gran Canaria. Los cuales recogen

actuaciones en material de mitigación y adaptación al cambio climático necesarias para mejorar la resiliencia de los municipios de la isla.

Entre los objetivos de la OTC-GC destacan:

- Impulso de la soberanía energética de Gran Canaria.
- Fomento de la autosuficiencia energética de la ciudadanía.
- Formación y sensibilización en energías renovables, autoconsumo eléctrico y pobreza energética.
- Ayudar en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Facilitar el contacto de la ciudadanía con la administración pública.

La OTC-GC aumentará su rango de actuación con la Oficina de Transformación Comunitaria y Transición Energética para la promoción y dinamización de Comunidades Energéticas en municipios de reto demográfico de Gran Canaria (OTC – RDGC) cuyo objetivo es asesorar, acompañar e impulsar la creación de Comunidades Energéticas de manera específica en los municipios de Reto Demográfico de la isla de Gran Canaria. Esta OTC-RDGC nace del programa de concesión de ayudas a Oficinas de Transformación Comunitaria para la promoción y dinamización de comunidades energéticas (CE OFICINAS) se enmarca en la componente 7 «Despliegue e integración de energías renovables» del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia para la ejecución de los fondos Next Generation EU. La convocatoria destinará 20 000 000€ a la ejecución de proyectos de puesta en marcha y funcionamiento de Oficinas de Transformación Comunitaria (OTCs), así como la adecuación de oficinas existentes en Oficinas de Transformación Comunitaria, para la promoción y dinamización de comunidades energéticas.

WEB: <https://www.otc.energiagrancanaria.com/>

EMPRESAS CANARIAS PRODUCTORAS DE ENERGÍA SOLAR (SORECAN)

Compromiso con la sostenibilidad de las Islas Canarias y en particular del sector industrial y productivo, de operadores y demás agentes involucrados en la tecnología solar fotovoltaica. Permitiendo la comunicación y la aportación de ideas entre los asociados, divulgando y promocionando la energía solar, fomentando su uso y aportando una visión para la innovación de esta. Además de proporcionar asesoramiento y formación sobre la energía solar fotovoltaica.

WEB: <https://www.sorecan.org/>

MEGATURBINAS ARINAGA, S.A. (ASOCIACION DE PARQUES CIENTÍFICOS Y TECNOLÓGICOS DE ESPAÑA)

Megaturbinas Arinaga S.A. es una empresa dedicada a la producción de energía eléctrica de origen eólico en las Islas Canarias, específicamente en Agüimes. Esta empresa desempeña un papel importante en la transición energética de la región, contribuyendo al uso de fuentes de energía más limpias y sostenibles

WEB: <https://www.apte.org/megaturbinas-arinaga-sa>

ASOCIACIÓN CANARIA DE ENERGÍAS RENOVABLES (ACER)

La Asociación Canaria de Energías Renovables (ACER) representa a productores y promotores de energía renovable en Canarias. ACER tiene como objetivo la defensa de los derechos e intereses de sus asociados, constituyéndose en la voz de todos los productores y promotores renovables de Canarias.

WEB: <http://www.acer.org.es/>

ASOCIACIÓN EÓLICA DE CANARIAS (AEOLICAN)

AEOLICAN es la Asociación Eólica de Canarias, cuyo objetivo principal es promover la ejecución, desarrollo e implantación de proyectos para el aprovechamiento de la energía eólica en Canarias. La asociación trabaja para fomentar la energía eólica en las islas y para que se cumplan los objetivos de la transición energética en Canarias.

WEB: <https://aeeolica.org/project/aeolican-asociacion-eolica-canaria/>

ASOCIACIÓN EMPRESAS DE ENERGÍAS RENOVABLES DE LAS PALMAS (ASERPA)

ASERPA es una asociación de empresas de energías renovables, ahorro y eficiencia energética de Las Palmas, España. La organización se dedica a fomentar el autoconsumo eléctrico, individual y colectivo, mediante la instalación de energía solar fotovoltaica.

WEB: <https://femepa.org/web/category/asociaciones/aserpa/>

ASOCIACIÓN PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA (ATE)

Las Islas Canarias son únicas, y también únicos son sus desafíos en el ámbito de la energía y el medio ambiente. En una esquina de la Europa política, las siete islas disfrutan de un entorno privilegiado, que atrae cada año a más de quince millones de turistas. Esas condiciones naturales, y la distancia con el conjunto de España, también marcan, al menos en su origen, su peculiar modelo de sistema energético, basado en un monopolio de la generación, mayoritariamente de combustibles fósiles.

Lamentablemente, ese modelo no está preparado para afrontar los retos energéticos del siglo XX. Está en crisis, y necesita cambiar. Cambiar para acelerar la implantación de energías renovables, beneficiándose de las envidiables características naturales de la isla. Cambiar para garantizar la seguridad de suministro, y evitar así que apagones tan importantes como el sufrido por la isla de Tenerife el 29 de septiembre de 2019 empiecen a repetirse con frecuencia.

Cambiar para mantener un parque de generación y una red de distribución modernos y actualizados, con más planes de electrificación para las islas e interconexiones energéticas, facilitando la entrada de empresas e inversores que creen empleo y conocimiento más allá del monocultivo turístico.

No acometer todos estos cambios es perder el tren de la transición energética, comprometiendo el mañana de los que estamos y de los que vendrán. Y también es malgastar una gran oportunidad. La oportunidad de desarrollar nuevas infraestructuras energéticas, limpias y de gran capacidad, que respondan a las necesidades de la sociedad canaria que queremos: con futuro, pujante y próspera.

Combinar la perentoria lucha contra el cambio climático con las grandes necesidades energéticas de las sociedades actuales no es sencillo. La dificultad crece ante las peculiaridades de las Islas Canarias. Por tanto, hay que afinar la mirada para evitar dogmatismos. Los enfoques unidireccionales, desde la economía o desde la ecología, están condenados al fracaso.

Para contribuir a este debate, presentamos este decálogo de propuestas de futuro para Canarias, un archipiélago excepcional que necesita respuestas energéticas excepcionales:

1. Modelo energético libre de combustibles fósiles: por la descarbonización de Canarias.
2. Apertura de la competencia a nuevos actores del sistema energético.
3. Garantizar el suministro energético mediante un desmantelamiento ordenado del monopolio de generación energética.
4. Atraer inversiones y empleo de calidad a Canarias mediante una nueva concepción de los pagos energéticos por insularidad. Pagar por 'liderar la sostenibilidad'.
5. Modernización de las redes, canales e infraestructuras ligadas con la energía.
6. Apertura de la comercialización energética para un mayor beneficio por parte del consumidor y muy especialmente para evitar la pobreza energética.
7. Construcción de un modelo económico de empresas energéticas tractoras de alta tecnología, productividad e innovación.
8. Promoción y gestión de la biodiversidad, del medio natural y protección de los ecosistemas propios de las Islas libres de contaminación provocada por el sector energético.

9. Potenciar la soberanía energética insular a través de movilidad descarbonizada, generación distribuida y generalización del auto-consumo renovable.

10. Tomar la energía como palanca de innovación social, transversal a todas las políticas desarrolladas por los poderes públicos. No aceptar un statu-quo sino revolucionar la situación y generar un nuevo modelo positivo y limpio para Canarias.

Oscar Bermejo García, vicepresidente de la Asociación para la Transición Energética,
email: obermejo@gmail.com.

WEB: <https://atenergetica.es/>

Blog dedicado a Canarias: <https://blog.atenergetica.es/tag/canarias>

BEN MAGEC-ECOLOGISTAS EN ACCIÓN

BEN MAGEC-ECOLOGISTAS EN ACCIÓN es una organización comprometida con la transición energética hacia fuentes más sostenibles y respetuosas con el medio ambiente. Su labor se centra en promover prácticas y políticas que reduzcan nuestra dependencia de los combustibles fósiles y fomenten el uso de energías limpias.

A través de la concienciación, la educación y la acción directa, BEN MAGEC trabaja para:

- Promover las Energías Renovables: Abogan por la adopción masiva de fuentes de energía renovable, como la solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica. Estas alternativas son fundamentales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático.
- Defender el Medio Ambiente: BEN MAGEC lucha contra proyectos que amenazan los ecosistemas naturales y la biodiversidad. Esto incluye la oposición a la explotación de combustibles fósiles en áreas sensibles y la protección de espacios naturales.
- Promover la Eficiencia Energética: La organización trabaja para concienciar sobre la importancia de utilizar la energía de manera eficiente. Esto implica desde la mejora de la eficiencia en edificios hasta la promoción del transporte público y la movilidad sostenible.

-
- Participar en Políticas Públicas: BEN MAGEC-ECOLOGISTAS EN ACCIÓN se involucra en el ámbito político para influir en decisiones que afectan al medio ambiente y la energía. Buscan políticas que favorezcan la transición hacia un modelo energético más limpio y justo.

En resumen, BEN MAGEC-ECOLOGISTAS EN ACCIÓN es un actor importante en la lucha por un futuro más sostenible y una transición energética que beneficie a las generaciones presentes y futuras.

WEB: <http://www.benmagec.org/main.html>

SALTO A LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

Defendemos la aceleración de las reformas para la transición energética y ecológica para actuar en los dos frentes de la lucha contra el cambio climático: mitigación y adaptación. Creemos en un sistema descarbonizado con la participación de bombeos como almacenamiento, gestión de los recursos naturales de manera eficiente, el respeto al medio natural y al territorio como uno de los bienes más preciados que asegura la supervivencia del ser humano, más aún, en nuestras islas.

Nuestro compromiso queda plasmado en nuestras actividades, todas ellas enfocadas a la sociedad civil como ruedas de prensa sobre temas concretos (descarbonización de los puertos), papeles de posicionamiento (el papel de los bombeos), artículos en la prensa canaria (Canarias Ahora, La Provincia, Diario de Fuerteventura...), redes sociales (Facebook), interlocución directa con los grupos políticos en el Parlamento ayudando a la presentación de iniciativas legislativas y no legislativas (PNL para el desmantelamiento de las centrales térmicas en Canarias) y participación en actos conjuntos con otras organizaciones (movilizaciones públicas, comunicaciones conjuntas...).

José Juan Sansó (pepesanso80@gmail.com)

Javier Santacruz (jsantacruzcano1@gmail.com)

2.3.2. Empresas

ENDESA

Endesa es una de las principales empresas de energía en España, se ha comprometido a avanzar hacia un modelo energético sostenible y a contribuir a la descarbonización de los sistemas de generación de energía. Está plenamente comprometida con el desarrollo de un modelo de negocio sostenible y alineado con los objetivos del Acuerdo de París. Para Endesa, la lucha contra el Cambio Climático ha supuesto un reto sin precedentes, estableciendo objetivos ambiciosos a través de los sucesivos Planes Estratégicos que se han ido aprobando.

Ha establecido un objetivo a largo plazo para conseguir la neutralidad en emisiones en toda la cadena de valor en 2040, alineada con el objetivo 1,5 °C que cubre las principales emisiones directas e indirectas en toda la cadena de valor. Para ello ha establecido una serie de objetivos para su logro:

- Energías Renovables: Integrando el respeto al medioambiente, el uso racional de los recursos y la atención a los intereses de las comunidades locales en todos sus proyectos.
- Descarbonización: Promoviendo la descarbonización de los sistemas de generación de energía y contribuyendo a la descarbonización de otros sectores a través de la electrificación de la demanda de energía. Para 2026, el 93% del parque generador peninsular estará libre de emisiones de CO₂.
- Transición Justa: Endesa cree que la transición energética debe ser justa, sostenible e inclusiva. Por ello está impulsando distintas iniciativas para lograr un impacto positivo en las comunidades locales desde los puntos de vista social, medioambiental y económico.
- Digitalización: Busca la eficiencia y la mejora continua a través de la incorporación de nuevas tecnologías digitales que unan personas y servicios.
- Electrificación: Está revolucionando el sector con nuevas soluciones energéticas y activando la gestión activa del cliente con productos y servicios innovadores.

-
- Movilidad Eléctrica: Facilitando el acceso a la movilidad eléctrica como herramienta clave para avanzar hacia un modelo energético sin emisiones y luchar contra el cambio climático.

En resumen, Endesa está trabajando en la transición energética hacia una economía descarbonizada y sostenible, y ha establecido planes concretos para lograrlo. La compañía ha actualizado su plan estratégico para 2024-2026 y se centra en varios pilares:

- Rentabilidad, Flexibilidad y Resiliencia: Estos son los principios que guían las decisiones de inversión de Endesa.
- Eficiencia Operativa: Endesa busca mejorar el control de costes y maximizar la generación de caja.
- Sostenibilidad Financiera y Ambiental: Endesa se compromete a mantener la sostenibilidad tanto financiera como ambiental.
- Inversión: Endesa planea invertir 8.900 millones de euros, 300 millones más que en su último plan.

A pesar de las incertidumbres, que deja un marco regulatorio pendiente de definir, Endesa sigue comprometida con la transición hacia una economía descarbonizada. También está comprometida con la transición energética en Canarias y ha establecido varios objetivos para lograrlo:

- Descarbonización: Endesa tiene un plan estratégico para descarbonizar toda su generación en Canarias en 2040. Esto incluye la reducción gradual de la generación con fuentes fósiles y un impulso muy importante a la inversión en nuevas plantas de generación de energía con fuentes renovables.
- Inversión: Se requieren inversiones millonarias que Endesa está dispuesta a asumir para avanzar en la renovación e innovación en los sistemas. Esto es con el fin de hacer frente a la lucha contra el cambio climático y la transformación energética que necesita Canarias y así descarbonizar la generación de electricidad.

Director de Relaciones Institucionales Endesa en Canarias, D. José Manuel Valle Feijoo
(josemanuel.valle@endesa.es)

NATURGY

Naturgy es una empresa energética española, ha establecido una serie de compromisos para alcanzar la neutralidad climática para el año 2050. La compañía se ha comprometido a reducir el total de las emisiones alcance 1, 2 y 3, estableciendo objetivos intermedios alineados con las sendas de reducción 1,5°C – 2°C del Acuerdo de París. Además, también se ha comprometido a alinear las nuevas inversiones con las metas de dicho acuerdo, promoviendo las energías renovables y descarbonizadas, el ahorro y la eficiencia energética y la adaptación climática. La compañía también publica anualmente la huella de carbono en todos sus alcances, verificada por un tercero independiente, estableciendo sistemas de seguimiento y reducción de las emisiones. Naturgy integra la variable climática en la gestión de riesgos y oportunidades y en la planificación estratégica, de acuerdo a las recomendaciones del Task Force on Climate-related Financial Disclosure (TCFD). La compañía respalda las negociaciones internacionales de cambio climático y los mecanismos de mercado que impulsen el desarrollo de las tecnologías más adecuadas en cada etapa de la transición energética. Naturgy también impulsa directamente y a través de alianzas con otros actores, políticas climáticas alineadas con el Acuerdo de París, asegurando la permanencia únicamente en las entidades que cumplan con este criterio y publicando anualmente el listado de las mismas. La compañía impulsa la descarbonización en línea con los principios de transición justa e involucra a la cadena de suministro, promoviendo acciones que reduzcan la huella de carbono de las empresas colaboradoras.

Web: www.naturgy.es

IBERDROLA

Iberdrola, una empresa energética española, se ha comprometido a alcanzar la neutralidad climática como muy tarde en 2050 a través de la reducción del total de las emisiones alcance 1, 2 y 3, estableciendo objetivos intermedios alineados con las sendas de reducción 1,5°C – 2°C del Acuerdo de París. La compañía también se ha comprometido a alinear las nuevas

inversiones con las metas del Acuerdo de París, promoviendo las energías renovables y descarbonizadas, el ahorro y la eficiencia energética y la adaptación climática. Además, Iberdrola ha anunciado una inversión récord de 47.000 millones de euros para el periodo 2023-2025 con el objetivo de contribuir a la creación de un futuro energético seguro y sostenible. La compañía también trabaja en el despliegue de las energías renovables a través de proyectos relacionados con el almacenamiento energético, los gases renovables, el autoconsumo, la electrificación y el gas, y la digitalización de las redes como factor habilitador de la transición.

Algunos de los aspectos clave de su compromiso son:

Liderazgo en Renovables: Iberdrola ha invertido significativamente en energías limpias y renovables. Su enfoque en la electrificación de la economía y la promoción de energía verde ha contribuido a su posición como líder mundial en este sector.

Inversiones Sostenibles: La empresa se ha comprometido a invertir 47 mil millones de euros en la transición energética entre 2023 y 2025, y 65-75 mil millones de euros entre 2026 y 2030. Además, tiene como objetivo alcanzar cero emisiones netas en los Alcances 1, 2 y 3 antes de 2040.

Impacto Medioambiental y Social: La transición energética trae consigo beneficios tanto ambientales como sociales. Iberdrola se esfuerza por reducir las emisiones de CO₂, mejorar la calidad del aire y preservar la biodiversidad. Además, está comprometida con la creación de empleos verdes y la equidad social.

Combate al Cambio Climático: Iberdrola reconoce que el cambio climático es uno de los mayores desafíos de la humanidad. Su papel en la descarbonización de la economía a través de la transición energética es fundamental para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París.

En resumen, Iberdrola está impulsando una transición hacia un futuro más sostenible y limpio, beneficiando tanto al medio ambiente como a las generaciones futuras.

WEB: <https://www.iberdrola.com/sustainability/energy-transition>

ENERCON CANARY ISLANDS

Enercon Canary Islands SL es una empresa que se dedica a la prestación de servicios de asistencia técnica, mantenimiento, de gestión operación de plantas de generación eólica de energía eléctrica y de las actividades de apoyo y soporte de las mismas.

WEB: <https://www.enercon.de/en/company/about-enercon>

REPSOL

Repsol, una compañía energética global, ha establecido un Plan Estratégico 2021-2025 que tiene como objetivo convertirse en una compañía de cero emisiones netas en 2050. El plan se centra en la transición hacia una economía baja en carbono y en la promoción de la eficiencia energética y las energías renovables. El plan incluye cuatro plataformas de negocios para acelerar la transición energética: Upstream, Industrial, Cliente y Negocios bajas emisiones. Estas plataformas se enfocan en la descarbonización del portafolio, la generación de caja, la transformación hacia hubs multienergéticos capaces de generar productos de baja, nula o incluso negativa huella de carbono, y el crecimiento de la cartera de proyectos en España y el desarrollo de nuevos activos en los mercados internacionales.

En resumen, Repsol está comprometida con la transición energética y ha establecido un plan ambicioso para convertirse en una compañía de cero emisiones netas en 2050. El plan se centra en la promoción de la eficiencia energética y las energías renovables, y se apoya en cuatro plataformas de negocios para acelerar la transición energética.

WEB: <https://www.repsol.com>

FUNDACIÓN DISA

La Fundación DISA es una organización sin fines de lucro que nace de la vocación del Grupo DISA de desarrollar su dimensión social mediante la ejecución de diferentes proyectos que contribuyan al desarrollo sostenible de las sociedades en las que opera. La Fundación DISA tiene como objetivo contribuir al desarrollo de la sociedad a través de la promoción de valores vinculados al deporte, la educación, la cultura y la investigación.

Los retos para la descarbonización de la actividad económica y social forman parte de la Fundación DISA, los esfuerzos se centran en alcanzar la sostenibilidad energética, a través de la progresiva expansión, tanto en la producción como en el consumo, de las energías renovables y alternativas. La meta es alcanzar una sostenibilidad energética, que preserve como prioridad la garantía de suministro, en cantidad suficiente para mantener el progreso social y económico, a un precio asequible para toda la población, evitando así el incremento de desigualdad social.

La Fundación DISA y la Universidad de La Laguna (ULL) han organizado las “Jornadas de Transición Energética” para analizar la realidad canaria y diseñar soluciones específicas para la transición energética en el archipiélago. En estas jornadas, se ha destacado la importancia de adaptar la transición energética a la insularidad y lejanía canaria, y se ha apoyado el impulso a los combustibles neutros en emisiones y el hidrógeno verde para la descarbonización.

WEB: <https://www.fundaciondisa.org/>

CEPSA

CEPSA, una compañía energética española, ha presentado su plan estratégico para los próximos años, Energía 2030, con el objetivo de liderar la transición hacia la movilidad y las energías sostenibles. La estrategia Positive Motion de CEPSA tiene como objetivo facilitar que sus clientes y la sociedad puedan avanzar en la dirección correcta, trabajando

para ser líderes en energía y movilidad sostenibles, creando valor y un futuro mejor para todos. La compañía se ha comprometido a invertir hasta 8000 millones de euros en la transición energética. CEPSA quiere tener un papel clave en la transición energética y liderar la producción de hidrógeno verde y biocombustibles para acelerar la descarbonización de sus clientes en distintos sectores. Además, la compañía está transformando su negocio energético.

WEB: <https://www.cepsa.es>

SATOCAN

Grupo SATOCAN es una empresa canaria con una trayectoria de más de 20 años en el sector de la construcción. Su compromiso se extiende más allá de la edificación, abarcando proyectos innovadores y de gestión turística.

Grupo SATOCAN tiene un fuerte compromiso con la transición energética en las Islas Canarias. Su enfoque se basa en la creación de valor económico a la vez que promueve la sostenibilidad y la responsabilidad social. Aquí están algunos aspectos clave de su compromiso:

- **Enfoque ESG:** Grupo SATOCAN opera bajo los criterios ESG. Estos factores guían sus decisiones empresariales y estrategias de inversión. Consideran tanto los resultados económicos como los efectos en el medio ambiente y la comunidad en general. La integración de estos criterios no solo es ética, sino también puede generar un mejor desempeño financiero a largo plazo.
- **Programa ESG:** Han establecido el Programa ESG, que coordina las diferentes líneas de negocio y áreas empresariales. Este programa fomenta la cultura sostenible corporativa y contribuye social y económicamente en las comunidades donde operan. Las iniciativas se realizan en marcos temporales llamados “Olas” y se categorizan según los criterios E, S o G.

-
- Sello “Cálculo-Reduzco”: SATOCAN se ha convertido en la primera empresa del archipiélago en obtener el sello “Cálculo-Reduzco” otorgado por el Ministerio de Transición Ecológica y Reto. Esto demuestra su compromiso con la reducción de emisiones y la sostenibilidad.
 - Políticas de Sostenibilidad: SATOCAN también se enfoca en la gestión de residuos, amenidades sostenibles y prácticas responsables en su cultura corporativa.

El Grupo SATOCAN está posicionándose como líder ESG en Canarias, contribuyendo al desarrollo responsable y sostenible en la región.

WEB: <https://gruposatocan.es>

CANALUZ

Grupo Canaluz, es una marca comercializadora de energía de origen renovable con un fuerte compromiso hacia la transición energética. Sus principales compromisos con la transición son:

- Origen Renovable: Canaluz se presenta como una opción ambiciosa y decidida en el mercado eléctrico nacional. Ofrecen energía de origen renovable a precios asequibles y competitivos.
- Sostenibilidad y Compromiso: Canaluz busca convertir el sector energético en un mercado limpio. Su compromiso está arraigado en los Principios y Valores que impulsan una transición energética ecológica y justa. Buscan conciliar la descarbonización con el desarrollo económico, social y medioambiental, alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas y las Agendas canaria y española 2030.
- Generación Propia de Energía Verde: Canaluz se diferencia al generar su propia energía completamente verde. Aprovechan las fuentes naturales e inagotables de

Canarias, como el sol y el viento, para abastecer tanto a las Islas como al resto de España.

- Compromiso Social y Medioambiental: Grupo Canaluz se posiciona como la primera compañía eléctrica verde de Canarias para toda España. Además de la comercialización, también se dedican a la generación de energía con origen renovable y reinvierten parte de los beneficios en proyectos de valor añadido.

Canaluz es un referente en la creación de un futuro sostenible y limpio, donde la energía se convierte en un motor de transformación positiva para el medio ambiente y la sociedad.

Web: <https://canaluz.es/>

SOM Energía

SOM Energía es una cooperativa de consumo de energía verde sin ánimo de lucro. Nuestras principales actividades son la comercialización y producción de energía de origen renovable. Estamos comprometidos a impulsar un cambio del modelo energético actual para conseguir un modelo 100% renovable.

Algunos aspectos clave sobre SOM Energía:

- Producción de Energía Renovable: Producen energía eléctrica en instalaciones de generación a partir de fuentes renovables como solar, eólica, biogás y biomasa. Estas instalaciones son financiadas con aportaciones económicas voluntarias de los socios. La cooperativa también se encarga de la comercialización de electricidad verde, gestionando, comprando y facturando la electricidad que consumen los socios según los certificados de garantía de origen.
- Compromiso con la Transición Energética: SOM Energía defiende la propiedad ciudadana y comunitaria de la energía renovable. Se ha unido a otras organizaciones europeas para instar a las instituciones a apoyar este enfoque. La cooperativa está al servicio de los socios y socias de manera eficiente, transparente y responsable.

-
- Participación Ciudadana: Cualquier particular, empresa o administración pública que comparta los valores de SOM Energía puede unirse a la cooperativa mediante una aportación inicial al capital social de 100 euros. La asamblea de socios es el órgano máximo de decisión, donde cada persona tiene un voto.

SOM Energía está construyendo un modelo energético renovable en manos de la ciudadanía, promoviendo la sostenibilidad y la transición hacia un futuro más limpio y justo.

Web: <https://www.somenergia.coop/es/>

EDP

EDP es una empresa que lidera la transición energética y se ha comprometido a descarbonizar sus actividades y liderar la transición energética capacitando a la comunidad y reconstruyendo nuestro planeta en colaboración con sus socios, impulsados por una sólida cultura de ESG (Environmental, Social and Governance). EDP tiene como objetivo ser 100% verde en 2030 y descarbonizar sus propias actividades, influyendo activamente en la agenda de descarbonización de su cadena de valor y facilitando a sus clientes el camino hacia la transición climática. EDP también se compromete a desarrollar su negocio en total armonía con las necesidades de sus comunidades y contribuir al desarrollo de las comunidades a las que sirve. EDP generará y distribuirá energía renovable mediante el uso y la gestión del suelo de una manera responsable y regenerativa. EDP también promoverá varios usos y soluciones basadas en la naturaleza para afrontar mejor la protección de los ecosistemas y de la biodiversidad. EDP forjará activamente un camino común con sus asociados hacia la transición energética necesaria para cumplir con los Acuerdos de París.

Web: <https://www.edpenergia.es>

AYAGAURES

Ayagaures Medioambiente S.L.U. es un ejemplo de la evolución de la sociedad hacia un modelo de economía más sostenible. En ese camino surgen diversas oportunidades relacionadas con la Economía Verde. La compañía ha abordado proyectos de Generación de Energía con Renovables y de Movilidad Sostenible, así como de Mejora de Eficiencia en el Ciclo del Agua.

WEB: <https://www.ayagaures.es/es/>

2.3.3. Sector público

CONSEJO INSULAR DE ENERGÍA

El Consejo Insular de Energía de Gran Canaria es una entidad pública que tiene como objetivo promover la transición energética en la isla de Gran Canaria. Entre sus objetivos se encuentran el fomento de la eficiencia energética, el uso de energías renovables y la promoción de la movilidad sostenible. El Consejo Insular de Energía de Gran Canaria también está involucrado en varios proyectos de investigación y desarrollo relacionados con la energía y el medio ambiente.

El Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria ha publicado recientemente un Diagnóstico Energético que establece los datos clave para la transición energética en la isla. El objetivo es alcanzar la neutralidad climática en 2040, lo que requerirá una transición energética ambiciosa y rápida. El diagnóstico destaca la necesidad de mejorar la eficiencia energética y reducir las emisiones de CO₂. El crecimiento de la energía fotovoltaica ha sido muy importante en Gran Canaria, y las ayudas al autoconsumo también ha sido enriquecedor para el sector.

WEB: <https://www.energiagrancanaria.com/>

RED ELECTRICA

El 29 de enero de 1985 nacía Red Eléctrica de España, la primera compañía del mundo dedicada en exclusiva a la operación del sistema eléctrico y al transporte de electricidad (TSO). Actualmente dispone de un equipo de más de 1900 personas y 45 000 km de líneas eléctricas. Desde su creación tuvieron un objetivo claro: garantizar en todo momento la seguridad y continuidad del suministro eléctrico de nuestro país y desarrollar una red de transporte fiable que contribuya al progreso de la sociedad.

Desde entonces, la compañía fue creciendo hasta que, en el 2008, con el fin de reforzar la separación de las actividades reguladas (el transporte y la operación del sistema eléctrico en España) del resto de actividades empresariales, se produjo un cambio en la estructura societaria de la compañía con la creación de Red Eléctrica Corporación, como sociedad matriz del Grupo.

En los últimos años se ha producido un relevante impulso de las actividades de diversificación del Grupo, que ahora es Redeia. Red Eléctrica, asume el compromiso de desarrollar su actividad de acuerdo con unos principios y pautas de conducta respetuosos con el entorno, las personas y la organización, que garanticen una actuación responsable y la sostenibilidad a largo plazo de la compañía y de sus actividades.

WEB: <https://www.ree.es/es>

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CANARIAS

El Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) es una empresa pública creada por el Gobierno de Canarias en 1992. Actualmente está adscrita a la Consejería de Consejería de Universidades, Ciencia e Innovación y Cultura, del Gobierno de Canarias. El ITC se dedica a la investigación, el desarrollo y la innovación en los campos de la energía, el agua, la biotecnología, la ingeniería biomédica, análisis ambiental, computación científica y tecnológica, además de prestar servicios de metrología al Gobierno de Canarias, y

gestión de programas de subvenciones. La misión del ITC es “contribuir de forma determinante al fomento de la innovación y el desarrollo tecnológicos, así como a la consolidación de una economía basada en el conocimiento en Canarias”.

Las instalaciones de I+D del ITC están situadas en el sureste de la isla de Gran Canaria, ocupando una superficie de 109.000 m² junto a la costa. Se trata de un emplazamiento con excelentes condiciones de energías renovables. La plantilla del ITC está formada por 250 profesionales de muy diversas disciplinas, con 38 ingenieros y físicos trabajando directamente en energías renovables, producción de hidrógeno, refrigeración y calefacción solar, arquitectura bioclimática.

Canarias cuenta con grandes recursos de EERR, especialmente eólicos y solares, que óptimamente gestionadas y combinados con políticas efectivas de ahorro y eficiencia energética, permiten pensar en la posibilidad real de sustituir el uso de combustibles fósiles en el archipiélago. Pero el máximo aprovechamiento del potencial de EERR tropieza con una serie de restricciones técnicas, económicas, administrativas sociales, ambientales y territoriales.

El ITC focaliza buena parte de su actividad investigadora en la búsqueda de soluciones para superar las barreras técnicas que limitan la penetración de energías renovables, variables e intermitentes, en las pequeñas y débiles redes eléctricas insulares. Colabora desde hace más de 25 años con el resto de las regiones insulares europeas en ese objetivo de maximización del aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, y la promoción del ahorro y la eficiencia energética, para avanzar en la descarbonización de los sistemas energéticos insulares. También apoyan los esfuerzos que hace el Gobierno de Canarias, el Gobierno de España y la Comisión Europea, de transferencia de tecnologías energéticas limpias a países menos desarrollados, centrando su actividad en países de la costa occidental de África, pero desarrollando actividad también en Latinoamérica y sureste asiático.

El ITC es ente asesor del Gobierno de Canarias en la definición de las políticas energéticas regionales, sobre todo de aquellas relacionadas con la promoción de las energías renovables y el ahorro y eficiencia energética en el archipiélago. Ha elaborado

para el Gobierno de Canarias el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), con las 9 Estrategias que lo soportan.

Además de apoyar al Gobierno de Canarias en la definición de la política energética regional, el ITC asesora a los 88 municipios canarios y a los Cabildos insulares en la planificación local para avanzar en el despliegue de EERR y eficiencia energética. Para los 21 municipios de Gran Canaria, y para el propio Cabildo de G.C., el ITC ha desarrollado los Planes Plan de Acción para el Clima y la Energía Sostenible (PACES); los Inventarios de Emisiones de Referencia (IEE); y los Planes de Adaptación al Cambio Climático.

El ITC también desarrolla una intensa actividad de planificación energética fuera de Canarias. Ha desarrollado planificación energética sostenible de Marruecos, Mauritania y Cabo Verde. En 2021 desarrolló, bajo contrato del Banco Interamericano de Desarrollo, el Plan de Ahorro y Eficiencia de las islas Galápagos en Ecuador. Recientemente (2023) ha desarrollado para la Comisión federal de Energía de México (CFE. Empresa que cuenta con 80.000 empleados y suministra electricidad a 130 millones de mexicanos) y financiado por la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD), el plan de energías renovables de las islas mexicanas de Cozumel, Holbox e Isla Mujeres.

El ITC es un referente tecnológico de las Regiones Ultraperiféricas europeas (RUPs), liderando actividades de I+D+i y proyectos financiados por la Comisión Europea que están contribuyendo a integrar las Islas Europeas en el Espacio Europeo de Investigación (ERA). Por sus particulares características (condiciones insulares, excelentes recursos naturales, rica biodiversidad, etc.), el ITC entiende que las Islas Canarias son un auténtico laboratorio europeo para el desarrollo y ensayo de tecnologías nuevas y sostenibles que se implementarán en el Continente.

El Departamento de Energías Renovables del ITC ha centrado sus actividades en la búsqueda de soluciones técnicas que contribuyen a la maximización de la penetración de EERR a través de una mejor Planificación Energética; almacenamiento energético; modelos matemáticos de predicción eólica y fotovoltaica; estudios de redes eléctricas de transporte y distribución para determinar máximos niveles admisibles de penetración de EERR, y microrredes para generación distribuida y electrificación de zonas rurales

aisladas. Se está trabajando en el estudio de implantación de infraestructuras eólicas marinas y terrestres; estudios de movilidad sostenible baja en carbono, así como modelización matemática para planificación de los sistemas energéticos. Se siguen manteniendo las estaciones anemométricas y radiométricas.

Trabaja además en ahorro y eficiencia energética, arquitectura bioclimática, solarización de procesos, el uso de geotermia de baja entalpía, valorizando energéticamente los residuos disponibles y fomentando la eficiencia energética en la edificación.

Realiza estudios de potencial de sistemas de EERR marinas; caracterización de demanda de calor e identificación de procesos industriales con gran potencial para la integración de sistemas de producción de calor solar. Evalúa soluciones de tecnología termosolar disponible en el mercado; desarrolla análisis de ciclo de vida y costes de las instalaciones de biomasa; estudia y elabora recomendaciones para la planificación del sistema eléctrico de Canarias.

El ITC también lleva a cabo actividades de meteorología energética, desarrollando potentes y sofisticados modelos atmosféricos para la predicción meteorológica, como herramienta para el funcionamiento óptimo de los sistemas de EERR instalados en Canarias. La penetración de fuentes de energía renovables no gestionables -como la eólica o la solar- en las pequeñas y débiles redes eléctricas canarias, supone un gran problema para el operador de la red. El objetivo es suministrar información fiable para predecir patrones diarios de radiación solar y viento. El ITC trabaja con diferentes modelos numéricos como WRF en combinación con imágenes de MSG (Meteosat Segunda Generación).

El ITC también asesora y apoya a diferentes organismos públicos que pertenecen a las Administraciones Regionales o Locales, y ejecuta proyectos de cooperación internacional en países en desarrollo (particularmente relacionados con el suministro de energía y agua a áreas remotas).

El Departamento de Energías Renovables del ITC colabora intensamente con Universidades, empresas, así como instituciones públicas y privadas del archipiélago canario, España, Europa y África. El departamento de energías renovables tiene una amplia y contrastada experiencia tanto en la participación como en la gestión de

proyectos comunitarios complejos y de gran escala, contribuyendo a apoyar los esfuerzos de la Comisión Europea para promover actividades de I+D en Canarias y otras Regiones Ultraperiféricas europeas. Tiene una amplia y probada experiencia tanto en la participación como en la gestión de proyectos complejos y de gran escala de la UE y fuera de la UE. Un ejemplo relevante es la iniciativa de la Central Hidroeléctrica de Bombeo Eólico de El Hierro, desarrollado en el marco de un proyecto promovido y coordinado por el ITC.

Director de I+D+I, Gonzalo Piernavieja (gpiernavieja@itccanarias.org)

WEB: <https://www.itccanarias.org/web/es/>

PLATAFORMA OCEÁNICA DE CANARIAS

La Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) se erige como una Infraestructura Científica y Técnica Singular (ICTS) con la misión primordial de impulsar el conocimiento y las tecnologías de aplicación en el medio marino hacia la creación de valor social, ambiental y económico. Su enfoque se centra en forjar una nueva relación con el océano, caracterizada por la responsabilidad y la sostenibilidad, alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, el Pacto Verde, y la Estrategia de Crecimiento Azul de la Unión Europea. PLOCAN recibe financiación y gestión por parte de un consorcio, integrado en partes iguales por el Gobierno de Canarias y el Ministerio de Ciencia e Innovación del Gobierno de España.

En su contribución a la lucha contra el cambio climático, PLOCAN actúa en diversos frentes, incluyendo la observación oceánica, la transición energética y la recuperación de la biodiversidad marina. Desde el ámbito de la observación, promueve el avance en la sensorización, plataformas de observación oceánica, gestión de datos, desarrollo de gemelos digitales y aplicaciones vinculadas al medio marino. En cuanto a la transición energética, facilita la experimentación marina de prototipos tecnológicos destinados al aprovechamiento de energías marinas, gestionándolas de manera inteligente y contribuyendo a la descarbonización de la economía azul. Como ejemplo destacado, PLOCAN colabora con diversas instituciones en la generación de hidrógeno mediante energías renovables, así como en su aplicación como vector energético en contextos marinos y marítimos. En las Islas Canarias, el hidrógeno y el agua se consideran vectores energéticos de alto valor añadido para el almacenamiento energético. Los proyectos de PLOCAN abarcan un rango amplio de madurez tecnológica, desde fases iniciales de investigación y desarrollo hasta etapas avanzadas de demostración y ensayo en entornos reales. En relación con la transición energética, aborda un enfoque progresivo hacia la innovación, donde se exploran nuevas soluciones energéticas marinas, se validan tecnologías emergentes y se promueve la integración de sistemas energéticos renovables en la economía azul.

PLOCAN lidera la implementación de más de 50 proyectos orientados al desarrollo del ecosistema de conocimiento e innovación necesario en los ámbitos de observación, uso

sostenible de los recursos y mitigación del cambio climático, incluida la recuperación de la biodiversidad marina. Avanza en la exploración de tecnologías para el aprovechamiento sostenible de las energías marinas, con especial énfasis en la energía eólica offshore y la energía de las olas, promoviendo ensayos y demostraciones tecnológicas en el mar. Para este fin, dispone de un área de pruebas de 23 km² en las aguas de Gran Canaria, que incluye una plataforma experimental offshore diseñada para simular servicios multipropósito a tecnologías situadas en alta mar. Los proyectos en curso abarcan un amplio espectro de madurez tecnológica, próximos al mercado, e incluyen dispositivos experimentales para la energía eólica offshore, como FLOTANT, PIVOTBUOY, ELICAN, y WIP10+, así como iniciativas en energías marinas (WAVEPISTON o BLUE-GIFT).

CEO PLOCAN, Dr. José Joaquín Hernández Brito (joaquin.brito@plocan.eu)

WEB: <https://plocan.eu/>

GESPLAN

Gestión y Planeamiento Territorial y Medioambiental S.A., es una empresa pública adscrita a la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias, tiene un compromiso firme con la transición energética y el desarrollo sostenible en la región. Algunos aspectos clave de su enfoque son:

- Evaluación Ambiental Estratégica (EAE): GESPLAN se involucra en la evaluación ambiental estratégica de planes y programas. A través de este procedimiento, analizan los posibles efectos significativos sobre el medio ambiente antes de la aprobación o adopción de dichos planes y programas. La EAE se aplica tanto a planes urbanísticos como a otros planes y programas.
- Compromiso con la protección ambiental: La empresa se compromete a desarrollar proyectos y servicios que respondan de manera íntegra a las necesidades de sus clientes, con un alto compromiso por la protección, respeto y

cuidado del medio ambiente. Su actividad está orientada hacia prácticas sostenibles y responsables.

- Instrumento de Planificación Estratégica 2023-2025: GESPLAN ha incorporado un nuevo Instrumento de Planificación Estratégica para el período 2023-2025. Este instrumento permitirá afianzar la estabilidad económica y laboral de la entidad y ofrecer una respuesta más ágil a las necesidades planteadas por las administraciones públicas.

GESPLAN desempeña un papel crucial en la gestión del territorio, la promoción de prácticas sostenibles y la transición hacia un futuro energético más limpio en Canarias.

Web: <https://www.gesplan.es>

2.3.4. Sector educativo y mundo académico

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

La Transición Energética de Canarias tiene como objetivo establecer acciones dirigidas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el archipiélago. La Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC) tiene una gran influencia en su entorno, ya que su funcionamiento afecta directamente a los habitantes de las Islas Canarias, además está muy comprometida con la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS). La ULPGC puede actuar como un espacio de experimentación a escala para apoyar proyectos de las administraciones locales en la promoción de experiencias de introducción de energías renovables, fomento de la eficiencia energética, estrategias de almacenamiento o desarrollo de la movilidad sostenible. Por otro lado, es una organización educativa de referencia en las islas que puede participar en diversos proyectos de investigación y desarrollo de tecnologías y procesos que permitan una transición energética en Canarias.

La ULPGC se encuentra comprometida con la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero debidos a su propia actividad. Así, se pretende establecer una hoja de

ruta de acciones dedicadas a conseguir este objetivo. Se pretende estudiar las posibilidades de generación de EERR y su almacenamiento, teniendo en cuenta el consumo actual del campus. De manera, que en un futuro se pueda aprovechar toda la energía generada de manera sostenible en el campus y alrededores para la promoción de comunidades energéticas, sirviendo de ejemplo para otras zonas con gran capacidad de producción de EERR. En este mismo aspecto, se pretende realizar acciones de mejora de la eficiencia energética para conseguir reducir la huella de carbono de los edificios, además de promover proyectos de recuperación de masa forestal en el campus y mejora en la movilidad sostenible.

Director de sostenibilidad, Dr. Luis Mazorra Aguiar (*d.sostenibilidad@ulpgc.es*)

2.4. Política y regulación

Esta sección recoge algunas de las normativas y directrices que se han analizado y tenido en cuenta en la elaboración y desarrollo de esta estrategia de transición energética. Para una mejor comprensión las políticas y reglamentaciones han sido clasificados en tres niveles, a saber: local, nacional y europeo.

2.4.1. Políticas y normativa a nivel local

PLANES
Ley de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias (Ley 6/2022). https://www.boe.es/eli/es-cn/l/2022/12/27/6
DECRETO 80/2023 por el que se aprueba la Estrategia Canaria de Acción Climática. https://www.gobiernodecanarias.org/medioambiente/descargas/Cambio_climatico/Estrategia-Canaria-Accion-Climatica/boc-a-2023-104-1735.pdf
Plan de Transición Energética de Canarias PTECan-2030 https://www.gobiernodecanarias.org/energia/info-publica/PTECan_VersionInicial/

Estrategia Energética de Canarias 2015-2025 (EECan25).

https://www.gobiernodecanarias.org/energia/descargas/SDE/Portal/Planificacion/Planes/EECan25_DocumentoPreliminar_junio2017.pdf

Plan Energético de Canarias 2006-2015 (PECAN 2006)

<https://www.gobiernodecanarias.org/energia/descargas/SDE/Portal/Planificacion/PECAN/pecan2007.pdf>

ESTRATEGIAS

Estrategia de Energía Sostenible en las Islas Canarias. RD 451/2022, de 14 de junio

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-984>

Estrategias de apoyo al PTECan:

- Estrategia para el autoconsumo fotovoltaico en Canarias
- Estrategia de almacenamiento energético en Canarias
- Estrategia del vehículo eléctrico en Canarias
- Estrategia de la generación gestionable de Canarias
- Estrategia de la geotermia de Canarias
- Estrategia de las energías renovables marinas de Canarias
- Estrategia del hidrógeno verde de Canarias
- Estrategia para la gestión de demanda y redes inteligentes de Canarias

2.4.2. Políticas y normativa a nivel nacional

LEYES Y PLANES

Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.

<https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7>

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>

Plan de Desarrollo de la red de transporte de electricidad 2015-2020

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/planificacion/Planificacionelectricidadygasesdesarrollo2015-2020/Documents/Planificaci%C3%B3n%202015_2020%20%20202016_11_28%20VPublicaci%C3%B3n.pdf

Planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026 (en trámite)

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-6434

Planificación en materia de hidrocarburos

<https://www.miteco.gob.es/en/energia/estrategia-normativa/planificacion/planificacion-hidrocarburos.html>

Plan Nacional de Acción de Energías Renovables 2011-2020

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/legislacion/documentacion/PER_2011-2020_VOL_I_tcm30-178649.pdf

Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2017-2020

<https://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/plan-nacional-de-accion-de-eficiencia-energetica-2017-2020>

ESTRATEGIAS

Marco Estratégico de Energía y Clima: Una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo.

<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/marco-estrategico-energia-y-clima.html>

Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/documentoelp_tcm30-516109.pdf

Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024_tcm30-496282.pdf

Estrategia de Transición Justa

<https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/transicion-justa.html>

Estrategia Española de Desarrollo Sostenible

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/estrategia-espanola-desarrollo-sostenible/EEDSnov07_editdic_tcm30-88638.pdf

HOJAS DE RUTA

Hoja de Ruta del Autoconsumo

https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo_tcm30-534411.pdf

Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España

<https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias.html>

Hoja de Ruta del Hidrógeno

https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

2.4.3. Políticas y normativa a nivel europeo

Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) nº 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima»).

<https://www.boe.es/doue/2021/243/L00001-00017.pdf>

Plan REPowerEU (18/05/2022)

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF

Estrategia energética (Energy strategy)

https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy_en

Estrategia de adaptación al cambio climático de la Unión Europea.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0082&from=EN>

Clean Energy for all European

<https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937>

Planes Nacionales de Energía y Clima 2021-2030 (National energy and climate plans [NECPs])

https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en

Estrategias Nacionales de Descarbonización a Largo Plazo

https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en

Comunicación de la comisión al parlamento europeo, al consejo, al comité económico y social europeo y al comité de las regiones «Objetivo 55»: cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021DC0550>

*** Se puede encontrar más información al respecto y documentos de consulta en la web de la Conserjería De Transición Ecológica. Lucha Contra El Cambio Climático y Planificación Territorial:*
<https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/actualidad/planificacion>

3. ATE-GC PARTE I.II: HACIA LA TRANSICIÓN EN LA ISLA DE GRAN CANARIA

3.1. Visión

El Acuerdo de París, establece el objetivo a largo plazo de mantener el aumento de la temperatura mundial muy por debajo de 2°C, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5°C con respecto a los niveles preindustriales. En noviembre de 2021, la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Clima, conocida como COP26 Glasgow, ha alcanzado un consenso entre más de 190 países, que permitirá completar el Reglamento del Acuerdo de París y mantener vivos sus objetivos, dando la oportunidad de limitar el calentamiento global a 1,5 °C.

A nivel europeo, en marzo de 2019 el Parlamento respaldó el objetivo de la UE de conseguir una economía de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero en el horizonte 2050. La Comisión, en diciembre de 2019 con «El Pacto Verde Europeo», estableció una nueva estrategia de crecimiento en la que no habrá emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050, al mismo tiempo, indicó que esa transición debe ser justa e integradora.

Las regiones y entidades locales implementan más del 70% de las medidas de mitigación del cambio climático y aplican el 70% de toda la legislación de la UE, lo que representa un tercio del gasto público y dos tercios de la inversión pública. Por consiguiente, el objetivo de alcanzar la neutralidad climática para 2050 debe perseguirse con el apoyo y la colaboración de las regiones y entidades locales.

A nivel estatal, entre los instrumentos normativos y planificadores destaca la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, recientemente aprobada, que pretende alcanzar la neutralidad de emisiones a más tardar en 2050. Para ello, en 2030, las emisiones del conjunto de la economía española deberán reducirse en al menos un 23% respecto al año 1990. Para alcanzar este objetivo se ha establecido el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 que presenta el conjunto de medidas a aplicar y las inversiones necesarias.

En estos momentos se cuenta con una versión actualizada a enero de 2020 del PNIEC español. Las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Para alcanzar estas metas se tiene que establecer una transición energética que, sin perder de vista a las energías convencionales más respetuosas con el medio ambiente, fundamente su desarrollo en el uso mayoritario y casi exclusivo de las energías renovables. Estos porcentajes, podrían incluso ser aún más restrictivos según el borrador de actualización del plan nacional integrado de energía y clima 2023-2030, publicado en junio del 2023.

Para que este proceso culmine en un horizonte temporal razonable, se deberá avanzar en el desarrollo de tecnologías que, a través del aprovechamiento de las energías renovables, la electrificación del consumo energético, el uso de combustibles o vectores energéticos “verdes” y la participación de las personas consumidoras, se consiga alcanzar la descarbonización de la economía.

En la actualidad, Canarias, así como Gran Canaria, presenta una enorme dependencia energética de los combustibles fósiles y, por tanto, del exterior. Hay que añadir la situación de redes débiles de las islas, en gran medida como consecuencia de tratarse de sistemas aislados, lo que complica aún más la generación y el abastecimiento eléctrico. En este contexto el PNIEC plantea que la contribución en el mix eléctrico de las centrales de combustibles fósiles ubicadas en las Islas Canarias en el año 2030 se reduzcan en, al menos, un 50% respecto a la situación de 2019. Adicionalmente el Pleno del Parlamento de Canarias declaró en enero del 2020 el estado de emergencia climática con el consenso de todas las fuerzas parlamentarias. Esta Declaración propone una hoja de ruta para las políticas medioambientales, sociales y económicas, siendo su objetivo principal la descarbonización en el año 2040. En esta línea se plantea un escenario 100% renovable para la isla de Gran Canaria en 2040 atendiendo el mercado interior, esto es, la demanda de energía de la isla, así como el transporte marítimo y aéreo interinsular.

Estos objetivos, en las Islas Canarias en general, así como en Gran Canaria, se traducen principalmente en aumentar la contribución de energías renovables intermitentes, como la energía eólica (en tierra y offshore) y la energía solar fotovoltaica. Estas altas contribuciones de energías renovables intermitentes en las redes insulares representan sin duda un desafío en la gestión eléctrica además de plantear la necesidad de contar con sistemas de almacenamiento.

Adicionalmente, se prevé un progresivo crecimiento de la electrificación de sectores tradicionalmente cubiertos directamente por combustibles fósiles, como es el caso del automóvil eléctrico o la mayor implantación de sistemas térmicos eléctricos (bombas de calor) que supondrán una gran transformación del sistema eléctrico canario, de las necesidades de electricidad y un importante aumento en la demanda eléctrica.

Para adelantarse a la situación se presenta la necesidad de llevar a cabo una propuesta que permita la combinación del crecimiento de la demanda eléctrica prevista, la integración de medidas en mejora de eficiencia energética y la penetración de energías renovables intermitentes (y consecuentes sistemas de almacenamiento) en el sistema eléctrico capaz de dar respuesta al necesario proceso de descarbonización en 2040.

3.2. Gobernanza de la transición

La ATE-GC será evaluada por un Observatorio de la Transición Energética de Gran Canaria.

Participarán en el observatorio las partes interesadas o *stakeholders* expuestos en la sección “Mapa de los actores principales” para llevar a cabo las siguientes acciones:

- Evaluación de objetivos de la ATE-GC.
- Supervisar la situación energética en la isla a través de un informe anual que deberá contratar el CIE.
- Seguimiento de todas las inversiones para la transición verde mediante información sobre el estado de cada una de ellas.
- Poner a disposición pública datos e informes que permitan entender mejor el alcance de las políticas energéticas en la isla.

De la misma manera que se ha planteado en el **Plan de Acción contra el Cambio Climático en Canarias** (PACC-2023) donde establecen que la Ley 6/2022 de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias indica que la acción climática supone una responsabilidad compartida para todas las administraciones públicas, el sector público y el conjunto de las entidades sociales y económicas del archipiélago; esta agenda se apoya en su metodología de gobernanza de la transición y confirma que todas estas personas están obligadas a colaborar en las políticas públicas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y en la transición energética dentro del marco de la legislación estatal básica y de los instrumentos de planificación previstos en dicha ley.

De igual modo identifica a la Administración de la Comunidad Autónoma de Canarias como la principal impulsora de la transición energética en el ámbito de todas las administraciones públicas y el sector público del archipiélago; y son las administraciones públicas de Canarias y los entes del sector público de la Comunidad Autónoma de Canarias las que ejercerán las funciones previstas en la Ley 6/2022 de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias, con arreglo a la distribución de funciones y competencias recogidas en la normativa que le sea de aplicación.

Así mismo, la Ley 6/2022 de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias establece complementar la organización existente en la administración de la comunidad autónoma con la necesidad de disponer de dos órganos especializados, uno de coordinación y otro ejecutivo que centralizará las competencias que esta ley atribuye.

La ley propone la creación de la Comisión Interadministrativa de Acción Climática, como órgano colegiado de coordinación y colaboración entre los diferentes departamentos del Gobierno en la aplicación y seguimiento de la ley.

Como organismo coordinador de la ATE-GC el Cabildo de Gran Canaria ha de aglutinar y generar la información relevante en materia de transición energética para ser capaz de redirigirla a los sectores o Administraciones que han de implementar las distintas acciones del ATE-GC y, a su vez, transmitir dicha información a la sociedad civil de manera que también pueda participar en aquellas acciones que les resulte de interés o les afecte directamente.

Para cada una de las acciones de la ATE-GC se determina qué Administraciones o entidades son las responsables de su ejecución, pudiendo estas acciones involucrar a uno o varios

responsables. Para facilitar esta labor ejecutiva, el Cabildo deberá, en la medida de lo posible, facilitar la realización y orientación de estas acciones a los responsables de llevarlas a cabo mediante el apoyo científico o el asesoramiento técnico necesario.

Así mismo, será el propio Cabildo de Gran Canaria el que recoja los indicadores de ejecución que figuran en cada una de las acciones y que han de ser elaborados por los responsables de cada una de ellas. Estos indicadores permitirán determinar el grado de desarrollo de cada acción y en su conjunto.

Para facilitar el apoyo interadministrativo y dinamizar los trabajos entre las distintas administraciones implicadas, se deberá constituir una mesa trabajo en la que se buscarán soluciones a los problemas que vayan surgiendo durante el desarrollo de la ATE-GC y se hará un seguimiento del grado de cumplimiento en el desarrollo de las acciones identificadas.

Dado que además la Ley 6/2022 de Cambio Climático y Transición Energética de Canarias identifica que Cabildos y Ayuntamientos han de crear y desarrollar Planes de Transición Energética, se debería de poner en marcha un grupo de trabajo que disponga de reuniones con periodicidad corta para orientar, resolver las principales dudas y ayudar a estas Administraciones a dar cumplimiento con lo que se establezca en la ley.

Por otra parte, como se ha indicado anteriormente, los ciudadanos, las organizaciones públicas y privadas y los movimientos sociales han de contribuir de manera activa a gestionar el desarrollo de la ATE-GC, de ahí la elaboración de los actores principales involucrados en la misma.

Así mismo, y de forma paralela, la ATE-GC ha de procurar el establecimiento de una vía por la cual la sociedad civil pueda ser partícipe en el proceso de toma de decisiones. Para ello el cabildo debe de imponer un espacio en su página web en el que se informará a la ciudadanía de la evolución de las acciones de la ATE-GC y permitirá recoger los comentarios y aportaciones por parte de los ciudadanos. Finalmente, para aquellas acciones de la ATE-GC que puedan derivarse en proyectos públicos sobre el terreno, será necesario asegurarse de que todos los interesados sean informados de las implicaciones que dichas acciones conllevan. Una vez informados, deberá establecerse un diálogo entre los interesados y la Administración encargada de llevar a cabo el Proyecto.

3.3. Caminos hacia la transición

Esta sección resume en tres pasos bien diferenciados la metodología aplicada en la agenda para alcanzar la transición energética (Figura 5). El primer paso para conseguir dicha transición es estimar la demanda energética que la isla de Gran Canaria presentará en el año 2030 y 2040. Posteriormente se debe de analizar el potencial energético renovable del que dispone la isla para suplir dicha demanda energética con cada una de las tecnologías renovables que serán partícipes en dicha transición (energía eólica y energía solar fotovoltaica). Por último, se plantearán diversos escenarios que analizan diferentes caminos para alcanzar la transición energética en los dos horizontes temporales. Estos escenarios variarán en función del grado de contribución de cada una de las tecnologías renovables estudiadas, y del empleo de diferentes sistemas de almacenamiento. Todo ello, con la intención de suplir los objetivos marcados por los distintos reglamentos regionales, nacionales y europeos.

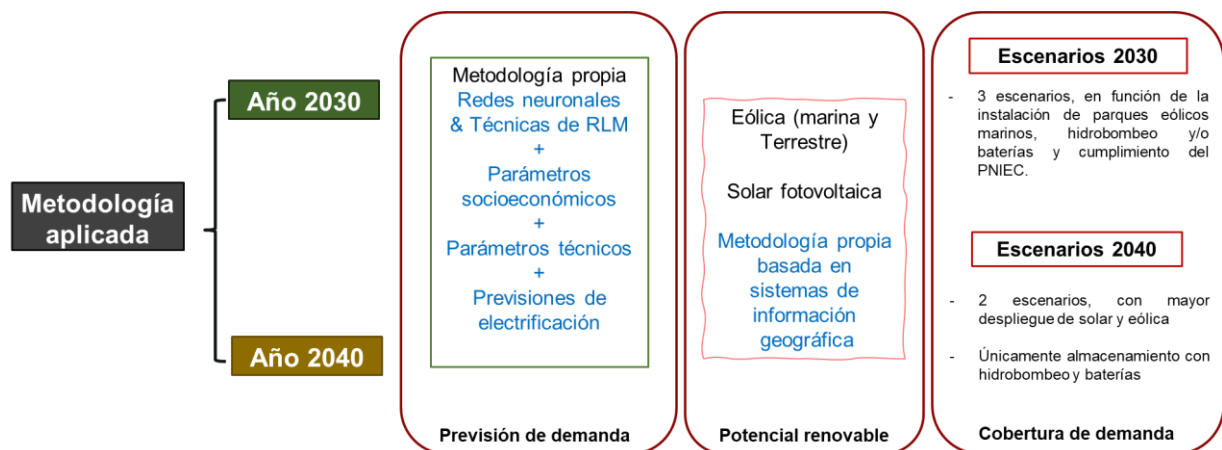


Figura 5. Escenarios planteados como diferentes caminos para alcanzar la transición energética.

3.3.1. Previsión de la demanda eléctrica en los horizontes 2030 y 2040

Para estimar la demanda eléctrica en los años 2030 y 2040 se toma como dato de partida la serie horaria de consumo eléctrico en el período 2006 – 2019 (se excluyen 2020 y 2021 debido a la anomalía que supuso el impacto del COVID en la demanda eléctrica).

3.3.1.1. Tendencial de demanda eléctrica

Para su previsión, se ha optado por el uso de las redes neuronales. Las redes neuronales tienen el objetivo de predecir los valores futuros de una variable objetivo (demanda eléctrica) a partir de las previsiones de unas variables de entrada que tienen una elevada correlación con la variable objetivo. En este caso, se han considerado como variables de entrada la población, la población flotante (calculada a partir del número de turistas mensual), el PIB, la temperatura y el IPC. La Tabla 14 muestra las previsiones de dichos valores para los horizontes 2030 y 2040, así como los del pasado 2023.

Tabla 14. Variables de entrada consideradas para la estimación de la demanda eléctrica insular y sus proyecciones a 2030 y 2040.

Variables de entrada	2023	Horizonte 2030	Horizonte 2040
Población	857 171	870 195	901 050
Turismo (población flotante)	84 517	86 611	91 243
PIB (millones de €)	17 578 ²	19 838	22 989
Temperatura (°C)	21,60	21,71	21,83
IPC	4,1%	1,68%	1,61%

La red neuronal replica los comportamientos pasados de la variable objetivo, pero no es capaz de introducir nuevas distorsiones si no se han producido en el pasado. Es el caso, por ejemplo, del vehículo eléctrico. Como su presencia en la isla es muy reciente y aún son escasos, su efecto sobre la demanda eléctrica insular es ínfimo. Por lo tanto, la red neuronal no va a ser capaz de replicar el aumento de la demanda eléctrica debida a la electrificación del transporte.

² Previsión del PIB insular para 2023

Para el horizonte 2030, además del tendencial realizado por la red neuronal, se introducirán el consumo eléctrico realizado por el vehículo eléctrico, y se asumirán unos objetivos de eficiencia energética en la demanda eléctrica insular. En el caso de 2040, se prevé que el grado de electrificación sea mucho mayor, no solo en el sector del transporte terrestre sino en el resto de transportes y en el calor (fundamentalmente en el sector industrial y residencial).

3.3.1.2. Electrificación del transporte terrestre

Se prevé que el sector del transporte terrestre sea el sector aún no electrificado que mayor consumo eléctrico tenga en Gran Canaria en los próximos años. Así, el apartado 3.3.2.3 muestra la metodología empleada y los resultados obtenidos de la previsión de electrificación del transporte terrestre a 2030 y 2040.

A modo de resumen, se han propuesto 5 posibles escenarios con diferentes grados de electrificación, y cuyos consumos se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Consumo previsto de los vehículos eléctricos en 2030 y 2040, según el escenario analizado.

Escenarios	Horizonte 2030 (GWh)	Horizonte 2040 (GWh)
Tendencial	60	326
PNIEC aprobado	292	682
Borrador PNIEC	285	657
Propio 1	93	1017
Propio 2	93	690

A partir de estos consumos anuales, se ha generado un perfil de carga horario, con mayor consumo en las horas nocturnas y menor consumo en las horas centrales del día. Esta curva horaria se ha sumado a la curva horaria resultante de la red neuronal.

3.3.1.3. Electrificación del transporte marítimo

Electrificar el transporte marítimo es un reto tecnológico que se analiza en el apartado 3.3.2.1. Debido al estado tecnológico de las baterías en la actualidad y el poco espacio temporal con el que cuenta el archipiélago para ser neutro en emisiones de carbono, se ha desestimado la opción de electrificar las rutas marítimas interinsulares.

No obstante, sí se ha realizado el estudio de electrificar tanto la flota marítima recreativa como el conocido “*cold ironing*”, es decir, la electrificación de los buques cuando se encuentren atracados.

- *Embarcaciones recreativas*

Actualmente ya existen diversos modelos de pequeñas embarcaciones recreativas y pesqueras impulsadas por baterías. El apartado 3.3.2.1 recoge la metodología seguida para estimar el consumo de la flota recreativa de Gran Canaria, cuya demanda eléctrica a 2040 se estima en 10,5 GWh.

- *Cold Ironing*

En el caso de la electrificación de los buques mientras se encuentran en puerto, el apartado 3.3.2.1 muestra la metodología aplicada y los resultados obtenidos. A modo de resumen, para 2030 no se prevé que la demanda eléctrica por el cold ironing sea significativa (17,80 GWh), mientras que para 2040 se asumirá que todos los buques que atraquen en Gran Canaria se conectarán a la red eléctrica. Esto supondría un consumo eléctrico de hasta 215 GWh.

3.3.1.4. Electrificación del transporte aéreo

En el caso del transporte aéreo, únicamente se considerará la posibilidad de electrificar la aviación recreativa para el horizonte 2040, ya que la electrificación de las rutas interinsulares queda descartada, como se expone en el apartado 0.

Así, para el 2040 se prevé un muy bajo consumo eléctrico debido a la aviación recreativa, únicamente de unos 82 MWh.

3.3.1.5. Eficiencia energética

En el caso de la eficiencia energética, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima aprobado por el Gobierno de España recoge el objetivo del 39,5% para 2030 a nivel nacional (respecto a las proyecciones a 2030 del Modelo PRIMES 2007). No obstante, estas proyecciones son a nivel nacional y no pueden aplicarse por separado para Gran Canaria (al desconocerse la proyección a 2030 del Modelo PRIMES 2007 para la isla).

En su defecto, se ha decidido estudiar el efecto de la eficiencia energética en los últimos años en los diferentes sectores eléctricos (Industrial, residencial, servicio, administración, hostelería y primario), a partir de los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias [12]. Para ello se ha calculado el índice de eficiencia energética para cada sector y se ha proyectado a 2030 y 2040 mediante un tendencial.

Con todo ello, la eficiencia prevista para los horizontes 2030 y 2040 respecto al tendencial realizado con red neuronal se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Eficiencia energética prevista para 2030 y 2040 respecto al escenario tendencial.

	Horizonte 2030 (GWh)	Horizonte 2040 (GWh)
Eficiencia prevista	9%	16%

3.3.1.6. Electrificación del calor y otros procesos industriales

Para el horizonte 2040 se prevé que gran parte del consumo de combustibles fósiles en los sectores industrial, residencial y comercial (principalmente hostelería) se electrifique. Estos sectores consumen, aparte de energía eléctrica, fundamentalmente fuelóleo, gasóleo, propano y, en menor medida, butano.

Para estimar el consumo eléctrico de los dispositivos que consumen estos combustibles (principalmente calderas, cocinas, hornos, etc.) se han tomado como hipótesis un grado de electrificación del 85%. Los consumos de estos combustibles el pasado 2022 se muestran en el Gráfico 59, obtenidos del Anuario Energético de Canarias [12].

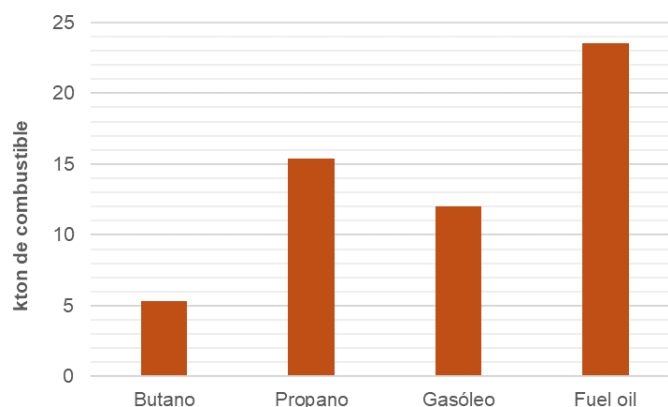


Gráfico 59. Consumo de combustibles destinados al sector del calor. (Unidades: kton).

A partir de las unidades de conversión publicadas por el Anuario Energético de Canarias [12] y las eficiencias de calderas y calefactores eléctricos, se ha estimado a 2040 el consumo eléctrico del calor podría alcanzar los 565 GWh, lo que representaría un incremento del 17% respecto al a demanda eléctrica actual.

3.3.1.7. Resultados

La demanda eléctrica para 2030 y 2040 dependerán del escenario planteado de transporte terrestre. De esta forma, el Gráfico 60 muestra las diferentes demandas eléctricas en función del escenario, en términos anuales. El escenario elegido para estimar las necesidades de almacenamiento será el Escenario Propio 1, al tratarse de un escenario intermedio para 2030 y el de mayor demanda eléctrica a 2040, siendo el más desfavorable en estos términos.

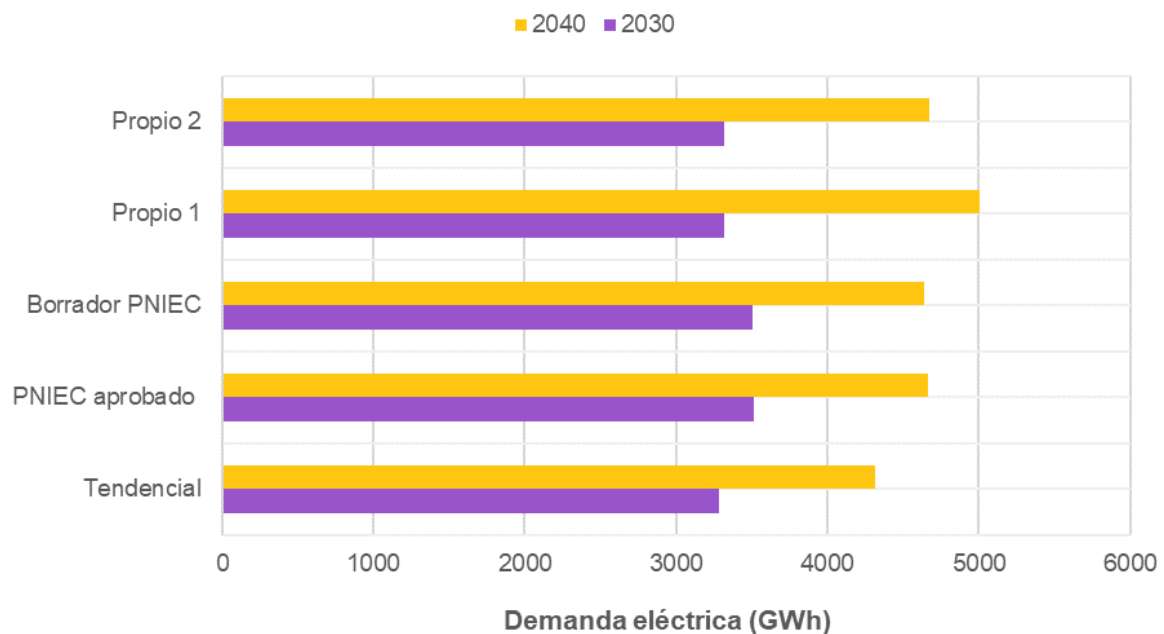


Gráfico 60. Demanda eléctrica anual prevista para 2030 y 2040 según los escenarios planteados del transporte terrestre

Los resultados propuestos con el escenario propio 1 del transporte terrestre se muestran en la Tabla 17. La demanda total ascendería a 3322 GWh en 2030 y 5003 en 2040, lo que supondría en términos porcentuales un incremento respecto a la demanda de 2022 del 47% en el último temporal analizado. No obstante, el incremento de la demanda eléctrica en el escenario base (sin considerar la electrificación del resto de sectores) sufriría un incremento del 0,62% anual, un valor totalmente normal atendiendo a las series históricas.

Tabla 17. Resultados obtenidos tras aplicar la metodología para estimar la demanda eléctrica a 2030 y 2040.

Escenarios		Horizonte 2030 (GWh)	Horizonte 2040 (GWh)
Demanda eléctrica base		3530	3795
Electrificación del transporte terrestre		93	1017
Electrificación del transporte marítimo	Embarcaciones recreativas	-	10,5
	Cold ironing	17,80	215
Electrificación de la aviación marítima		-	0,082
Eficiencia energética		-319	-600
Electrificación del calor	Industrial, residencial, comercial y turístico	-	565
TOTAL		3322	5003

En términos mensuales, la demanda eléctrica a 2030 se muestra en el Gráfico 61. Los meses con mayor consumo serían los meses de octubre, agosto y julio, con una demanda de 291, 288 y 283 GWh respectivamente. En cuanto a la previsión a 2040, el Gráfico 62 muestra cómo estos meses vuelven a ser los de mayor demanda eléctrica, con 439, 436 y 430 GWh, respectivamente.

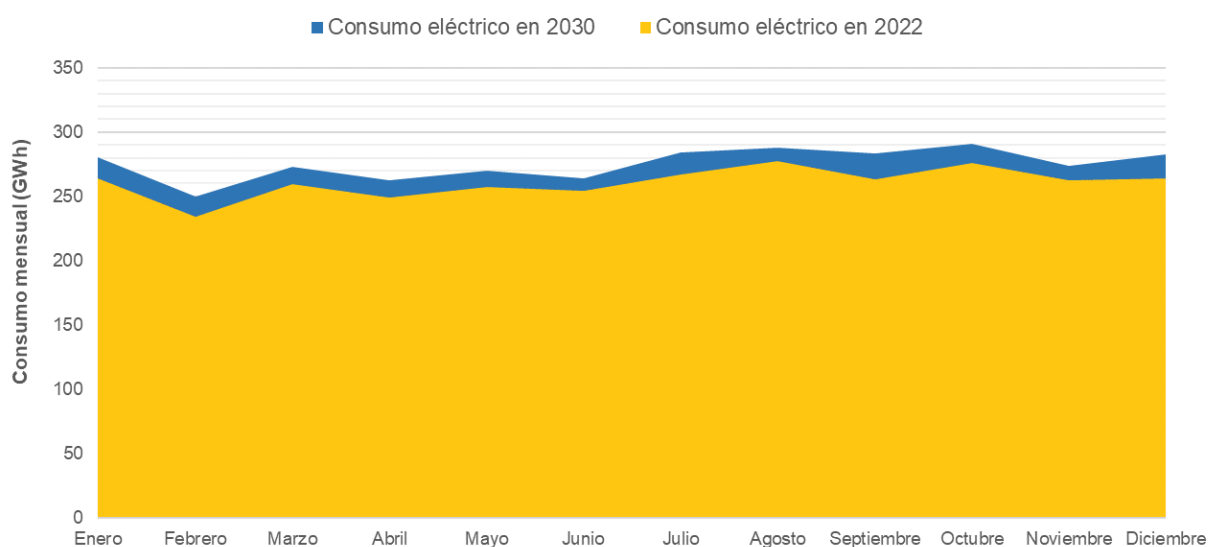


Gráfico 61. Comparativa de la demanda eléctrica mensual de 2022 y 2030.

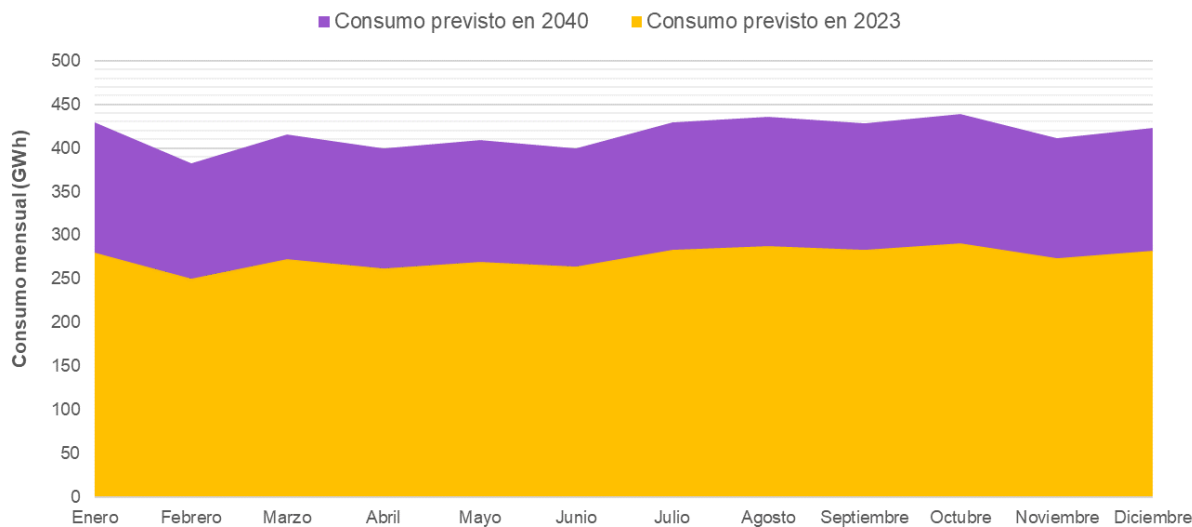


Gráfico 62. Comparativa de la demanda eléctrica mensual de 2022 y 2040.

3.3.2. La movilidad en Gran Canaria

Como se ha visto reflejado en el diagnóstico energético de la isla, el transporte en todas sus variantes es un sector energético muy intensivo. A continuación, se exponen los resultados del análisis que determina su posible influencia en la demanda eléctrica para los años 2030 y 2040. Asimismo, también se analizan sus posibles transiciones a combustibles alternativos y/u otro tipo de transición dentro de los objetivos recogidos para alcanzar la neutralidad climática. Este estudio se ha realizado de forma pormenorizada y desglosada en función del tipo de transporte.

3.3.2.1. El transporte marítimo

El transporte marítimo es uno de los sectores antropogénicos más contaminantes a escala global, con una contribución del 2,9% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) cada año, superando más de mil millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente en 2018 [16]. En este sentido, las instituciones público-privadas aúnan esfuerzos para reducir dichas emisiones en el menor plazo de tiempo posible. Sus principales instrumentos de actuación descansan en los nuevos objetivos y normativas reguladoras que incluyen: el impacto medioambiental como principal factor a tener en cuenta; elevadas inversiones en tecnologías disruptivas y la búsqueda de combustibles alternativos menos contaminantes.

Las directivas internacionales son claras: reducir las emisiones en el transporte marítimo a corto plazo es un imperativo. Así, la Organización Marítima Internacional, en inglés “*International Maritime Organization*” (IMO), ha actualizado durante el año 2023 su Estrategia de Reducción de Emisiones GEI en barcos, con los siguientes objetivos [17]:

- Alcanzar las cero emisiones netas en el año 2050 en el transporte marítimo internacional.
- Reducir las emisiones GEI en al menos el 20% para 2030 y en al menos el 70% en 2040.
- Reducir la intensidad de carbono (cantidad de CO₂ emitida por unidad de energía generada) del tráfico internacional de al menos el 40% en 2030 respecto 2008.
- Adoptar nuevas tecnologías, combustibles y/o fuentes de energía con emisiones nulas o casi nulas de GEI que representen al menos el 5% de la energía utilizada para 2030.

Así mismo, según las normas MARPOL de la IMO [18], desde el 2015 los buques no pueden operar con combustibles con una concentración de óxidos de azufre (SOx) superior al 0,10% masa/masa dentro de las zonas de control de emisiones, y nunca operar con combustibles que superen el valor de 0,50% de SOx a partir del 2020.

En este estudio se presenta una guía de cómo reducir las emisiones en el sector del transporte marítimo de Gran Canaria en 2030 y 2040, principalmente a partir del análisis de los siguientes ítems:

- El análisis de otros combustibles con menores emisiones GEI en rutas marítimas interinsulares.
- La posible electrificación de la flota recreativa / pesquera de la isla.
- La electrificación de los buques en puerto (*cold ironing*).

3.3.2.1.1. Consumo de la flota marítima interninsular

Actualmente, la mayoría de los buques utilizan fueloil o diésel oil marino (Marine Diesel Oil, MDO) como combustible para su propulsión. Sin embargo, se trata de carburantes de origen fósil con una elevada tasa de emisiones de GEI. Por este motivo, gobiernos e instituciones están realizando importantes inversiones para reducir las emisiones o incluso eliminarlas, mediante el uso de combustibles alternativos.

En este estudio se analizará cuál es el consumo de combustible de las rutas que unen las diferentes islas del archipiélago canario, así como su conversión a combustibles más sostenibles. Únicamente se analizarán las rutas interinsulares ya que el 100% de las emisiones se generan en el archipiélago. Las rutas nacionales (Canarias – Península Ibérica) no serán consideradas en este estudio.

Actualmente, los combustibles que se postulan como candidatos a sustituir los combustibles convencionales son los siguientes:

- Gas Natural Licuado (CH₄)
- Hidrógeno (H₂)
- Amoníaco (NH₃)
- Metanol (CH₃OH)

Son muchos los grupos de investigación y grandes empresas las que se encuentran investigando y experimentando con estos combustibles alternativos, y actualmente no hay ninguno que se postule como el “combustible marino del futuro”. Por tanto, se analizará cuál sería el consumo de cada uno de estos combustibles para el horizonte 2040. Para el horizonte 2030 no se prevé que la introducción de estos combustibles sea posible en los puertos canarios.

- Propiedades de los combustibles

Las características de los combustibles analizados son muy diversas. La Tabla 18 recoge algunas de las propiedades químicas más relevantes de dichos combustibles.

Tabla 18. Propiedades de los combustibles analizados

Propiedad	Diésel marino (MDO)	Hidrógeno (H ₂)	Amoníaco (NH ₃)	Metanol (CH ₃ OH)	GNL (CH ₄)
Poder Calorífico (kWh/kg)	12,0	33,33	5,1	5,6	13,5
Densidad en C.N. (kg/m ³).	890	0,089	0,73	796	448
Punto de ebullición (°C)	200 - 400	-252,6	-33,5	64,7	-164
Estado a T _{amb}	Líquido	Gas	Gas	Líquido	Gas licuado

Como se puede apreciar, el combustible con propiedades químicas más parecidas al MDO es el metanol, aunque con diferencias relevantes, sobre todo en el Poder Calorífico Inferior (PCI).

Hidrógeno (H₂)

Es el elemento químico más ligero que existe. Esto es un inconveniente para su almacenamiento, ya que se presenta una elevada permeabilidad. En la Tierra es muy abundante, pero se combina con otros elementos como el oxígeno para formar moléculas de agua, o el carbono, formando compuestos orgánicos. Por tanto, no es un combustible que se pueda tomar directamente de la naturaleza, sino que hay que separarlo de estos compuestos, proceso muy intensivo en términos energéticos [19], [20].

En condiciones estándar, el hidrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido, no tóxico, relativamente no reactivo y altamente combustible con un amplio rango de inflamabilidad, otro de sus principales inconvenientes. Todo ello lo convierte en un combustible volátil y difícilmente perceptible por las personas. El hidrógeno tiene uno de los puntos de fusión y ebullición más bajos de todos los elementos (excepto el helio), siendo un gas en condiciones normales, o un líquido criogénico, si se almacena a temperaturas inferiores a -253°C, lo que puede requerir un elevado aporte energético [19].

Por lo tanto, se trata de un combustible con uno de los poderes caloríficos más elevados de la naturaleza, pero cuya volatilidad, permeabilidad y baja densidad conlleva que su manipulación sea compleja, además de tener consumos energéticos asociados para mantenerlos a una presión y temperatura adecuados para su almacenamiento [19], [20], [21].

Amoniaco (NH₃)

Hoy en día, el amoniaco tiene potencial para volver a desempeñar un papel sustancial en el cambio del mundo hacia un futuro con bajas emisiones de carbono. El amoniaco ha tenido un profundo impacto global desde el descubrimiento de la síntesis de amoniaco a partir de nitrógeno e hidrógeno por Haber-Bosch en Alemania a principios del siglo XX, y por este motivo ya existe una completa red de transporte de amoniaco líquido, utilizado principalmente en la industria de los fertilizantes. De ahí que el amoniaco destaque como uno de los candidatos más prometedores para transportar, almacenar y enviar energía renovable por todo el planeta. Puede aprovechar las infraestructuras y normativas actuales, garantizando una distribución de amoniaco fiable, preparada y segura como portador de energía baja en carbono [22], [23].

Para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la investigación actual se centra en el uso del amoníaco como combustible en el transporte y otros sectores de la industria, debido a sus bajas emisiones de CO₂. Sin embargo, el aumento de emisiones NO_x podría ser un inconveniente. Al igual que en el caso del hidrógeno, las emisiones del ciclo de vida del amoníaco se concentran en su producción, por lo que para poder ser utilizado como combustible de emisiones netas, tendrá que producirse a partir de energías renovables.

Actualmente, el amoníaco es el segundo producto químico más utilizado, sirve de apoyo a la producción de fertilizantes, se emplea en sistemas de refrigeración como refrigerante industrial, en productos farmacéuticos y en muchas otras aplicaciones químicas. Su producción mundial alcanza alrededor de 176 millones de toneladas al año [23], [24].

El amoníaco como combustible tiene retos adicionales antes de estar disponible comercialmente para la flota de buques no gaseros. Aunque existen referencias históricas de su uso en motores de combustión interna, la aplicación en la propulsión marina se encuentra en las primeras fases de desarrollo, por lo que se están investigando motores alimentados con amoníaco y pilas de combustible. El amoníaco puede ser un combustible con cero emisiones de carbono y aportar soluciones para la descarbonización de la flota mundial, pero para que se convierta en una opción de combustible comercialmente viable a largo plazo, es imprescindible estudiar el coste de producir combustibles a base de amoníaco y hacerlos seguros para el uso marino, junto con la necesidad de implantar una amplia infraestructura de suministro y nuevas y estrictas normativas de seguridad [24].

El amoníaco es un compuesto que se encuentra en la naturaleza, conformado por nitrógeno e hidrógeno. Como recoge la Tabla 18, a presión atmosférica y temperatura normal es un gas incoloro con un característico olor acre, mientras que a presiones más altas se convierte en líquido, lo que facilita su transporte y almacenamiento. Como la mayoría de los combustibles alternativos, tiene una densidad energética inferior a la de los fuelóleos, por lo que producir el mismo contenido energético requeriría un 2,4 veces más volumen en comparación con los combustibles derivados del petróleo.

El amoníaco es inflamable y tóxico. Por lo tanto, está clasificado como sustancia peligrosa y es fácilmente detectable en caso de fuga. Es irritable para ojos, pulmones y piel, y puede ser mortal en altas concentraciones por contacto directo. Debe almacenarse en un lugar fresco y bien ventilado ya que podría provocar reacciones violentas o explosiones, alejado de fuentes

de ignición y separado de otros productos químicos. El NH_3 es incompatible con algunos metales como el cobre, el latón o el zinc.

En definitiva, se trata de un combustible alternativo con buenas características para ser utilizado en la navegación marítima, aunque requerirá de al menos 10 bares de presión para mantenerlo en estado líquido, tiene menos de la mitad del poder calorífico que el MDO y podría presentar ciertos problemas de seguridad a bordo de los buques.

Metanol (CH_3OH)

El metanol está disponible en todo el mundo y se utiliza en diversas aplicaciones, como la industria química, desde hace muchas décadas. Dado que el metanol es un producto ampliamente transportado, ya existen cadenas de suministro disponibles y bien posicionadas para suministrar metanol de forma fiable como combustible marino en muchos puertos de todo el mundo. A temperatura ambiente el metanol es líquido, por lo que la infraestructura existente de combustibles líquidos también puede aprovecharse para su suministro.

Aunque el metanol se produce principalmente a escala comercial a partir de gas natural, para que sea completamente sostenible debe producirse a partir de fuentes renovables y la captura de monóxido de carbono (CO) de la atmósfera o de grandes focos emisores. De este modo, el ciclo de emisiones se denominaría neutro, ya que los GEI emitidos habrían sido previamente capturados de la atmósfera. Además, los costes de tanques y sistemas de suministro de gas combustible se reducen considerablemente debido a que puede almacenarse como líquido en condiciones de aire ambiente [25], [26].

El metanol como posible combustible marino ha suscitado interés a escala internacional. Puede utilizarse a bordo de los buques como combustible en motores o en pilas de combustible, reduciendo las emisiones, pero alcanzando eficiencias similares a las de los motores de combustión diésel.

El metanol es un compuesto líquido incoloro a temperatura y presión ambiente con un olor acre característico, que es miscible con la mayoría de los disolventes orgánicos. Las principales características del metanol se muestran en la Tabla 18. Su menor peso molecular, estructura química simple y elevada relación hidrógeno/carbono se traducen en menores

emisiones de carbono. Además, el metanol es un combustible libre de azufre, lo que elimina totalmente las emisiones de SO_x [26], [27], [28].

Desde una perspectiva medioambiental, el metanol tiene un impacto significativamente menor en caso de vertido debido a su biodegradabilidad tanto en medios aeróbicos como acuáticos. La exposición al metanol líquido en la piel puede causar irritación, sequedad, agrietamiento, inflamación o quemaduras, y la sobreexposición puede ser mortal. Dado que su vapor es más pesado que el aire, aumenta el riesgo de inhalación del vapor por parte de la tripulación de a bordo [28]. Además, el metanol presenta mayor eficiencia de combustión de los motores, con baja temperatura de gases de escape, y, por tanto, menores emisiones de NO_x [27]. Presenta un punto de inflamación bajo y es corrosivo para determinados materiales [26].

Gas natural (CH₄)

La adopción del gas natural licuado (GNL) ha sido muy fuerte en los últimos años, impulsada por una combinación de beneficios medioambientales y precios atractivos del combustible. Se considera un combustible de transición, que constituye un puente entre los combustibles fósiles tradicionales y los nuevos combustibles con bajas emisiones de carbono y cero emisiones. En general, se considera el más limpio de los combustibles fósiles, ya que genera aproximadamente un 20% menos de CO₂ que el fuelóleo, un 80% menos de NO_x y casi eliminar las PM y SO_x [25], [29], [30].

Hasta hace unos años el GNL se había limitado a los buques metaneros, y recientemente los pedidos de GNL para grandes buques han empezado a despegar, primero en el segmento de cruceros y portacontenedores y más tarde seguidos por todos los demás segmentos, incluidos petroleros y graneleros. Este aumento en el número de pedidos de buques de mayor tamaño podría suponer una diferencia real para el sector y proporcionarle el apoyo necesario al aportar los niveles de demanda de búnker necesarios para ampliar el desarrollo de la infraestructura de búnker de GNL en todo el mundo [29]. El principal inconveniente es que el almacenamiento de GNL requiere más espacio que el almacenamiento convencional de fuelóleo [29].

El GNL es una mezcla de varios gases, en forma líquida, compuesta principalmente de metano (CH₄), con una concentración típica entre el 91% - 97%, dependiendo del origen del gas natural. Cuando se licua (-164° C), el volumen necesario para el GNL es unas 600 veces

menor que el del gas natural [29], [31]. En la Tabla 18 se muestran algunas de sus propiedades. A presión atmosférica normal, el GNL es un líquido transparente, no corrosivo y no tóxico. Es inodoro y está refrigerado, en lugar de presurizado, lo que facilita el transporte del GNL, convirtiéndolo en un método eficaz y económico para largas distancias [32].

Los vapores de GNL no son tóxicos y, si se contienen adecuadamente, no suponen prácticamente ningún peligro. El contacto con gas licuado o presurizado puede causar congelación grave, daños e hinchazón ocular y sensibilización cutánea [33]. Además, los vapores del GNL son extremadamente inflamables y explosivos.

- Rutas marítimas interinsulares

Como se ha indicado anteriormente, el estudio solo analizará las alternativas a los combustibles fósiles en aquellas rutas comerciales que tengan como origen y destino alguna de las islas del archipiélago canario, quedando excluida cualquier otra ruta que una las Islas Canarias con la Península Ibérica u otro país. Se parte de esta premisa ya que las emisiones derivadas del transporte marítimo interinsular son las que computarán íntegramente dentro del archipiélago.

En este contexto, las dos principales navieras que operan entre puertos canarios son Naviera Armas Transmediterránea y Fred Olsen, con prácticamente la totalidad de operaciones y desplazamientos regionales. Otras navieras de significativamente menor tamaño (como Líneas Romero, que realiza las conexiones con Lanzarote y La Graciosa), no se considerarán en este estudio.

Las rutas analizadas, los barcos y navieras que lo operan, así como las características fundamentales de cada buque se muestran en las Tabla 19, Tabla 20. Para determinar las rutas, los buques que operan en ellas y sus características se han consultado directamente a ambas compañías [34], [35].

Como se puede observar, Naviera Armas tiene mayor conectividad en el archipiélago, ya que es la única naviera que une todas las islas (sin contar La Graciosa). En cuanto a las características de los buques, tanto los de Armas como Fred Olsen tienen una potencia similar, salvo para aquellos barcos que unen puntos dentro de una misma isla (La Gomera),

o islas muy cercanas (Fuerteventura – Lanzarote). En resumen, las rutas que unen las islas del archipiélago canario se recogen en la Figura 6.

Tabla 19. Rutas, buques y sus características de Naviera Armas Transmediterránea

Ruta	Buque	Tonelada Bruta (GT)	Potencia nominal (kW)
Las Palmas GC – Puerto del Rosario (Fuerteventura)	Ciudad de Ibiza	16 686	34 000
Las Palmas GC – Morrojaable (Fuerteventura)	Villa de Agaete	6346	29 200
Las Palmas GC – SC Tenerife	Volcán de Taidía Volcán de Tagoro	11 000	36 400
Las Palmas GC – Arrecife (Lanzarote)	Volcán de Tamadaba	19 976	23 400
Corralejo (Fuerteventura) – Playa Blanca (Lanzarote)	Volcán de Tindaya	3715	5200
Los Cristianos (Tenerife) – SC de La Palma	Volcán de Taburiente	12 895	18 000
Los Cristianos (Tenerife) – San Sebastián de La Gomera	Volcán de Teno	6393	28 320
Los Cristianos (Tenerife) – Valverde (El Hiero)	Volcán de Tirajana	6662	28 320

Tabla 20. Rutas, buques y sus características de Fred Olsen

Ruta	Buque	Tonelada Bruta (GT)	Potencia nominal (kW)
Las Palmas GC – Morrojaable (Fuerteventura)	Bentago Express	6348	28 800
	Betancuria Express	10369	36 400
Corralejo (Fuerteventura) – Playa Blanca (Lanzarote)	Bocayna Express	2527	11 600
	Buganvilla Express	3686	2134
Agaete (Gran Canaria) – SC Tenerife	Bañaderos Express	7915	36 400
	Bajamar Express	7915	36 400
Los Cristianos (Tenerife) – SC de La Palma	Benchijigua Express	8976	36 400
	Bencomo Express	6344	28 800
Los Cristianos (Tenerife) – San Sebastián de La Gomera	Benchijigua Express	8976	36 400
	Bencomo Express	6344	28 800
San Sebastián de La Gomera – Playa Santiago (La Gomera)	Benchi Express	283	2134
Playa Santiago (La Gomera) – Valle Gran Rey (La Gomera)	Benchi Express	283	2134

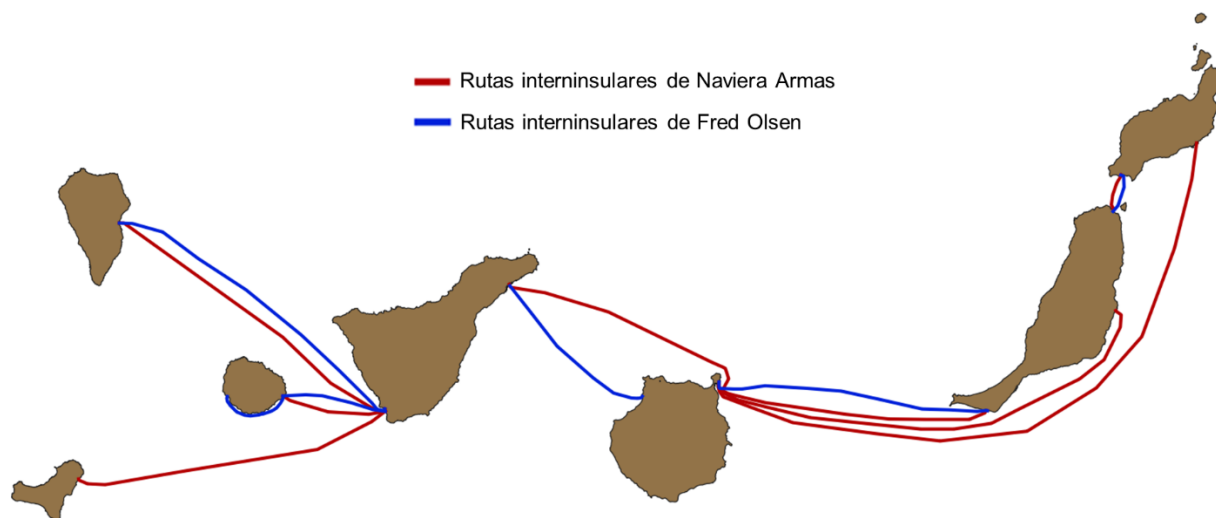


Figura 6. Principales rutas interinsulares de las Islas Canarias. Fuente: elaboración propia a partir de [34], [35].

Centrando el análisis en Gran Canaria, únicamente se estudiará las rutas que unen esta isla con el resto: Gran Canaria – Tenerife, Gran Canaria – Fuerteventura y Gran Canaria – Lanzarote. De esta forma, las características de estas rutas se recogen en la Tabla 21. Para ello, a partir de las páginas web de ambas navieras [34], [35] se ha analizado la frecuencia de cada semana entre enero y julio y se ha realizado el promedio de frecuencia semanal. En el caso del tiempo de navegación, se ha elegido el publicado por las propias compañías.

Tabla 21. Características de las rutas que unen Gran Canaria con el resto de islas.

Ruta	Naviera	Tiempo de navegación (horas)	Frecuencia semanal (ida y vuelta)
Las Palmas GC – Puerto del Rosario (Fuerteventura)	Armas	7	10
Las Palmas GC – Morrojaible (Fuerteventura)	Armas	2,25	18
Las Palmas GC – SC Tenerife	Armas	1,67	76
Las Palmas GC – Arrecife (Lanzarote)	Armas	6,67	10
Las Palmas GC – Morrojaible (Fuerteventura)	Fred Olsen	2	40
Agaete (Gran Canaria) – SC Tenerife	Fred Olsen	1,33	106

- Cálculo del consumo de la flota actual

Para estimar el consumo anual de cada ruta, se ha aplicado la Ecuación 1.

$$C_a = P_n \times N \times \mu \times \sigma \times t \times f_a \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

C_a	Consumo anual de combustible de cada ruta (ton)
P_n	Potencia nominal de motor (kW)
N	Número de motores por buque (-)
μ	Porcentaje de trabajo de cada motor (%)
σ	Consumo medio de cada motor (ton / kWh)
t	Tiempo medio en cada trayecto (horas)
f_a	Frecuencia anual de cada trayecto (ida y vuelta)

La Potencia nominal, el tiempo medio que tarda en recorrerse cada ruta y la frecuencia con la que hacen cada trayecto están recogidos en la Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21. Únicamente faltaría por conocer el consumo promedio de los motores de cada buque y a qué potencia real trabajan dichos motores (generalmente no trabajan a potencia nominal).

Para ello, se ha recopilado información de los principales motores utilizados por las navieras que operan en Canarias y sus fabricantes (fundamentalmente MAN, Wärtsila, MTU y Caterpillar). Los consumos específicos de combustibles, en ingles *Specific Fuel Consumption* (SFC) de los modelos de motor más utilizados por el transporte marítimo interinsular se muestran en el Gráfico 63. En el caso de que sea desconocido el modelo de motor de alguno de los buques, se ha estimado a partir de la curva de regresión de dicho gráfico.

Por otro lado, por norma general los motores no funcionan a máxima potencia, sino en un régimen que se sitúa entre el 75% – 85% de la potencia nominal a velocidad crucero [36], [37]. No obstante, tanto en la salida como en la aproximación de los puertos, el régimen de trabajo se reduce considerablemente. Por ello, se ha estimado que el consumo durante todo el trayecto realizado por el buque sea en torno al 65% – 70%.

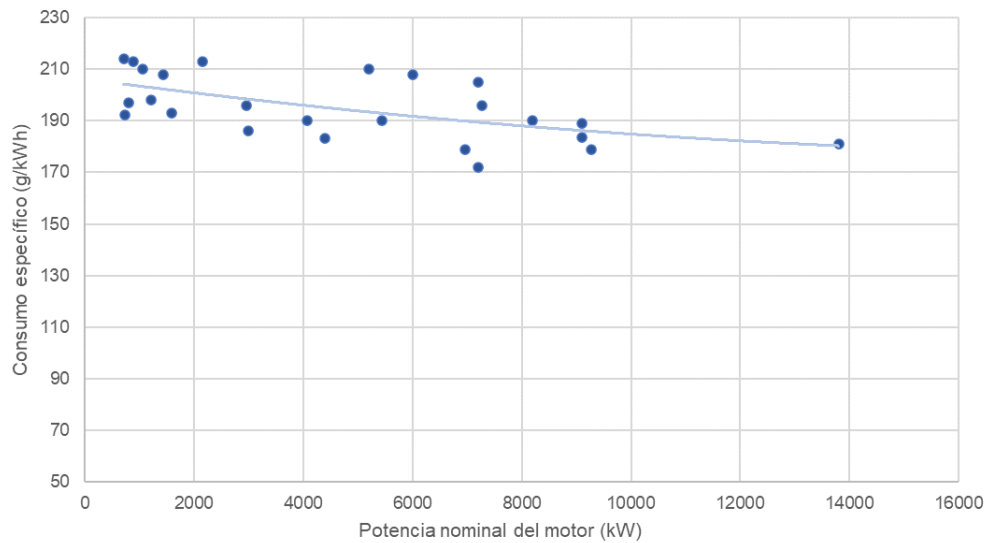


Gráfico 63. Consumo de los principales motores de propulsión usados por las navieras que operan en las Islas Canarias. Fuente: elaboración propia a partir de [38], [39], [40].

A partir de estos datos, se concluye que el consumo anual de cada ruta que une Gran Canaria con otras islas es el mostrado en el Gráfico 64. Como se puede observar, la ruta Tenerife – Gran Canaria es la que mayor consumo de MDO presenta, seguida de Morrojaable. Para corroborar que los resultados obtenidos son coherentes, se ha consultado a la compañía Armas por el consumo de la ruta Gran Canaria – Tenerife, que ronda los 5000 l/h [36]. Con la metodología empleada, el consumo de MDO en esta ruta para los buques de Armas rondaría los 4980 l/h, por lo que se comprueba que la verosimilitud de los resultados.

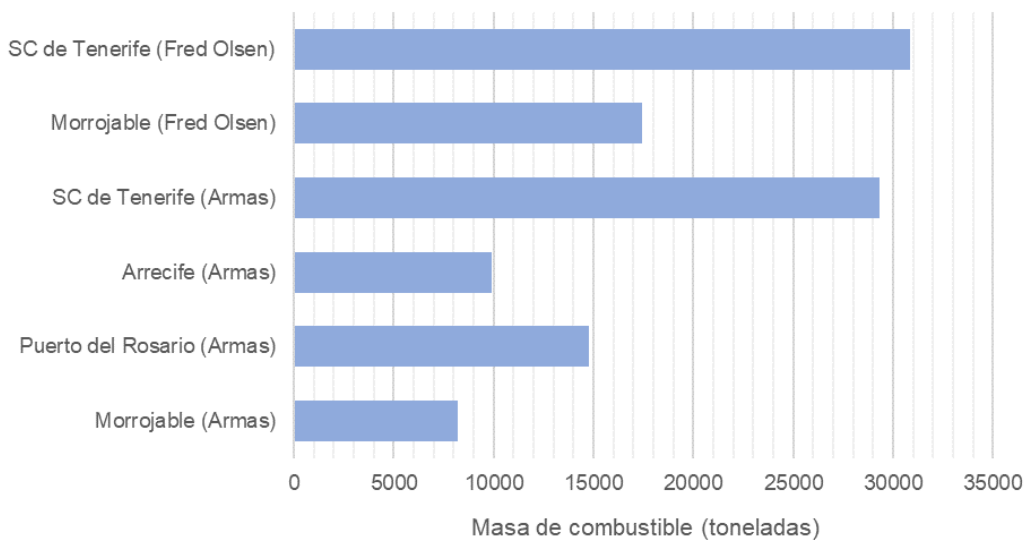


Gráfico 64. Consumo de MDO por cada ruta marítima interinsular que opera con Gran Canaria

No obstante, todo este combustible no se consume únicamente en la isla de Gran Canaria. En el caso de Armas [36], los buques con rutas en Gran Canaria repostan el 100% del combustible en dicha isla, salvo en el caso de la línea que une Las Palmas de Gran Canaria con Santa Cruz de Tenerife, cuyo repostaje se realiza de forma equitativa entre ambos puertos. Se asume que se realiza el mismo procedimiento con los buques de Fred Olsen.

Por lo tanto, se concluye que el consumo de combustible en Gran Canaria destinado al transporte marítimo interinsular alcanzaría las **80 460 toneladas de MDO / fueloil** al año.

3.3.2.1.2. *Previsión de consumo de combustibles alternativos*

Como se ha comentado previamente, los combustibles marítimos sostenibles a analizar serán: el hidrógeno, el amoniaco, el metanol y el gas natural. Para la estimación de su demanda se ha utilizado la Ecuación 2.

$$m_{CS} = \frac{m_{MDO} \cdot PCI_{MDO} \cdot \eta_{MDO}}{PCI_{CS} \cdot \eta_{CS}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

m_{CS}	Masa del combustible sostenible a estimar (ton)
m_{MDO}	Masa del combustible fósil (diesel oil / fuel oil) (ton)
PCI_{CS}	Poder Calorífico Inferior del combustible sostenible (ton/kWh)
PCI_{MDO}	Poder Calorífico Inferior del combustible fósil (ton/kWh)
η_{CS}	Rendimiento del motor del combustible sostenible (%)
η_{MDO}	Rendimiento del motor del combustible fósil (%)

Fundamentalmente, como el sistema de propulsión se prevé que sea similar en todos los casos, de forma general la masa de combustible dependerá de su poder calorífico y del rendimiento de los motores. Los poderes caloríficos se recogen en la Tabla 18. Los rendimientos de los diferentes motores se muestran en la Tabla 22. Se han asumido estos rendimientos a partir de las publicaciones analizadas. Así mismo, se ha estimado el consumo específico de cada combustible a partir de su rendimiento y poder calorífico.

Tabla 22. Rendimientos estimados para los motores de combustibles sostenibles

Motor	Rendimiento estimado (η_{CS})	Consumo específico (g/kWh)	Referencias
MDO – fueloil	43%	185	[41], [42], [43]
Hidrógeno (H ₂)	40%	71	[44], [45], [46]
Amoniac (NH ₃)	43%	463	[47], [48], [49]
Metanol (CH ₃ OH)	44%	380	[40], [50], [51]
Gas natural (CH ₄)	42%	160	[42], [50]

Los resultados obtenidos siguiendo esta metodología se muestran en la Tabla 23. De todos ellos, el amoniac es el que mayor masa requeriría, al tratarse del combustible con menor poder calorífico de los analizados. Por el lado contrario, el hidrógeno sería el combustible con menor cantidad requerida, al tratarse del combustible con mayor poder calorífico.

Aunque astilleros, fabricantes y navieras no han consensuado sus hojas de ruta sobre qué tipo de combustible se consumirá en un futuro, el metanol puede postularse con una ligera ventaja respecto al resto gracias a sus propiedades químicas y a su alto poder calorífico. En este sentido, cambiar toda la flota marítima interinsular hacia el metanol supondría que la demanda del combustible ascendiera a más de 164 kton, respecto a las poco más de 80 kton de combustible marino actuales.

Tabla 23. Masa de cada combustible sostenible analizado. Unidad: tonelada.

Naviera	MDO / Fueloil	H ₂	NH ₃	CH ₃ OH	CH ₄
Armas	47 570	18 266	119 132	97 985	41 213
Fred Olsen	32 890	12 378	80 819	66 401	27 929
TOTAL	80 460	30 645	199 951	164 386	69 142

3.3.2.1.3. Electrificación de la navegación marítima recreativa

A pesar de que los principales astilleros y fabricantes de motores no contemplan la electrificación de grandes buques, ya existen diversos modelos de barcos eléctricos destinados al recreo. Estos buques tienen como principal característica su pequeño tamaño

(esloras que van desde los 2 metros hasta más de 50 metros), y que son utilizados fundamentalmente para el ocio de sus propietarios (navegación, pesca, etc.).

Gran Canaria cuenta con una importante red de puertos de pesca y recreo, con presencia en prácticamente todos los municipios costeros de algún puerto destinado al ocio (mayormente los localizados en la vertiente sur de la isla, con mayor desarrollo turístico). En este estudio se ha analizado la flota marítima recreativa de los principales puertos de ocio de Gran Canaria, mostrados en la Tabla 24, junto con una estimación de los atraques que tienen.

Tabla 24. Principales muelles deportivos de Gran Canaria.

Puerto	Número embarcaciones
Agaete	120
Muelle Deportivo de Las Palmas de Gran Canaria	1363
Taliarte	208
Pasito Blanco	388
Arguineguín	152
Anfi del Mar	80
Puerto Rico	526
Puerto de Mogán	194
TOTAL	3031

Así mismo, se ha clasificado la flota recreativa de la isla en función de su eslora, ya que el consumo de cada embarcación dependerá fundamentalmente del tamaño de la embarcación. La Tabla 25 muestra dicha clasificación, información obtenida a partir de diferentes entrevistas con los responsables de los puertos [52], [53], [54], así como de imágenes satelitales.

Tabla 25. Clasificación de las embarcaciones según su eslora, así como modelo de embarcación eléctrica escogida

Eslora (m)	Número embarcaciones	Modelo embarcación eléctrica	Capacidad batería (kWh)
2 – 3	46	Eopen 3.4	5
3 – 5	240	Wave e-550	28
5 – 7	523	650 Alassio	22
7 – 8	496	SQ240I	48
8 – 10	861	Alfastreet 28	50
10 – 12	445	Cat 12.0	160
> 12	420	The Open BMW	400

Para el año 2040, se tomará como hipótesis de partida que todas estas “pequeñas” embarcaciones no sean de motores de combustión, sino eléctricos. Para analizar el consumo eléctrico que podría tener esta flota, se ha escogido un modelo de embarcación eléctrica en cada rango de eslora (Tabla 25) y se ha aplicado la Ecuación 3.

$$C_{fr} = \sum_{i=1}^n m_n \times d \times c_n \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

- C_{fr} Consumo eléctrico de la flota recreativa (kWh)
- n Cada modelo de embarcación eléctrica
- m Número de embarcación por tipo de eslora
- d Distancia anual recorrida por cada embarcación (km)
- c_n Consumo de las embarcaciones eléctricas, según cada modelo (kWh/km)

Para estimar la distancia anual recorrida, se ha asumido que las embarcaciones salen de puerto mayoritariamente una vez por semana (principalmente sábados y domingos), y que la distancia media recorrida en cada travesía es de en torno a 40 – 70 km, según diferentes fuentes. Así mismo, se ha estimado que en la zona sur de la isla hay en torno a 85 embarcaciones utilizadas como actividad económica (celebraciones, avistamiento de cetáceos, pesca, etc.), y que salen de puerto todos los días.

Con todo ello, si toda la flota recreativa actual fuera eléctrica en el año 2040, con modelos que actualmente se encuentran en el mercado, el consumo eléctrico superaría los 10 500 MWh al año, es decir, en torno al 0,3% del consumo eléctrico actual de la isla. Por lo tanto, se concluye que el consumo eléctrico de estas embarcaciones no tendrá un peso relevante en el cómputo eléctrico global para el año 2040.

3.3.2.1.4. *Electrificación de los buques en puerto (cold ironing)*

Cuando los buques se encuentran atracados en puerto, tienen que cubrir una serie de servicios mínimos dentro del buque (iluminación, cámaras de refrigeración, desaladoras, tratamiento de aguas residuales, etc.). Es por ello por lo que en este periodo de tiempo los buques siguen emitiendo Gases de Efecto Invernadero provenientes de la combustión de fueloil o diéseloil en motores auxiliares. Consecuentemente, los núcleos poblacionales próximos a dichos puertos sufren de esta contaminación atmosférica que se mantiene a lo largo del año. Este escenario se pone de manifiesto en diversos puertos de la isla de Gran Canaria.

Ante esta problemática surge el concepto de la electrificación de los buques cuando se encuentran atracados en puerto, concepto que en inglés se denomina “*Onshore Power Supply*” (OPS) o más comúnmente conocido como *Cold Ironing*. Este proceso implica la sustitución de la energía generada en los motores auxiliares de los buques por energía eléctrica proveniente de la propia red del puerto. De esta forma, se evitan emisiones de las naves dentro del puerto y próximos a los núcleos poblacionales, que a su vez impiden la contaminación acústica generada por los motores.

Si los buques se conectan a la red eléctrica insular, habría previsiblemente una disminución de emisiones directas en puerto, pero seguirían emitiéndose grandes cantidades de GEIs de forma indirecta, desplazadas a los puntos de emisión de las centrales térmicas que producen dicha cuantía energética. Esta problemática confirma la necesidad de alcanzar el denominado cold ironing verde, en el cual toda la energía eléctrica suministrada a los buques provenga de energías renovables o combustibles alternativos más sostenibles.

La finalidad de este apartado de la agenda es estimar las necesidades de cold ironing de los buques que se encuentran atracados en los puertos de Gran Canaria, pertenecientes a

Puertos del Estado (Puerto de Las Palmas, Puerto de Salinetas y Puerto de Arinaga), así como el Puerto de Agaete.

Los reglamentos fundamentales que actualmente regulan la electrificación de los buques mientras se encuentran atracados son los siguientes:

Reglamento (UE) 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE.

El Apartado del Artículo 9 de dicho reglamento establece que deberán garantizar la conexión a la red eléctrica a más tardar el 31 de diciembre de 2029:

“a. los puertos marítimos de las redes básica y global de la Red Transeuropea de Transporte (RTE-T) cuyo promedio anual de escalas de buques portacontenedores de navegación marítima de más de 5 000 toneladas brutas, amarrados en el muelle en los tres últimos años, sea superior a cien [...]”.

“b. los puertos marítimos de las redes básica y global de la RTE-T cuyo promedio anual de escalas de buques de pasaje de transbordo rodado de navegación marítima de más de 5 000 toneladas brutas y de naves de pasaje de gran velocidad de navegación marítima de más de 5 000 toneladas brutas, amarrados en el muelle en los tres últimos años, sea superior a cuarenta [...]”.

“c. los puertos marítimos de las redes básica y global de la RTE-T cuyo promedio anual de escalas de buques de pasaje de navegación marítima de más de 5 000 toneladas brutas, que no sean buques de pasaje de transbordo rodado de navegación marítima ni naves de pasaje de gran velocidad de navegación marítima, amarrados en el muelle en los tres últimos años, sea superior a veinticinco [...]”.

No obstante, en el Apartado 3 de este mismo artículo se señala que:

“Cuando el puerto marítimo de la red básica de la RTE-T o de la red global de la RTE-T esté situado en una isla, [...] sin conexión directa a la red eléctrica del continente [...], no se aplicará el apartado 1 del presente artículo hasta que se haya completado dicha conexión o hasta que exista suficiente capacidad eléctrica generada localmente a partir de fuentes de energía no fósiles para satisfacer las necesidades de la isla, de la región ultraperiférica o de Ceuta y Melilla, según corresponda.

Por tanto, se entiende que, **en el caso de 2030, no será de obligado cumplimiento que los puertos de Gran Canaria tengan que prestar servicios de suministro eléctrico a los buques** (ello no significa que no se deba de comenzar a dar dicho servicio).

***Reglamento (UE) 2023/1805** del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE.*

El Apartado 1 del Artículo 6 de este reglamento hace referencia a que todos los buques mencionados en el Artículo 9 del Reglamento 2023/1804 deberán conectarse al suministro de electricidad en tierra cuando estén atracados antes de 2030, y que para 2035 todo buque bajo la jurisdicción de un estado miembro tendrá también que conectarse a la red eléctrica en tierra, siempre que el puerto esté equipado.

“1. A partir del 1 de enero de 2030, todo buque amarrado en el muelle de un puerto de escala que sea objeto del artículo 9 del Reglamento (UE) 2023/1804 y que se encuentre bajo la jurisdicción de un Estado miembro se conectará al suministro de electricidad desde tierra y lo utilizará para toda su demanda de electricidad en el punto de atraque.”

“2. A partir del 1 de enero de 2035, todo buque amarrado en el muelle en un puerto de escala que no sea objeto del artículo 9 del Reglamento (UE) 2023/1804, y que se encuentre bajo la jurisdicción de un Estado miembro cuando el muelle esté equipado con un suministro de

electricidad desde tierra disponible, se conectará a dicho suministro y lo utilizará para toda su demanda de electricidad en el punto de atraque.”

Así mismo, según el apartado 5.a del mismo Artículo 6, todo buque que esté atracado menos de dos horas no tendrá obligación de conectarse al suministro de electricidad en tierra.

“Los apartados 1, 2 y 3 no se aplicarán a los buques [...] que permanezcan amarrados en el muelle durante menos de dos horas, calculadas sobre la base de la hora de llegada y la hora de salida que sean objeto de seguimiento y de registro de conformidad con el artículo 15.”

Directiva (UE) 2016/802 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de mayo de 2016, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos.

Hasta que no sea de obligado cumplimiento el suministro de electricidad en los muelles, los buques deberán utilizar un combustible con un contenido en azufre igual o inferior al 0,10% en masa, teniendo que cambiar de combustible utilizado durante la navegación, siempre y cuando sea de contenido en azufre entre 0,10% y 0,50% en masa.

“Los Estados miembros tomarán todas las medidas necesarias para garantizar que los buques que se indican seguidamente no utilicen combustibles para uso marítimo con un contenido de azufre superior al 0,10 % en masa, concediendo a la tripulación el tiempo suficiente para efectuar la eventual operación necesaria de cambio de combustible lo antes posible después del atraque y lo más tarde posible antes de la salida.”

Norma IEC/IEEE 80005-1:2009/AMD1:2022

Así mismo, la norma por la cual se establece el procedimiento de instalación y conexión de una toma eléctrica en un muelle es la IEC/IEEE 80005-1. En ella se estima que todos aquellos buques con necesidades de cold ironing superiores a 1 MVA (800 kW aproximadamente) tendrán que ir a media/alta tensión, lo que requerirá de subestaciones y/o centros de transformación.

“It is expected that HVSC systems will have practicable applications for ships requiring 1 MVA or more or ships with HV main supply [...]”

Para estimar la demanda eléctrica de los buques atracados en los puertos de Gran Canaria, se parte del registro de atraque/desatraque de la flota de Puertos del Estado con base en Gran Canaria durante el año 2022.

La demanda eléctrica viene definida por la Ecuación 4. Esta demanda será el resultado del producto de la potencia de los motores auxiliares por un factor de carga de estos motores (pues dichos motores no funcionan a su potencia nominal cuando están atracados) y por el número de horas de atraque.

$$E_a = \sum_{i=1}^n P_{aux_j} \times LF_j \times t_i \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

E_a	Energía anual consumida por el buque atracado (hotelling) (kWh)
i	Cada atraque realizado en puerto
n	c
j	Tipo de buque
P_{aux}	Potencia total de los motores auxiliares (kW)
LF	Factor de carga en modo “hotelling”
t	Tiempo de atraque en el puerto (h)

Hipótesis de partida

1. Se asume que no habrá un incremento significativo del tráfico marítimo en los Puertos de Gran Canaria. Es decir, en 2030 y 2040 el número de atraques por tipo de buque será similar al de 2022.
2. Los buques con una estancia en el muelle inferior a dos horas no computarán en la demanda eléctrica (no estarán obligados a conectarse al suministro eléctrico).
3. Se asume que el consumo de cada buque durante el atraque es constante y homogéneo (no se distingue entre factores de carga diferentes para carga/descarga del buque, “hotelling”, etc.).

4. Solo serán objeto de estudio aquellos buques atracados en algún muelle de Puertos del Estado (no se analizarán los puertos autonómicos, salvo el Puerto de Agaete).

Escenarios trabajados

Para el año 2030 se ha planteado un escenario intermedio donde los buques de rutas comerciales interinsulares (fundamentalmente operadas por Armas Transmediterránea y Fred Olsen) se conectan a la red eléctrica del puerto.

En este escenario, el consumo anual debido al cold ironing se estima en 17,80 GWh (Tabla 26), lo que representa aproximadamente el 0,50% de la demanda eléctrica actual de la isla. En este análisis también se incluyen los buques de Armas y Fred Olsen que tienen rutas con la península ibérica, siendo éstos los que mayor potencia auxiliar presentan. Todos los buques de ambas navieras son ferry / Ro – Ro, y en muchos casos solo podrían conectarse a la red eléctrica durante la noche, ya que, por el día, el tiempo de atraque es inferior a las dos horas estipuladas.

Tabla 26. Demanda eléctrica de las navieras con rutas marítimas interinsulares

Naviera	Demanda anual (GWh)	P. Aux. del buque de mayor tamaño (kW)
Armas (Puerto de Las Palmas)	13,62	1 125
Fred Olsen (Puerto de Las Palmas)	2,50	1 046
Fred Olsen (Puerto de Agaete)	1,68	400

Aunque el Apartado 1 del Artículo 9 del Reglamento 2023/1804 establece que algunos portacontenedores, ferries / Ro – Ro y cruceros deberían estar conectados al suministro eléctrico del puerto durante su atraque, este reglamento no será de aplicación para el caso de regiones ultraperiféricas sin conexión eléctrica con el continente, ni soberanía energética a partir de fuentes renovables.

Para las previsiones de 2040 se han planteado dos escenarios:

- a. **Escenario 40.1.** Habría que cumplir con el Apartado 1 del Artículo 9 del Reglamento 2023/1804, ya que para 2040 el objetivo del archipiélago es conseguir la descarbonización completa del sector energético insular.

Para ello, se ha realizado la siguiente hipótesis de partida:

1. Se han estudiado los portacontenedores con más de 30 atraques durante 2022 (más de 100 atraques en los últimos 3 años).
2. Se han estudiado los ferris / Ro – Ro con más de 13 atraques durante 2022 (más de 40 atraques en los últimos 3 años).
3. Se han estudiado los cruceros con más de 8 atraques durante 2022 (más de 25 atraques en los últimos 3 años).

Aplicar esta Directiva Europea supondría que la demanda eléctrica debida al *cold ironing* alcanzará los 32,70 GWh, rozando un incremento del 1% en la demanda eléctrica actual. Por tipo de buques, los ferris / Ro-Ro siguen siendo los de mayor consumo eléctrico (Gráfico 65), aunque los cruceros que se conecten al suministro eléctrico en el muelle serían un consumidor muy relevante, con más de 12 GWh anuales. Finalmente, los portacontenedores solo representarían el 6% del consumo eléctrico en puerto.

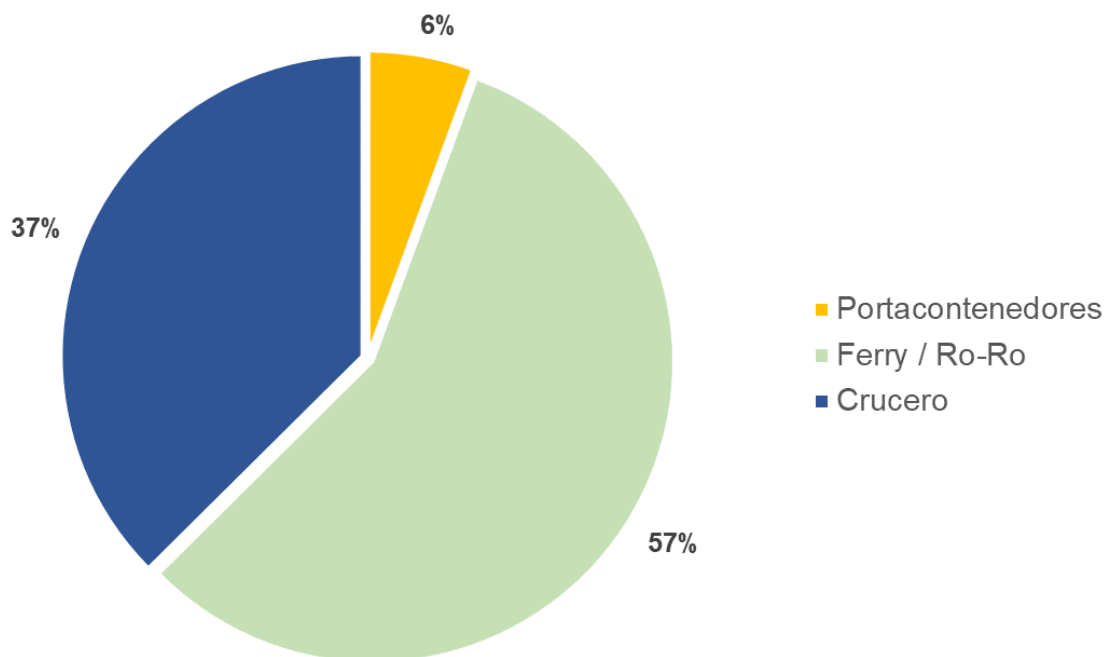


Gráfico 65. Distribución del consumo eléctrico anual si fuera de aplicación el apartado 1 del Artículo 9 del Reglamento 2023/1804.

- b. **Escenario 40.2.** Todos los buques atracados en los puertos de Gran Canaria durante más de dos horas deberán conectarse a la red eléctrica de la isla (en línea con el apartado 2 del Artículo 6 del Reglamento 2023/1805).

Para ello, se ha estimado la demanda eléctrica de cada buque atracado en 2022. Suponiendo que las necesidades de *cold ironing* serían similares a las del pasado año, la demanda eléctrica en los puertos ascendería a 215 GWh. Ello supondría un incremento en la demanda eléctrica actual de más del 6%. En cuanto a la potencia media (Tabla 27) de la toma eléctrica de cada buque, los portacontenedores con elevada carga de contenedores frigoríficos (reefer) y los cruceros son los que mayor potencia requieren (8 200 y 6 650 kW respectivamente). Por el lado contrario, los graneleros sólidos y los buques de carga general son los que menor potencia instalada requerirían.

Tabla 27. Consumo eléctrico anual y potencia media de la toma eléctrica de cada tipo de buque.

Tipo de buque	Demanda anual (GWh)	P. Aux. del buque de mayor tamaño (kW)
Ro – Ro	19	1730
Cruceros	29	6650
Carga general	17	1120
Carga general con frío	26	1170
Granelero líquido	52	5350
Granelero sólido	4	1120
Plataforma petrolífera	19	4280
Portacontenedores	49	8200

El Gráfico 66 muestra la distribución del consumo eléctrico en los muelles por tipo de buque. Los graneleros líquidos (21,4%) y los portacontenedores (22,8%) son los buques que mayor consumo eléctrico presentarán, mientras que los graneleros sólidos (2,1%), buques de carga general (7,8%) y las plataformas petrolíferas (8,7%) son los navíos con menor consumo eléctrico.

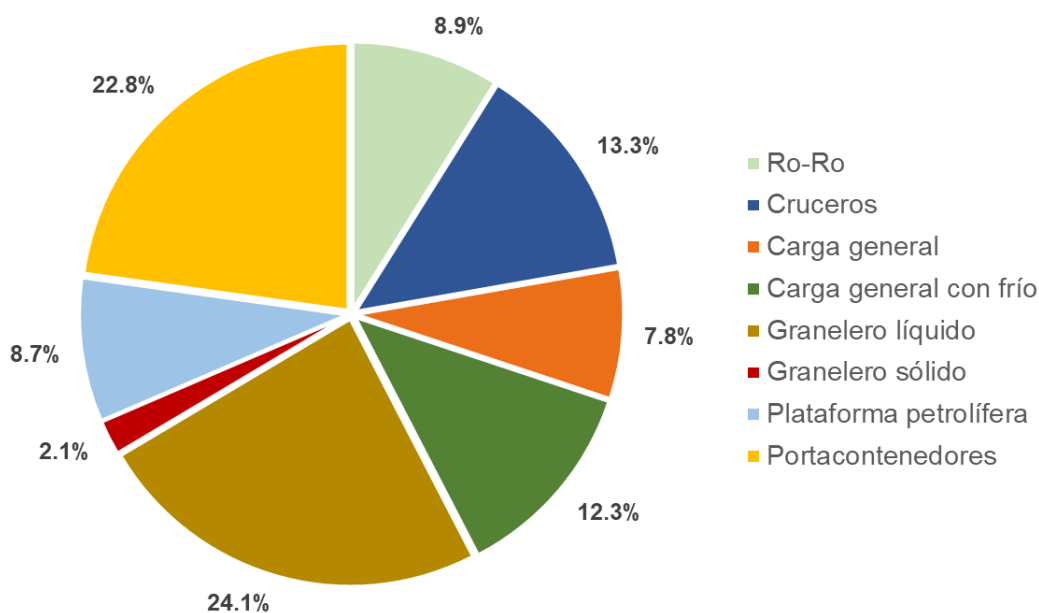


Gráfico 66. Distribución del consumo eléctrico debido al cold ironing por tipo de buque

En cuanto al consumo y potencia por puerto de Gran Canaria (Tabla 28), el Puerto de La Luz y de Las Palmas acapara prácticamente la totalidad del *cold ironing* insular, con más del 96% del consumo eléctrico en los puertos. El resto de puertos presentan una demanda mucho menor (3,8 GWh en Salinetas, 2,3 GWh en Arinaga y 1,7 GWh en Agaete).

Tabla 28 Demanda eléctrica anual y potencia máxima en cada puerto de Gran Canaria.

Puerto	Demanda anual (GWh)	P. Aux. del buque de mayor tamaño (kW)
Puerto de La Luz y de Las Palmas	207,2	8200
Puerto de Salinetas	3,8	1800
Puerto de Arinaga	2,3	1120
Puerto de Agaete	1,7	400

Como conclusión, se confirma que el consumo derivado de la electrificación de buques mientras se encuentra atracados en puerto, en inglés, "*Onshore Power Supply*" o más comúnmente conocido como *cold ironing* puede convertirse en un consumo relevante de la demanda eléctrica insular. En la Tabla 29 se muestra la demanda en función del escenario analizado. En 2040 la demanda eléctrica en los grandes puertos de Gran Canaria podría alcanzar los 215 GWh, más del 6% del consumo eléctrico actual.

Tabla 29 Demanda eléctrica debida al cold ironing en función del escenario (Unidades: GWh)

Horizonte	Escenario .1	Escenario .2
2030	17,80	
2040	32,70	215

3.3.2.2. El transporte aéreo: La aviación comercial regional con origen/destino en Gran Canaria

3.3.2.2.1. Introducción

El transporte aéreo juega un papel fundamental en el transporte de pasajeros internacional. En sistemas insulares como Gran Canaria, la importancia de la aviación es vital como medio de transporte, no solo para unir la isla con el continente, sino como medio de transporte regional. La Figura 7 muestra los aeropuertos canarios gestionados por AENA [15] que tienen conexión periódica con el aeropuerto de Gran Canaria.

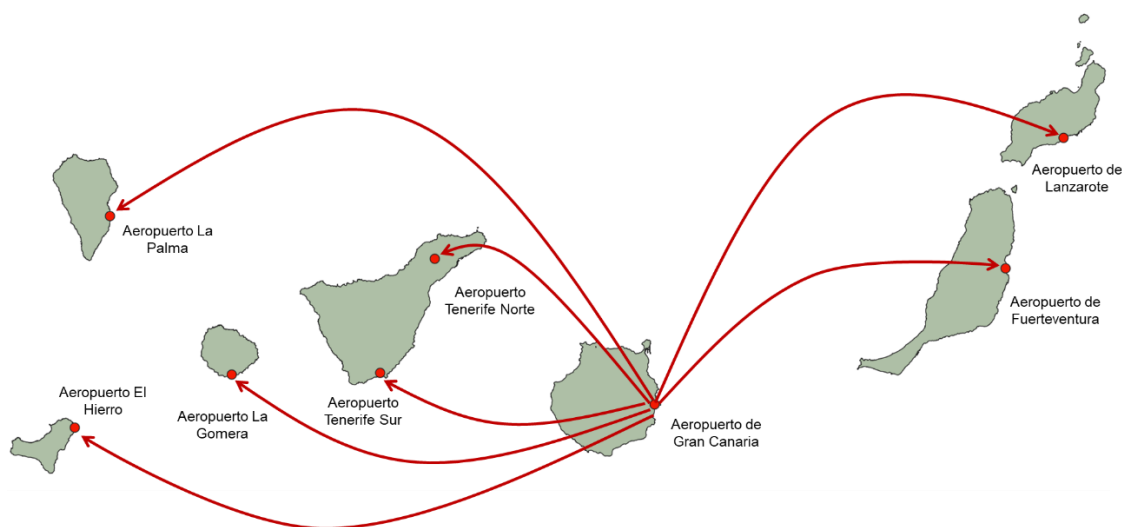


Figura 7. Localización de los aeropuertos gestionados por AENA en las Islas Canarias.

Actualizando la sección de diagnóstico y analizando el número de operaciones que se llevan a cabo entre Gran Canaria y el resto de las islas del archipiélago, el pasado 2022 se realizaron 25 075 operaciones con origen en Gran Canaria, y más de 50 000 operaciones que tuvieron a Gran Canaria como origen o destino [15]. El Gráfico 67 muestra la distribución de las operaciones comerciales que se realizaron en el territorio canario con origen en Gran Canaria. Las islas con mayor conectividad con Gran Canaria fueron Tenerife (principalmente el

aeropuerto de Tenerife Norte) y Lanzarote (ambos aeropuertos con aproximadamente 7300 operaciones, lo que hace un promedio de 20 operaciones diarias desde Gran Canaria. Por el lado contrario, La Gomera y El Hierro son las islas con menos número de operaciones, con poco más de una operación diaria en promedio. Con todo ello, el aeropuerto de Gran Canaria se consolidó en 2022 como el aeropuerto que registró el mayor número de operaciones regionales de toda Canarias.

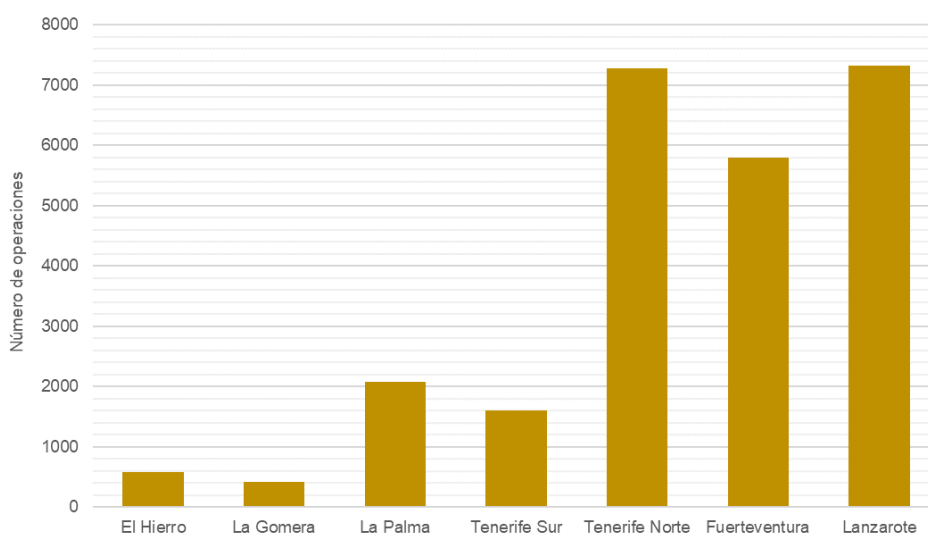


Gráfico 67. Número de operaciones comerciales entre islas con origen en el aeropuerto de Gran Canaria. Fuente: elaboración propia a partir de [15].

Gran Canaria también es el aeropuerto con mayor número de pasajeros entre islas de todo el archipiélago, registrando en 2022 más de 1,28 millones de pasajeros que la tuvo como destino. La ruta con mayor número de pasajeros es Tenerife Norte, con el 31% de los transeúntes, seguido de cerca por Lanzarote, con el 28%, como muestra el Gráfico 68.

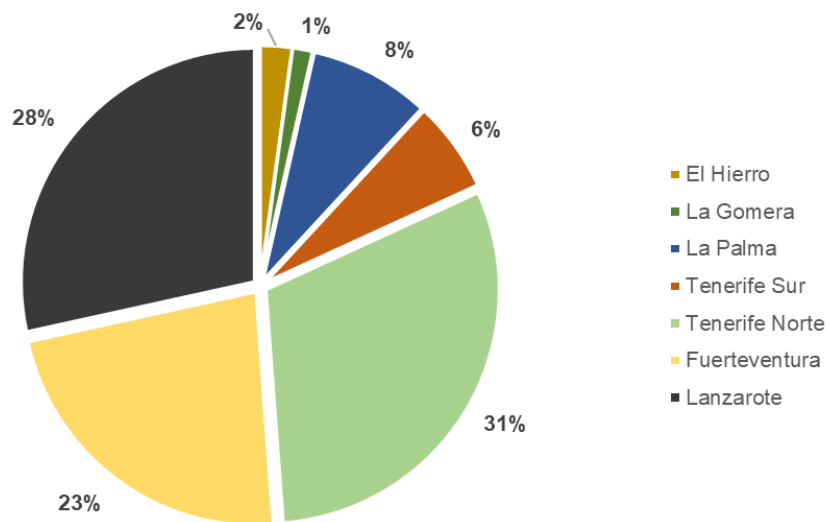


Gráfico 68. Distribución de los pasajeros regionales en función de su origen. Año 2022. Fuente: elaboración propia a partir de [15].

En definitiva, el aeropuerto de Gran Canaria se consolida como el mayor aeródromo de las Islas Canarias en términos de movilidad interinsular. Este hecho conlleva a su vez que los mayores esfuerzos en la descarbonización del transporte aéreo regional sean llevados a cabo en dicho aeropuerto.

3.3.2.2.2. Futuro de la aviación sostenible

La Declaración de Emergencia Climática en Canarias [55] y la declaración de Gran Canaria como ecoisla [56] están alineados con el objetivo de descarbonización del archipiélago canario para el año 2040. De ahí que en este informe se estudie la viabilidad de descarbonización del sector del transporte aéreo que tiene como origen/destino el aeropuerto de Gran Canaria.

Actualmente, numerosas son las líneas de investigación alrededor del planeta con el objetivo de lograr una mayor sostenibilidad en la aviación. Sin embargo, son cuatro las alternativas que van adquiriendo mayor fuerza como solución a la combustión de queroseno en aviación: el uso de SAF, hidrógeno, queroseno sintético y la electrificación de la propulsión de las aeronaves.

- Combustibles de Aviación Sostenibles, “Sustainable Aviation Fuels – SAF”

Los combustibles SAF (Sustainable Aviation Fuels o Combustibles de Aviación Sostenibles) son una alternativa más amigable social y ambientalmente. Se trata de un tipo de fuel que

tiene como principal característica la reducción del 50% - 60% de emisiones de gases de efecto invernadero respecto al queroseno convencional, pudiendo alcanzar hasta el 80% – 90% [57]. Así mismo, los SAFs deben provenir de materias primas de terrenos y técnicas que no afecten a la biodiversidad, así como aceites usados y desechos orgánicos [58].

La principal ventaja que presenta este tipo de combustibles se basa en que las aeronaves no tienen que realizar ninguna modificación para su combustión, ya que es un sustituto perfecto al queroseno. Así mismo, se trata de un combustible comercialmente probado y contrastado por multitud de compañías alrededor del mundo, aunque su uso solo alcanza el 0,03% del combustible de aviación consumido en 2019 [59].

El principal inconveniente de este combustible es que, aunque se reducen considerablemente las emisiones, sigue arrojando grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera. Además, se trata de un combustible con un costo mucho mayor que el queroseno actual.

El pasado 2022, la compañía aérea Binter y la multinacional energética Cepsa firmaron un acuerdo para introducir estos combustibles sostenibles en el archipiélago, así como otras alternativas más respetuosas con el medio ambiente [60]. Y a principios de este año (2024) se inauguró la primera planta de biocombustibles con capacidad de generar hasta 250 000 toneladas a partir de residuos en Cartagena [61], [62]. En España se realizan vuelos con este tipo de combustible desde el año 2011 [63].

- Hidrógeno

El hidrógeno es otra de las principales alternativas para descarbonizar la aviación. Se trata de uno de los combustibles con mayor poder calorífico (120 MJ/kg, frente a los poco más de 44 MJ/kg del queroseno). El hidrógeno puede tener diferentes orígenes, en función de la materia prima y el proceso por el cuál ha sido extraído, pero para poder hablar de descarbonización deberá ser hidrógeno de tipo verde (origen puramente renovable, utilizando electricidad de origen renovable para producir hidrógeno a partir de agua mediante un proceso de electrolización), tal y como se adelantó en la sección de transporte marítimo.

El hidrógeno, por sus características fisicoquímicas, es un elemento que presenta una serie de inconvenientes a pesar de su elevada densidad energética, entre los que destacan los siguientes:

- Estado gaseoso en condiciones normales
- Punto de licuefacción: -253 °C
- Requiere de almacenamiento a elevadas presiones (entre 400 y 700 bar)
- Elevada permeabilidad (fugas en el almacenamiento/transporte)
- Escasa densidad (0,090 kg/m³)

Todas estas características hacen del hidrógeno un combustible con diversas complicaciones a la hora de almacenarlo y transportarlo fundamentalmente.

En cuanto al grado de madurez de la tecnología, actualmente se están dando los primeros pasos para introducir el hidrógeno en el transporte aéreo. En el año 1989 se realizó el primer vuelo con hidrógeno como combustible (prototipo TU-154), donde el hidrógeno se combustionaba en forma líquida. Sin embargo, las tendencias en el sector apuntan a un sistema de propulsión eléctrico, basado en pila de combustible (capaz de generar electricidad al entrar en contacto el hidrógeno con oxígeno proveniente de la atmósfera) y un motor eléctrico.

En este sentido, el primer vuelo de pasajeros con pila de combustible se realizó en 2016 (prototipo de la aeronave HY4, aeronave con capacidad para 4 personas). En 2020, se pone en funcionamiento el primer vuelo comercial alimentado con hidrógeno y pila de combustible (modelo Priper-M, utilizando la tecnología de ZeroAvia, con capacidad para 6 pasajeros). Y a principios de 2023 se realizó la prueba de un Dormier 228, también con tecnología de ZeroAvia, alimentado con hidrógeno y pila de combustible (con capacidad para 19 pasajeros). Esta última empresa comienza así a escalar su tecnología a aeronaves de mayor tamaño, asegurando tener en prueba para 2030 aviones propulsadas con hidrógeno con capacidad de 50 pasajeros.

Y, a principios de 2023, Airbus presentó sus 3 prototipos de aeronaves impulsados por hidrógeno y que prevén que estén en funcionamiento en 2035 (Figura 8). La familia Zeroe contará con un modelo para cortas distancias (1000 millas y capacidad de 100 pasajeros), y dos modelos para largas distancias (hasta 2000 millas y 200 pasajeros).



Figura 8. Diferentes prototipos de aeronaves propulsados por hidrógeno. Arriba izquierda: modelo HY4; arriba derecha: modelo Dornier 228; abajo: uno de los tres prototipos presentados por Airbus Zeroe.

- Queroseno sintético

El queroseno sintético es un combustible análogo al queroseno convencional. La principal diferencia reside en que tiene emisiones neutras de carbono (no aumenta la proporción de carbono en la atmósfera). Esto se logra gracias a que el queroseno sintético proviene de las energías renovables.

La obtención del queroseno sintético se realiza mediante dos materias primas: el hidrógeno verde (obtenido a partir de fuentes renovables) y la captación de CO_2 de la atmósfera. La transformación del CO_2 en CO , combinado con hidrógeno, forman queroseno sintético, con las mismas propiedades que el queroseno actual. Esto se logra gracias al proceso Fischer – Tropsch. Es decir, el CO_2 emitido por las aeronaves ha sido capturado previamente de la atmósfera, así que se trata de un ciclo neutro del carbono (no se emiten nuevas partículas de CO_2).

Actualmente, este combustible alternativo y de emisiones neutras se encuentra en desarrollo en diferentes proyectos de investigación como el KeroGreen, promovido por la UE, aunque los costes de fabricación y de captura de CO_2 son aún muy elevados. La principal ventaja de

este fue, además de no aumentar la concentración de carbono en la atmósfera, es que las aeronaves actuales no requieren de modificaciones en su sistema de propulsión.

- Electrificación del sistema de propulsión (baterías)

Al igual que en el transporte terrestre, numerosos investigadores están implicados en el uso de baterías en la aviación. Electrificar una aeronave supone un cambio muy importante en el sistema de propulsión y en las características de la aeronave, por lo que requiere de nuevos prototipos y desarrollos.

El sistema de propulsión se basa principalmente en la instalación de baterías y motores eléctricos. La principal ventaja de esta alternativa a la quema de combustibles fósiles es la eficiencia del proceso: en torno al 70% – 75% de transformación de energía electroquímica contenida en la batería a la propulsión propia de la aeronave (en comparación con el 40% de las aeronaves actuales que operan entre islas) [64], así como evitar la producción de nuevos combustibles (y las pérdidas propias del proceso).

No obstante, la baja densidad energética de las baterías (en torno a 250 Wh/kg en la actualidad) conlleva instalar una gran masa y volumen de baterías en las aeronaves, parámetros críticos de diseño en este medio de transporte. Es por ello por lo que la electrificación actualmente solo se plantea para pequeñas aeronaves de corto recorrido. No obstante, con la mejora continua de las baterías, la realización de un análisis de electrificación de la aviación regional en Canarias es un ejercicio obligatorio.

A pesar de existir numerosos proyectos y prototipos (algunos de ellos ya han realizado vuelos de prueba, e incluso están certificados y realizando vuelos comerciales), la mayoría son pequeñas aeronaves recreativas, con capacidad 2 – 6 pasajeros. Uno de los prototipos más prometedores es *Alice*, una aeronave totalmente eléctrica que ya ha realizado sus primeros vuelos de prueba (2022), con capacidad de 9 pasajeros y alcance de más de 1000 km. *Viceroy*, de la compañía Regent, es otro proyecto con gran proyección. Esta compañía propone una aeronave planeadora marina (desplazarse a pocos metros por encima de mar), con capacidad de hasta 12 pasajeros y alcance de 300 km (700 km en la siguiente generación de baterías) [65].

Otro de los proyectos más prometedores es *Lilium*, con varios prototipos en desarrollo, entre ellos una aeronave de 16 plazas, que podría estar en prueba de vuelo en 2028 [66]. Una de las principales novedades de esta compañía es su concepto de “taxi volador”, pequeñas aeronaves de vuelo vertical con capacidad de 4 – 6 plazas que podría unir las diferentes capitales canarias sin necesidad de desplazarse a los aeropuertos, sino desde pequeños helipuertos o aeródromos (se pueden ver varios de los prototipos en la Figura 9).

Uno de los principales inconvenientes de incorporar estas aeronaves a las operaciones en el archipiélago es el tiempo de carga y sustitución de baterías, así como el aumento de operatividad que registrarán los aeropuertos canarios. La transición modal en la aviación supondría pasar de 72 pasajeros en ATR-72 a aeronaves de 15 – 20 pasajeros, aumentando exponencialmente las operaciones en los aeropuertos de las islas.

Ello supondría que aeropuertos como el de Gran Canaria, con más de 50 000 operaciones en 2022 solamente entre islas, pase previsiblemente a entre 150 000 – 200 000 operaciones anuales, lo que es inviable para un único aeropuerto.

De ahí la importancia de analizar la electrificación de la aviación con un cambio modal lo menos drástico posible, que permita utilizar aeronaves lo más similares posibles a las actuales o que permitan el desplazamiento de un mayor número de viajeros que las planificadas actualmente.

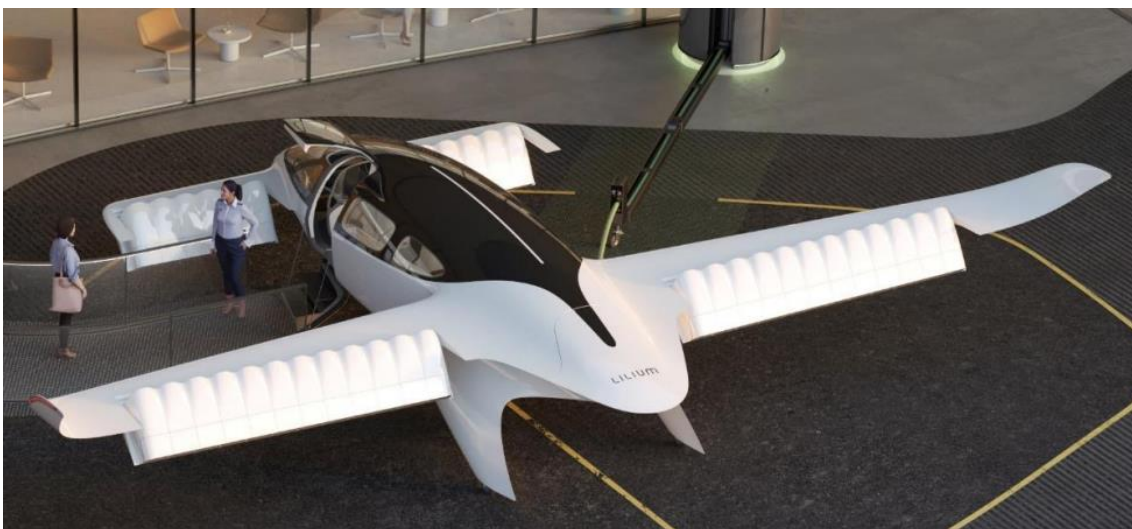




Figura 9. Prototipos de aeronaves con propulsión eléctrica (baterías). Arriba: prototipo de Lilium [66];
 abajo: prototipo Viceroy [65] .

A continuación, se analizará la demanda de combustible de las rutas interinsulares comerciales que tienen como origen y/o destino Gran Canaria, así como la posible demanda de otros combustibles más sostenibles en el sector aéreo.

3.3.2.2.3. Estimación del consumo de combustible en la actualidad

La masa de combustible consumido en cada ruta se calculará según la Ecuación 5. El consumo anual de combustible debido a la aviación interinsular dependerá de la carga de pago media del avión (dependiente de la ocupación), el número de operaciones anuales y del consumo de combustible medio por pasajero.

$$C_i = \frac{n \times f_i \times E_i}{e_k} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

- i ruta
- C_i Consumo anual de cada ruta (kg queroseno).
- n Número de operaciones anuales realizadas en cada ruta.
- f_i Factor de ocupación medio del avión en cada ruta (pasajero/vuelo).
- E_i Emisiones de CO₂ – eq producidas por ruta (kg CO₂/pasajero).
- e_k Factor de emisiones de CO₂ – eq del queroseno (kg CO₂/ kg queroseno).

- Número de operaciones anuales

Para determinar las necesidades energéticas de la aviación interinsular que tiene como origen Gran Canaria, es necesario conocer previamente las rutas que operan desde la isla y la

frecuencia de vuelos por ruta. Para ello, se ha obtenido la información de las dos principales compañías que operan entre islas: *Binter* y *Canaryfly*.

De este modo, la Tabla 30 muestra las rutas que se encuentran operativas con *Binter* con origen en Gran Canaria y que tienen como destino otra isla del archipiélago, mientras que la Tabla 31 recoge la misma información con la compañía *Canaryfly*. El número de operaciones (únicamente operaciones de salida al entender que se reposta en Gran Canaria) se ha estimado para los días laborales y fines de semana, y se han distribuido entre temporada de verano (julio y agosto) y temporada de invierno (resto del año), de acuerdo con la diferencia de frecuencia de vuelos entre ambas temporadas.

Como se puede deducir de las tablas, el aeropuerto de Gran Canaria es origen de 25 980 operaciones anuales, lo que se traduce de media en más de 70 operaciones diarias únicamente para vuelos entre el resto de islas del archipiélago. Este resultado se ha contrastado por los datos recogidos por (AENA, 2023), que afirma que en 2019 entre Binter y Canaryfly se realizaron 24 670 operaciones con origen en Gran Canaria (el número de operaciones en 2023 se espera que sea mayor, comparando los datos de operaciones entre enero y agosto de 2019 y 2023). Además, las distancias se encuentran en el rango 115 – 245 km, variable fundamental para realizar un posterior análisis de las diferentes alternativas para lograr una aviación sostenible sin emisiones durante el vuelo.

Tabla 30. Frecuencia y operaciones de Binter que tienen como origen el aeropuerto de Gran Canaria. Estimación para el año 2023. Fuente: elaboración propia a partir de [67]

Destino	Temporada de verano		Temporada de invierno		Número de operaciones anuales	Distancia de vuelo (km)
	Frecuencia día laboral	Frecuencia fin de semana	Frecuencia día laboral	Frecuencia fin de semana		
El Hierro	2	3	1	1	482	247
La Gomera	2	2	2	2	730	180
La Palma	5	7	4	5	1682	245
Tenerife Sur	5	5	4	5	1630	120
Tenerife Norte	17	16	20	15	6606	115
Fuerteventura	14	13	12	10	4380	160
Lanzarote	16	15	13	13	4994	210

Tabla 31. Frecuencia y operaciones de Canaryfly que tienen como origen el aeropuerto de Gran Canaria. Estimación para el año 2023. Fuente: elaboración propia a partir de [68].

Destino	Temporada de verano		Temporada de invierno		Número de operaciones anuales	Distancia de vuelo (km)
	Frecuencia día laboral	Frecuencia fin de semana	Frecuencia día laboral	Frecuencia fin de semana		
La Palma	1	1	1	1	365	245
Tenerife Norte	4	4	4	4	1460	115
Fuerteventura	3	3	3	3	1095	160
Lanzarote	7	7	7	7	2555	210

- Factor de ocupación medio por ruta

Para determinar el factor de ocupación medio por ruta (diferenciado entre temporada de verano e invierno) se ha acudido a las estadísticas del transporte aéreo que publica AENA (Aeropuertos Españoles y Navegación Aérea) sobre el número de operaciones, compañías y pasajeros que han tenido Gran Canaria como origen [15]. La ratio de ocupación se ha calculado mensualmente atendiendo a la Ecuación 6, donde P_i es el número de pasajeros mensuales de una ruta en una compañía determinada, mientras que v_i es el número de vuelos mensuales operados por la compañía.

$$f_i = \frac{P_i}{v_i} \quad \text{Ecuación 6}$$

Los resultados obtenidos del análisis de las bases de datos de AENA se muestran en la Tabla 32, donde se refleja que la compañía Binter, además de ser la operadora líder entre islas, se consolida como la que mayor número de usuarios tiene por vuelo, alcanzando ratios de ocupación medios de 68% – 89% en los meses de verano (la ruta con menor demanda es Gran Canaria – La Gomera). Por el lado contrario, Canaryfly cuenta con un número muy inferior de operaciones, rutas y pasajeros, con una ocupación media de entre el 48% y el 58% en sus operaciones.

Tabla 32. Factores de ocupación de cada ruta con origen en Gran Canaria, por compañías. Datos de 2019 y de enero a agosto de 2023³.

Destino	Binter		Canaryfly
	Temporada de verano	Temporada de invierno	Temporada de verano e invierno
El Hierro	0,85	0,70	-
La Gomera	0,68	0,46	-
La Palma	0,89	0,82	0,50
Tenerife Sur	0,84	0,73	-
Tenerife Norte	0,80	0,86	0,58
Fuerteventura	0,83	0,84	0,48
Lanzarote	0,84	0,83	0,55

- Emisiones de CO_{2eq} por ruta

Para estimar las emisiones de CO₂ producidas en cada ruta, se ha utilizado la metodología de cálculo de la Asociación Internacional de Transporte Aéreo (International Air Transport Association, IATA), que tiene como objetivo determinar las emisiones del transporte a partir de una ruta determinada, modelo y características de la aeronave, carga de pago promedio (a partir de la ocupación media y peso por pasajero) y tipo de clase del vuelo (en el caso de los ATR-72 todos los asientos son de clase turista) [69].

De este modo, los resultados obtenidos tras aplicar la metodología se muestran en la

Tabla 33, donde se puede observar que la ruta con mayor consumo por pasajero es El Hierro (la de mayor distancia), con más de 31 kg de CO₂ emitidos a la atmósfera por pasajero, mientras que las operaciones con Tenerife Norte son las de menor contaminación, con 17,20 kg de CO₂ por pasajero. Para calcular el consumo de queroseno, la metodología de IATA establece un factor de emisiones (e_k) de 3,16 kg de CO₂ – eq / kg queroseno. Los resultados de consumo por pasajero también se muestran en la Tabla 35.

³ Se excluye el período 2020 – 2022 para eliminar el efecto Covid en la navegación aérea.

Tabla 33. Emisiones y consumo unitario de cada ruta interinsular con origen en Gran Canaria.

Destino	Emisiones unitarias (kg CO ₂ – eq / pasajero)	Consumo unitario (kg queroseno / pasajero)
El Hierro	31,30	9,91
La Gomera	28,40	8,99
La Palma	28,50	9,02
Tenerife Sur	17,50	5,54
Tenerife Norte	17,20	5,44
Fuerteventura	22,70	7,18
Lanzarote	25,70	8,13

Aplicando la Ecuación 5 se obtienen los resultados de consumo por ruta de la aviación regional con origen en Gran Canaria. Como se muestra en la Tabla 34, a mayor ocupación y distancia, mayor consumo de la aeronave. De esta forma, las rutas con mayor consumo de combustible son el Hierro y La Palma en temporada de verano en vuelos de la compañía Binter, con 606 kg y 572 kg de queroseno respectivamente.

Tabla 34 Consumo por ruta, compañía y vuelo de operaciones con origen en Gran Canaria. Se supone que las aeronaves recargarán tanto en el origen como en el destino de la ruta.

Destino	Binter (kg queroseno / vuelo)		Canaryfly (kg queroseno / vuelo)
	Temporada de verano	Temporada de invierno	
El Hierro	606,19	499,22	-
La Gomera	441,57	298,71	-
La Palma	575,91	530,61	321,80
Tenerife Sur	438,29	380,89	-
Tenerife Norte	313,52	337,03	225,22
Fuerteventura	429,73	433,59	246,68
Lanzarote	491,88	486,02	324,58

El Gráfico 69 muestra el consumo anual de cada ruta interinsular con origen en Gran Canaria previsto para 2023. Las operaciones a Lanzarote son las que mayor consumo de queroseno presentan (3222 ton), siendo la segunda isla con número de operaciones desde Gran Canaria, pero la tercera en términos de distancia. Por el lado contrario, El Hierro y La Gomera son las rutas con menor consumo anual, únicamente en torno a 235 toneladas.

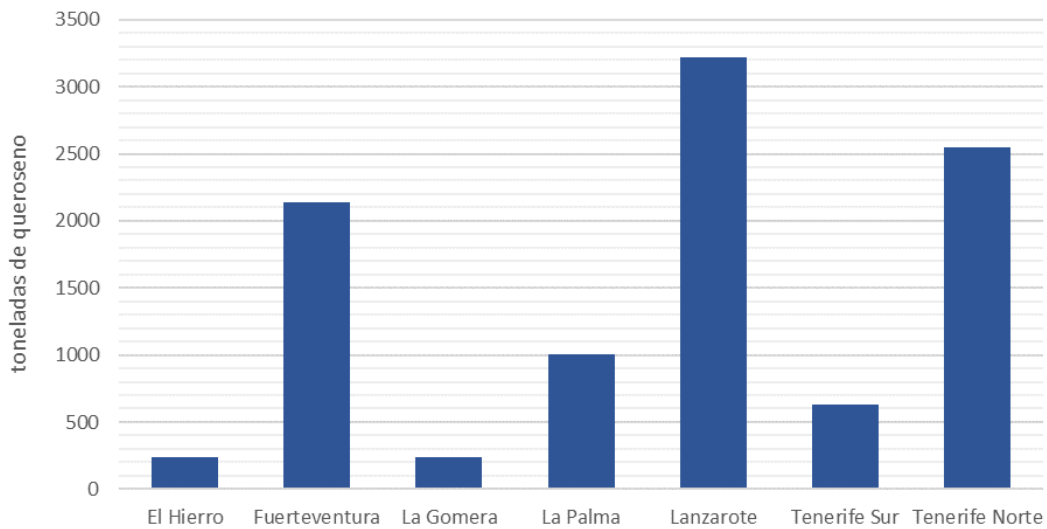


Gráfico 69. Consumo anual de las rutas interinsulares con origen en Gran Canaria previsto para 2023.

Con todo ello, se estima que el consumo de combustible en las rutas interinsulares con origen en la isla de Gran Canaria asciende a **9872 toneladas de queroseno anuales**.

Para determinar si los resultados obtenidos son coherentes, se ha estimado nuevamente el consumo de queroseno de las rutas interinsulares con origen en Gran Canaria siguiendo una metodología alternativa, según la Ecuación 7, basada en el consumo específico de los ATR-72 según la etapa de vuelo (despegue, ascenso, crucero, descenso y aterrizaje).

$$C_i = n \times (SFC_d \times t_d + SFC_v \times t_v + SFC_a \times t_a) \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

- i ruta
- C_i Consumo anual de cada ruta (kg queroseno).
- n Número de operaciones anuales realizadas en cada ruta.
- SFC_d Consumo específico medio durante el despegue y aterrizaje (kg/h).
- t_d Tiempo medio de duración del despegue y aterrizaje (h).
- SFC_v Consumo específico medio durante etapa de crucero (kg/h)
- t_v Tiempo medio de duración de la etapa de crucero (h)
- SFC_a Consumo específico medio durante el ascenso y descenso (kg/h)
- t_a Tiempo medio de duración del ascenso y descenso (h)

Los tiempos medios de cada etapa se han obtenido de la web Flightradar24 [70], que registra todos los vuelos comerciales a escala mundial, y los valores de consumo específico se han obtenido de la ficha técnica del propio modelo de aeronave [71], siendo los valores de 900 kg/h los consumos específicos en el aterrizaje y el despegue, y 560 kg/h en la etapa de crucero (para las etapas de ascenso y descenso se ha escogido el valor de 800 kg/h). La Tabla 35 recoge los consumos anuales por ruta siguiendo esta metodología. El total del combustible consumido alcanzaría las 9788 toneladas, valor muy similar al obtenido mediante la metodología empleada. Por tanto, se validan ambos resultados.

Tabla 35. Consumo anual de queroseno para las rutas interinsulares con origen en Gran Canaria en 2023 (siguiendo una metodología alternativa).

Destino	Consumo de queroseno (toneladas)
El Hierro	264
La Gomera	338
La Palma	1092
Tenerife Sur	512
Tenerife Norte	2572
Fuerteventura	2127
Lanzarote	2884

3.3.2.2.4. Electrificación de los vuelos interinsulares: estimación de la demanda eléctrica

Conocido el consumo estimado de las rutas realizadas actualmente, puede analizarse el consumo de otro tipo de combustibles, como es el caso de la electrificación de la aviación. Para ello, previamente habrá que realizar una serie de hipótesis de partida.

- Hipótesis de partida

Las hipótesis de partida se recogen en la Figura 10. En este caso se analizará la viabilidad y demanda eléctrica derivada de la electrificación de la aviación interinsular (sistema de propulsión eléctrico). Para ello, se considerará que no habrá una transición hacia aeronaves de menor tamaño, sino que los vuelos entre islas seguirán haciéndose en aeronaves análogas al ATR-72, principal avión utilizado actualmente en el archipiélago para vuelos regionales, con capacidad de 70 – 76 pasajeros [71].

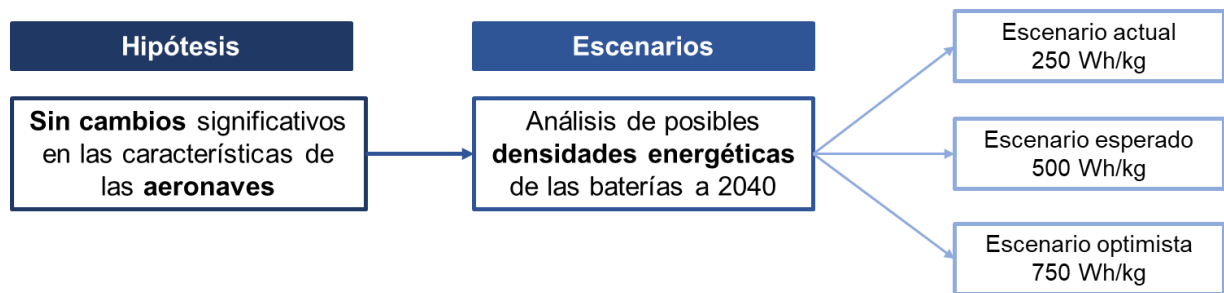


Figura 10 Hipótesis de partida y escenarios planteados para la electrificación de la aviación.

Así mismo, se analizará la viabilidad de la electrificación de la aviación regional atendiendo a 3 escenarios diferentes: un escenario actual, con densidades energéticas de las baterías actuales; un escenario esperado, donde las densidades energéticas aumenten hasta los 500 Wh/kg; y un escenario optimista, donde se vean aeronaves certificadas con baterías de 750 Wh/kg.

Para estudiar la viabilidad de la electrificación de la aviación, una variable fundamental es la densidad energética de la batería, que determinará la masa de la misma. Por ello, también se estudiarán las presumibles dimensiones que deberán tener las baterías en vuelos interinsulares y analizar si son viables en modelos de aeronaves similares a los actuales.

Para ello, la metodología se estructurará de la siguiente forma:

1. Estimación de la energía de propulsión requerida en cada trayecto.
 2. Cálculo de la energía a almacenar en las baterías de las aeronaves.
 3. Dimensionamiento de las baterías en función de la densidad energética.
- Estimación de la energía de propulsión requerida en cada vuelo

Para determinar la energía que debe ser capaz de almacenar una batería, será necesario primeramente estimar la energía de propulsión requerida por las aeronaves actuales. Como el análisis se realizará por destino, y no por compañía, se calculará la energía de propulsión a partir del consumo más desfavorable (mayor consumo) para cada destino. Es decir, se dimensionará la batería a partir de los consumos de los vuelos en temporada de verano la compañía Binter, salvo para Tenerife Norte y Fuerteventura, que se cogerán los vuelos de la temporada de invierno por tener mayores consumos de combustible.

Para estimar la energía de propulsión en cada vuelo se ha aplicado la Ecuación 8. La energía de propulsión consumida en cada operación dependerá de la eficiencia del propio sistema de propulsión y de la energía almacenada en el combustible.

$$E_{p_i} = E_{q_i} \times \mu_p \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

- i Vuelo de cada ruta.
- E_p Energía de propulsión de la aeronave por vuelo de cada ruta (MWh).
- E_q Energía almacenada en el combustible consumido – queroseno (MWh) por ruta.
- μ_p Eficiencia del sistema de propulsión de la aeronave.

Así mismo, la energía almacenada en el queroseno consumido se calcula a partir de la Ecuación 9, y que se determina a partir del combustible consumido en cada operación (m_i) y de los poderes caloríficos inferior y superior del combustible (PCI y PCS , respectivamente). Tanto el PCI como el PCS son parámetros constantes del queroseno, 12,25 kWh/kg y 12,92 kWh/kg, respectivamente [72].

$$E_{q_i} = m_i \times \frac{PCI + PCS}{2} \quad \text{Ecuación 9}$$

En el caso de la eficiencia del sistema de propulsión de una aeronave, hay que estudiar los rendimientos de los principales componentes del sistema de propulsión. La Figura 11 muestra el esquema típico de rendimientos de los principales componentes de una aeronave con un sistema de propulsión turbohélice (sistema empleado por los ATR-72). De este modo, se estima que la eficiencia de las aeronaves que operan en Canarias se sitúe en torno al 40%.

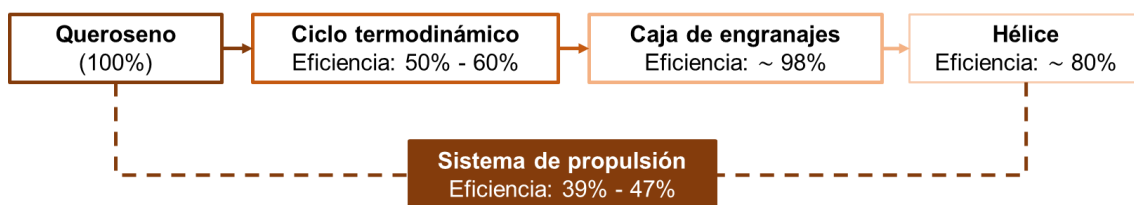


Figura 11. Esquema de eficiencias de los principales sistemas de propulsión de una aeronave turbohélice. Fuente: elaboración propia a partir de [64]

Los resultados obtenidos tras aplicar esta metodología se muestran en la Tabla 36 (valores medios anuales). Así, los aeropuertos más cercanos al de Gran Canaria son los que menor

energía requieren para llegar a su destino. En el caso de La Gomera, se requiere menor energía que para Fuerteventura (a pesar de estar a una distancia mayor) ya que tiene un índice de ocupación mucho menor, y por tanto menor peso que transportar. Ocurre lo mismo entre El Hierro y La Palma.

Tabla 36 Energía de propulsión media anual requerida en cada vuelo

Destino	Energía de propulsión (MWh)
El Hierro	2,7
La Gomera	1,7
La Palma	2,8
Tenerife Sur	1,5
Tenerife Norte	1,7
Fuerteventura	2,2
Lanzarote	2,5

- Cálculo de la energía a almacenar en las baterías de las aeronaves

Para determinar la energía que deberán almacenar las aeronaves para realizar los vuelos interinsulares se ha aplicado la Ecuación 10. La energía de propulsión se ha calculado en el apartado anterior, y la energía de reserva se determinará a partir de la Ecuación 11. La energía de reserva no es más que la energía necesaria para propulsar la aeronave hasta el aeropuerto más cercano en caso de que ésta no pudiera aterrizar en el aeropuerto de destino. Para estimar esta energía, se ha considerado que los vuelos deberán tener una autonomía de al menos 30 minutos en régimen de crucero además de la energía necesaria de propulsión, de acuerdo con Abel Jiménez, ingeniero jefe aeronáutico de ITP aero e investigador de la Universidad autónoma de Madrid [73].

$$E_{b_i} = \frac{(E_{p_i} + E_r)}{\mu_b} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

- E_b Energía a almacenar en las baterías de cada vuelo (MWh)
- E_p Energía de propulsión de la aeronave de cada vuelo (MWh)
- E_r Energía de reserva de la batería (MWh)
- μ_b Eficiencia del sistema de propulsión eléctrico de la aeronave

La energía de reserva se ha calculado a partir de la potencia nominal de los motores de propulsión y el tiempo de autonomía. Los motores utilizados por los ATR72 – 600 son los

PW127M, con una potencia nominal de 1953 MW por motor, lo que supone que la aeronave cuente con una potencia nominal de 3906 MW. Además, se ha estimado que los ATR-72 trabajan en torno al 50% de la potencia nominal cuando se encuentran en régimen de crucero [73].

$$E_r = \mu_n \times P_n \times t_r \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

- μ_n % de la potencia nominal en régimen de crucero
- P_n Potencia nominal de la aeronave (MW)
- t_r Tiempo de autonomía (h)

En el caso de la eficiencia de los sistemas de propulsión eléctricos, se estima que pueden alcanzar en torno al 73% considerando las pérdidas de los principales elementos que intervienen en la propulsión (Figura 12).

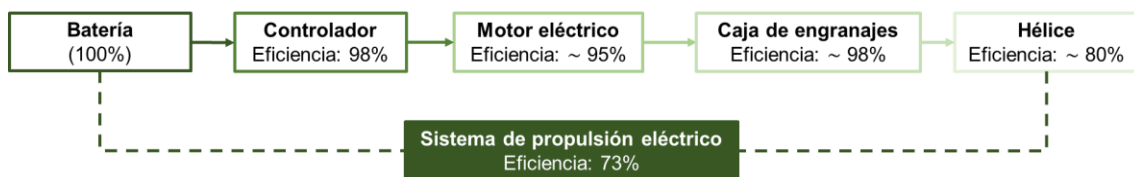


Figura 12. Esquema de eficiencias de los principales sistemas de propulsión eléctrico de una aeronave turbohélice. Fuente: elaboración propia a partir de [64].

El Gráfico 70 muestra la capacidad mínima que deberán tener las baterías en cada trayecto regional con origen en Gran Canaria (valor anual medio – en verano será necesario almacenar mayor cantidad de energía ya que los vuelos tienen en su mayoría una mayor ocupación). Los destinos más alejados del aeropuerto grancanario serán los que mayor energía tendrán que almacenar, superando los 5 MWh en el caso de La Palma y El Hierro. Por el lado contrario, los vuelos con destino Tenerife (cualquiera de sus dos aeropuertos) y La Gomera necesitarán en torno a 3,5 – 3,7 MWh para poder efectuar el vuelo.

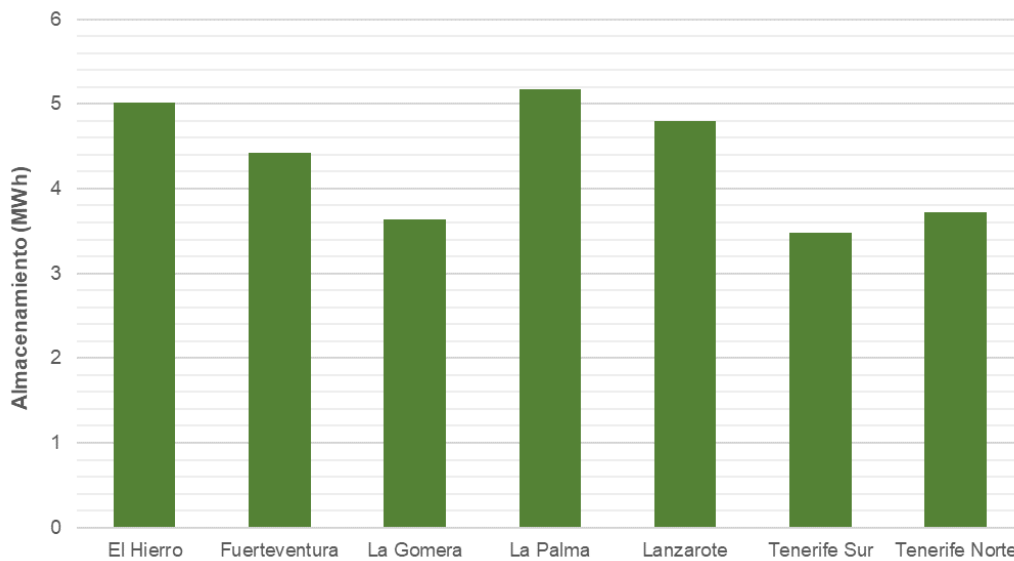


Gráfico 70. Energía mínima a almacenar para llevar a cabo los vuelos interinsulares, en función de la ruta

- Dimensionamiento de las baterías en función de la densidad energética

Finalmente, la viabilidad de electrificar el transporte aéreo depende, en gran medida, de las dimensiones de las baterías. Para determinar la masa mínima que tendrán las baterías en cada vuelo, se aplicará la *Ecuación 12*. Se dimensionará la batería únicamente para los casos más desfavorables, es decir, los de mayor ocupación media de cada trayecto (mayormente en verano).

$$M_{b_i} = \frac{E_{b_i}}{\rho_b} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

- M_b Masa de la batería necesaria en cada vuelo (kg)
- E_b Energía a almacenar en las baterías de cada vuelo (MWh)
- ρ_b Densidad energética de la batería (MWh/kg)

Los resultados de masa mínima de batería para cada ruta son mostrados en el Gráfico 71. En el caso de una densidad energética de batería similar a las baterías comerciales actuales (en torno a 250 Wh/kg), la masa mínima requerida de batería se encontraría en el rango 14 300 kg – 22 500 kg. En un escenario con una mejora en la densidad energética de las baterías

(500 Wh/kg, existentes actualmente en fase precomercial), la masa mínima de batería se encontraría en el intervalo 7200 kg – 11 300 kg, en función de la ruta analizada. Finalmente, en un escenario optimista donde se lograrían elevadas densidades energéticas de baterías en fase comercial y certificadas (750 Wh/kg), la masa de las baterías se situaría en torno a 5000 kg – 7500 kg.

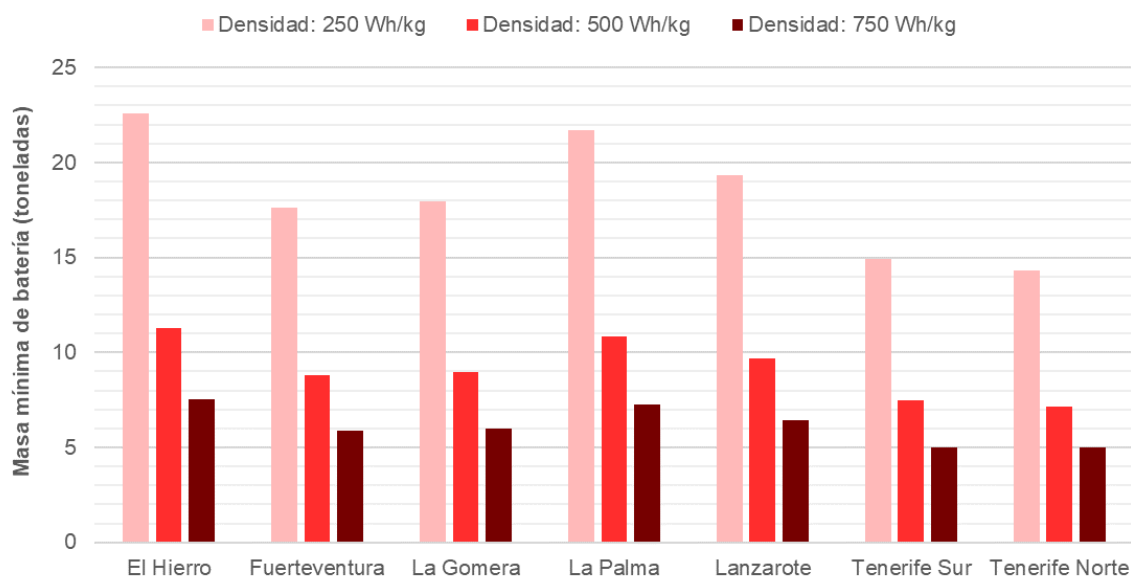


Gráfico 71. Masa mínima requerida para cada operación, en función del escenario analizado.

Las rutas con mayores necesidades en términos energéticos serían El Hierro y La Palma, donde se sitúan los aeropuertos más alejados al de Gran Canaria. Por el contrario, la ruta que une Gran Canaria con Tenerife Norte es la que menor consumo energético por operación requeriría.

La masa de las baterías, sin un contexto definido ni un estudio de la aeronave donde se instalaría no aporta suficiente información para un análisis de la realidad. Las características de los ATR-72 se muestran en la Tabla 37. En el escenario en el que se lleve a cabo una sustitución únicamente del sistema de propulsión y la capacidad de combustible (queroseno por baterías), el peso de la batería debería ser similar a la máxima carga de combustible (sin analizar el volumen ocupado). Ante esta hipótesis, en ningún escenario sería viable electrificar las aeronaves, ya que en todas las operaciones se requerirían baterías con masa superior a los 5000 kg.

Tabla 37. Principales características en cuanto a peso del ATR-72. Fuente: elaboración propia a partir de [71].

Características	Valores
Peso en operación vacío	13 600 kg
Máximo peso de aterrizaje	22 350 kg
Máxima carga de pago	7400 kg
Máxima carga de combustible	5000 kg

No obstante, podría aumentarse la masa de la batería reduciendo la carga de pago máxima (masa de pasajeros y/o mercancías transportadas por la aeronave). Para analizar esta posibilidad, el Gráfico 72 muestra el alcance máximo (distancia máxima) del ATR-72 en función de la carga de pago en operación. Como las distancias del aeropuerto de Gran Canaria con el resto de aeropuertos canarios es inferior a 900 km, la carga de pago que puede transportar es la máxima (7400 kg, que da capacidad a 78 pasajeros – tripulación incluida – con un peso individual de 95 kg⁴).

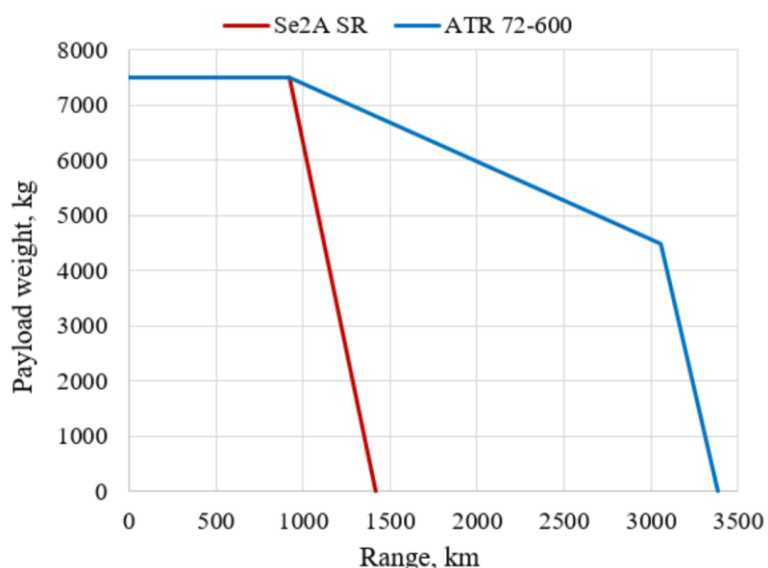


Gráfico 72. Diagrama de alcance - carga de pago del ATR-72. Fuente: [74]

⁴ Peso estándar de cada pasajero, contabilizando equipaje.

Suponiendo que no se quiere aumentar el número de operaciones, el número de aeronaves regionales en circulación ni un cambio modal en la aviación (hipótesis), se puede determinar la masa máxima de las baterías para cada ruta en función de su ocupación media (Ecuación 13). No obstante, hay que tener en cuenta que, aunque se analice la masa en función del factor de ocupación medio, se darán casos donde la aeronave pueda ir completa (72 pasajeros), y no pueda despegar porque la masa de la batería excede el peso máximo admitido para el combustible.

$$M_{max_i} = PL_{MAX} + m_{pax}(1 - f_i) \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

- M_{max_i} Masa máxima de la batería necesaria en cada ruta (kg)
- PL_{MAX} Carga de pago (payload) máxima según alcance máximo (kg)
- m_{pax} Masa de un pasajero promedio (kg)
- f_i Factor de ocupación medio del avión en cada ruta

La Tabla 38 muestra la masa máxima que podría tener la batería en función de la ruta a cubrir y el factor de ocupación medio, comparado con los resultados obtenidos de cada escenario. De esta forma, las únicas rutas viables con propulsión eléctrica y baterías serían las que unen Gran Canaria con Tenerife Norte, Tenerife Sur, La Gomera y Fuerteventura, ya que $M_{max_i} \geq M_{b_i}$. No obstante, esto se cumpliría únicamente en un escenario muy optimista donde se alcanzan densidades energéticas que tripliquen la actual, y que además dichas baterías se encuentren certificadas para volar. Además, sería viable únicamente con las premisas de que la aeronave no puede tener un mayor factor de ocupación del promedio, siendo esto irreal sabiendo que en muchas ocasiones las aeronaves cubren el trayecto al 100% de su ocupación.

Tabla 38. Peso máximo admisible de la batería en función de la ruta y el factor de ocupación, comparado con la masa de batería estimada en función del escenario

Destino	Masa máxima de la batería (kg)	Masa de la batería en el escenario actual (kg)	Masa de la batería en el escenario esperado (kg)	Masa de la batería en el escenario optimista (kg)
El Hierro	6026	22 572	11 286	7524
La Gomera	7189	17 930	8965	5977
La Palma	5752	21 718	19 859	7239
Tenerife Sur	6369	14 924	7462	4975
Tenerife Norte	6094	14 320	7160	4773
Fuerteventura	6157	17 710	8853	5896
Lanzarote	6094	19 349	9674	6450

3.3.2.2.5. Previsión de electrificación de la aviación de recreo

Como se ha expuesto anteriormente, a 2040 será prácticamente inviable la electrificación de la flota que realiza vuelos comerciales entre las Islas Canarias (considerando que no existe un cambio modal en la aviación regional).

No obstante, en aeronaves de mucho menor tamaño sí que podría ser factible. Es el caso de pequeños aviones de entre 2 y 8 plazas, que podrían propulsarse mediante un sistema de baterías y motor eléctrico.

En Gran Canaria este tipo aeronaves se usan fundamentalmente para recreo y como iniciación al estudio de pilotaje de aeronaves. En este sentido, actualmente ya existen algunos modelos eléctricos en funcionamiento, utilizados por algunas academias de pilotos para iniciar a sus estudiantes en los vuelos.

Uno de los modelos que se están comenzando a implantar en estas academias es el *Pipistrel Alpha Electro*, la primera aeronave eléctrica certificada para el aprendizaje y producida en serie [75]. Sus características se recogen en la Tabla 39.

Tabla 39. Características técnicas del Pipistrel Alpha Electro. Adaptado de [76].

Características del Pipistrel Alpha Electro	
Potencia nominal de los motores	70 kW
Capacidad de batería	22 kWh
Autonomía	1 hora
Tiempo de reserva	0,5 horas
Número de pasajeros	2

Para conocer el consumo eléctrico si todas las avionetas que vuelan en la isla fueran sustituidas por este modelo o similar, primeramente será necesario conocer las estadísticas de vuelos y consumo que se produjeron el pasado año en Gran Canaria. De este modo, tras una entrevista con D. Mario Pons, CEO de Canavia (principal Escuela de Pilotos en Gran Canaria), se han recopilado los siguientes datos de la flota del Aeródromo de Maspalomas – El Berriel (Tabla 40). Actualmente Canavia es la principal empresa que realiza vuelos con avionetas, copando el 95% de los vuelos del Aeródromo de Maspalomas – El Berriel [77]. Por lo tanto, se asumirá que el 100% de la aviación recreativa la opera Canavia. Actualmente, el consumo de la aviación recreativa se estima en torno a los 98 m³ de gasolina.

Tabla 40. Características de la aviación recreativa de Gran Canaria. Fuente: adaptado de [77]

Flota	10	avionetas
Modelos	P2006T P2008JC Pipistrel SW121 Explorer Cessna 150M	
Horas de vuelo	545	Horas/año
Consumo (gasolina)	9800	Litros/año

El consumo de la aviación de recreo se ha estimado a partir de la Ecuación 14, dependiendo del número de avionetas, el consumo eléctrico y las horas medias anuales de vuelo de cada avioneta.

$$C_r = n \times \frac{C_b}{A} \times h_j \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

- C_r Consumo eléctrico de la flota de aviación recreativa (kWh)
- n Número de avionetas
- C_b Capacidad de las baterías de cada avioneta (kWh)
- A Autonomía (horas).

h_j Horas anuales de vuelo de cada avioneta (horas)

Con todo lo anterior, el consumo resultado de **electrificar la aviación de recreo incrementaría la demanda eléctrica en torno a 81,82 MWh**, valor ínfimo en comparación con la aviación comercial. Este consumo representa menos del 0,002% del consumo eléctrico insular.

3.3.2.2.6. Estimación del consumo de hidrógeno en el sector aéreo interinsular

Para estimar cuál sería la demanda de hidrógeno si el total de rutas interinsulares lo consumieran, será de aplicación la Ecuación 15.

$$M_{H_i} = \frac{E_{p_i} / PCI_H}{\mu_H} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

- M_{H_i} Masa de hidrógeno necesario en cada vuelo (kg)
- E_{p_i} Energía de propulsión requerida en cada vuelo (kWh)
- PCI_H Poder calorífico inferior del hidrógeno (33,33 kWh/kg)
- μ_H Eficiencia del sistema de propulsión de hidrógeno

Mientras que la energía de propulsión ya ha sido estimada en anteriores apartados y el poder calorífico del hidrógeno es una constante conocida, habrá que estimar la eficiencia de un sistema de propulsión aéreo por hidrógeno. Para ello, la Figura 13 recoge los principales elementos que participan en el sistema de propulsión y sus eficiencias. En definitiva, se asumirá una eficiencia del sistema de propulsión de hidrógeno del 44%.

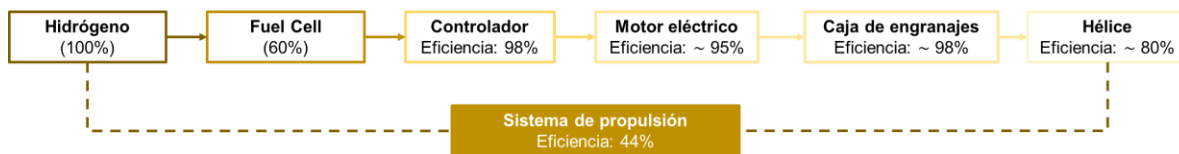


Figura 13. Esquema de eficiencias de los principales sistemas de propulsión por hidrógeno y pila de combustible de una aeronave turbohélice. Fuente: elaboración propia a partir de [64].

Tras la aplicación de la metodología realizada, el Gráfico 73 muestra el consumo estimado de hidrógeno para cada destino interinsular que tenga como origen Gran Canaria. Como es lógico, aquellos destinos más cercanos al aeropuerto de Gran Canaria son los que menor consumo de hidrógeno tendrán. Es el caso de Tenerife Norte y Tenerife Sur, con un consumo de 111 kg y 118 kg de hidrógeno,

respectivamente. Por el lado contrario, las rutas con mayor consumo por trayecto (El Hierro y La Palma) corresponderán con las más alejadas de Gran Canaria, con consumos de 214 kg y 203 kg de hidrógeno, respectivamente. En definitiva, las aeronaves que partan del aeropuerto de Gran Canaria con destino a otra isla requerirán entre 111 kg y 214 kg de hidrógeno (sin contar con una masa de reserva, no necesaria para determinar el consumo anual).

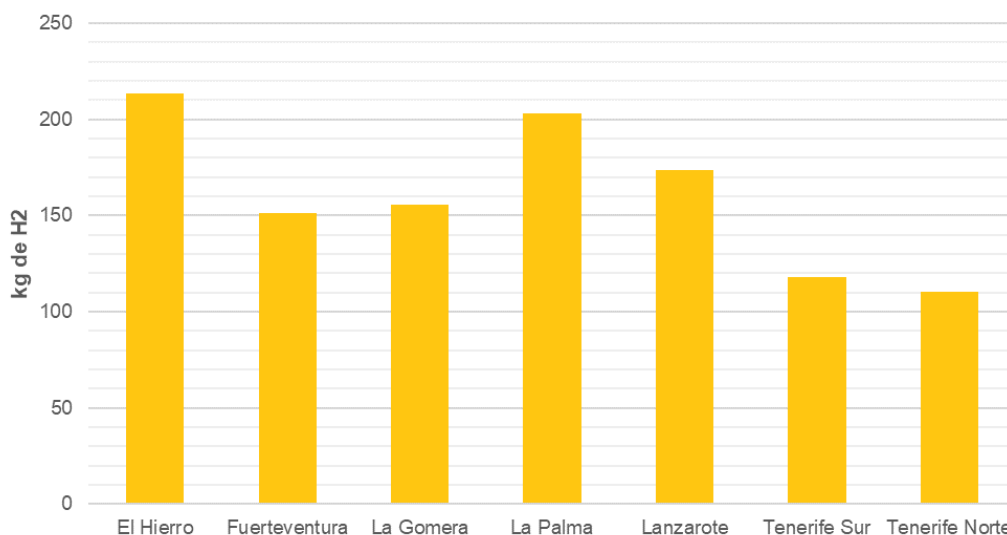


Gráfico 73. Consumo de hidrógeno por trayecto con origen en Gran Canaria

No obstante, la ruta con mayor consumo anual es Gran Canaria – Lanzarote (1066 toneladas), con un número de operaciones mucho más elevado que las islas más alejadas (ver Tabla 41). En términos de consumo anual, la ruta que une Gran Canaria con Tenerife Norte es la segunda que mayor cantidad de hidrógeno requeriría, con un consumo estimado de 843 toneladas.

Tabla 41. Consumo anual estimado por ruta interinsular con origen en Gran Canaria

Destino	Consumo de hidrógeno (toneladas)
El Hierro	80
La Gomera	78
La Palma	335
Tenerife Sur	160
Tenerife Norte	843
Fuerteventura	709
Lanzarote	1066

En definitiva, cambiar el combustible para propulsar toda la flota aérea actual supondría un consumo, solamente en Gran Canaria, de **3272 toneladas de hidrógeno**.

3.3.2.2.7. *Estimación del consumo de queroseno sintético – SAF en el sector aéreo interinsular*

Una de las principales ventajas que presentan el queroseno sintético y el SAF es que las aeronaves actuales no requerirían prácticamente de ninguna modificación en su sistema de propulsión, por lo que estos combustibles podrían introducirse directamente con la tecnología actual. Para ello, ambos combustibles deberían tener poderes caloríficos y densidades idénticos al queroseno convencional.

Con esta premisa trabajan actualmente las principales compañías que fabrican y comercializan el SAF, pudiendo ser introducido en la aviación actual sin modificaciones relevantes en el sistema de propulsión ni el almacenaje en las aeronaves. Por lo tanto, si la aviación interinsular tuviera como principal consumo estos dos tipos de combustibles, el consumo sería prácticamente el mismo que el de queroseno convencional.

En definitiva, asumiendo que la frecuencia de vuelos no variará significativamente en los próximos años, se concluye que serían necesarias 9872 toneladas de SAF o queroseno sintético.

3.3.2.2.8. *Conclusiones del transporte aéreo*

A partir del estudio realizado sobre el transporte aéreo interinsular con origen o destino en Gran Canaria se identifican las siguientes conclusiones:

- El consumo de queroseno convencional roza las 10 000 toneladas anuales, únicamente para unir Gran Canaria con el resto de islas, lo que supone unas emisiones superiores a las 31 200 toneladas de CO₂-eq.
- Lograr una aviación mucho más sostenible para 2030 y 2040 es una tarea compleja que requerirá de un cambio en el combustible utilizado actualmente. Las principales tecnologías que optan a sustituir el queroseno son el hidrógeno, el SAF, las baterías y el queroseno sintético.
- La electrificación con las baterías actuales y previstas en los próximos años no permitirían la electrificación de la aviación regional canaria. Haría falta un importante cambio modal que sustituya los modelos actuales por aeronaves con mucha menor capacidad, aumentando considerablemente el número de aeronaves y operaciones

con el resto de islas. Este hecho es inviable debido al elevado tráfico aéreo que ya sufre el aeropuerto de Gran Canaria.

- Si el combustible utilizado en los próximos años fuera el hidrógeno, el consumo ascendería a casi 3300 toneladas. Para que el hidrógeno fuera sostenible, tendría que provenir principalmente de fuentes renovables. Además, la tecnología está comenzando a dar sus primeros pasos y no se espera que haya ninguna aeronave de hidrógeno certificada para ese horizonte temporal.
- Los SAFs y el queroseno sintético se postulan como las alternativas más viables en la descarbonización de la aviación, ya que son compatibles con la tecnología actual (a pesar de su elevado coste de producción). No obstante, habría que hacer un estudio en mayor profundidad para conocer si realmente hay suficiente materia prima para la producción de SAF, y en el caso del queroseno sintético haría falta la producción de grandes cantidades de hidrógeno, muy superiores a las 3300 toneladas calculadas previamente. Además, aunque ya existe la tecnología para la captura de CO₂ de la atmósfera (segunda materia prima en el proceso de producción de queroseno sintético), su desarrollo aún está en las primeras fases.

3.3.2.3. El transporte terrestre

3.3.2.1.1. Introducción

El transporte terrestre es el sector con más contaminación de Gran Canaria, como señala el Diagnóstico Energético de Gran Canaria [10]. Este hecho supondría que las instituciones privadas y públicas se centren en la reducción de estas emisiones que no solo son perjudiciales para el medio ambiente, sino para la población insular.

Sin embargo, la flota de vehículos de la isla no ha dejado de crecer en los últimos 10 años, llegando a haber más de 800 vehículos cada mil habitantes, convirtiéndose en una de las regiones con mayor densidad de vehículos per cápita [78]. El Gráfico 74 muestra como en los últimos 18 años la flota ha ido incrementándose paulatinamente hasta los casi 690 000 vehículos [79].

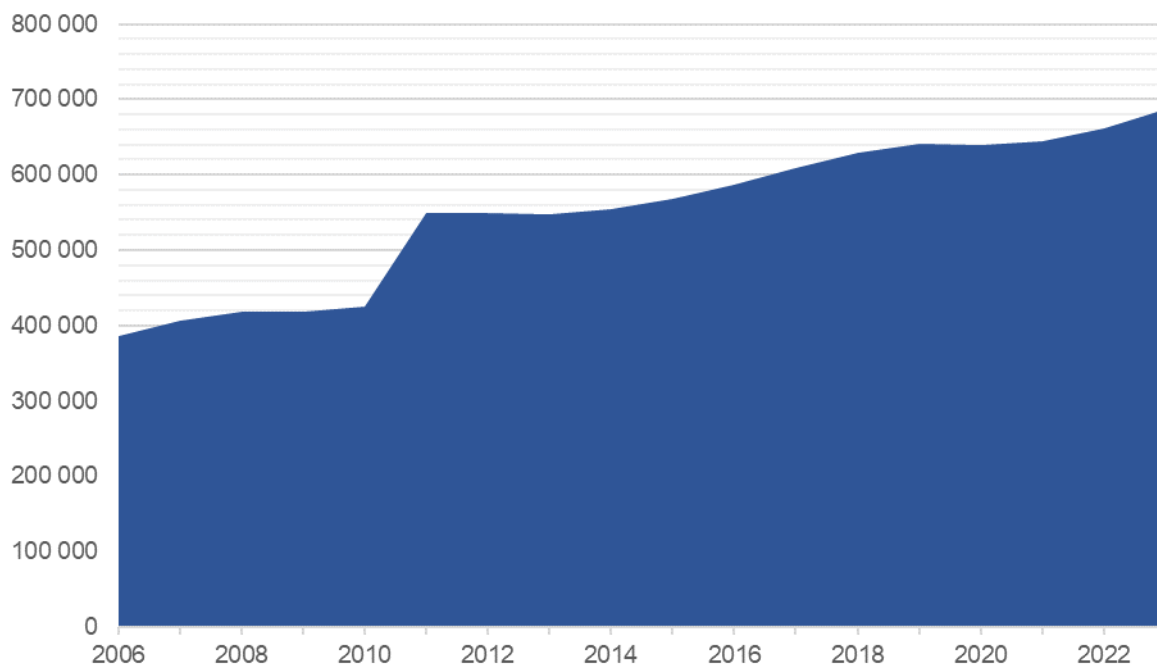


Gráfico 74. Número de vehículos en circulación en Gran Canaria en el período 2006 - 2023.

En cuanto al número de matriculaciones, desde 2005 el número mínimo de matriculaciones anuales ha sido de más de 14 400 unidades (año 2012), mientras que el máximo número de nuevas matriculaciones superó las 47 400 unidades en 2007. Así se muestra en el Gráfico 75.

A pesar de todas las matriculaciones, el pasado 2022 únicamente se matricularon 1500 vehículos eléctricos de los más de 37 500 matriculados (el 4% del total de matriculaciones).

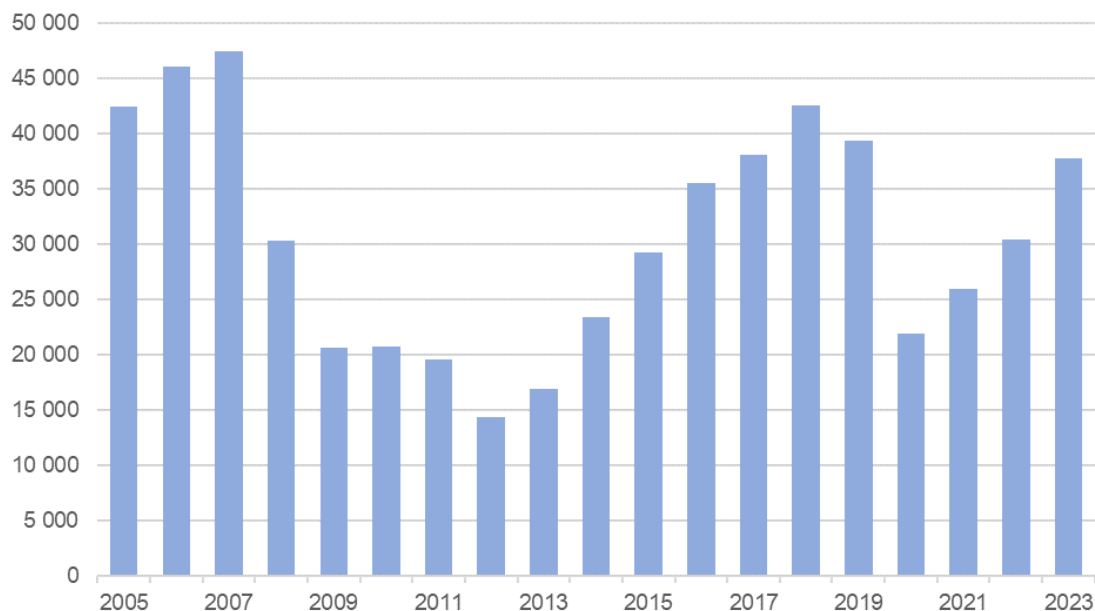


Gráfico 75. Número de nuevas matriculaciones en Gran Canaria en el período 2005 - 2023.

Ante esta situación difícilmente sostenible que no solo afecta a Gran Canaria, sino a gran parte del territorio nacional, el Gobierno aprobó en 2020 el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España [80], que fijaba unos objetivos de penetración de las renovables en el transporte terrestre del 28% fundamentado en la electrificación de los vehículos. Así mismo, ponía como objetivo la reducción de la movilidad en transporte motorizado tanto en entornos urbanos como interurbanos. Todo ello siguiendo las directrices europeas, que en 2023 actualizó la *Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables* [81]. Así, el Artículo 25 establece que:

“La cantidad de combustibles renovables y de electricidad renovable suministrada al sector del transporte conduzca a una cuota de energía renovable en el consumo final de energía en el sector del transporte de al menos el 29 % a más tardar en 2030, o una reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero de al menos el 14,5 % a más tardar en 2030, en comparación con la base de referencia establecida en el artículo 27 [...]”.

Sin embargo, esta no es la única normativa que pretende reducir las emisiones de carbono en el transporte terrestre, ya que la UE ya había aprobado obligar a todas las ciudades con más de 50 000 habitantes a establecer Zonas de Bajas Emisiones antes de 2023, aunque el Real Decreto 1052/2022 lo prorrogó 18 meses. De esta forma, los municipios de Las Palmas de Gran Canaria, Telde, Santa Lucía de Tirajana y San Bartolomé de Tirajana tendrían que establecer zonas de restricciones a los vehículos más emisores. Sin embargo, Las Palmas de Gran Canaria es la única ciudad que tiene en trámites esta medida, ya que los otros tres municipios únicamente han iniciado los trámites [82].

Ante esta situación, la capital grancanaria está en vías de aprobar un nuevo Plan de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS) [83]. Todo ello tras cumplir prácticamente la totalidad de los objetivos marcados en el anterior PMUS [84]. Así mismo, la capital insular, con más de un tercio de la población de la isla está en vías de desarrollo de lo acordado en la Estrategia de movilidad sostenible 2023 – 2026 [85], y el Plan de Acción de Las Palmas de Gran Canaria, enmarcado en la Agenda Urbana Española [86]. Algunos de los objetivos marcados por estas estrategias son:

- Aumentar un 50% más la huella peatonal y accesible.
- Peatonalización de zonas comerciales y corredores verdes peatonales.
- Alcanzar un 60% de transporte sostenible.
- Duplicar la cuota de transporte activo en vehículos de movilidad personal (VPM – bicicletas, patinetes, etc.).
- Nuevos aparcamientos intermodales.
- Dos Zonas de Bajas Emisiones.
- Reducción del 10% de emisiones de CO₂ con la MetroGuagua (eléctrica).
- Plan de flota 100% eléctrica de Sagulpa.
- Duplicar los puntos de recarga de vehículos eléctricos.

De esta forma, la ciudad ha puesto a disposición de los ciudadanos una web donde recoge tanto las estrategias desarrolladas como las acciones que están llevado a cabo en materia de movilidad [85].

No obstante, el resto de municipios de la isla ya han elaborado sus propios PMUS (como es el caso de la Mancomunidad del Norte de Gran Canaria, Mogán, San Bartolomé de Tirajana, Santa Brígida, etc.) o están vías de redacción.

3.3.2.1.2. Metodología

Para determinar las necesidades energéticas de la flota en los horizontes 2030 y 2040 se llevará a cabo la siguiente metodología:

1. Estimación de la flota de vehículos, por tipo.
2. Clasificación del número de vehículos según el combustible utilizado.
3. Estimación del consumo anual de cada tipo de combustible.

- Estimación de la flota de vehículos

El primer paso para determinar las necesidades energéticas del transporte terrestre en 2030 y 2040 es estimar el número de vehículos que habrá en dichos horizontes. Para ello, se plantean tres posibles alternativas: mantener un crecimiento tendencial, siguiendo el histórico de matriculaciones de vehículos; cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y que disminuya la movilidad en transporte privado motorizado; plantear un escenario intermedio entre las dos alternativas anteriores.

A. Escenario Tendencial

El escenario tendencial muestra una previsión de la flota de vehículos basada en la serie histórica de vehículos con permiso de circulación. Para la estimación de la flota en este escenario, se han desagregado los vehículos por tipos y se han analizado por separado. Los tipos de vehículos analizados son los siguientes:

- Turismos.
- Motocicletas.
- Furgonetas.
- Camiones ligeros (con carga máxima inferior a 3500 kg).
- Camiones pesados (con carga máxima superior a 3500 kg).
- Guaguas.

El resto de vehículos que conforman la flota total de la isla (tractores, remolques, semirremolques, etc.) no serán considerados en este estudio, al tratarse de vehículos con poca presencia en la flota total.

Para la previsión del número de vehículos a 2040, se ha analizado el incremento porcentual anual de cada tipo de vehículo en el período 2005 – 2023 y se establecido la tendencia de esos incrementos hasta 2040. A modo de ejemplo, el Gráfico 76 muestra el incremento porcentual anual de las furgonetas en Gran Canaria, así como la línea de tendencia de ese crecimiento. Esa línea de tendencia se ha proyectado hasta 2040 y de esa forma se estima el número de furgonetas nuevas que entrarán en circulación cada año.

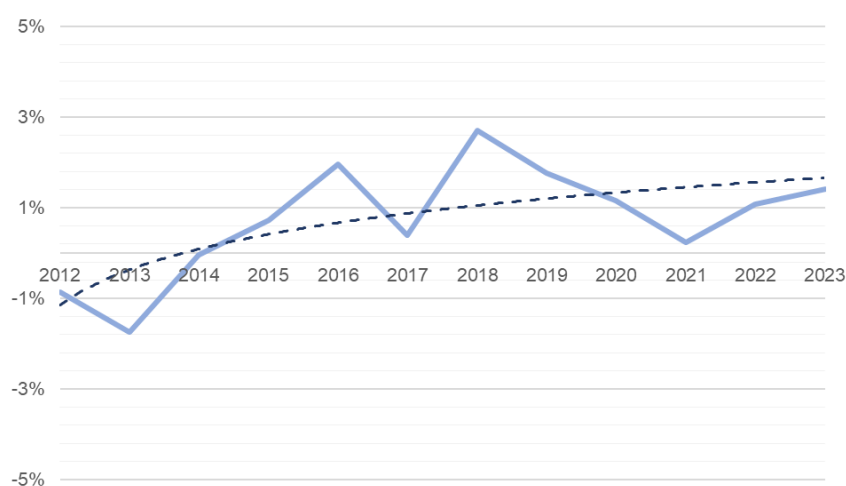


Gráfico 76. Incremento porcentual anual de furgonetas en Gran Canaria en el periodo 2012 – 2023.

En este escenario no se tienen en consideración ni los objetivos de descarbonización ni de movilidad adoptados por las instituciones públicas para los siguientes años. Únicamente muestra cuál sería el comportamiento de la flota automovilística si continúa la misma dinámica de años pasados.

B. Escenario PNIEC

El escenario PNIEC recoge los objetivos en materia de movilidad a 2030 aprobados por el Gobierno de España en 2020, y recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [87]. No obstante, a pesar de su reciente aprobación, el Ministerio de Transición Ecológica ya está trabajando en nuevo borrador del PNIEC más ambicioso [88]. La Tabla 42 muestra los objetivos de ambos PNIEC. Como se puede apreciar, el borrador del PNIEC es mucho más ambicioso en el ámbito del transporte terrestre, concertando nuevas metas en la restricción de la movilidad en transporte motorizado privado y en combustibles alternativos.

Tabla 42. Objetivos del PNIEC en materia de movilidad y transporte terrestre

Materia	Objetivo	PNIEC aprobado	Borrador PNIEC
Movilidad	Reducción pkm* urbanos (respecto 2019)	35%	41,3%
	Reducción pkm interurbanos (respecto 2019)	1,5% anual	1,5% anual
Combustible	Presencia de renovables en el consumo final del transporte	28%	29%
	Cuota de biocarburantes avanzados	3,5%	5,5%
	Cuota de Combustibles renovables de origen no biológico	0%	1%
Tecnología	Vehículos eléctricos	5 millones	5,5 millones

*pkm = pasajeros-kilómetro

Por lo tanto, en cuanto a los objetivos de los PNIEC se plantearán dos subescenarios:

- Escenario con los objetivos del PNIEC aprobado.
- Escenario con los objetivos del borrador del nuevo PNIEC.

En este estudio, y debido a la compleja orografía y distribución de núcleos urbanos de Gran Canaria, se simplificará el concepto “urbano” a los desplazamientos realizados dentro de un mismo término municipal. En cuanto a los desplazamientos “interurbanos” o “metropolitanos”, se entenderán como aquellos viajes entre municipios.

Así mismo, para estimar la movilidad, se tiene como punto de partida el número de desplazamientos en transporte privado entre municipios un día laborable de 2022 (que se asumirá igual a 2019).

Por tanto, para determinar los pasajeros – kilómetro, se ha utilizado la Ecuación 16, a partir de los datos de partida obtenidos. Otra expresión más simple para su obtención es la publicada por la Agencia Internacional de la Energía [89], a partir de la flota total de vehículos.

$$pkm_i = \sum_{j=1}^n p_{i,j} \times d_{i,j} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

pkm Número de pasajeros – kilómetro

- i* Tipo de desplazamiento (urbano o interurbano)
- n* Número de municipios de Gran Canaria
- j* Cada uno de los municipios de Gran Canaria
- p* Número de pasajeros o desplazamientos*
- d* Distancia recorrida en cada desplazamiento (km)

* En este estudio se asume que pasajero y desplazamiento son la misma variable.

A partir de los desplazamientos (recogidos en una matriz Origen/Destino entre los 21 municipios de la isla) y la distancia entre los principales núcleos de los municipios (matriz de kilómetros entre los 21 municipios de la isla), se ha estimado el número de pkm urbanos e interurbanos para cada municipio.

La Figura 14 muestra los pkm en un día laboral con origen en cada municipio de Gran Canaria. Como se puede apreciar, el municipio con mayor movilidad en términos absolutos es Las Palmas de Gran Canaria, tanto en entornos urbanos como interurbanos. Le sigue Telde, siendo la segunda ciudad en términos de población, y San Bartolomé de Tirajana.

En 2022, los días laborales en Gran Canaria tuvieron en torno a $7,5 \times 10^6$ pkm en entornos urbanos y $1,5 \times 10^7$ pkm entre municipios.

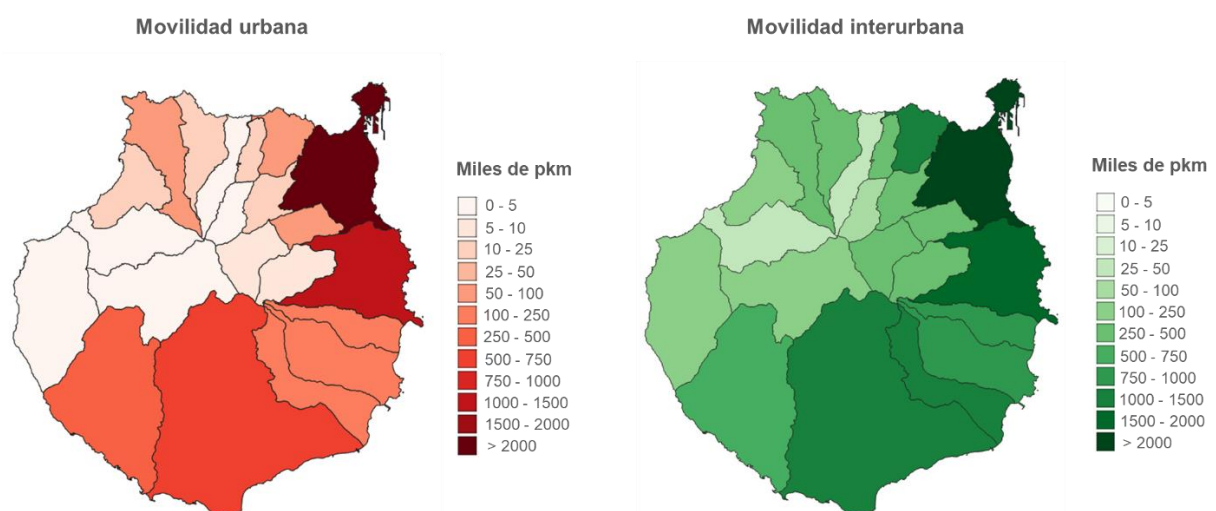


Figura 14. Movilidad de Gran Canaria un día laborable de 2022.

Izquierda: movilidad urbana (en miles de pkm). Derecha: movilidad interurbana (en miles de pkm).

A partir de los pkm urbanos e interurbanos anuales, se aplican los objetivos de reducción de movilidad del PNIEC. Para transformar esa reducción en un número de vehículos equivalentes que dejarían de circular, se aplicó la Ecuación 17.

$$V = \frac{pkm_{anual}}{d_{anual} \times o} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

- V Número de vehículos anuales que dejarían de estar en circulación.
- d Distancia media anual recorrida por los vehículos privados en Gran Canaria (km).
- o Ocupación media de los vehículos privados (pasajeros / vehículo).

Conocido el número de vehículos que dejarán de estar en circulación, habrá que estimar dicha cantidad entre turismos y motocicletas. Además, la reducción de los pkm en transporte motorizado privado se traslada a otros modos de transporte (colectivo y activo, fundamentalmente).

En cuanto a la distribución entre turismos y motocicletas, se aplicará la proporción actual entre ambos tipos de vehículos.

En lo que respecta al número de guaguas que se incrementarían debido al cambio modal hacia el transporte colectivo, se escoge la hipótesis de que los pkm eliminados del transporte motorizado privado se distribuyen en el resto de modos de transporte como se recoge en la Tabla 43.

Tabla 43. Distribución entre otros modos de transporte de los pkm reducidos en el transporte motorizado privado

Modo de transporte	Urbano	Interurbano
Transporte colectivo (público)	52%	75%
Modo activo (a pie, bicicleta, patinete, etc.)	21%	24%
Vehículo compartido	27%	2%

Para 2030, se espera que la ocupación media de las guaguas aumente, pasando de en torno al 45% actual (media obtenida a partir de los datos publicados por Global [90] y Guaguas

Municipales [91]) hasta el 60%. Con esta ocupación (en torno a 33 pasajeros por vehículo) y aplicando nuevamente la Ecuación 17 se obtiene el número de guaguas que se incrementaría debido al cambio modal. Este incremento tendrá que sumarse a las del escenario tendencial, que recoge el comportamiento de los últimos años.

C. Escenario Propio

Debido a los ambiciosos objetivos de los PNIEC y los enormes retos que representa disminuir la movilidad en transporte motorizado privado en el archipiélago (Canarias es una de las regiones con mayor número de vehículos per cápita [78]), se propone un escenario alternativo al PNIEC, donde los objetivos sean más conservadores y asumibles. No obstante, en este escenario se sigue manteniendo el objetivo de emisiones neutras en carbono para el 2040.

La metodología a seguir en este escenario es igual a la del escenario PNIEC, pero con los siguientes objetivos en materia de cambio modal:

- Reducir un 10% la movilidad urbana en transporte privado motorizado a 2030 (frente al 35% fijado en el PNIEC aprobado).
- Reducir un 0,5% anual la movilidad interurbana en transporte privado motorizado a 2030 (frente al 1,5% anual fijado en el PNIEC aprobado).
- Previsión del número de vehículos según el combustible utilizado

El número de vehículos por cada tipo de combustible será estimado de diferente forma en función del escenario analizado.

Las tecnologías que se analizarán (debido a su potencial tecnológico, la madurez tecnológica y su grado de comercialización) son los motores de combustión interna, los vehículos eléctricos y los vehículos de hidrógeno.

A. Escenario Tendencial

Al igual que para determinar la flota de vehículos, en el escenario tendencial se ha analizado el histórico de nuevas matriculaciones de vehículos eléctricos y se ha seguido una tendencial hasta 2040 para cada tipo de vehículo.

Sirva el Gráfico 77 a modo de ejemplo del procedimiento empleado. En él se muestran los últimos 4 años de matriculaciones de turismos eléctricos en Gran Canaria, así como la tendencia hasta 2040. Como se puede apreciar, de seguir con la tendencia actual, en 2040 únicamente se matricularían 10 500 turismos eléctricos, lo que únicamente representa entre el 25% – 30% de las matriculaciones anuales en la isla.

En este escenario solo hay presencia de vehículos de combustión interna y eléctricos, ya que el hidrógeno apenas tiene presencia actualmente en el transporte insular.

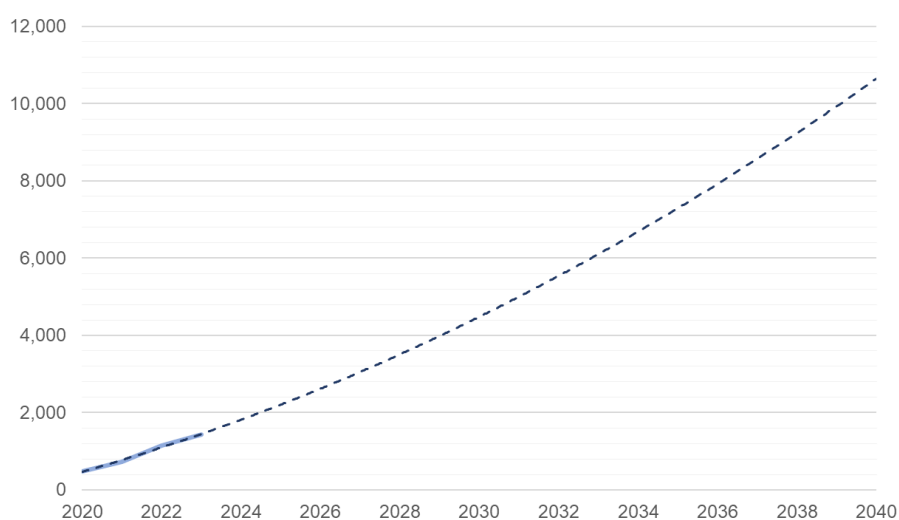


Gráfico 77. Número de matriculaciones de turismos eléctricos en el escenario tendencial.

B. Escenario PNIEC

El PNIEC no solo supone un reto en términos de movilidad, sino también en los combustibles utilizados, poniendo ambiciosos objetivos en este sentido.

En el horizonte 2030, la penetración renovable en el consumo final de energía en el sector del transporte tiene que alcanzar en torno al 29%, de acuerdo con el Artículo 25 de la *Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables* [81]. Esto se logra fundamentalmente gracias a la electrificación del transporte (suponiendo que toda la energía eléctrica suministrada proviene de fuentes alternativas) como se expone en la Tabla 42.

La distribución de esa penetración renovable entre electricidad y biocarburantes dependerá del PNIEC analizado (aprobado o el nuevo borrador), por lo que se propone realizar dos subescenarios.

Para estimar el número de vehículos eléctricos se han analizado los tendenciales a nivel nacional a 2030 (con mayor penetración que en las islas), cuyos resultados se muestran en la Tabla 44. Con esta distribución se estima que en torno al 27,1% de los vehículos serían eléctricos.

Tabla 44. Cuota de penetración del vehículo eléctrico propuesta para los escenarios "PNIEC aprobado" y "borrador PNIEC".

Tipos de vehículos analizados		Cuota de vehículo eléctrico en el escenario PNIEC
Transporte de mercancías	LDV (< 3500 kg)	14%
	HDV (> 3500 kg)	5%
Transporte colectivo	Guagua	9%
Transporte motorizado privado	Turismo	32%
	Motocicleta	29%

En cuanto al resto de vehículos y combustibles alternativos, se han distribuido hasta alcanzar el 28% – 29% de penetración renovable en el consumo final de energía.

Para el horizonte 2040 el objetivo de penetración de renovables en el transporte es del 100%, pero su distribución entre los diferentes tipos de combustibles es más compleja. Algunas investigaciones apuntan que la penetración del vehículo de hidrógeno en Europa a 2050 podría estar en torno al 20% – 50% [92] en términos de consumo final de energía. Como a 2040 la tecnología del hidrógeno estará menos extendida que en 2050, se asumirá que para este año el hidrógeno representará entre el 20-30% de la flota (valor inferior del rango expuesto por Europa). Además, se asumirá que el uso de esta tecnología se llevará a cabo fundamentalmente por los vehículos de mercancías y pesados, pues este tipo de vehículo en su formato eléctrico aún no ha sido lo suficientemente desarrollado.

En el caso de los biocombustibles, la Unión Europea prohibió el pasado 2022 la venta de motores de combustión interna a partir de 2035 [93], [94], [95]. Sin embargo, ante las peticiones de gobiernos y empresas del sector, el Parlamento Europeo previsiblemente

permitirá la venta de motores siempre y cuando el combustible utilizado sea de origen 100% renovable [95]. Por tanto, también se propondrán los biocombustibles avanzados como combustibles a 2040. Como existe mucha incertidumbre sobre el futuro tecnológico del transporte terrestre, se establece en este estudio que el escenario “borrador PNIEC” presenta un desarrollo del hidrógeno mucho mayor que en el escenario “PNIEC aprobado”. La distribución propuesta se muestra en la Tabla 45.

Tabla 45. Propuesta de distribución de los vehículos en 2040 según el tipo de combustible

Tipos de vehículos analizados	Escenario “PNIEC aprobado”			Escenario “borrador PNIEC”		
	H ₂	Biocarburantes	Eléctrico	H ₂	Biocarburantes	Eléctrico
Camión (< 3500 kg)	5%	45%	50%	8%	43%	50%
Camión (> 3500 kg)	50%	43%	8%	75%	18%	8%
Furgoneta	5%	15%	80%	8%	18%	75%
Guagua	50%	40%	10%	85%	8%	8%
Turismo	3%	22%	75%	5%	15%	80%
Motocicleta	0%	0%	100%	0%	0%	100%

C. Escenario Propio

En el caso del escenario propio, la cuota de vehículos eléctricos se ha estimado a partir de las series históricas de cada tipo de vehículo, y realizando una tendencia exponencial a 2030 de las islas canarias. De esta forma, los resultados se la distribución a 2030 se muestran en la Tabla 46.

Tabla 46. Cuota de penetración del vehículo eléctrico propuesta para el escenario propio

Tipos de vehículos analizados		Cuota de vehículo eléctrico en el escenario PNIEC
Transporte de mercancías	LDV (< 3500 kg)	5%
	HDV (> 3500 kg)	2%
Transporte colectivo	Guagua	3%
Transporte motorizado privado	Turismo	8%
	Motocicleta	14%

Para alcanzar la neutralidad en emisiones de carbono a 2040, es fundamental un cambio tecnológico disruptivo en el transporte. No obstante, adelantar los objetivos de emisiones netas cero de 2050 a 2040 en Canarias, ha supuesto que este cambio tecnológico se tenga que realizar de una forma más abrupta, incluso en aquellos casos en los que la tecnología aún no está del todo desarrollada ni comercializada ampliamente.

Ante esta situación, se plantean dos subescenarios propios, en relación al estado de madurez de las tecnologías:

- Escenario propio 1: El transporte terrestre presenta un mayor cambio tecnológico hacia el vehículo eléctrico e hidrógeno a 2040.
- Escenario propio 2: Debido a la inercia actual del mercado, la penetración del vehículo eléctrico y del hidrógeno es más paulatina a 2040, por lo que hay mayor número de vehículos de combustión interna empleando combustibles alternativos.

Esta división se presenta, entre otros motivos, por la lenta penetración que está teniendo el vehículo eléctrico en las islas (a pesar de que Gran Canaria es el territorio insular con mayor crecimiento del mismo) y la escasa comercialización que existe actualmente de vehículos de hidrógeno, a lo que se suma los problemas de almacenamiento y distribución de este combustible.

Con todo ello, la Tabla 47 muestra la propuesta de distribución de los vehículos según el combustible analizado, tanto para el escenario “Propio 1” como el “Propio 2”.

Tabla 47. Propuesta de distribución de los vehículos en 2040 según el tipo de combustible para los escenarios propios

Tipos de vehículos analizados	Escenario “Propio 1”			Escenario “Propio 2”		
	H ₂	Biocarburantes	Eléctrico	H ₂	Biocarburantes	Eléctrico
Camión (< 3500 kg)	5%	20%	75%	5%	45%	50%
Camión (> 3500 kg)	60%	35%	5%	25%	70%	5%
Furgoneta	5%	20%	75%	5%	45%	50%
Guagua	75%	20%	5%	25%	70%	5%
Turismo	5%	5%	90%	5%	35%	60%
Motocicleta	0%	0%	100%	0%	0%	100%

- Estimación del consumo de combustible

El consumo de combustible dependerá tanto del escenario trazado como de los tipos de combustibles que previsiblemente haya en los horizontes planteados. Así, para 2030 se prevé que fundamentalmente coexistan los combustibles fósiles y biocombustibles con otros combustibles alternativos como el gas (ya sea natural, propano o butano) y los vehículos eléctricos. En el caso del año 2040, se asumirá la hipótesis de partida de que mayoritariamente se usarán como combustibles la electricidad, los biocarburantes y el hidrógeno.

Mediante la Ecuación 1 se estima la cantidad anual de cada tipo de combustible consumido en los horizontes 2030 y 2040.

$$C_i = \sum_{j=1}^n v_j \times c_{i,j} \times l_j \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

- i Tipo de combustible calculado.
- n Número total de tipo de vehículos.
- j Tipo de vehículo analizado.
- C_i Consumo anual de cada tipo de combustible⁵.
- v_j Número de vehículos según la clasificación.
- $c_{i,j}$ Consumo medio en función del tipo de vehículo y el combustible analizado.
- l_j Distancia media anual recorrida por cada tipo de vehículo (km).

El número de vehículos por tipo dependerá del escenario planteado. Por lo tanto, la forma de estimar la flota se especifica en cada escenario.

En cuanto al resto de variables, la Tabla 48 muestra la distancia media para cada tipo de vehículo. Los vehículos de transporte de mercancía se pueden clasificar según su peso máximo: los vehículos de mercancía ligeros, en inglés *Light Duty Vehicle* (LDV), con peso

⁵ Se omiten las unidades ya que cada combustible tendrá sus propias unidades y conversiones.

máximo inferior a 3500 kg (furgonetas y pequeños camiones); y los vehículos de mercancía pesados, en inglés *Heavy Duty Vehicle* (HDV), con peso máximo superior a los 3500 kg.

Las distancias medias anuales para los días laborables se han estimado de diferente forma, en función del tipo de transporte analizado:

Tabla 48. Distancia media diaria en función del tipo de vehículo analizado

Clasificación del transporte estudiado		Distancia media diaria ⁶ (km)
Transporte de mercancías	LDV (< 3500 kg)	65
	HDV (> 3500 kg)	75
Transporte colectivo	Guagua	180
Transporte motorizado privado	Turismo	35
	Motocicleta	15

- En el caso del **transporte de mercancías**, se ha analizado la longitud de las principales rutas realizadas por los vehículos más pesados. Algunas de estas rutas se muestran en la Tabla 49. En cuanto al número de viajes diarios, cada camión realiza de media entre 1 y 2 recorridos (ida y vuelta). Con ello, se asume que la distancia media en un día laborable para LDV es de 65 km y para HDV de 75 km. En el caso de los días no laborables, se asumirá que en la mayoría de casos no hay transporte de mercancías.
- Para el **transporte colectivo** (principalmente guaguas), se ha estimado que cada vehículo recorre de media 180 km diarios, dato obtenido a partir de la información facilitada por Global [90] y Guaguas Municipales [91]. Este valor está en línea con lo publicado por un estudio nacional [96].
- Para el **transporte motorizado privado** (turismos y motocicletas) se asume que los días laborales recorren de media una distancia mayor que los días no laborables, de

⁶ Distancia media diaria de un día laborable. Los días no laborables la movilidad disminuye considerablemente.

acuerdo con algunos estudios [97], que indican que la movilidad se reduce más de la mitad en estos días.

Tabla 49. Distancia (ida y vuelta) de algunas de las principales rutas más frecuentadas por HDV en Gran Canaria.

Rutas	Distancia aproximada (km)
Puerto de Las Palmas - Arinaga	72
Arinaga - Maspalomas	50
Puerto de Las Palmas - Gáldar	65
Puerto de Las Palmas - Agaete	75
Salinetas - Maspalomas	70

En cuanto al consumo medio para cada tecnología, se han asumido los valores recogidos en la Tabla 50. En el caso del biocombustible, se ha asumido el poder calorífico del biodiésel.

Tabla 50. Consumos medios para cada tipo de vehículo y combustible.

Clasificación del transporte estudiado		Combustible fósil (l/km)	Biocombustible (l/km)	Hidrógeno (g/km)	Vehículo eléctrico (Wh/km)
Transporte de mercancías	LDV (< 3500 kg)	0,11	0,13	16	230
	HDV (> 3500 kg)	0,32	0,37	60	1001
Transporte colectivo	Guagua	0,30	0,34	70	1292
Transporte motorizado privado	Turismo	0,06	0,07	10	173
	Motocicleta	0,03	0,03	4	29

3.3.2.1.3. Escenario tendencial

El primero de los escenarios analizados es el “*Escenario Tendencial*”, que recoge el incremento del parque de vehículos desde el año 2005 hasta el pasado 2023 (serie histórica de 19 años).

- Estimación de la flota de vehículos, por tipo.

Primeramente se ha estimado el número de vehículos en circulación para los próximos 17 años, hasta el 2040. Para ello, se ha estudiado el incremento porcentual anual de cada tipo de vehículo (turismos, motocicletas, furgonetas, camiones ligeros, camiones pesados y guaguas) y se ha proyectado una tendencial de dicho incremento anual.

El Gráfico 78 muestra los resultados obtenidos para cada tipo de vehículo analizado. Como se puede apreciar, los turismos son los vehículos con mayor proporción en el parque automovilístico, con un incremento paulatino hasta 2040, pasando de los 483 293 coches en 2023 a las más de 607 000 unidades en 2040. En total, según el escenario tendencial, el parque de vehículos insular pasaría de los 684 267 a más de 850 500 vehículos, lo que se resume en un incremento del 11% hasta el 2030 y del 24% hasta 2040 respecto 2023.

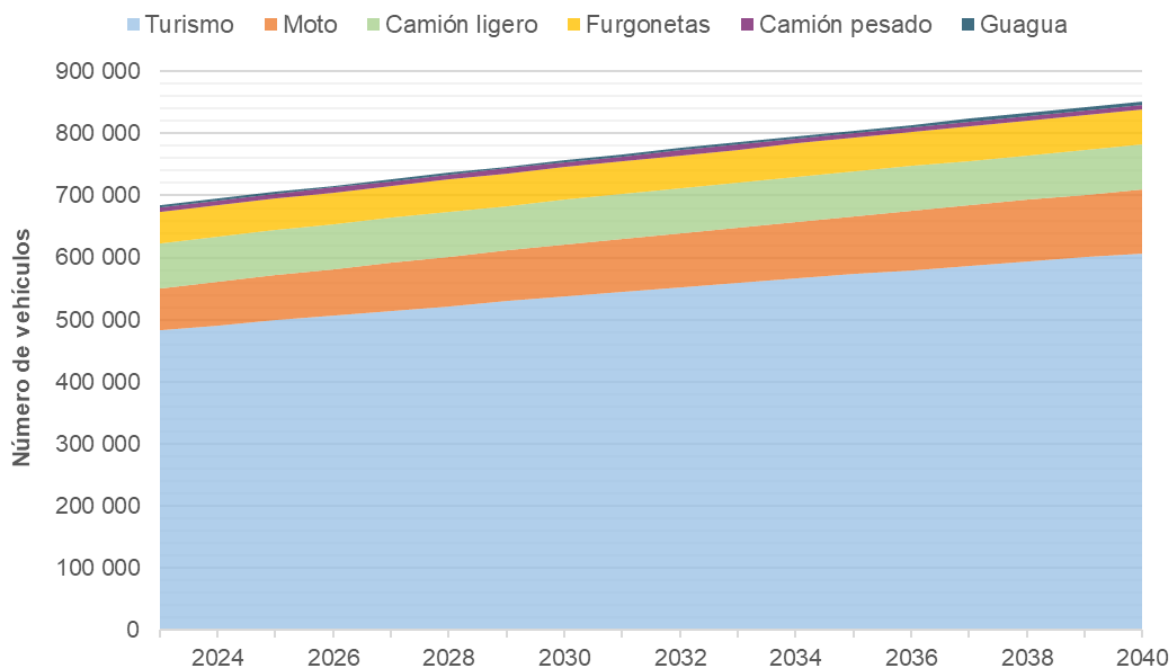


Gráfico 78. Previsión de la flota de vehículos para el escenario tendencial

En cuanto a los incrementos porcentuales de cada tipo de vehículo, el Gráfico 79 muestra la evolución en los horizontes analizados de la cuota de cada tipo de vehículo. En el escenario tendencial, el turismo se mantiene prácticamente constante, copando el 71% aproximadamente del total de vehículos en circulación, seguidos de las motocicletas, que pasarían de prácticamente el 10% en 2023 a más del 12% en 2040. Por el lado contrario, los

camiones ligeros (< 3500 kg) y las furgonetas disminuirían su cuota en el parque automovilístico.

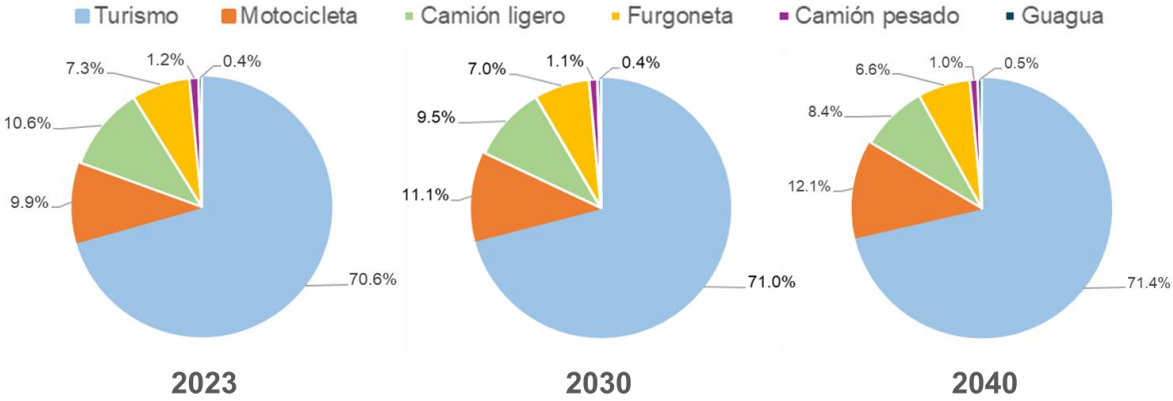


Gráfico 79. Evolución de la cuota de vehículos según su tipo en el escenario tendencial

El Gráfico 80 recoge la variación porcentual de cada tipo de vehículo en los años 2030 y 2040. Como se puede apreciar, en el caso del 2030, las motocicletas serían el tipo de vehículo con mayor crecimiento (23%), pasando de 67 869 a 72 062 unidades. En segundo lugar, las guaguas sufrirían un incremento del 20%, con 3264 unidades en 2030. Por el lado contrario, los camiones ligeros son los que menor crecimiento tienen, manteniéndose prácticamente en un número constante.

En el caso del horizonte 2040, debido al incremento de movilidad colectiva, las guaguas serían los vehículos con un mayor incremento porcentual, cercano al 60%, lo que supondría evolucionar desde las 2727 que hay actualmente hasta más de 4350 guaguas en activo.

En el caso de las motocicletas, en 2040 podría haber en circulación casi 102 900 unidades, lo que supondría un incremento del 52% respecto a las que había en circulación en 2023. El número de turismos podría aumentar más del 26%, y en el caso de las furgonetas en torno al 12%. Por el lado contrario, los camiones ligeros sería el único tipo de vehículo que reduciría su número (-0,9%), llegando en 2040 a las 71 662 unidades.

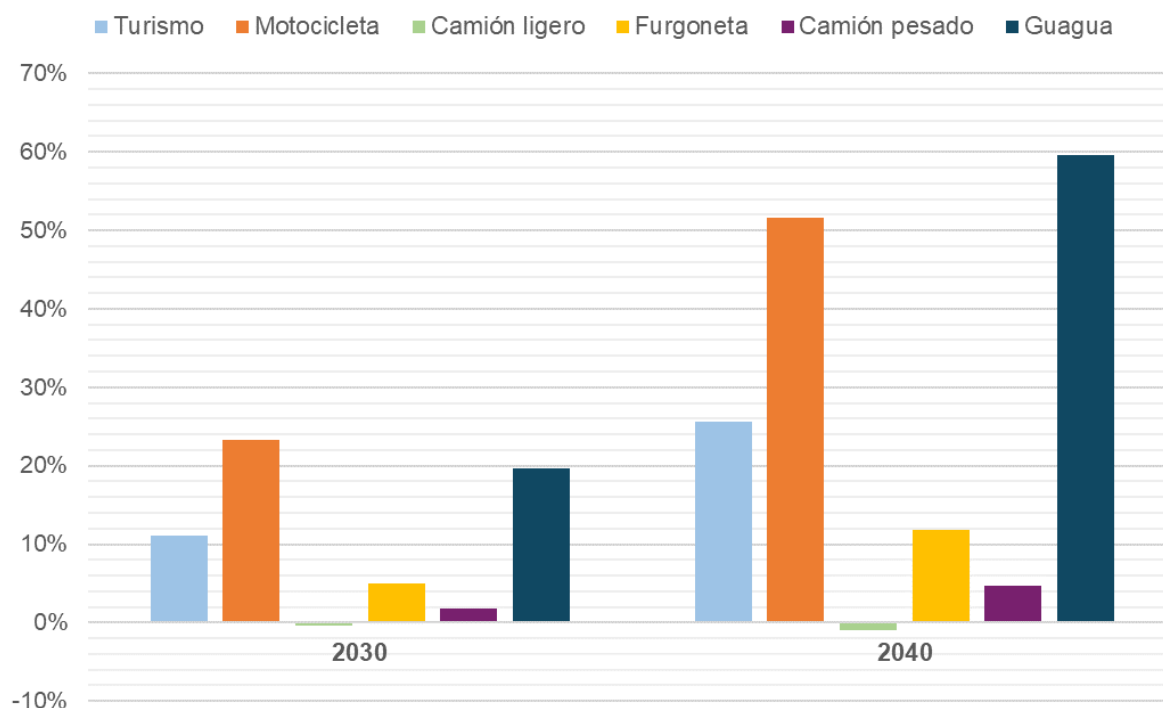


Gráfico 80. Incremento/decremento de cada tipo de vehículo en los horizontes 2030 y 2040 respecto a 2023. Escenario tendencial.

- Previsión del número de vehículos según el combustible utilizado

Una vez conocida la flota total de vehículos hasta 2040, se estimará el número de vehículos (por tipo) que usa cada tipo de combustible. Hasta el año 2023, los vehículos usaban fundamentalmente combustibles fósiles y electricidad (los GLP y derivados no serán considerados en este estudio).

Para determinar el número de vehículos eléctricos y de combustión interna a 2030 y 2040 se estudió el incremento anual de vehículos eléctricos (por tipo) de los últimos 5 años y se proyectó el tendencial hasta 2040, siguiendo la expresión que mayor ajuste presentaba (en todos los casos, una función polinómica de segundo grado). El modelo usó como datos de entrada el número de vehículos hasta 2022, y el año 2023 se usó a modo de calibración y validación del modelo.

El Gráfico 81 muestra los principales resultados obtenidos del modelo tendencial. A finales del 2023, el número total de vehículos eléctricos ascendía a poco más de 5800 unidades, lo que representa el 0,9% de la flota total considerada. Se estima que, siguiendo la tendencia

de los vehículos eléctricos que cada año se matriculan en la isla, para 2030 el número de vehículos eléctricos llegaría a 31 915 (4,2%), de los cuales 24 838 serían turismos (77,8% del total de vehículos eléctricos). En el horizonte 2040, se estima que más 148 300 vehículos eléctricos podrían estar en circulación, es decir, el 17,5% del parque automovilístico previsto para ese año, de los cuales 98 133 serían turismos (66%). En ambos escenarios, los tipos de vehículos con menor cuota de eléctricos serían los camiones pesados y las guaguas, con únicamente 430 y 700 unidades, respectivamente.

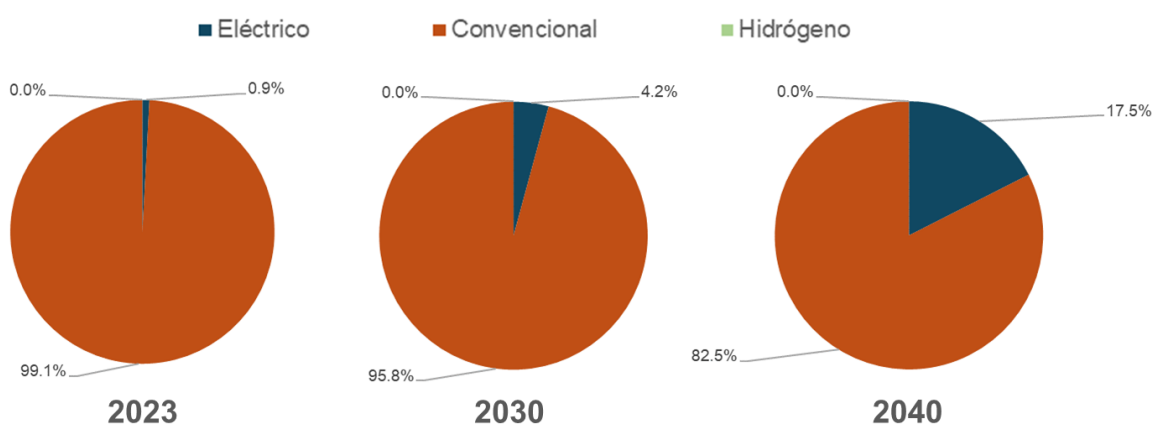


Gráfico 81. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario tendencial

En cuanto al hidrógeno, al no haber en toda la serie histórica vehículos comerciales de este combustible en la isla, no se recoge en la proyección un número significativo de estos vehículos en los próximos 17 años.

- Estimación del consumo anual de cada tipo de combustible

A partir del número de vehículos que usan cada combustible se determina el consumo de combustible empleando la Ecuación 18. De esta forma, para el escenario tendencial únicamente se considera como combustibles el fósil y/o biocombustible (como no hay datos sobre el biocombustible suministrado actualmente en Canarias, la tendencia no desagrega este combustible del convencional), y la electricidad.

Para determinar si el cálculo de consumo es correcto, se ha calibrado el modelo con años comprendidos en el periodo 2016 – 2022, donde el consumo de combustible es deducible a partir de los Anuarios Energéticos de Canarias [12]. Mediante la Ecuación 18Ecuación 1 y los valores recogidos en las tablas del apartado de metodología, los resultados muestran un error

en un rango de entre 3% – 9% en la estimación de combustible frente al consumo real, por lo que se valida el modelo aplicado. (A modo de ejemplo, en el 2016 el consumo de combustible en el transporte terrestre fue de 425 – 436 kton, y la metodología aplicada dio como resultado 445 kton).

El Gráfico 82 recoge la evolución del consumo del combustible fósil (donde se incluiría la cantidad de biocombustible) hasta 2040 en Gran Canaria. Así, se prevé que, siguiendo la tendencia actual, el consumo de combustibles siga aumentando hasta las 520 kton en el año 2033 (frente a las 485 kton actuales). A partir de este año, y debido a una mayor penetración del vehículo eléctrico, el consumo de combustible comienza a disminuir hasta 2040, alcanzando las 507 kton ese año.

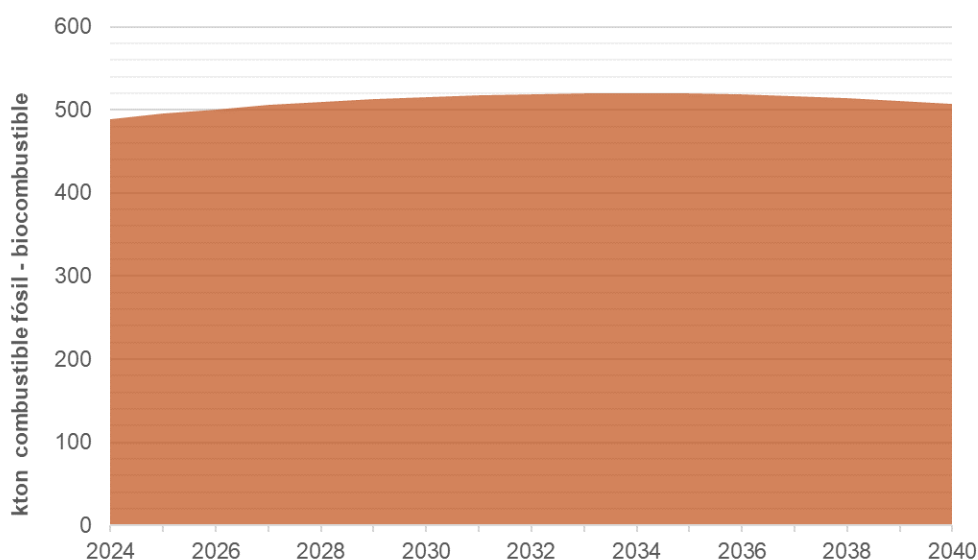


Gráfico 82. Evolución del consumo de combustible en el escenario tendencial (Unidades: kton).

El consumo procedente de los vehículos eléctricos se muestra en el Gráfico 83. Se prevé que para 2040 el consumo eléctrico del transporte terrestre sea 50 veces superior al actual, alcanzando los 326 GWh, lo que representaría un aumento de en torno al 9,5% del consumo eléctrico actual. La “explosión” del vehículo eléctrico en este escenario se produciría a partir del 2034, cuando el consumo eléctrico aumentaría más de 30 GWh anuales.

En definitiva, el Gráfico 84 recoge la energía total consumida hasta 2040 en el escenario tendencial, donde apenas el 5,2% de la energía primaria proviene de fuentes renovables (partiendo de la hipótesis de que no hay presencia de biocombustibles).

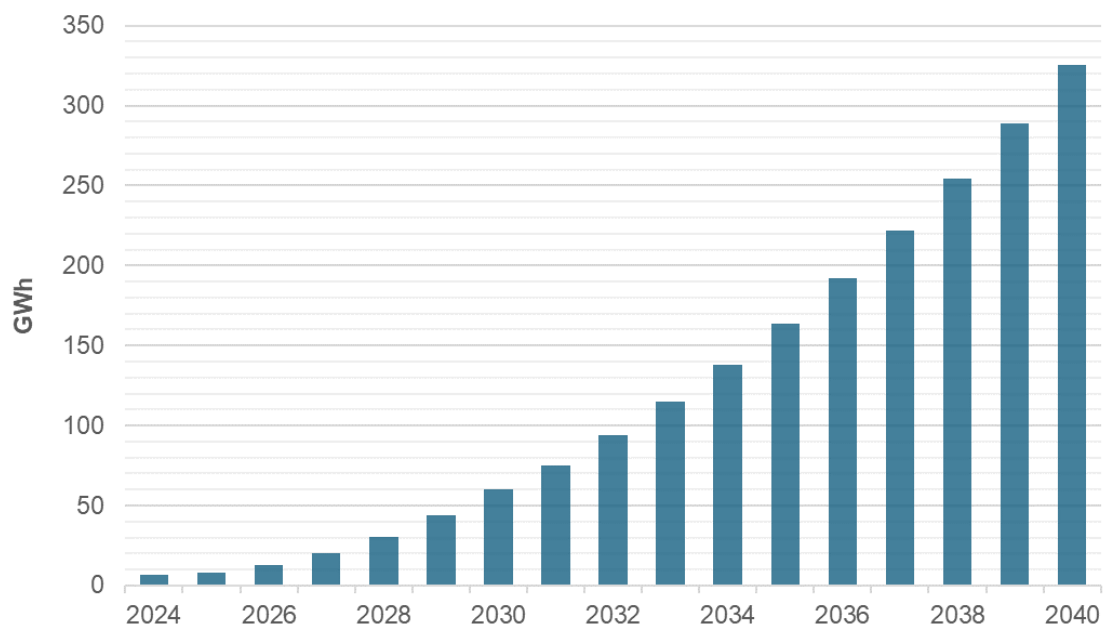


Gráfico 83. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario tendencial (Unidades: GWh).

La presencia del hidrógeno es prácticamente nula, y el combustible empleado en motores de combustión interna sigue siendo la principal fuente de energía del transporte terrestre en la isla. En este escenario no se cumple ni con la Declaración de Emergencia Climática del Parlamento de Canarias, ni con los Planes y Hojas de Ruta del Gobierno Español y Europa.

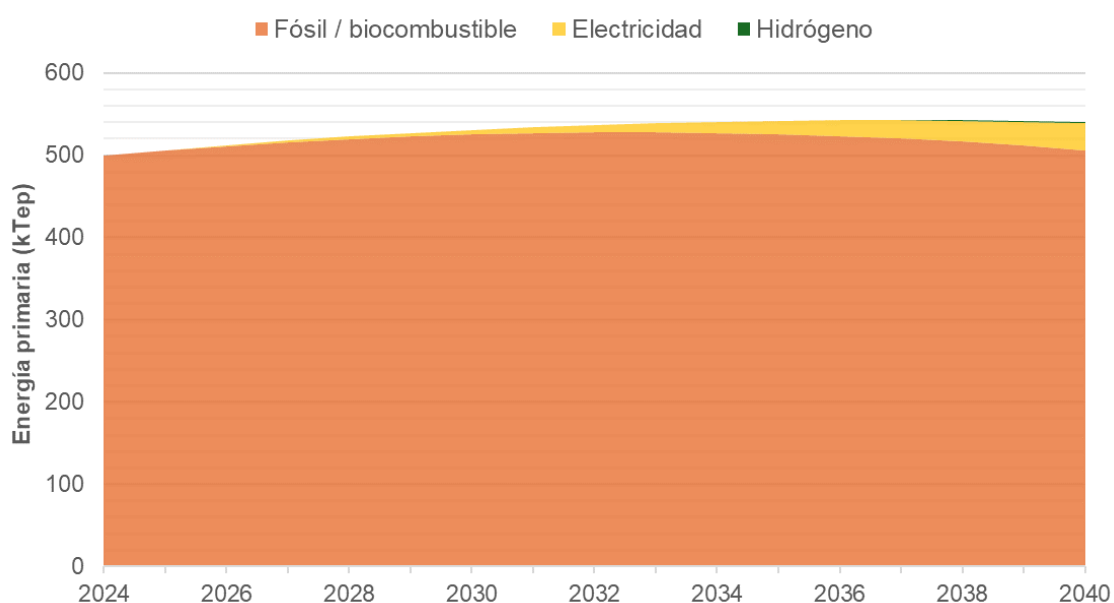


Gráfico 84. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario tendencial (Unidad: ktep).

3.3.2.1.4. Escenario “PNIEC Aprobado”

En los escenarios basados en los objetivos del PNIEC, el número de vehículos en circulación se reduce significativamente, de acuerdo a los objetivos de reducción de movilidad en transporte motorizado privado.

- Estimación de la flota de vehículos, por tipo.

Así, el Gráfico 85 recoge la reducción de la flota hasta 2040. En este caso, para 2040 se han aplicado los mismos objetivos de reducción que a 2030. El número de turismos desciende hasta las 267 864 unidades, y las motocicletas hasta las 31 072 unidades. En total, la flota descendería de los 684 267 vehículos que había en 2023 a poco más de 430 000 vehículos en 2040. En el año 2030 la flota total sería de 530 365. Esto significaría reducir los vehículos en circulación en casi 154 000 unidades en los próximos 6 años.

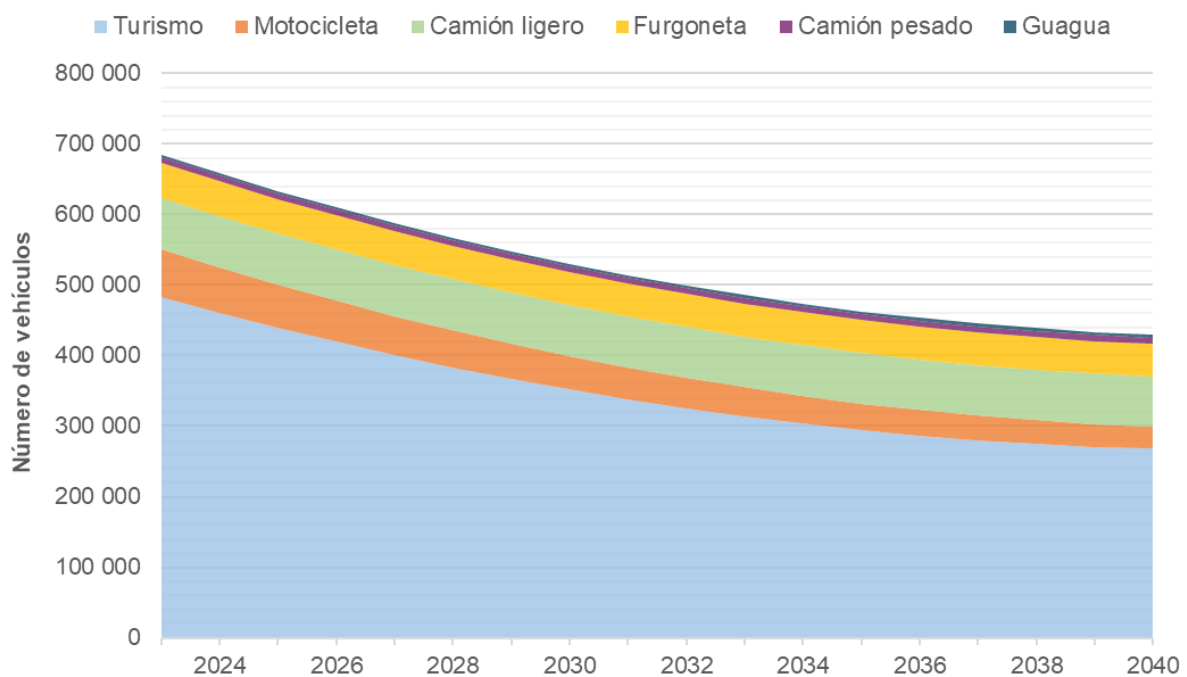


Gráfico 85. Previsión de la flota de vehículos para el escenario “PNIEC aprobado”.

El Gráfico 86 refleja la cuota de cada tipo de vehículo respecto al total de la flota para cada horizonte. De este modo, los turismos y motocicletas serían menos dominantes, reduciéndose desde el 71% y 10% a poco más del 62% y 7%, respectivamente.

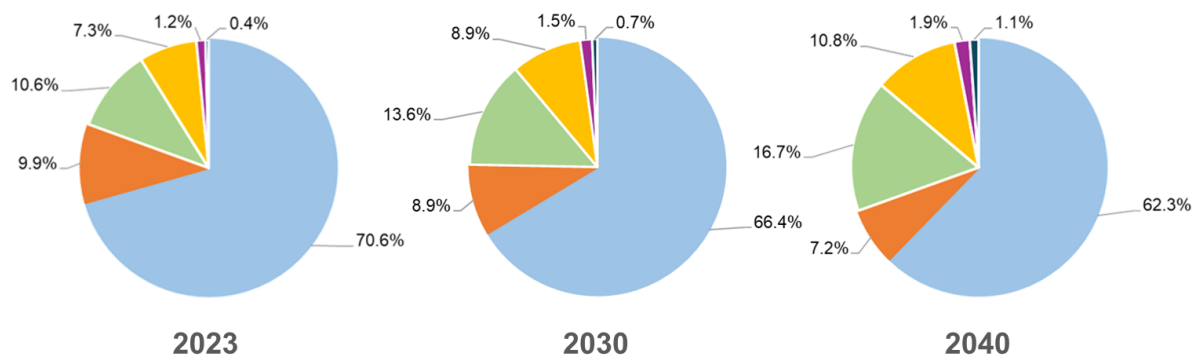


Gráfico 86. Evolución de la cuota de vehículos según su tipo en el escenario "PNIEC aprobado".

En cuanto a la variación de cada tipo de vehículo, el Gráfico 87 muestra que los vehículos que mayor variación sufren son las guaguas, con más del 75% de incremento (pasando de 2731 en 2023 a 4791 en 2040). Por el lado contrario, las motocicletas sufren el mayor decrecimiento porcentual, al estar pensadas fundamentalmente para recorridos urbanos (y ser sustituidas por otros modos de transportes más sostenibles). Así, la reducción de motocicletas estaría en torno al 54% en los próximos 17 años, mientras que en el caso del turismo el decrecimiento es menos pronunciado, en torno al 45%.

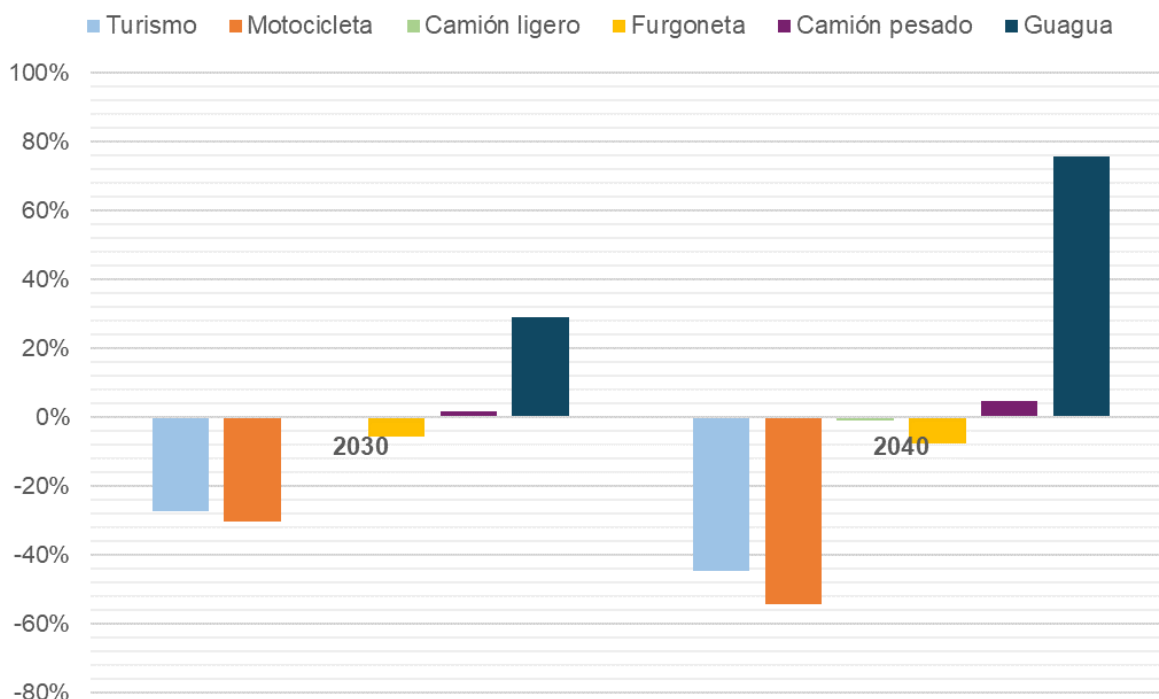


Gráfico 87. Incremento/decremento de cada tipo de vehículo en los horizontes 2030 y 2040 respecto a 2023. Escenario "PNIEC aprobado".

- Previsión del número de vehículos según el combustible utilizado

En cuanto al número de vehículos por tipo de combustible, el Gráfico 88 refleja un profundo cambio tecnológico hasta 2040 en la flota. Siguiendo las premisas adoptadas en la metodología, para alcanzar el 29% de penetración renovable en el consumo final de energía en 2030, el número de vehículos eléctricos ascendería hasta las 143 934 unidades, lo que representa el 27,1% de la flota. De la flota eléctrica, en torno al 78% serían turismos.

Para 2030 no está recogido en el PNIEC ningún objetivo en materia de hidrógeno en el transporte. No obstante, para alcanzar el 28% de penetración renovable, es necesario que el hidrógeno vaya aumentando su presencia en la flota insular, por lo que se prevé un crecimiento lento, pero incrementándose poco a poco (solo el 0,1%, en torno a 650 vehículos).

Aunque a 2030, en este escenario el 72,7% de los vehículos seguirían siendo de combustión, se prevé que poco a poco vayan teniendo más presencia los biocombustibles.

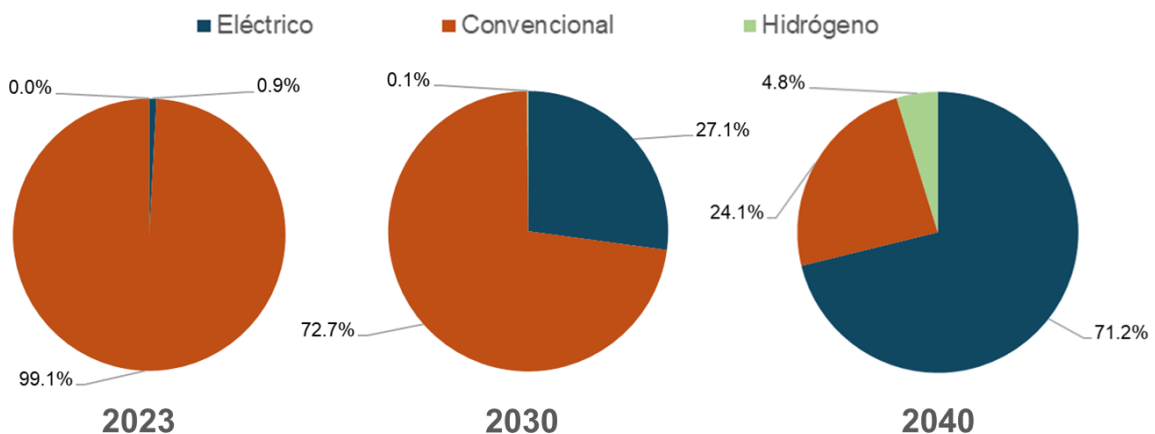


Gráfico 88. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario "PNIEC aprobado".

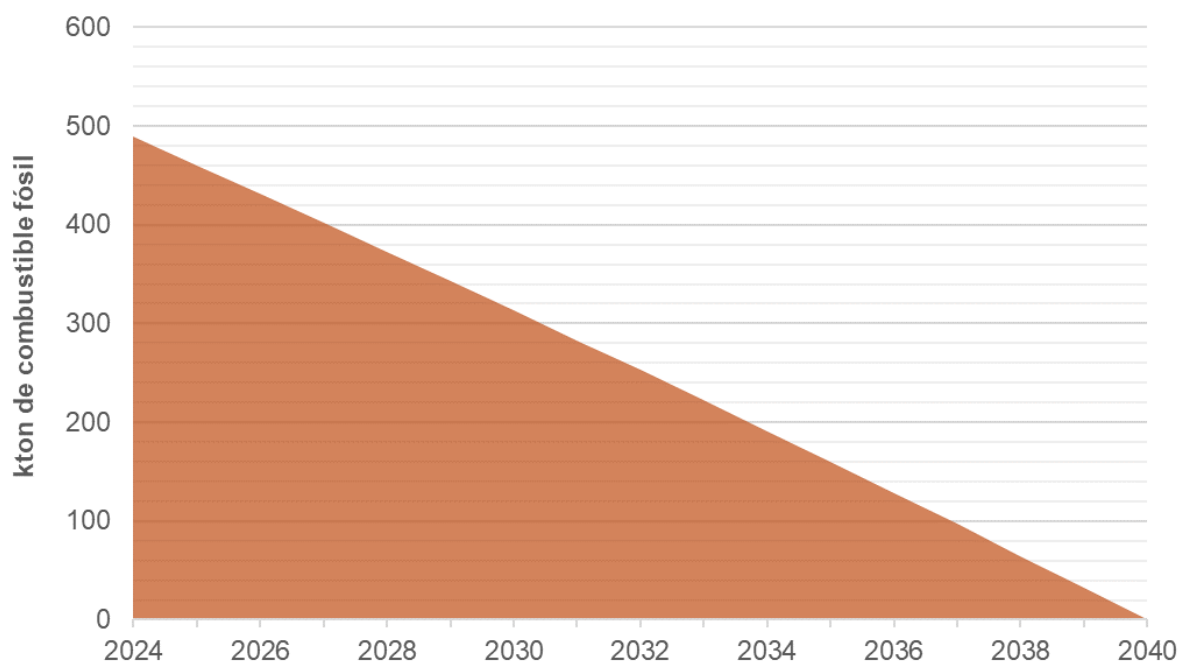
Para 2040, el cambio tecnológico es mucho mayor, con el hidrógeno y el vehículo eléctrico como principales actores. Así, para el 100% de descarbonización se estima que el 71% de la flota en ese horizonte sea eléctrica (297 300 unidades), de los cuales el 66% serían turismos. En el caso del vehículo de hidrógeno ya hay mayor presencia, con casi 20 500 vehículos (4,8%). Con este combustible tendrán mayor cuota en camiones pesados y guaguas.

No obstante, para lograr este cambio tecnológico sería necesario aumentar el número de matriculaciones anual y disponer de una mayor tasa de reposición.

- Estimación del consumo anual de cada tipo de combustible

La distribución del consumo de los cuatro principales combustibles que previsiblemente tendrán mayor participación hasta 2040 queda de la siguiente forma.

En cuanto a los combustibles fósiles, el Gráfico 89 muestra la evolución de dicho combustible hasta su desaparición en 2040, como marca el objetivo de neutralidad en emisiones de carbono de la Declaración de Emergencia Climática del Parlamento de Canarias. En 2030, para alcanzar dicho objetivo, se estima que debería consumirse únicamente 314 kton frente a las 489 kton estimadas en 2023 (reducción del 35,7% del consumo).



*Gráfico 89. Evolución del consumo de combustible fósil en el escenario "PNIEC aprobado".
(Unidades: kton).*

El Gráfico 90 muestra el incremento de energía eléctrica consumida por la flota de vehículos eléctricos prevista. Cumplir con los objetivos del PNIEC supondría que en 2030 se consumieran hasta 292 GWh, en torno al 8,6% del consumo eléctrico actual. Mantener esta tendencia hasta 2040 supondría un consumo eléctrico de 682 GWh, lo que aumentaría casi 100 veces el consumo de los vehículos eléctricos en la actualidad. Este incremento representa el 20% del consumo eléctrico de 2023.

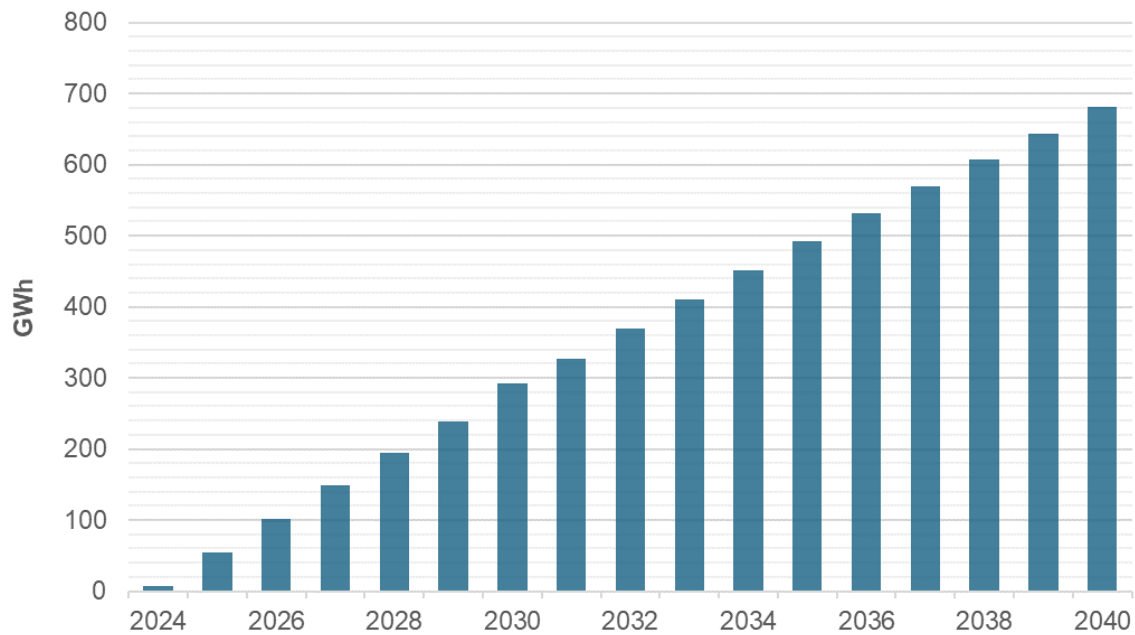


Gráfico 90. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario "PNIEC aprobado" (Unidades: GWh).

Aunque a 2030 no se prevea un incremento exponencial de vehículos de hidrógeno, se estima que sí que tendría que haber al menos 650 vehículos pesados circulando para cumplir con los objetivos del PNIEC. Esto se refleja en el Gráfico 91, con un consumo de 1580 toneladas.

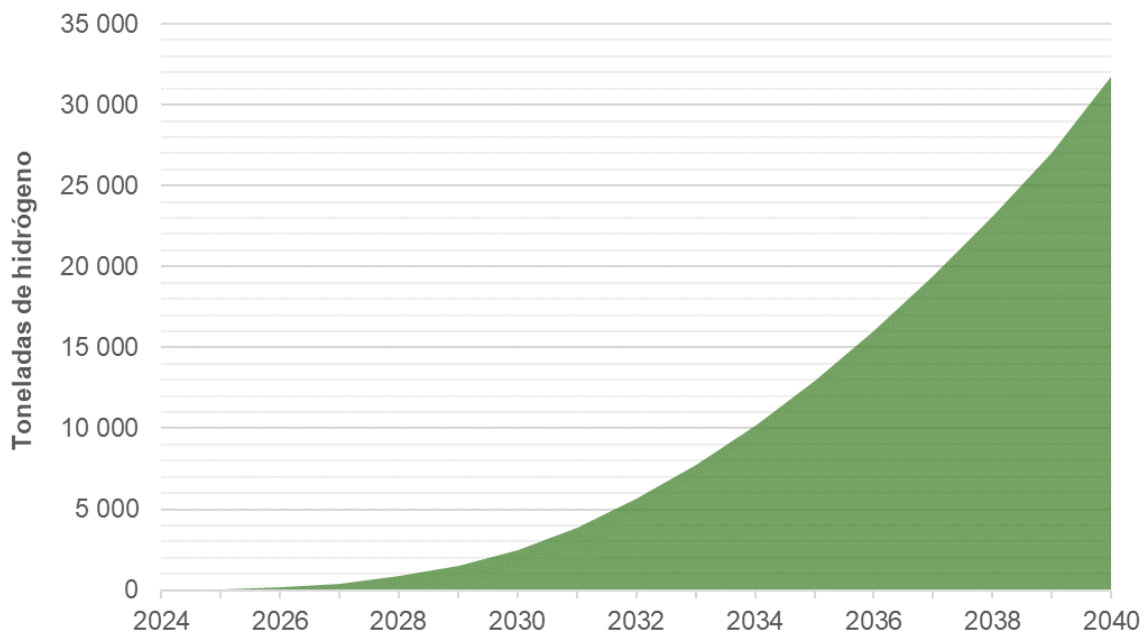


Gráfico 91. Evolución del consumo de hidrógeno en el escenario "PNIEC aprobado".
(Unidad: Tonelada).

Sin embargo, para el año 2040 el crecimiento si sería exponencial, alcanzando un consumo de 31 700 toneladas.

Finalmente, el consumo de biocombustible aumentaría de forma lineal, superando en 2030 las 32 kton y en 2040 las 152 kon, como muestra el Gráfico 92. No obstante, estos datos parten de prácticamente la inexistencia de biocombustible en las islas, al no tener datos sobre este tipo de combustible en las islas.

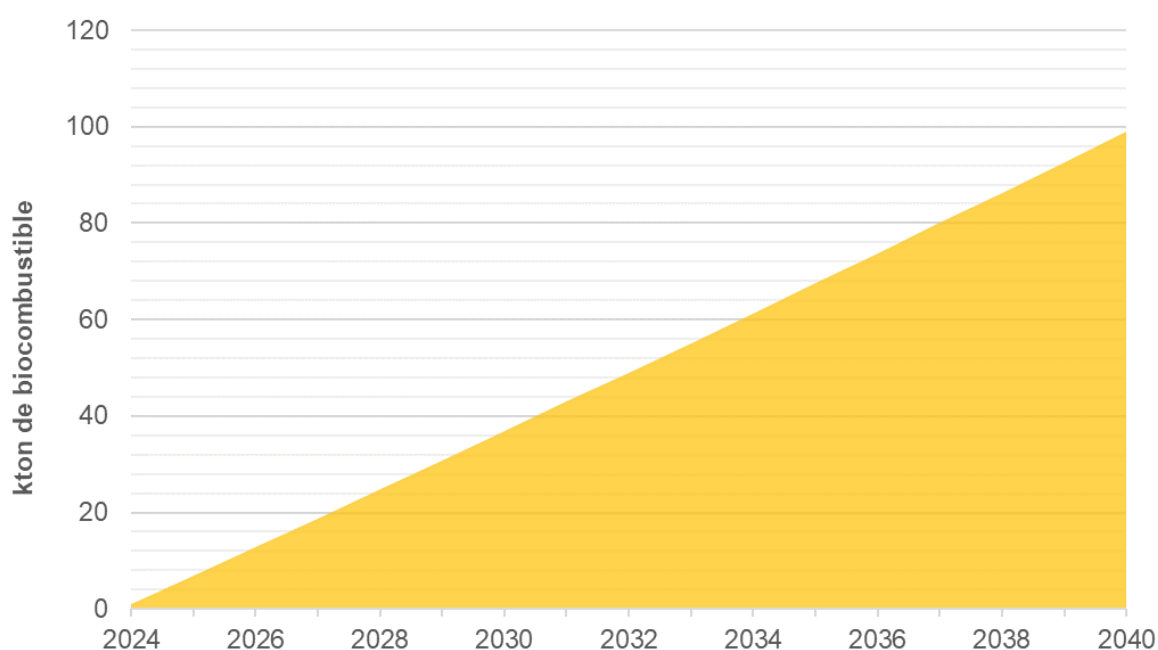


Gráfico 92. Evolución del consumo de biocombustibles avanzados en el escenario "PNIEC aprobado".
(Unidades: kton).

Con estos consumos energéticos, y asumiendo que la energía eléctrica, el hidrógeno y los biocombustibles tienen un origen 100% renovable, se lograría alcanzar el 28% de penetración renovable en el transporte, como exige el PNIEC aprobado. La cuota en términos de consumo final de energía sería 20,5% del vehículo eléctrico, 1% del vehículo de hidrógeno y 6,5% de los biocombustibles.

En conclusión, el Gráfico 93 recoge el consumo de todos los combustibles hasta 2040. Para alcanzar las emisiones neutras de carbono en este escenario, el 54% de la energía primaria necesaria provendría de los combustibles, mientras que el 46% se distribuiría entre electricidad proveniente de renovables (24%) e hidrógeno (22%). El consumo total descendería a 249 ktep, desde los 489 ktep de 2023, lo que supondría reducir en más del

49% el consumo en términos de energía primaria, disminución apoyada por la reducción de la movilidad en transporte motorizado privado y sistemas más eficientes como los motores eléctricos.

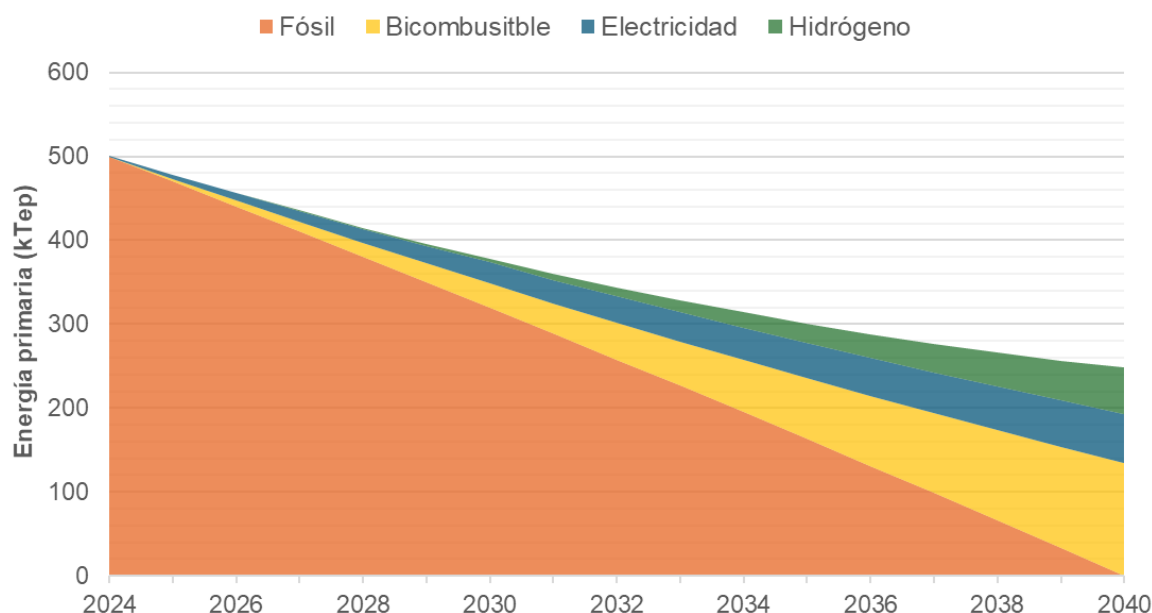


Gráfico 93. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario "PNIEC aprobado". (Unidades: ktep).

3.3.2.1.5. Escenario "Borrador PNIEC"

El escenario "borrador PNIEC" muestra los objetivos recogidos en el nuevo PNIEC, aún no aprobado, y que se basa en los nuevos objetivos europeos, fijados en la *Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables*.

- Estimación de la flota de vehículos, por tipo.

Este escenario es más ambicioso en materia de movilidad que el "PNIEC aprobado", pasando de una reducción del 35% de pkm en transporte motorizado privado al 41,3% en el nuevo PNIEC. El número de vehículos en circulación previsto hasta 2040 se muestra en el Gráfico 94. En este gráfico se aprecia una clara tendencia decreciente en cuanto al número de vehículos, mayormente en aquellos motorizados privados. Para cumplir los objetivos del nuevo PNIEC, en 2030 la flota se vería reducida en más de 168 000 unidades (pasando de 483 293 vehículos a 516 016) y para 2040 ese decrecimiento se acentúa hasta casi las 278

000 unidades, alcanzando la cifra de 406 346 vehículos en circulación. El turismo es el tipo de vehículo que mayor decrecimiento presenta, reduciendo su número en 143 523 unidades a 2030 y 235 468 unidades a 2040.

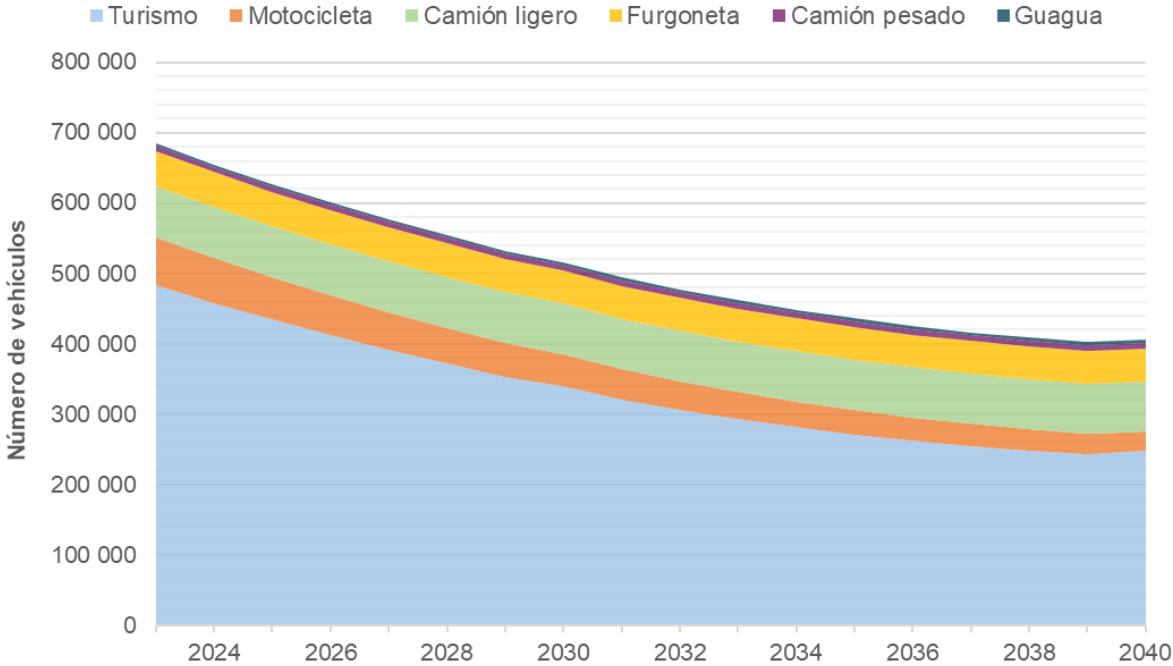


Gráfico 94. Previsión de la flota de vehículos para el escenario "Borrador PNIEC"

En cuanto a la proporción dentro de cada flota (Gráfico 95), el turismo pasaría de copar el 70,6% en 2023 al 61% en 17 años, mientras que las motocicletas también pierden presencia, pasando de prácticamente el 10% en la actualidad a únicamente el 6,8% a 2040.

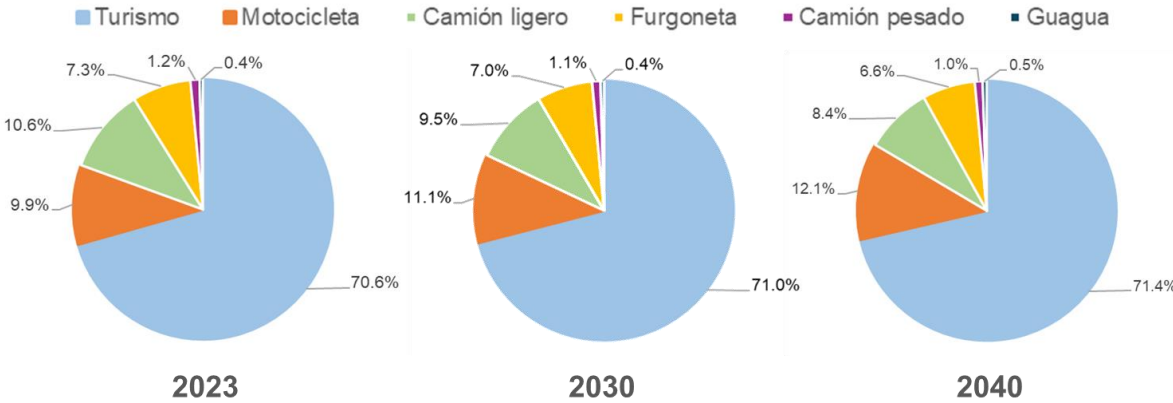


Gráfico 95. Evolución de la cuota de vehículos según su tipo en el escenario "Borrador PNIEC"

Nuevamente, los vehículos que mayor incremento presentan son las guaguas, con casi un aumento en el número de unidades del 80% a 2040 respecto a la actualidad (Gráfico 96). Para 2030 este incremento superaría el 30% de la flota. Por el lado contrario, los vehículos motorizados privado son los que mayor decrecimiento presentan. En el caso de las motocicletas, sufrirían una reducción de unidades en circulación de casi el 60% para 2040, mientras que para 2030 esta reducción será del 33%. Este fuerte decrecimiento se debería a que se trata de un vehículo utilizado mayormente en entornos urbanos, donde la reducción de la movilidad en transporte privado motorizado es acusada. En cuanto al vehículo, la reducción es más paulatina, disminuyendo un 30% a 2030 y un 49% a 2040 respecto al número de turismos matriculados en la actualidad.

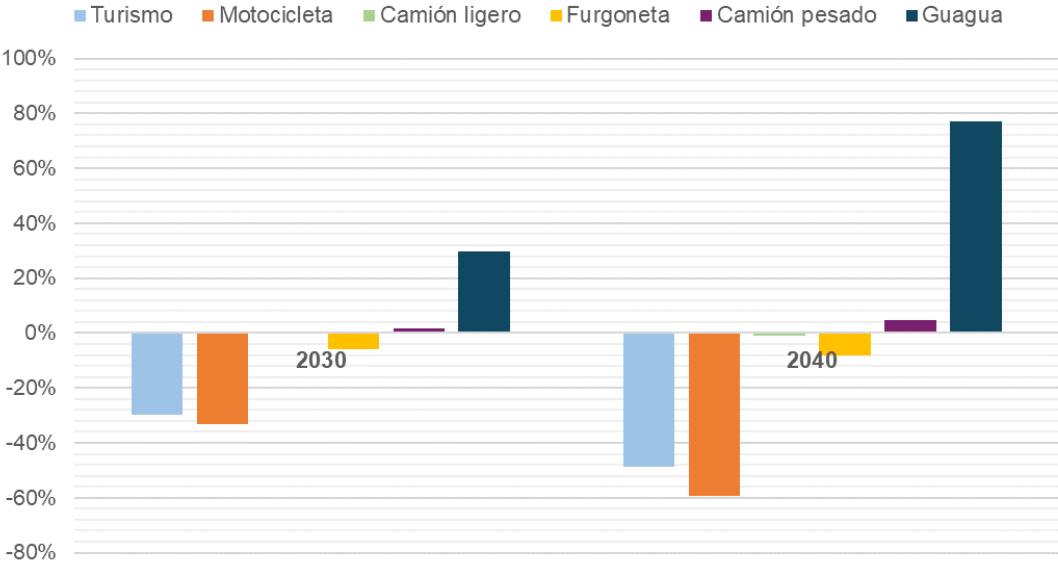


Gráfico 96. Incremento/decremento de cada tipo de vehículo en los horizontes 2030 y 2040 respecto a 2023. Escenario "Borrador PNIEC".

- Previsión del número de vehículos según el combustible utilizado

A partir de la flota estimada habrá que determinar el número de vehículos que habrá para cada tipo de combustible, siguiendo los objetivos del nuevo PNIEC (29% de renovables en el transporte a 2030) y la propuesta a 2040 recogida en la Tabla 45. Así, el Gráfico 97 muestra la distribución de la flota según el uso de combustible. Para lograr el 29% de renovables en el transporte, en 2030 serán necesarios 139 441 vehículos eléctricos (27% de la flota), de los cuales el 78% son turismos y 1051 vehículos e hidrógeno (0,2% de la flota).

Para 2040 la flota tendría que estar totalmente descarbonizada, con 292 332 vehículos eléctricos (67% de los vehículos eléctricos son turismos), más de 31 500 de hidrógeno y el resto seguiría empleando la combustión interna pero usando biocombustibles.

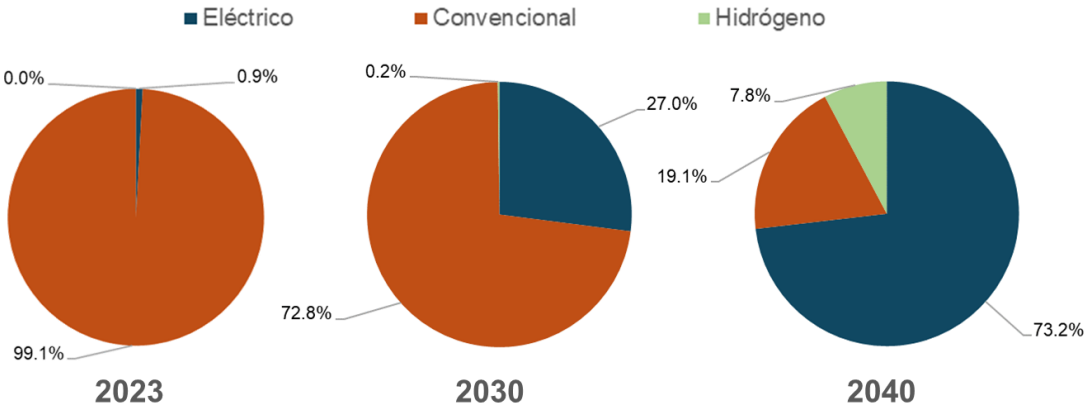


Gráfico 97. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario “borrador PNIEC”.

- Estimación del consumo anual de cada tipo de combustible

Con la reducción de la flota prevista en este escenario, también se reduce el consumo de combustible. El Gráfico 98 muestra la evolución de consumo de combustibles fósiles hasta 2040, cumpliendo con los objetivos de emisiones neutras de carbono para 2040 y del 29% de penetración renovable para 2030. De este modo, la cantidad de combustibles fósiles consumidas por el transporte terrestre disminuiría hasta las 306 kton en 2030 (reducción del 37% respecto al consumo actual) hasta su desaparición en 2040.

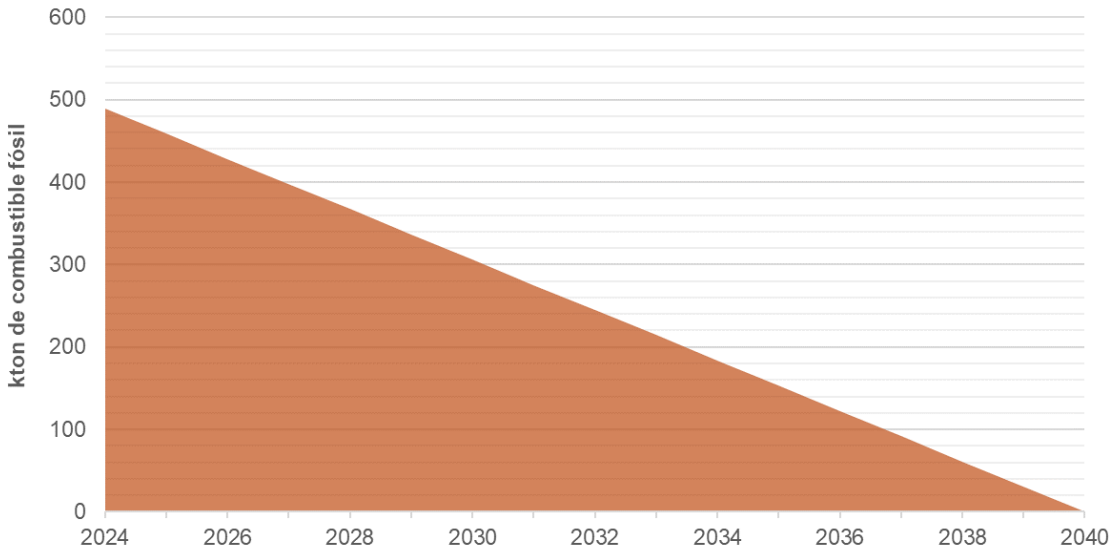


Gráfico 98. Evolución del consumo de combustible fósil en el escenario “Borrador PNIEC”.

(Unidades: kton).

En cuanto al consumo eléctrico (Gráfico 99), para 2030 el consumo debería incrementarse hasta los 285 GWh según la flota eléctrica estimada, y para 2040 hasta los 657 GWh (8,4% y 19,3% del consumo eléctrico de la isla, respectivamente).

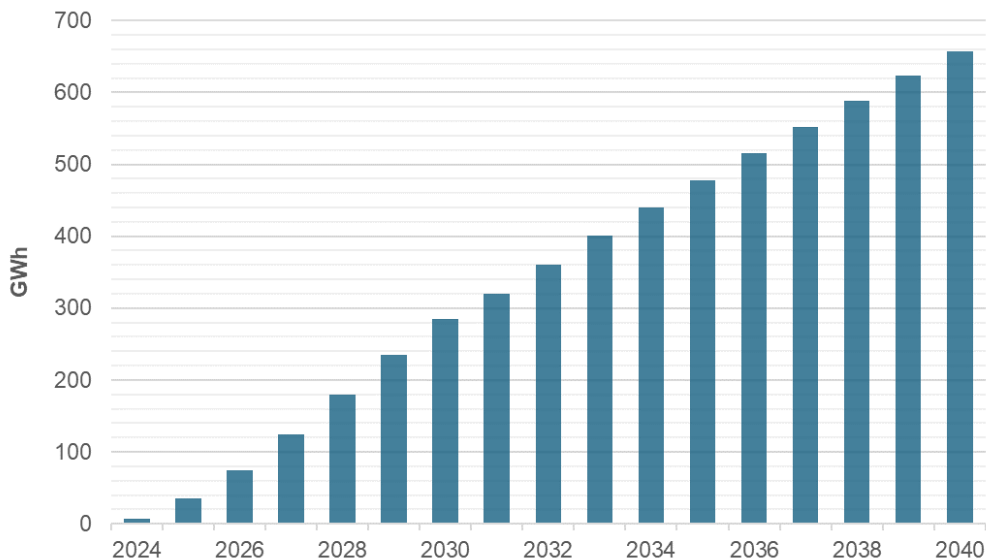


Gráfico 99. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario "Borrador PNIEC" (Unidades: GWh).

En cuanto al hidrógeno (Gráfico 100), el aumento de su consumo sería gradual en los próximos años, hasta llegar a 2030 con un consumo estimado de unas 2500 toneladas, y a partir de ese año el incremento sería exponencial hasta superar las 31 700 toneladas.

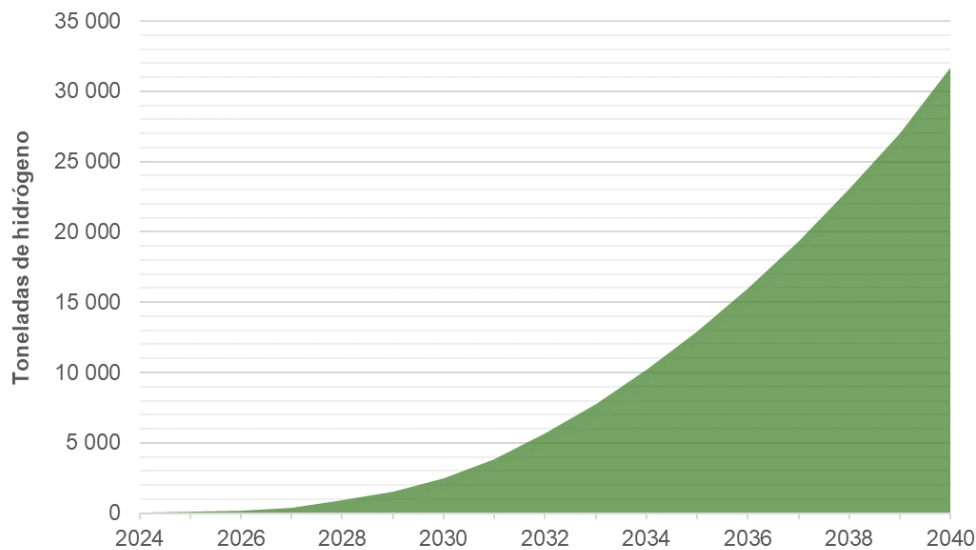


Gráfico 100. Evolución del consumo de hidrógeno en el escenario "Borrador PNIEC".
(Unidades: Tonelada).

El incremento de consumo de biocombustibles se prevé prácticamente lineal en los próximos 17 años, como muestra el Gráfico 101. Para 2030 el consumo se prevé en 37 000 toneladas, mientras que para 2040 el consumo ascendería hasta casi las 100 kton logrando así un escenario de neutralidad en carbono.

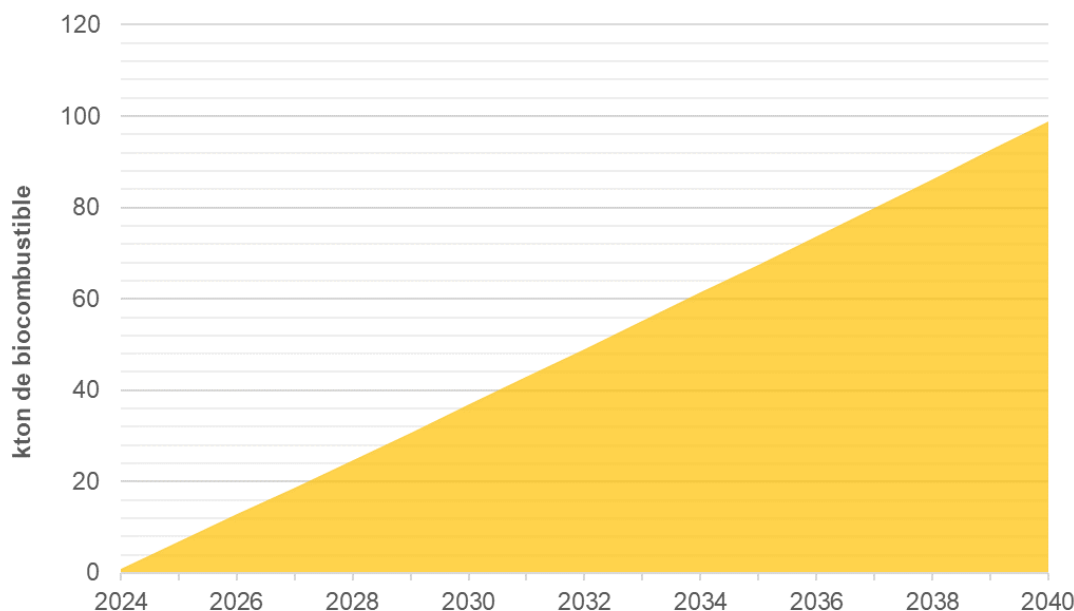


Gráfico 101. Evolución del consumo de biocombustibles avanzados en el escenario "Borrador PNIEC". (Unidades: kton).

En definitiva, para el escenario planteado como "Borrador PNIEC" el consumo de energía disminuiría hasta los 376 ktep en 2030 y los 235 ktep en 2040, acorde con el Gráfico 102.

En 2030, la mayor parte del consumo de energía en el transporte terrestre provendría de los combustibles fósiles, pero con una presencia importante de biocombustibles (9%) y electricidad (7%). El hidrógeno únicamente coparía el 2% del consumo de energía.

Para 2040, el paradigma es totalmente diferente. Los combustibles fósiles desaparecerían de la isla y serían sustituidos (en términos de energía primaria) principalmente por el hidrógeno (39%), biocombustibles (37%) y en menor medida electricidad (24%).

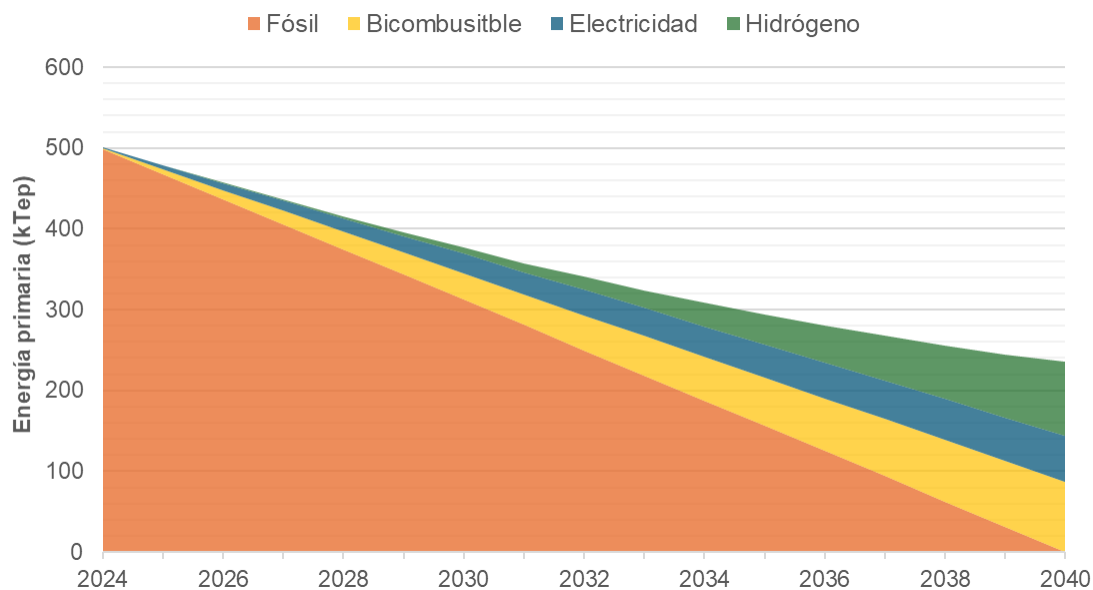


Gráfico 102. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario "Borrador PNIEC". (Unidades: ktep).

3.3.2.1.6. Escenario propio

El Escenario Propio ha sido modelado como punto intermedio entre el Escenario Tendencial y los ambiciosos objetivos del PNIEC a 2030. Este escenario surge ante la complejidad técnica y económica de cumplir con los objetivos en transporte del Plan de Energía y Clima que se ha fijado para el conjunto del territorio nacional (no solo para las Islas Canarias).

- Estimación de la flota de vehículos, por tipo.

De este modo, se han moderado los objetivos de movilidad y contribución de energías renovables en el consumo final de energía para que sean más asumibles, sin renunciar al objetivo de emisiones neutras en carbono para el transporte terrestre a 2040. Las nuevas premisas para este escenario son:

- Reducir un 10% la movilidad urbana en transporte privado motorizado a 2030 (frente al 35% fijado en el PNIEC aprobado).
- Reducir un 0,5% anual la movilidad interurbana en transporte privado motorizado a 2030 (frente al 1,5% fijado en el PNIEC aprobado).

Con estas hipótesis de partida, los vehículos privados motorizados en circulación disminuirán paulatinamente, mientras que los de transporte colectivo se incrementarán (aunque en menor medida que en los escenarios “PNIEC”). Ello se recoge en el Gráfico 103.

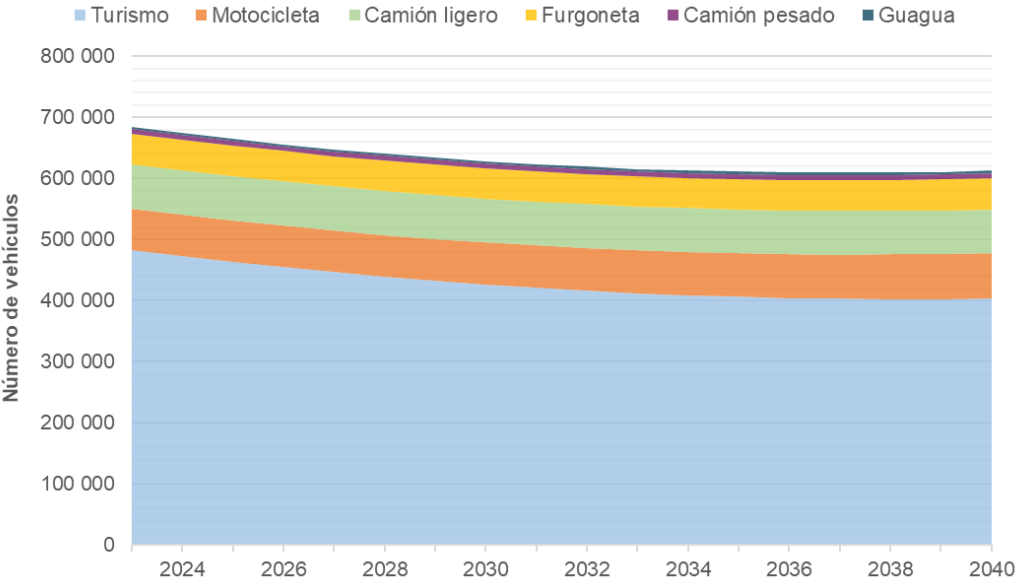


Gráfico 103. Previsión de la flota de vehículos para el escenario propio.

En este escenario, el tipo de vehículo que más se reduce es el turismo, pasando de 483 293 unidades que había a finales de 2023 a casi 426 700 turismos en circulación en 2030. Para 2040, el número de turismos seguiría reduciéndose, pero en menor medida debido al incremento poblacional, hasta las 403 650 unidades.

Por el lado contrario, las motocicletas son los vehículos que más crecen en términos absolutos (debido a movilidad en entornos urbanos), alcanzando las 74 160 unidades en 2040 frente a las 67 879 que hay actualmente.

En términos porcentuales (Gráfico 104), el turismo pasaría de copar casi el 71% de toda la flota a menos del 66%, mientras que las motocicletas aumentarían en gran medida la cuota, pasando del 10% a más del 12% en 2040.

En cuanto al crecimiento porcentual de cada tipo de vehículo, la guagua vuelve a ser el vehículo con mayor tasa de crecimiento, aumentando un 25% en 2030 y un 69% en 2040 respecto al 2023 (como muestra el Gráfico 105). Así mismo, el segundo vehículo que más se incrementa en términos porcentuales es la motocicleta, aumentando más de un 9% en 2040.

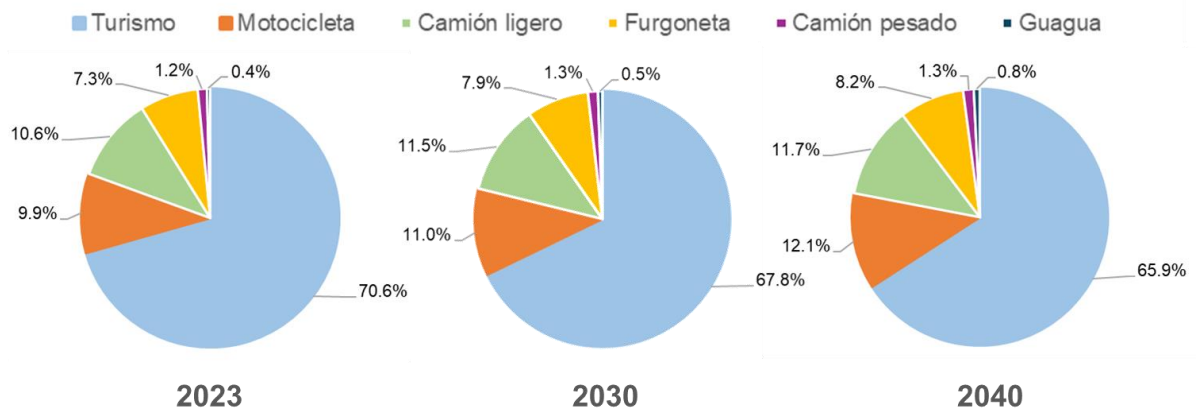


Gráfico 104. Evolución de la cuota de vehículos según su tipo en el escenario propio.

Por el lado contrario, el turismo sufre un decrecimiento del 12% a 2030 y del 16% en 2040 respecto el escenario actual. Los vehículos de transporte de mercancías prácticamente no sufren variación durante los próximos años, salvo los camiones pesados (> 3500 kg), con un aumento previsto de hasta el 5% en 2040.

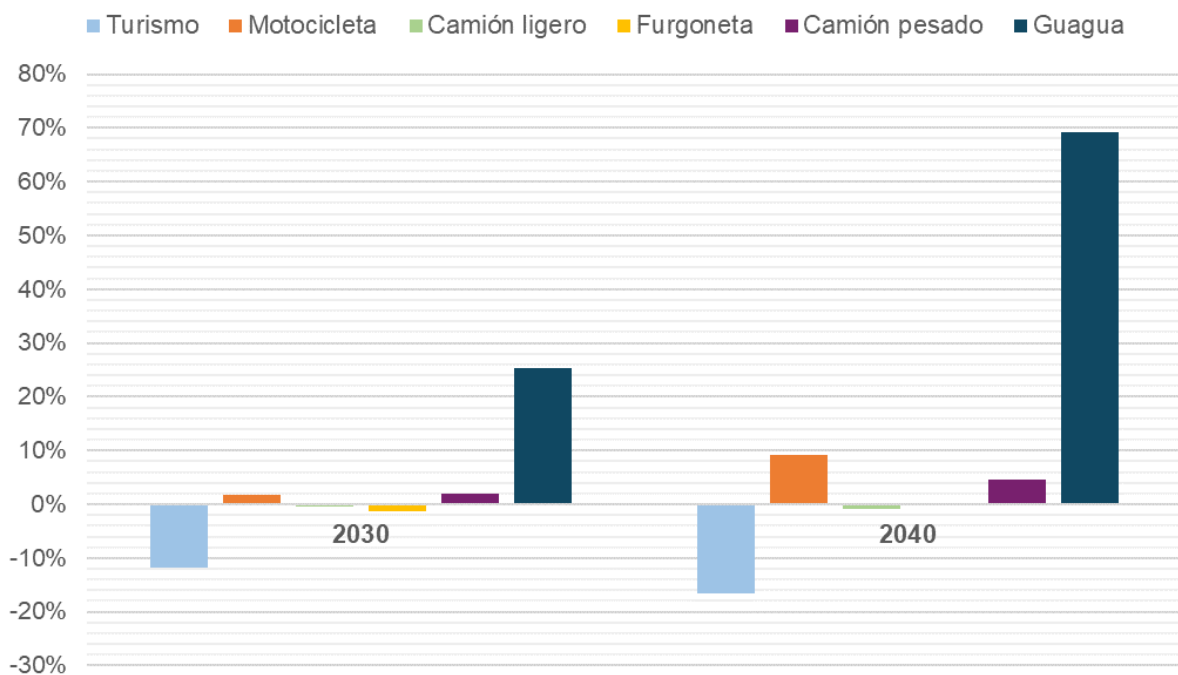


Gráfico 105. Incremento/decremento de cada tipo de vehículo en los horizontes 2030 y 2040 respecto a 2023. Escenario propio.

- Previsión del número de vehículos según el combustible utilizado

Por todo ello, se analiza un escenario donde la “electrificación” e “hidrogenación” del transporte es mucho mayor en 2040, y otro escenario alternativo donde el cambio tecnológico es menor, haciendo mayor uso de biocarburantes avanzados.

- Escenario propio 1

La propuesta de distribución de vehículos según el combustible se recoge en la Tabla 47, de acuerdo con un mayor cambio tecnológico. Como puede observarse, el hidrógeno y los biocombustibles avanzados estarían mayormente reservados para los vehículos pesados (camiones de más de 3500 kg y guaguas), mientras que los vehículos más ligeros serían mayoritariamente eléctricos.

En este escenario, los vehículos eléctricos coparían un 7,9% del total de vehículos en 2030 (49 920 vehículos) y el 86,4% de los vehículos a 2040 (529 534 vehículos) como se observa en el Gráfico 106. Del total de vehículos, casi 363 300 serían turismos (69%) y 75 168 motocicletas eléctricas, justamente los tipos de vehículos eléctricos más comercializados actualmente. En cuanto al hidrógeno, mientras que para 2030 no se espera que haya una cifra significativa de vehículos con este combustible, para 2040 el despliegue sería mucho mayor, alcanzando el 5,7% de la flota, con casi 34 700 vehículos en circulación (de los cuales, 20 183 son turismos, 4950 camiones pesados y más de 3400 guaguas). Sin embargo, la adopción de esta tecnología en tan solo 17 años es un reto complejo.

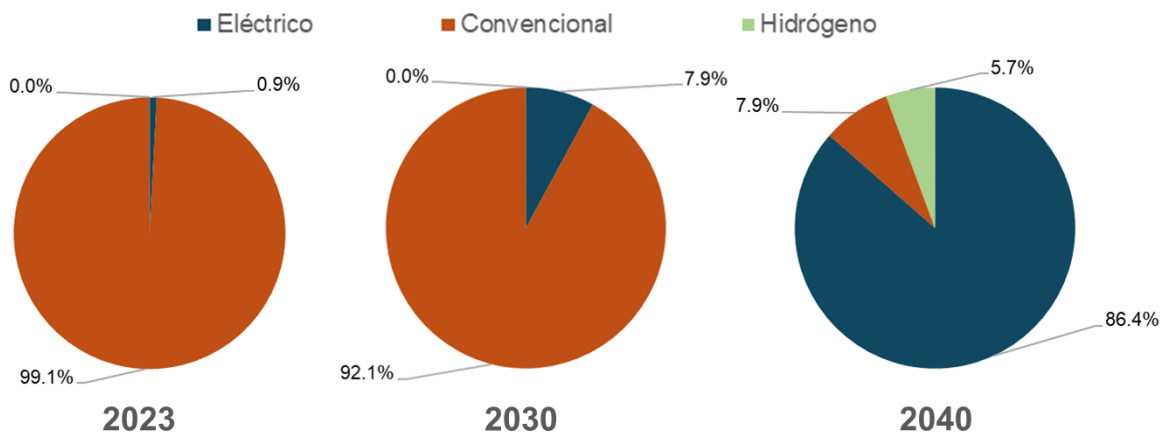


Gráfico 106. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario propio 1.

Mientras que el número de vehículos eléctricos va aumentando paulatinamente hasta 2030 (Gráfico 107), a partir de este año las matriculaciones se tendrían que disparar para lograr los 529 534 vehículos eléctricos en 2040, lo que supondría que a partir de 2035 el número de matriculaciones anual se incrementara a un mayor ritmo que en los últimos 20 años (más de 47 000 matriculaciones anuales).

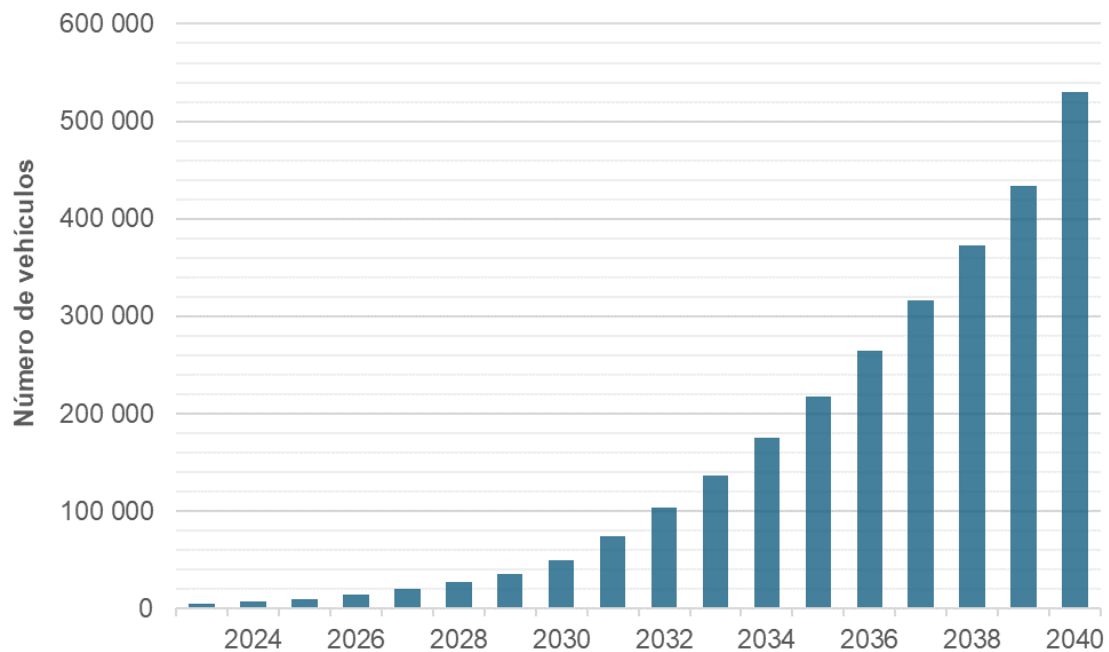


Gráfico 107. Evolución del número de vehículos eléctricos en el escenario propio 1.

Es por ello por lo que implementar este escenario requeriría de incentivos y medidas que favorezcan que la población cambie su vehículo de combustión interna por uno eléctrico, disminuyendo además la edad media del parque de vehículos.

- Escenario Propio 2

En este escenario, la cuota de vehículos eléctricos y de hidrógeno es menor, como muestra la propuesta de distribución en función del combustible recogida en la Tabla 47. En este escenario, en vez de apostar por un cambio en la tecnología, se aboga por el uso de nuevos biocarburantes, como biodiésel o bioetanol.

En este caso el uso de estos biocarburantes es más extendido que en el escenario propio 1, pero tienen menor uso en los vehículos ligeros, como los turismos o motocicletas. Sin

embargo, en vehículos pesados tendría mucha mayor importancia, al no considerarse el hidrógeno como principal combustible.

En este escenario, la cuota de vehículos eléctricos a 2040 se reduce significativamente hasta el 61,7% (378 000 vehículos), como muestra el Gráfico 108, que se reparten mayoritariamente entre turismos (242 190) y motocicletas (74 158). Los turismos representarían el 64% de la flota electrificada.

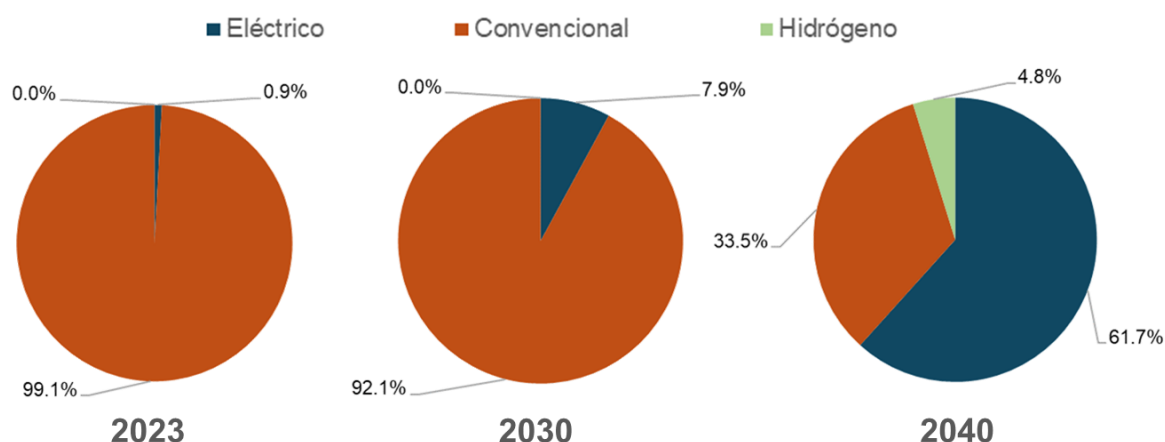


Gráfico 108. Evolución de la cuota de vehículos según su combustible en el escenario propio 2.

En cuanto a los vehículos con motor de combustión interna (biocarburantes), habría en circulación en torno a 205 150 vehículos (33,5%) y solo 29 500 vehículos serían de hidrógeno (4,8%).

En este escenario, el crecimiento del vehículo eléctrico es mucho más paulatino, como se aprecia en el Gráfico 109. En este caso, el número de matriculaciones anual para alcanzar el objetivo no supera las 45 000, valor alcanzado en los últimos 20 años.

Así mismo, también se ha estudiado el número de matriculaciones de los vehículos pesados, de tal forma que el incremento de los vehículos de hidrógeno nunca supere el número de matriculaciones de los últimos años en Gran Canaria.

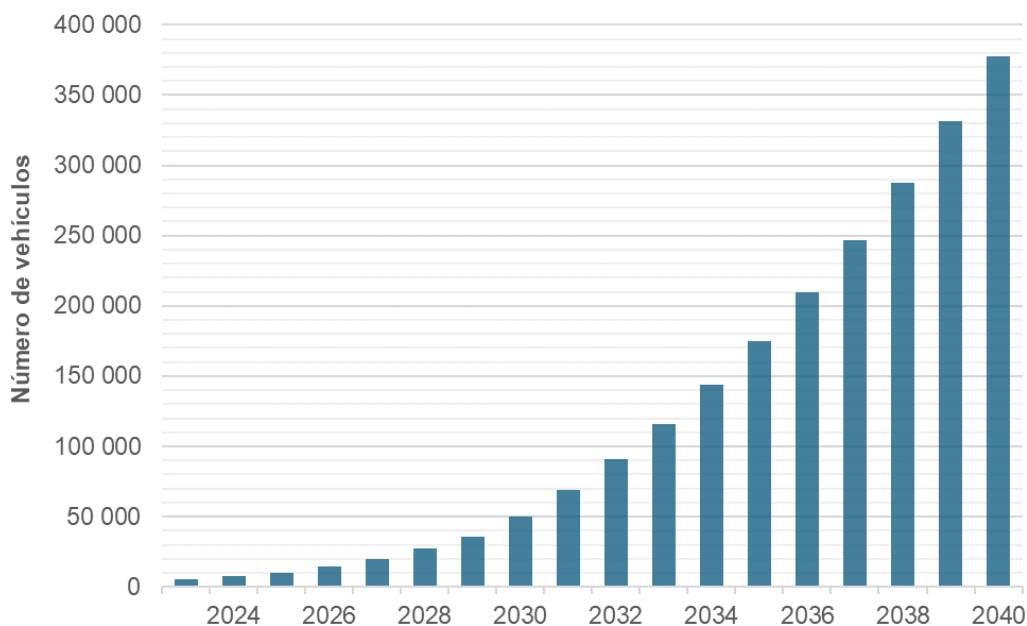


Gráfico 109. Evolución del número de vehículos eléctricos en el escenario propio 2.

De esta forma, se plantea un escenario propio donde el cambio tecnológico es menor, pero más asumible para la población, con tasas de reposición de vehículos similares a las de los últimos años y que no apresurarían la introducción del vehículo eléctrico y sobre todo del hidrógeno (tecnología aún no comercializada extendidamente en el transporte).

- Estimación del consumo anual de cada tipo de combustible

Para estimar el consumo anual de cada tipo de combustible se ha recurrido a la Ecuación 1. Como el número de vehículos en función del tipo de combustible varía entre el escenario propio 1 y 2, los consumos también.

• Escenario Propio 1

En el Gráfico 110 se muestra la evolución del consumo de combustible de origen fósil hasta 2040 en Gran Canaria. Como se puede apreciar, el consumo de gasóleos y gasolinas comenzaría a disminuir a partir de 2026 – 2027, alcanzando el valor de 436 kton en 2030 (11% inferior a 2023), y logrando la eliminación de estos carburantes en 2040, como marca la Declaración de Emergencia Climática del Parlamento de Canarias.

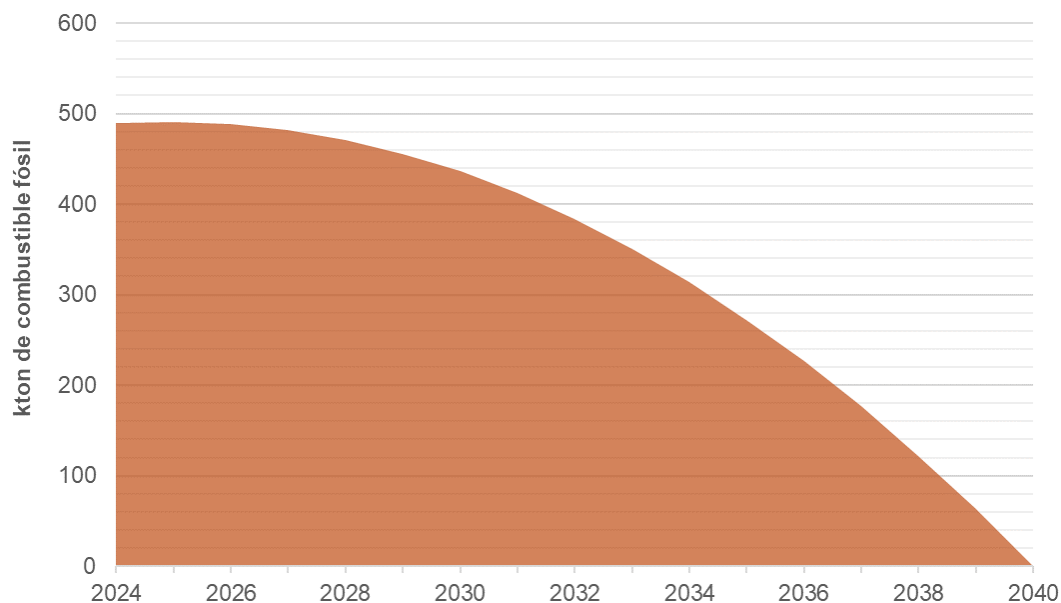


Gráfico 110. Evolución del consumo de combustible fósil en el escenario propio (Unidades: kton).

En cuanto al consumo de energía eléctrica (Gráfico 111), el escenario propio 1 prevé un crecimiento exponencial del consumo de electricidad hasta los más de 1000 GWh en 2040 (140 veces superior al actual), lo que supondría en torno al 29% del consumo eléctrico actual. En el caso de 2030, el consumo únicamente representaría en torno al 3% de la demanda eléctrica actual (93 GWh).

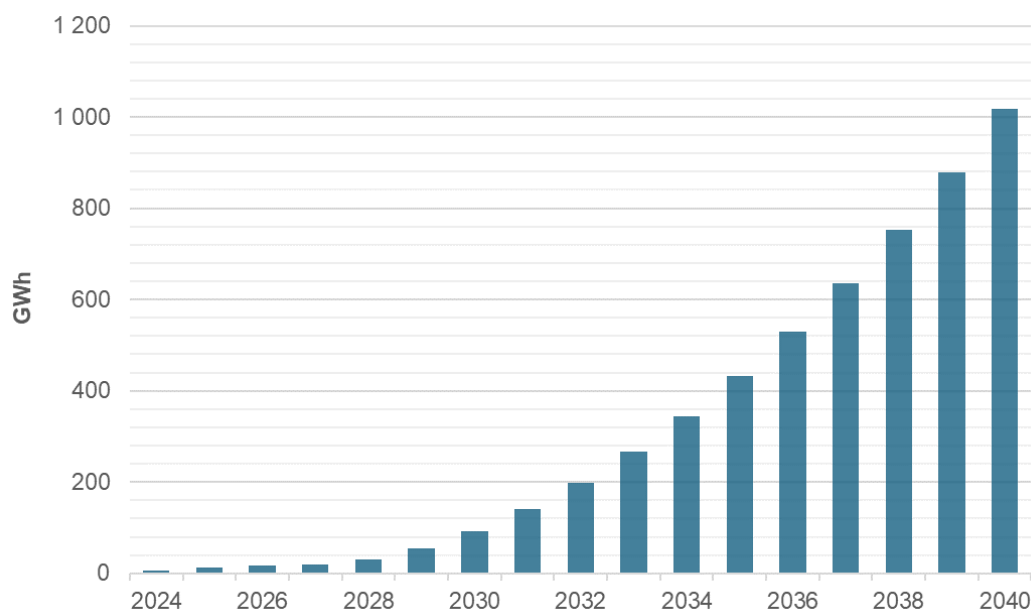


Gráfico 111. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario propio 1 (Unidades: GWh).

Estos resultados ponen de manifiesto la importancia de reforzar y adecuar la red de transporte y distribución eléctrica para los consumos eléctricos que se prevén debido a la electrificación de sectores tradicionalmente desagregados del consumo eléctrico.

En cuanto a las previsiones de consumo de hidrógeno, el Gráfico 112 recoge la previsión hasta el año 2030 en un escenario con gran presencia de esta tecnología. Así, mientras que en el año 2023 no hubo consumo de hidrógeno por el transporte terrestre y en 2024 el consumo se prevé en 3 – 4 toneladas (para la única guagua que acaba de ponerse en funcionamiento en la isla), para 2040 se estima que la demanda podría alcanzar las 27 000 toneladas de hidrógeno.

En el caso del año 2030, debido a la poca madurez tecnológica y su escasa presencia en las islas, no se prevé un aumento significativo a este horizonte, siendo a partir de este año la verdadera explosión tecnológica.

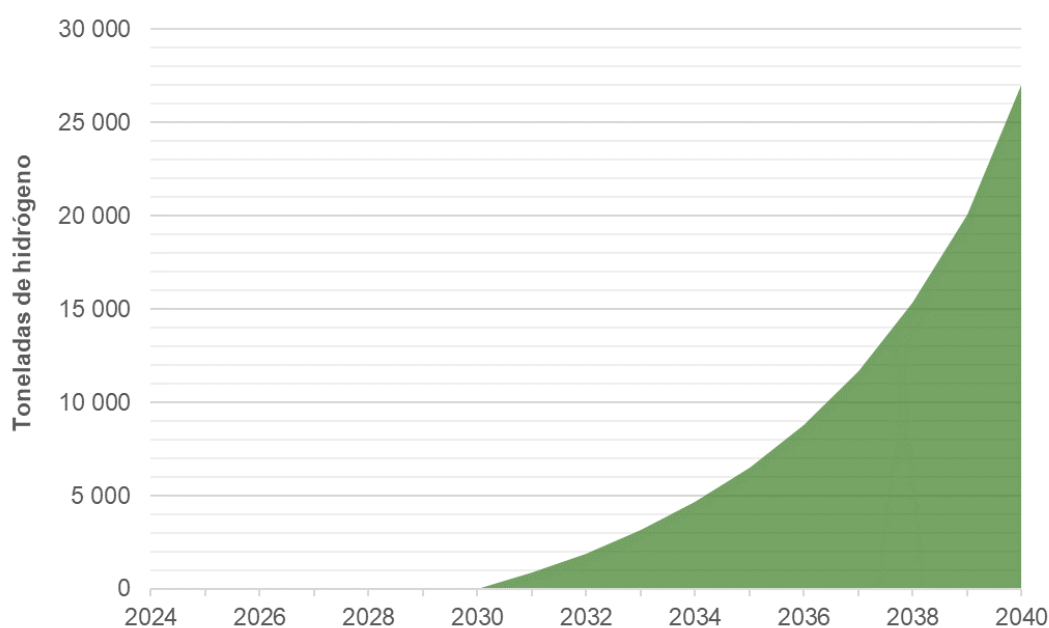


Gráfico 112. Evolución del consumo de hidrógeno en el escenario propio 1 (Unidades: Tonelada).

Finalmente, se prevé que la presencia de biocombustibles como biodiésel o bioetanol aumente significativamente hasta 2040, como se observa en el Gráfico 113. En este escenario, el consumo evolucionaría desde prácticamente la inexistencia del biocombustible (suponiendo que en la actualidad no está presente en la isla), hasta las 11 000 toneladas en 2030 y más de 84 000 toneladas en 2040.

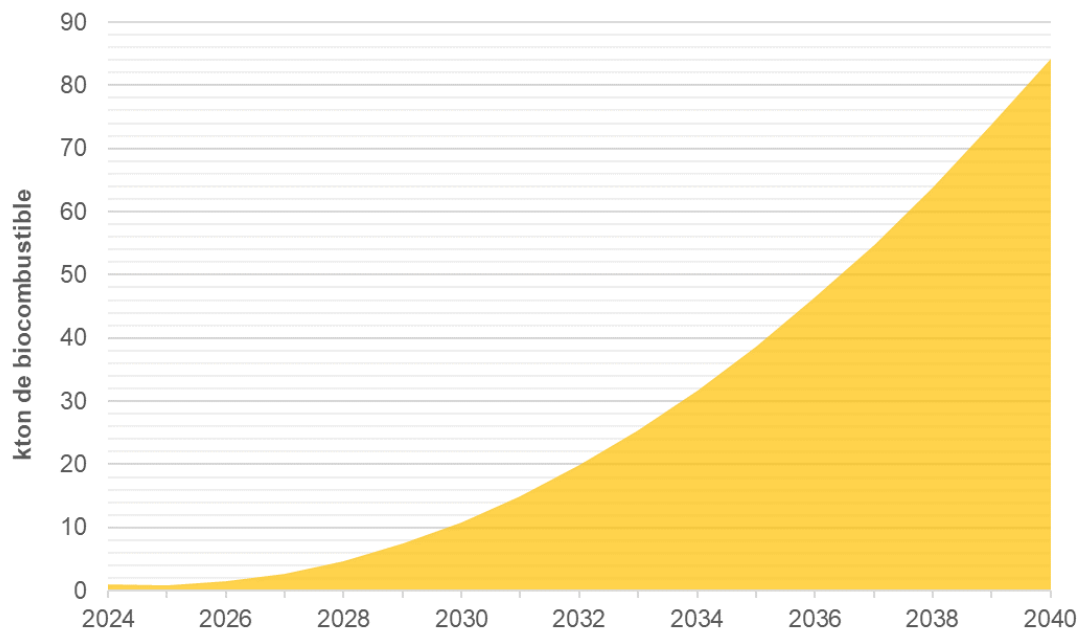


Gráfico 113. Evolución del consumo de biocombustibles avanzados en el escenario propio 1. (Unidades: kton).

A modo de conclusión, el Gráfico 114 muestra la comparativa de los combustibles empleados hasta 2040 en el escenario propio 1.

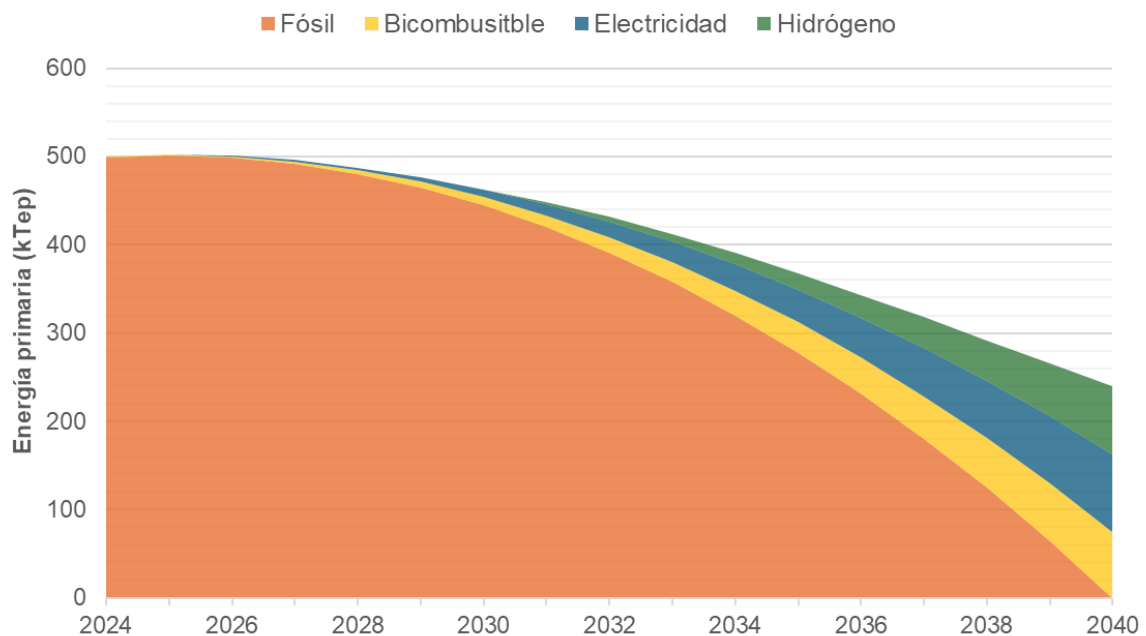


Gráfico 114. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario propio 1. (Unidades: ktep).

Como se puede apreciar, aunque en el 2024 prácticamente la totalidad de la energía provendrá previsiblemente de fuentes fósiles, en 2030 comienza un cambio de tendencia, con mayor participación de la energía eléctrica y los biocombustibles. Ya para el horizonte 2040 los combustibles fósiles habrán desaparecido, dando paso a la energía eléctrica (37%), el hidrógeno (32%) y los biocombustibles (31%).

En términos de energía primaria, una menor movilidad en transporte motorizado privado y un mayor uso del vehículo eléctrico (donde el motor eléctrico tiene un rendimiento superior al 90%), permitirá disminuir la energía necesaria desde las 489 ktep actuales a menos de la mitad, en torno a 240 ktep.

- Escenario Propio 2

En cuanto al escenario propio 2, con mayor prevalencia de vehículos de combustión interna, el consumo de combustibles fósiles se reduce hasta cero, con una evolución muy similar a la del escenario propio 1 (véase Gráfico 110). En cuanto al consumo de energía eléctrica, la menor presencia de vehículos eléctricos conlleva a un consumo eléctrico menor que en el escenario propio 1, como se observa en el Gráfico 115.

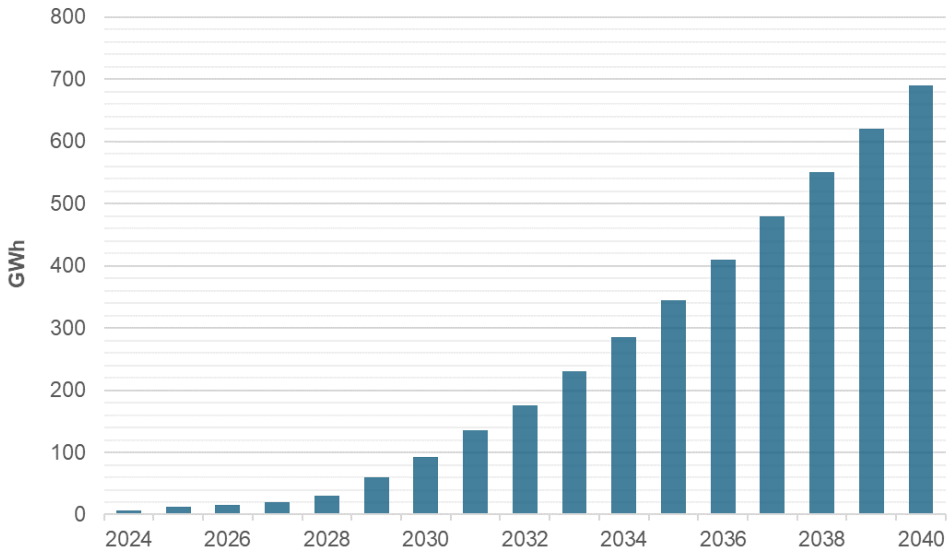


Gráfico 115. Evolución del consumo de eléctrico en el escenario propio 2 (Unidades: GWh).

El consumo eléctrico en 2030 ascendería hasta los 93 GWh, pero hasta el año 2040 sufriría un crecimiento casi lineal hasta los 690 GWh, lo que representaría un incremento de más del 20% del consumo eléctrico actual.

En cuanto al hidrógeno, el consumo de este combustible sintético también será más reducido, como se observa en el Gráfico 116, con un crecimiento prácticamente lineal desde 2034 hasta 2040, alcanzando las 12 000 toneladas, que será consumido fundamentalmente por grandes camiones, guaguas y algunos turismos.

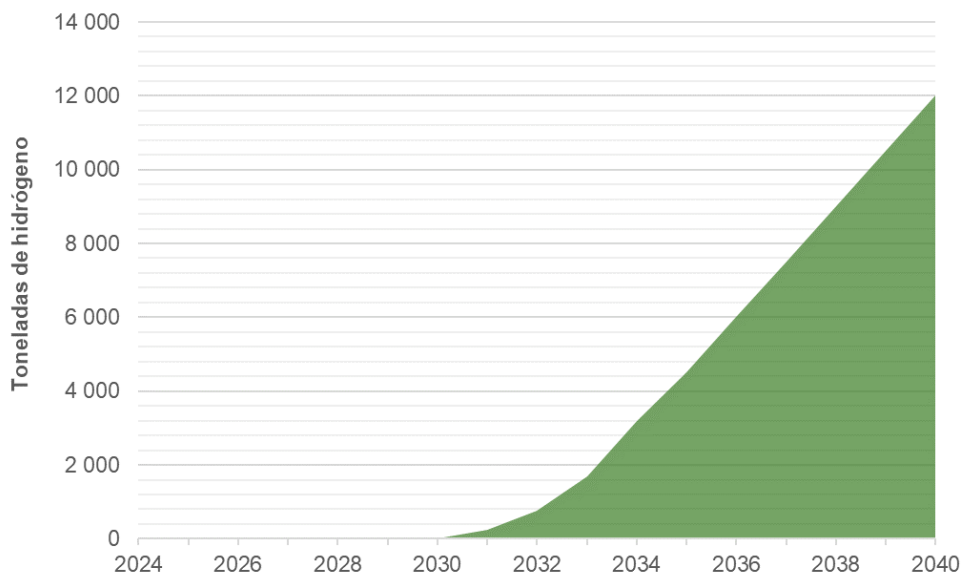


Gráfico 116. Evolución del consumo de hidrógeno en el escenario propio 2 (Unidades: Tonelada).

Un menor consume eléctrico y de hidrógeno conlleva que el consumo de biocombustibles sea mucho mayor en el escenario propio 2. Así lo refleja el Gráfico 117, donde las importaciones de biocombustibles (o las producidas en la isla) se dispararían a partir de 2030. En 2040, en este escenario se prevé que el consumo de biocombustibles alcanzaría las 260 000 toneladas.

Finalmente, la comparativa entre todos los combustibles analizados se muestran en el Gráfico 118. En este gráfico se observa cómo el consumo de energía en el transporte a 2040 se reduciría hasta los 324 ktep, una reducción de exactamente un tercio respecto al consumo de energía anual.

En términos de energía primaria, en este escenario los biocombustibles coparían el 71% del consumo de energía en el transporte terrestre, mientras que la electricidad y el hidrógeno únicamente representarían el 18% y el 11%, respectivamente. Esta diferencia tan acusada entre biocombustibles y vehículos eléctricos se reduce si lo analizamos en términos de energía final, donde el rendimiento del motor eléctrico (> 90%) es muy superior al térmico (25% - 30%). En estos términos, el vehículo eléctrico representaría el 46% del consumo energético.

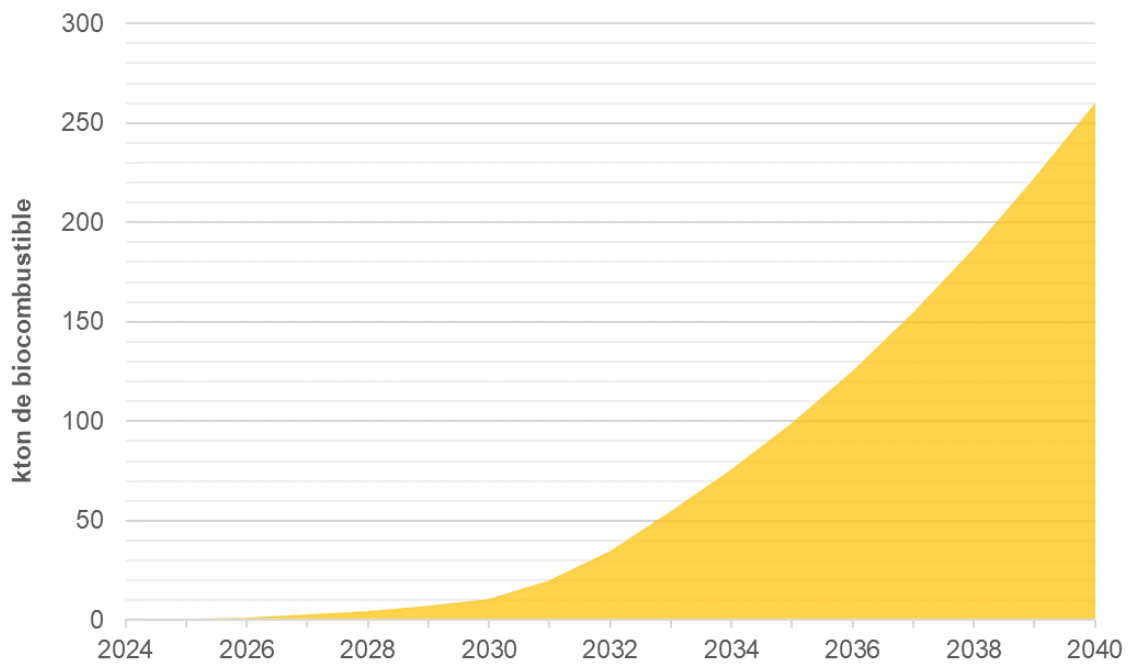


Gráfico 117. Evolución del consumo de biocombustibles avanzados en el escenario propio 2 (Unidades: kton).

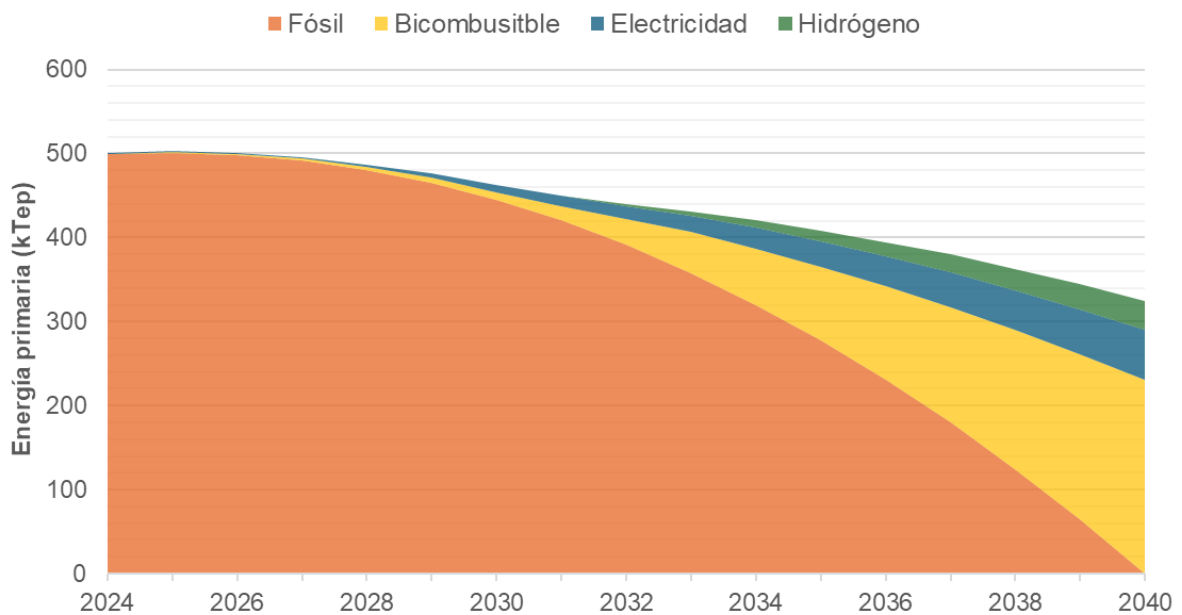


Gráfico 118. Evolución del consumo de cada combustible analizado en el escenario propio 1. (Unidades: ktep).

- Comparativa de escenarios

En este análisis se han planteado 5 posibles alternativas en cuanto al transporte terrestre para los próximos 17 años, basados en la inercia del sector (*escenario tendencial*), los objetivos en materia de movilidad y renovables (*PNIEC aprobado* y *borrador del PNIEC*), y la propuesta de dos escenarios intermedios, en función de la implantación de nuevas tecnologías (*escenario propio 1* y *escenario propio 2*). Los resultados de estas cinco alternativas presentan importantes diferencias, como se muestra a continuación.

En cuanto a la flota total de vehículos, los escenarios muestran que para 2030 se situaría entre 516 016 (en el escenario más restrictivo en términos de movilidad de transporte privado motorizado) y 756 761 vehículos, siguiendo la tendencia de los últimos 18 años (como muestra el Gráfico 119). En el año 2023, la cifra de turismos, motocicletas, furgonetas y camiones alcanzó la cifra de 684 271 vehículos, lo que pone de manifiesto el reto que supone cumplir con los objetivos del PNIEC en materia de movilidad para los próximos 6 años.

Si se analiza el horizonte 2040, la diferencia entre estos escenarios se incrementa notablemente, situándose los resultados en el rango 406 346 – 850 586 vehículos, en función del escenario analizado.

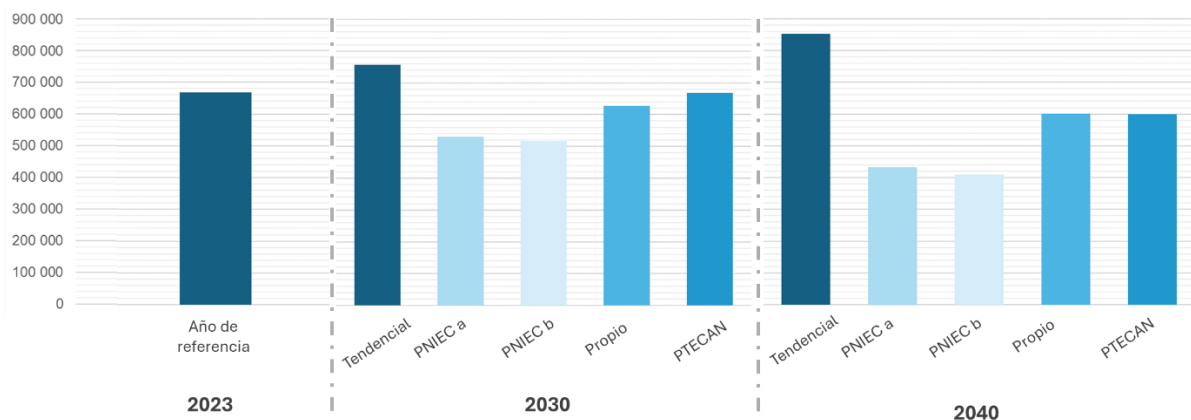


Gráfico 119. Comparativa de la flota total de vehículos en los escenarios analizados.

No obstante, el escenario propio muestra unos objetivos más asumibles tanto a 2030 como a 2040, con una reducción de vehículos mucho más modesta, sin tanta restricción al turismo y la motocicleta. Este escenario se asemeja a la propuesta de flota realizada por el Instituto Tecnológico de Canarias en su *Estrategia del Vehículo Eléctrico* (documento base para la

elaboración del Plan de Transición Energética de Canarias – PTECan), como se puede apreciar en el Gráfico 119.

El Gráfico 120 muestra la penetración del vehículo eléctrico y del hidrógeno en los diferentes escenarios planteados. Mientras que el pasado 2023 apenas había presencia del vehículo eléctrico (unos 5800 vehículos eléctricos en Gran Canaria) y la inexistencia del vehículo de hidrógeno, para 2030 se espera que el número ascienda hasta los 32 000 – 144 000 vehículos eléctricos, en función del escenario analizado. Los escenarios propios muestran que para 2030 podría haber en circulación en torno a 50 000 vehículos eléctricos, cifra 8,6 veces superior a la actual.

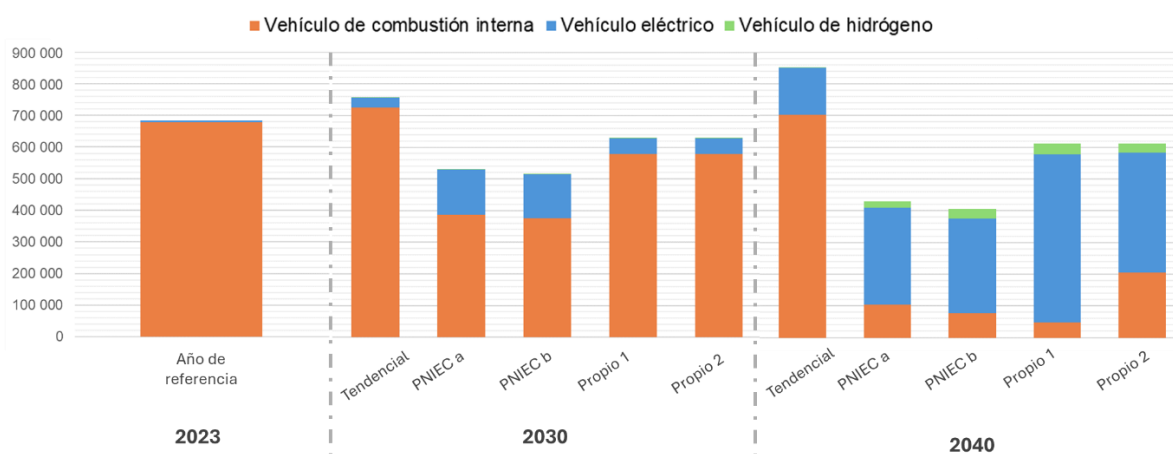


Gráfico 120. Comparativa de la tecnología de la flota de vehículos en los escenarios analizados.

Para 2040 el paradigma cambia completamente, pasando el vehículo eléctrico a ser la principal tecnología en la mayoría de los escenarios (salvo en el escenario tendencial). Para lograr la neutralidad en emisiones de carbono, el número de vehículos debería estar en el rango de 300 000 – 530 000 vehículos aproximadamente. Además, para este horizonte el hidrógeno podría tener un importante papel en la descarbonización insular, con una flota que podría alcanzar los 34 700 vehículos en circulación, según el escenario propio 1.

Los biocarburantes podrían ser fundamentales en el horizonte 2040, ya que cambiar toda la flota a vehículo eléctrico e hidrógeno en los próximos 17 años es un reto para instituciones y sociedad. Así, el número de vehículos que lo requieran podría situarse en 48 381 – 205 156 unidades (sin considerar el escenario tendencial).

En todos los escenarios (salvo el tendencial), el consumo de combustibles fósiles desciende hasta desaparecer en 2040 (de acuerdo con la Declaración de Emergencia Climática del Parlamento de Canarias). De esta forma, el Gráfico 121 refleja cómo podría ser este decrecimiento para los próximos 17 años. Cabe resaltar que la previsión del escenario Propio 1 y Propio 2 son idénticas.

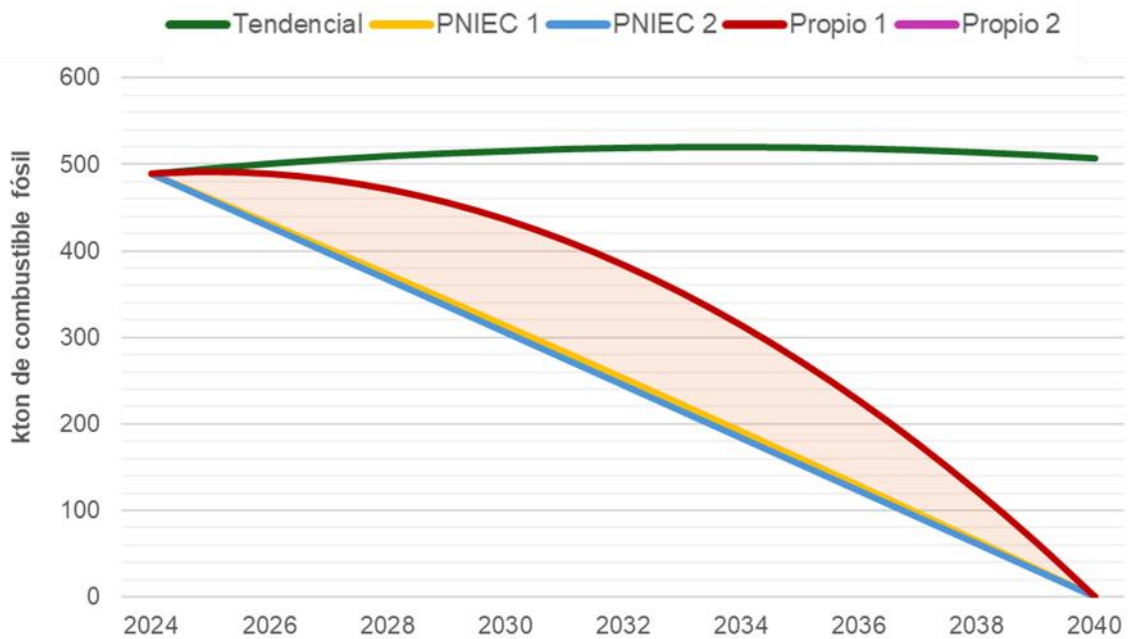


Gráfico 121. Comparativa del consumo de combustibles fósiles en los escenarios analizados

Mientras que en los escenarios propios la reducción es más moderada hasta 2030 y con más acusada a partir de este año, los escenarios del PNIEC muestran un decrecimiento casi lineal, debido a los objetivos a 2030 de penetración de renovables en el transporte terrestre.

Así, para 2030 el consumo de combustibles fósiles se situaría en el rango 306 – 436 kton (sin considerar el escenario tendencial, con un consumo de 515 kton). A modo de comparación, en 2023 el consumo se estimó en 489 kton. Esto supondría que sería necesaria una reducción del consumo en torno al 37% para los escenarios basados en los objetivos del PNIEC, y una reducción de casi el 11% en los escenarios propios. En el escenario tendencial, al contrario, el consumo se incrementaría en un 5,3%, hasta alcanzar las 515 kton.

En el caso del consumo eléctrico del transporte terrestre, los resultados son muy dispares (como se aprecia en el Gráfico 122), en función de la penetración de esta tecnología en los próximos años.

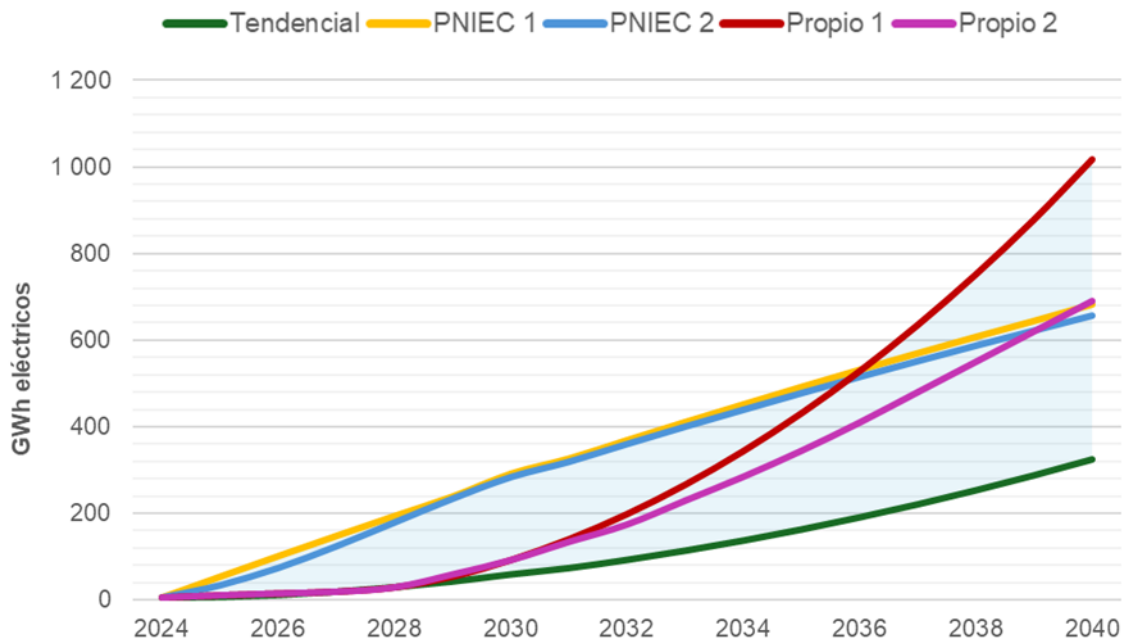


Gráfico 122. Comparativa del consumo de electricidad en los escenarios analizados.

De este modo, para 2030 se estima que el consumo eléctrico se sitúe en torno a 60 GWh siguiendo la tendencia actual (con un consumo estimado de 7 GWh en 2023). No obstante, en el resto de escenarios el consumo estaría en el rango 93 – 292 GWh, lo que supondría un incremento del 2,7% – 8,6% respecto al consumo eléctrico actual.

Para 2040, el consumo se dispararía, según el escenario analizado, hasta los 326 – 1017 GWh. Esto supondría un incremento de la demanda eléctrica en casi un 30% para los próximos 17 años. Para el horizonte 2040, los escenarios del PNIEC y el escenario propio 2 (con menor transformación tecnológica que el escenario propio 1) confluyen prácticamente en el mismo consumo eléctrico, situándose entre los 657 GWh y los 690 GWh.

El hidrógeno, a pesar de prácticamente no tener presencia en el transporte terrestre insular actualmente (salvo por una guagua que acaba de entrar en funcionamiento en el sur de la isla) podría ser un vector fundamental para el logro de la neutralidad climática del sector, como se aprecia en el Gráfico 123.

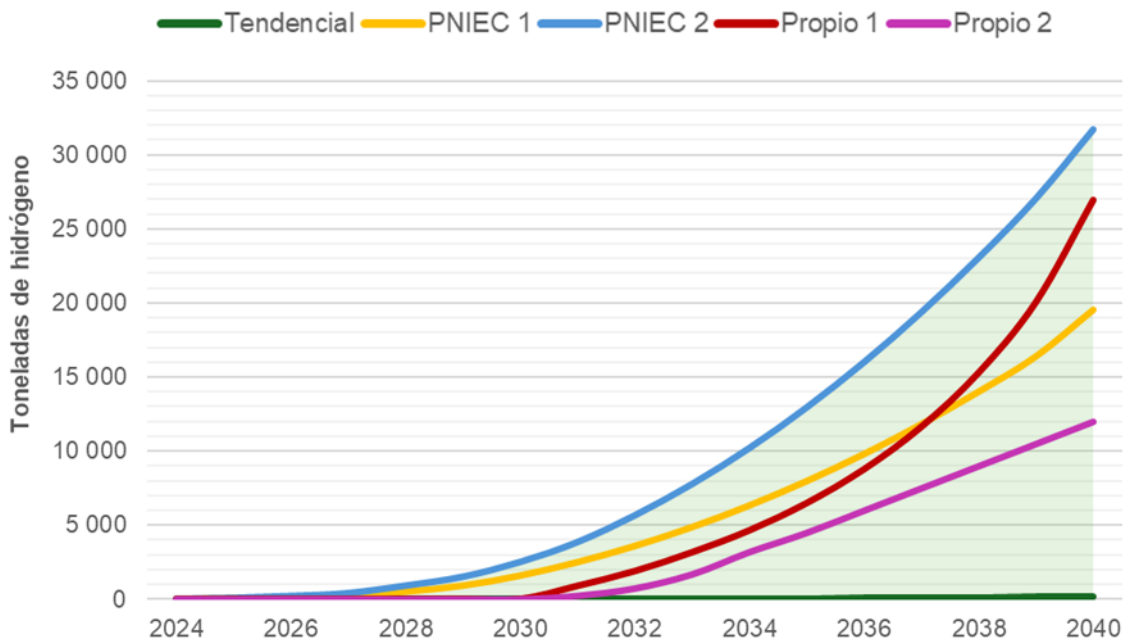


Gráfico 123. Comparativa del consumo de hidrógeno en los escenarios analizados.

Aunque en la mayoría de escenarios no se prevé un consumo importante a 2030 (salvo para los escenarios basados en el PNIEC), a 2040 el consumo podría superar las 31 700 toneladas en los escenarios de mayor transformación tecnológica (borrador PNIEC). En los escenarios propios los resultados son dispares, situándose en prácticamente 27 000 toneladas en el escenario propio 1 y en 12 000 toneladas en el escenario propio 2.

Finalmente, en estos escenarios no se contempla la posibilidad de un cambio tecnológico en toda la flota (debido a las dificultades en materia política y económica que supondría), por lo que se mantendría el uso de motores de combustión interna, aunque con combustibles 100% renovables en 2040 (biocombustibles avanzados).

El Gráfico 124 muestra la evolución en el consumo de biocombustibles hasta 2040. Para este horizonte, en función de la transformación tecnológica en el transporte, el consumo podría dispararse hasta las 260 kton en el escenario propio 2 (donde aún el 33,5% de la flota sería de combustión interna).

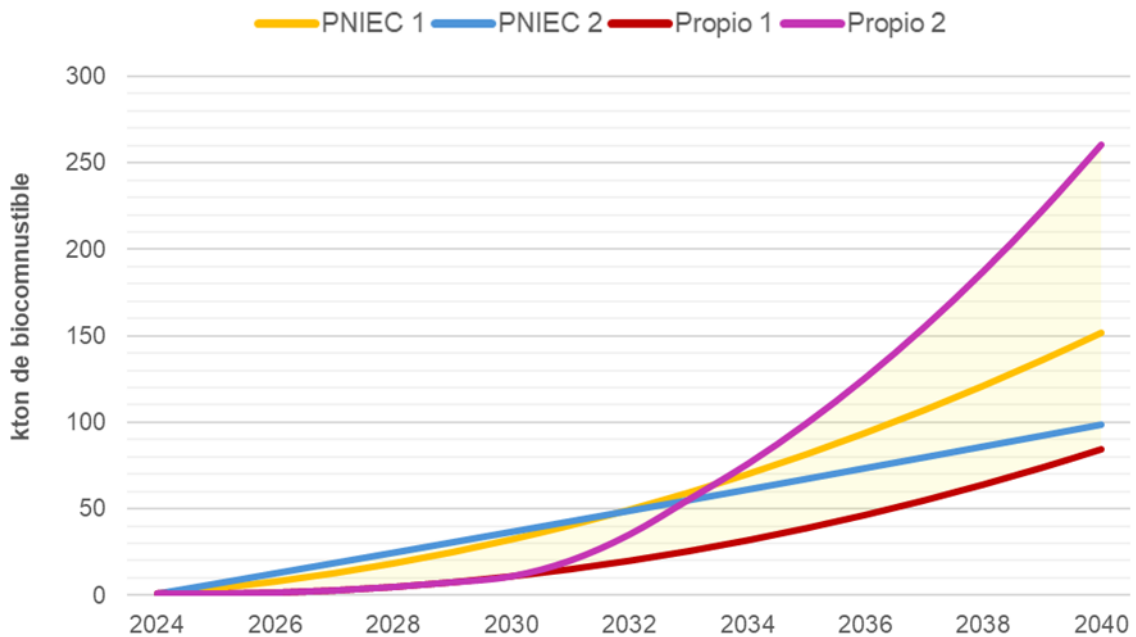


Gráfico 124. Comparativa del consumo de biocombustibles avanzados en los escenarios analizados.

A modo de dar una visión generalista sobre los biocombustibles y el consumo esperado, Repsol ha construido una planta de producción de biocombustibles avanzados con capacidad de generar 250 000 toneladas anuales [98], [99]. Para comparar, el escenario propio 2 es el que mayor cantidad de biocombustibles demanda, alcanzando las 260 000 toneladas. Por lo tanto, no es inviable pensar que es posible surtir gran parte del mercado grancanario con biocombustibles en 2040.

1.3.2.1.3. Conclusiones

La neutralidad de emisiones de carbono en el transporte terrestre es un reto muy complejo para el horizonte 2040, ya que actualmente más del 99% de los vehículos usan combustibles derivados del petróleo en Gran Canaria.

Para lograr la neutralidad climática será necesario un desarrollo exponencial de combustibles alternativos como el hidrógeno o biocombustibles avanzados, así como una reducción de la movilidad en transporte motorizado privado y un mayor uso del transporte activo y colectivo.

Escenario tendencial

Siguiendo la inercia del mercado del automóvil en los últimos años, se presenta un escenario sin cambios significativos respecto al histórico de matriculaciones de vehículos. En este escenario no se alcanza ninguno de los objetivos en materia de movilidad y descarbonización marcados por las instituciones públicas.

- La flota de vehículos seguirá aumentando hasta los 756 761 vehículos en 2030 (incremento del 10,6%) y hasta los 850 586 vehículos en 2040 (incremento del 24,3% respecto a la flota actual).
- Siguiendo la tendencia actual, para 2030 únicamente habría 31 915 vehículos eléctricos, que representaría el 4,2% de la flota para dicho año, y el hidrógeno prácticamente no tendría presencia en el transporte terrestre. En el caso del 2040, los vehículos eléctricos alcanzarían una cuota del 17,4% (148 386 vehículos), mientras que el hidrógeno sería una tecnología que comenzaría a despegar en las islas.
- El consumo de combustible seguiría siendo mayormente de origen fósil, alcanzando las 507 kton en 2040, lo que supone un incremento del 4% en el consumo actual de combustibles. La demanda eléctrica para ese horizonte sería en torno a los 330 GWh, menos del 10% de la demanda eléctrica insular actual.

Escenario "PNIEC aprobado"

- Para cumplir los objetivos del PNIEC en materia de movilidad sería necesario reducir casi 154 000 vehículos en los próximos 6 años, hasta 2030, así como reducir más de 250 000 vehículos hasta 2040 (lo que supondría una reducción de más del 35% en el número de vehículos en circulación). Estas cifras ponen de manifiesta la complejidad de cumplir con los objetivos del PNIEC.
- Lograr una penetración de las renovables del 28% en el transporte supondría pasar de los poco más de 5800 vehículos eléctricos en la actualidad a más de 143 900 unidades en 2030 y 306 000 unidades en 2040, lo que supondría que la gran mayoría de vehículos que se matriculen desde 2024 hasta los horizontes 2030 y 2040 sean eléctricos (valores muy alejados de la realidad, donde menos del 5% de los vehículos matriculados

actualmente son eléctricos). En el caso del hidrógeno, serían necesarios en torno a 650 vehículos pesados en 2030 y casi 20 500 vehículos en 2040.

- Cumplir con el PNIEC aprobado conllevaría aumentar un 8,5% el consumo eléctrico actual (en 292 GWh), así como un consumo de 1581 toneladas hidrógeno y más de 32 000 toneladas de biocombustibles. Esto, junto a las restricciones de movilidad, permitiría reducir el consumo de combustibles fósiles en un 35,7% en tan solo 6 años. Para 2040, el consumo de vehículos eléctricos alcanzaría los 682 GWh, 152 kton de biocombustibles y casi 20 000 toneladas de hidrógeno.

Escenario "borrador PNIEC"

- Los objetivos del nuevo PNIEC serán aún más ambiciosos que los del PNIEC en vigor actualmente. Esto se debe, entre otros factores, debido a la nueva *Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables* y que establece objetivos más exigentes en materia de movilidad y renovables.
- Para cumplir con el nuevo PNIEC en materia de movilidad, sería necesario reducir el número de vehículos en circulación en más de 168 000 unidades en los próximos 6 años (para 2030). Para el horizonte 2040, la diferencia se acentúa aún más, reduciendo el número de vehículos en casi 278 000 unidades (de las cuales 235 500 son turismos). Estos datos ponen de manifiesto la complejidad de cumplir los objetivos del PNIEC en materia de movilidad si no se llevan a cabo políticas radicales para reducir la movilidad personal en transporte motorizado.
- Alcanzar el 29% de penetración de renovables en el transporte supondría, en este escenario, aumentar el número de vehículos de hidrógeno hasta las 1051 unidades y los eléctricos hasta las 139 441 unidades, lo que conllevaría que más de 22 700 vehículos eléctricos tendrían que ser matriculados cada año hasta 2030 (actualmente únicamente se matriculan 1500 vehículos eléctricos). Por tanto, se constata que cumplir el PNIEC es un reto tecnológico, económico y social. Para 2040 se estima que habría 297 332 vehículos eléctricos, 31 516 vehículos de hidrógeno y 77 500 vehículos de combustión interna.

- El nuevo PNIEC supondría que el consumo eléctrico se incrementara hasta los 285 GWh a 2030 y 657 GWh en 2040, respecto de los 7 GWh consumidos actualmente; un consumo de hidrógeno superior a las 31 700 toneladas en los en 2040 y una cantidad de biocombustibles superior a las 84 toneladas para lograr las emisiones neutras en carbono en los próximos 17 años.

Escenario propio

El escenario propio tiene como objetivos la neutralidad de carbono a 2040, así como una reducción de la movilidad en transporte motorizado privado (aunque no tan ambiciosa como el PNIEC). De este modo, los resultados en cuanto al número de vehículos en circulación son menores que el escenario tendencial, pero más conservadores que el escenario PNIEC.

En la propuesta del escenario más “asumible” para cumplir con la neutralidad en emisiones a 2040, la flota de vehículos en circulación habitual debería reducirse en 56 000 unidades en los próximos 6 años, y en casi 72 000 vehículos a 2040.

Para los consumos de combustibles se han generado dos subescenarios, en función de la penetración de nuevas tecnologías en el transporte:

- Escenario propio 1, con mayor presencia del vehículo eléctrico y de hidrógeno.
- Escenario propio 2: con mayor número de vehículos de combustión interna empleando biocarburantes.

Las conclusiones de estos dos subescenarios son las siguientes:

- El escenario propio 1 requiere de una serie de medidas económicas que favorezcan el cambio tecnológico en el transporte terrestre hacia el hidrógeno (5,7% en 2040) y los vehículos eléctricos (86,4% en 2040). Sería necesario disminuir la edad media del parque de vehículos y disponer de una mayor tasa de reposición que en los últimos 20 años, lo que se traduce en aumentar el número de matriculaciones anuales de vehículos eléctricos y de hidrógeno a partir de 2035 para alcanzar los objetivos del escenario. Se requeriría una mayor producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (más de 1000 GWh) y mayor cantidad de hidrógeno (27 000 toneladas para 2040), ya sea de producción local o importado.

- El escenario propio 2 muestra una previsión más asumible desde el punto de vista tecnológico y con mayor inercia a mantener el vehículo de combustión de interna, movido con combustibles 100% renovables a 2040. En este escenario será necesario un mayor desarrollo de biocombustibles avanzados que permitan seguir utilizando vehículos convencionales (33,5% en 2040), ya que constata la enorme dificultad de cambiar todo el parque móvil de la isla hacia el hidrógeno (4,8% en 2040) y la electricidad (61,7% en 2040). Estos biocombustibles pueden ser producidos en gran parte en la isla, o importados como los combustibles convencionales.

3.3.3. El Potencial renovable

Las energías renovables han supuesto un cambio de paradigma en la generación de energía eléctrica en las últimas décadas. En Canarias, su desarrollo comenzó en la década de los 90 del pasado siglo, con la instalación de numerosos parques eólicos y alguno fotovoltaico. En el caso de Gran Canaria, la energía eólica comenzó a explotarse de manera comercial mucho antes que la energía fotovoltaica, y actualmente sigue siendo la principal fuente renovable de la isla.

Sin embargo, a pesar de los buenos datos de potencia instalada y generación, aún se está muy lejos de los datos de cobertura de demanda nacional, así como de los objetivos planteados a 2030 en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España. En dicho documento, alineado con los objetivos europeos, el gobierno español se compromete a disminuir, en territorios insulares, la contribución de los combustibles fósiles en al menos el 50% en la demanda eléctrica respecto del año 2019. Esto supone que para el año 2030, Gran Canaria debería tener en torno al 60% de la cobertura de la demanda eléctrica suplida con energías renovables y/o combustibles alternativos.

En esta sección de la Agenda se analizará el potencial de las dos principales fuentes renovables de Gran Canaria: La energía eólica y la energía fotovoltaica.

3.3.3.1 Potencial eólico en tierra

La energía eólica comienza su andadura en fase comercial en el año 1992, con la instalación del primer parque eólico en Gran Canaria. A partir de ese momento comienza la carrera eólica hasta la actualidad, con momentos de gran expansión y otros en los que la instalación de parques estuvo totalmente parada.

En el año 1996 se publica el primer concurso eólico del archipiélago, lo que supuso un enorme crecimiento de esta tecnología en Gran Canaria, permitiendo alcanzar los 50 MW de potencia instalada a principios del nuevo milenio. No obstante, a pesar del gran desarrollo gracias al concurso, la eólica sufre un “parón” entre los años 2002 y 2016, donde apenas se instalan 14 MW en 14 años. Sin embargo, a partir del 2017 comienza un nuevo crecimiento exponencial de la potencia instalada que llega hasta la actualidad. Previsiblemente, Gran Canaria cerrará el 2023 con casi 300 MW de eólica conectados a red (Gráfico 125. Evolución de la potencia

eólica instalada en Gran Canaria), lo que la convierte en la isla con mayor potencia instalada de toda Canarias.

En términos de energía, en 2021 se produjeron en Gran Canaria 633 GWh de energía eléctrica con origen eólico [11], lo que permitió cubrir más del 19% de la demanda eléctrica insular, convirtiéndose en la fuente renovable con mayor producción de la isla.

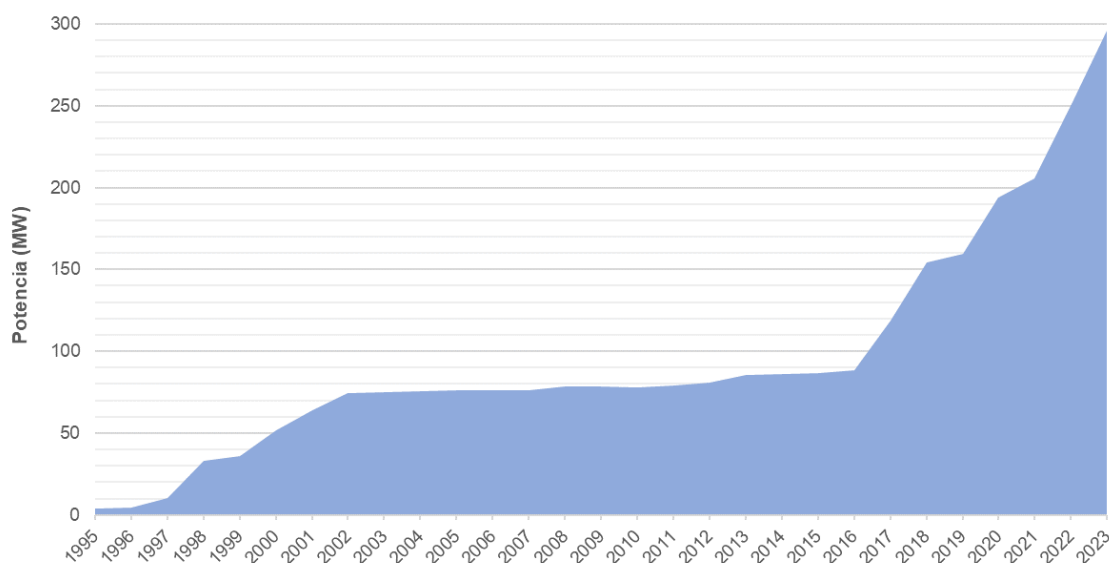


Gráfico 125. Evolución de la potencia eólica instalada en Gran Canaria

Este desarrollo de la energía eólica en Gran Canaria se debe al buen recurso eólico con el que cuentan algunas vertientes de la isla. Y es que, en la región del sureste hay algunos parques que tienen entre 4000 y 4500 horas equivalentes de funcionamiento, o lo que es lo mismo, un factor de capacidad en el rango 46% – 51%, convirtiendo dicha zona (el sureste) en una de las regiones con mejor recurso eólico de todo el territorio nacional. Así mismo, el noroeste de Gran Canaria también presenta un buen recurso eólico. En conjunto, estas dos vertientes de la isla tienen un rendimiento superior a las 3200 horas equivalentes [11].

Estos datos confirman que la energía eólica puede jugar un papel crucial en la transición energética. Por todo ello, es fundamental estudiar el potencial eólico de Gran Canaria, ya que una planificación adecuada facilitará el cumplimiento de los objetivos nacionales e internacionales en la descarbonización de nuestra economía.

La metodología desarrollada para estimar el potencial eólico en tierra de Gran Canaria se describe a continuación, y se basa en las restricciones ambientales, de infraestructuras y técnicas que existen actualmente en la isla.

- Hipótesis de partida

Para realizar el estudio del potencial eólico en tierra se parte de las siguientes premisas:

- Se estudiarán las zonas con recurso eólico medio anual superior a 6 m/s a 80 metros de altura, haciendo un análisis más exhaustivo a aquellas ubicaciones con velocidad media superior a 8 m/s.
- Se analizará el potencial a partir de 2 modelos diferentes de aerogeneradores, en función de las zonas estudiadas: 1) bajo servidumbres aeronáuticas con límite de altura superior a 100 metros de altura; 2) sin restricciones debidas a servidumbres aeronáuticas.
- Se asumirá que los parques no podrán ubicarse en terrenos con una pendiente superior a 40°.

- Restricciones ambientales

A pesar de su escasa superficie, Gran Canaria es un territorio extensamente protegido. Aproximadamente el 42% de la superficie terrestre se encuentra adscrita a alguna categoría de protección. En este análisis se incluyen las zonas protegidas mostradas en la Figura 15.

Aunque las zonas realmente excluyentes para la energía eólica son aquellas con especial protección de las aves, en este estudio se excluirán todas las zonas protegidas de la red NATURA 2000, así como aquellos espacios naturales protegidos. Por lo tanto, las zonas de protección medioambientales consideradas se exponen a continuación:

- Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), perteneciente a la Red NATURA 2000.
- Zonas Especiales de Conservación (ZEC), perteneciente a la Red NATURA 2000.
- Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), perteneciente a la Red NATURA 2000.
- Áreas Importantes para la Conservación de las Aves, en inglés, "Important Bird Areas" (IBA).
- Espacios Naturales Protegidos (ENP).

Se excluye de las restricciones las Reservas de la Biosfera, ya que algunos de sus objetivos fundamentales son “la utilización ordenada de los recursos y aprovechamiento sostenible del patrimonio natural”, “la prevención de los problemas emergentes consecuencia del cambio climático, la mitigación y la adaptación al mismo”, o “la integración de los requisitos de la conservación, uso sostenible, mejora y restauración del patrimonio natural”; entre otros [100]. Por lo tanto, se entiende que el desarrollo de la energía eólica es compatible con las zonas declaradas Reserva de la Biosfera.

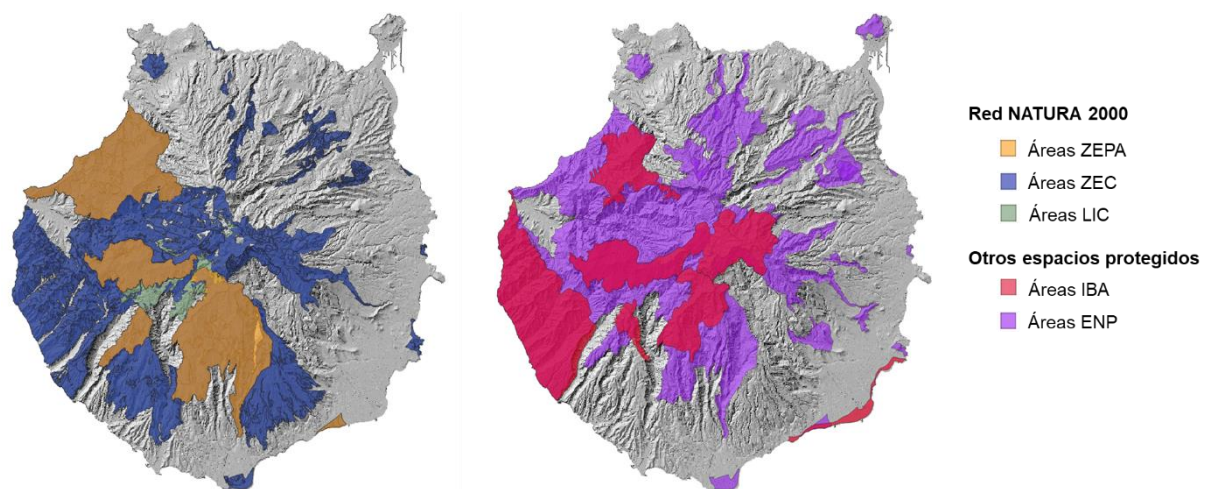


Figura 15. Zonas con protección medioambiental de Gran Canaria consideradas.

- Restricciones por infraestructuras

En este estudio se considerarán las restricciones por cercanía con algunas infraestructuras críticas y zonas pobladas: aeropuertos, carreteras, invernaderos, embalses y núcleos poblacionales.

- *Servidumbres aeronáuticas (SS AA)*

Las servidumbres aeronáuticas se definen como todas aquellas restricciones alrededor de construcciones e instalaciones de aeropuertos y aeródromos a fin de garantizar la seguridad y continuidad de las aeronaves. Las servidumbres se clasifican fundamentalmente en tres tipos, en función de su finalidad:

- a. Servidumbres de aeródromo. Garantizan la continuidad de las operaciones de salida y llegada a aeropuertos en adecuadas condiciones de seguridad.

- b. Servidumbres de las instalaciones radioeléctricas. Garantizan el correcto funcionamiento de las instalaciones radioeléctricas.
- c. Servidumbres de operación de aeronaves. Garantizan la seguridad de las maniobras de aproximación a los aeropuertos.

En este análisis del potencial eólico en servidumbres únicamente se considerarán como excluyentes las servidumbres de aeródromo y de instalaciones radioeléctricas con altura inferior a los 100 metros (Figura 16). Se toma este valor de referencia ya que el menor modelo de aerogenerador escogido para estimar el potencial eólico es el E-70, con una altura estimada en torno a 90 – 95 metros. De forma excepcional, y de cara al potencial de repotenciación de parques obsoletos, se analizará la posibilidad de instalar aerogeneradores de menor tamaño bajo SSAA con límite entre 65 – 100 metros.

A pesar de que algunas localizaciones se encuentren fuera de servidumbres, de conformidad con el Artículo 30 del Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de servidumbres aeronáuticas, modificado por el Real Decreto 297/2013, de 26 de abril, “no se podrá llevar a cabo ninguna construcción, instalación o plantación ubicada en los espacios y zonas afectados por servidumbres aeronáuticas o que pueda constituir obstáculo⁷ sin resolución favorable de AESA”. Por tanto, para la instalación fuera de SSAA siempre habrá que contar con la aprobación de la Agencia Española de Seguridad Aérea (AESA) si el aerogenerador superara los 100 m de altura.

⁷ Se entiende como obstáculo todo objeto fijo (ya sea temporal o permanente) o móvil, o partes del mismo que penetre las servidumbres aeronáuticas, o bien supere los 100 metros de altura respecto al nivel del terreno o agua circundante, de acuerdo con lo dispuesto en el Art. 5.1.12 del citado Decreto 584/1972.

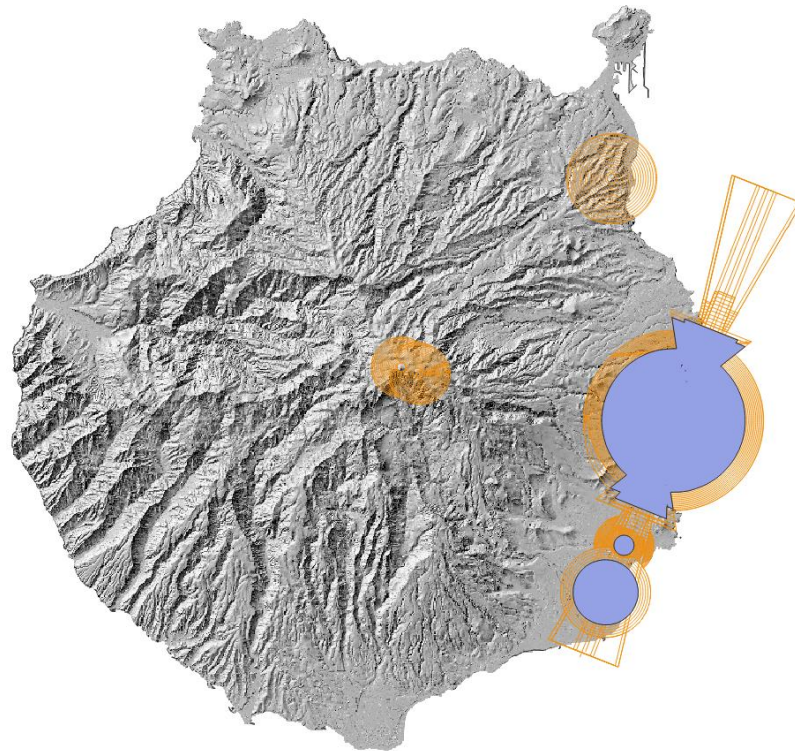


Figura 16. Servidumbres de aeródromo y radioeléctricas en Gran Canaria. En azul se muestran las zonas excluyentes para la eólica por tener una altura inferior a los 100 m.

- *Zonas restringidas*

Gran Canaria tiene parte de su espacio aéreo restringido, debido a otros usos incompatibles con el transporte aéreo comercial o la ocupación de dicho espacio aéreo. Estas restricciones no son sólo para aeronaves, sino también para aquellas infraestructuras de altura considerable que impidan el desarrollo de las actividades para las cuáles se han reservado estas áreas (principalmente de uso militar y seguridad aérea).

En este sentido, en el caso de Gran Canaria, sólo hay constancia de zonas restringidas destinadas a la utilización en ejercicios militares de tiro y entrenamiento de aviones militares [101]. La Figura 17 muestra las zonas aéreas restringidas y que se consideran como

excluyentes para la instalación de parques eólicos, y que afectan principalmente al espacio aéreo marino.



Figura 17. Zonas con espacio aéreo restringido en Gran Canaria

- *Redes de transporte terrestre*

Las principales vías de comunicación que conectan la isla son otra de las restricciones consideradas en el estudio del potencial eólico. De esta forma, se asegura que los aerogeneradores no sean instalados en las carreteras ni en sus alrededores, manteniendo la seguridad de la vía en caso de fallo en alguna turbina.

Algunos autores como [102], [103], [104] recomiendan dejar una distancia de seguridad de entre 100 metros y 500 metros a ambos lados de la vía para la colocación de turbinas eólicas. En este caso, se considerarán excluidas todas las carreteras que estén asfaltadas o con cemento, así como una distancia a cada lado de la vía de 125 metros. Esta restricción se muestra en la Figura 18.

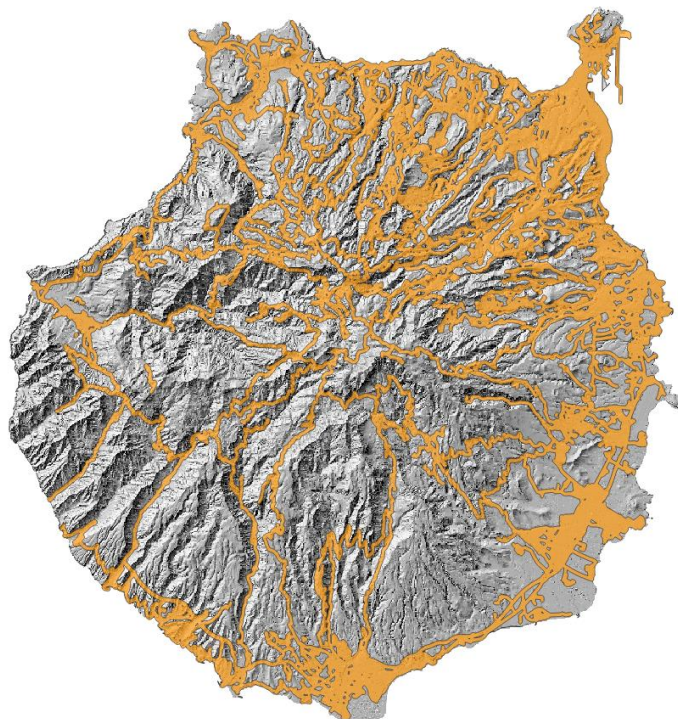


Figura 18. Viales y carreteras asfaltadas o con cemento de Gran Canaria

- *Reservas de agua e invernaderos*

En este estudio también se excluirán las zonas delimitadas para el acopio de agua potable y regadío, así como los invernaderos que actualmente se encuentran en explotación. La isla de Gran Canaria cuenta con multitud de pozos, depósitos, embalses y presas diseminados por toda la orografía insular, debido a la escasez de agua que sufre la isla durante prolongados períodos de tiempo.

Así mismo, Gran Canaria es tradicionalmente una isla con un marcado carácter agrícola, contando con una importante concentración de invernaderos en municipios como La Aldea de San Nicolás, Gáldar o Arucas, donde se cultiva principalmente tomates y plátanos.

- *Núcleos poblacionales*

Los parques eólicos tienen cierta afección sobre las poblaciones aledañas, sobre todo por el impacto acústico que causan, así como por la propia seguridad de los habitantes de los alrededores por posibles caídas de elementos de los aerogeneradores.

Para evitar problemas relacionados con la seguridad, entre otros muchos aspectos, el Gobierno de Canarias ha aprobado el *Decreto 6/2015, de 30 enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos de Canarias* [105]. En cuanto a poblaciones cercanas, el Reglamento recoge en el Artículo 29:

Cuando el planeamiento aplicable no imponga separaciones mayores, la distancia entre un aerogenerador y un núcleo habitado⁸ no será inferior a 250 metros para aerogeneradores de potencia inferior a 900 kW y a 400 metros para aerogeneradores de potencia superior.

En este estudio no se considerarán turbinas con potencia inferior a 900 kW por lo que la distancia mínima a los núcleos habitados será como mínimo de 400 m. Los núcleos habitados de Gran Canaria se muestran en la Figura 19.

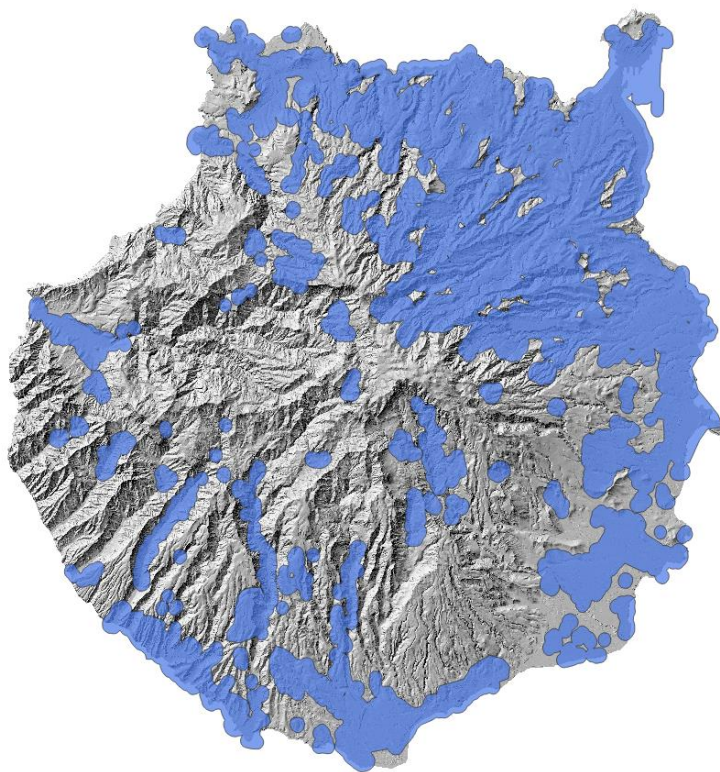


Figura 19. Buffer de 400 m a los núcleos poblacionales de Gran Canaria

⁸ Se entiende como núcleo habitado el conjunto de al menos diez edificaciones destinadas a vivienda que estén formando calles, plazas u otras vías urbanas.

- Restricciones técnicas

- *Pendiente*

Las Islas Canarias, y Gran Canaria en particular, presentan una orografía muy abrupta y escarpada, debido a su origen volcánico, con profundos barrancos y elevadas montañas. Mientras que algunos investigadores no consideran la pendiente del terreno [106], [107], [108], otros autores apuntan límites de pendiente para la instalación de turbinas eólicas en el rango de 10% – 60% [109], [110]. Incluso, algunos expertos afirman que una orografía abrupta podría incrementar la producción de los aerogeneradores, buscando así zonas escarpadas para su instalación [111]. En este sentido, algunos Planes de Ordenación ya incluyen un límite máximo de pendiente para la ubicación de parques eólicos. Es el caso de Navarra, con una pendiente máxima de 50% [112].

En este estudio se asumirá una pendiente máxima de 40° (Figura 20), siendo un valor intermedio entre aquellos estudios que afirman que la pendiente es una restricción y aquellos que la omiten.

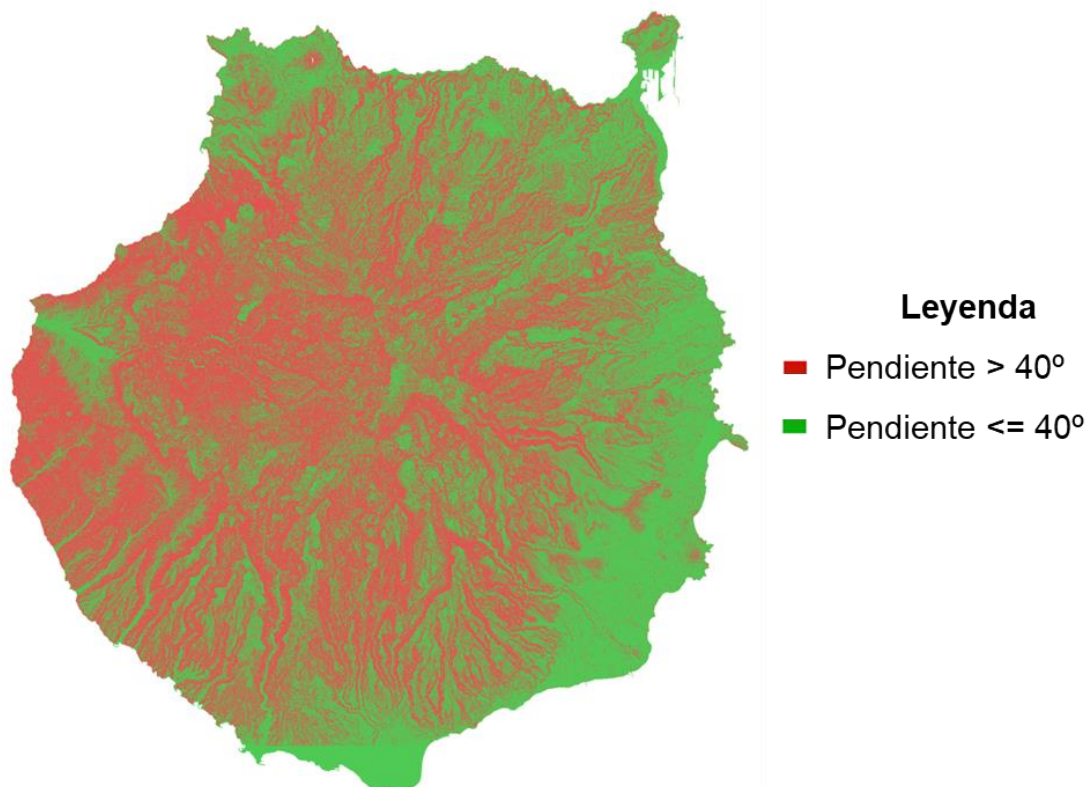


Figura 20. Mapa de pendientes de Gran Canaria

- *Velocidad de viento*

El recurso eólico es el parámetro más importante para determinar la ubicación de los parques eólicos. En este caso, para determinar las zonas con mayor potencial eólico, se ha acudido al Atlas Eólico de Canarias realizado por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) [113], y que se muestra en la Figura 21.

Para determinar las zonas potenciales de eólica en tierra, se considerará una velocidad media anual mínima de 6 m/s a 80 metros de altura, y se analizará el potencial de 1 m/s en 1 m/s hasta la velocidad media máxima insular. Como se puede apreciar en la Figura 21, las dos principales zonas con mayor recurso eólico de la isla son el sureste y el noroeste, además de algunas zonas en el oeste.

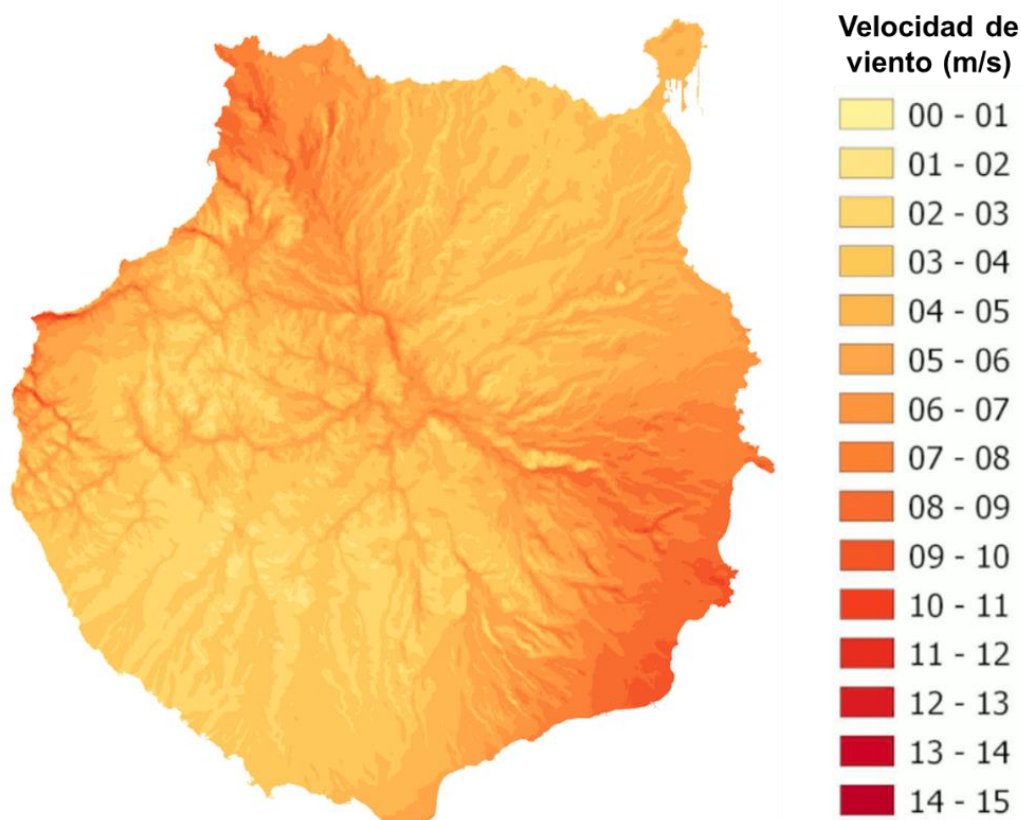


Figura 21. Atlas eólico de Gran Canaria a 80 metros de altura. Adaptado de [113].

- *Configuración de los parques*

La configuración de los parques y distribución de los aerogeneradores es otro parámetro considerado en el análisis de potencial eólico. Una óptima distribución ayudará a optimizar el aprovechamiento del recurso, sin incrementar considerablemente las pérdidas ni desaprovechando superficie (muy escasa en Canarias).

Las pérdidas de producción son debidas al conocido efecto estela, en inglés “*wake effect*”, y que se debe a la pérdida de energía cinética del viento al pasar por el rotor de un aerogenerador. Si no se deja suficiente distancia entre aerogeneradores, la energía que llega a las turbinas eólicas ubicadas en la segunda fila del parque puede ser bastante inferior (hasta un 10% según algunos autores [114]).

Para homogenizar criterios en la instalación de los parques, el Gobierno de Canarias publicó el *Decreto 6/2015, de 30 de enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos de Canarias* [105]:

Como norma general, la distancia mínima entre dos aerogeneradores de una misma línea no será inferior a dos (2) diámetros de rotor y la distancia entre dos líneas de un mismo parque ha de ser como mínimo de cinco (5) diámetros de rotor.

Por lo tanto, la distancia mínima entre aerogeneradores en cada parque será de, al menos, 2D para turbinas en la dirección perpendicular al viento y 5D en la dirección paralela al viento, siendo “D” el diámetro de rotor de la turbina seleccionada.

Analizando los parques ya instalados en Gran Canaria, en su mayoría se cumple este requisito de diseño, siendo la distancia mínima de entre 1,5 veces y 2 veces el diámetro del rotor para aerogeneradores en la misma fila, y una separación de 5 a 9 veces para diferentes filas. En este análisis se asumirá una distancia de 2D x 5D.

Para maximizar la ocupación del suelo, se han analizado dos tipos de disposición diferentes de las turbinas en función de la forma geométrica de la superficie: distribución en cuadrícula (formando paralelogramos) o distribución en tresbolillo (disposición triangular), pudiéndose combinar ambas para optimizar la potencia instalada en un área delimitada.

Resultados

El potencial de energía eólica en tierra constará de dos fases: en primer lugar, se evaluará el total de parques existentes y se estudiarán las posibilidades de repotenciación de aquellos parques eólicos más antiguos. En la segunda fase de análisis, se mostrarán aquellas nuevas zonas aptas para el desarrollo de la eólica en tierra, siguiendo la metodología expuesta anteriormente. Además, también se analizará el potencial eólico bajo servidumbres aeronáuticas (SSAA) que aún no ha sido explotado y que podría ser susceptible de aprovecharse en un futuro.

- Repotenciación de parques eólicos obsoletos

La energía eólica en Gran Canaria comenzó su desarrollo de forma comercial en el año 1992, con el parque *Tenefé*, en Pozo Izquierdo (Santa Lucía de Tirajana) [115], [116]. En este parque, aún sin desmantelar, se instalaron 5 turbinas de 225 kW, lo que supuso un hito en el devenir energético de la isla, comenzando así la carrera por las renovables en el archipiélago. Previamente se había instalado ya algún aerogenerador, pero principalmente a modo de investigación y desarrollo. Esas pequeñas máquinas, de 27 metros de diámetro de rotor y poco más de 50 metros de altura que inicialmente se instalaron, han dado paso a colosos de hasta 5 MW (20 veces superior en potencia instalada que los primeros aerogeneradores), 147 metros de rotor y más de 170 metros de altura.

En los últimos años del pasado siglo y principios de éste, se instalaron en Gran Canaria numerosos parques, que actualmente tienen más de 20 años. Es por ello que las turbinas se han quedado obsoletas, y en algunos casos, directamente no están en funcionamiento. En este sentido, y con el objetivo de no buscar alternativas para nuevos parques, se ha analizado el potencial de repotenciación de los parques más antiguos de la isla (localizados, además, en zonas que disponen del mejor recurso eólico del territorio grancanario). Para ello, se han considerado las siguientes hipótesis de partida:

- Se considerará una vida útil de los aerogeneradores de 25 años. Por tanto, se propondrá la repotenciación de aquellos parques que fueron instalados antes del 2005 para el año 2030. En el caso del año 2040, se analizarán los parques instalados en el periodo 2005 – 2015.

- Para la repotenciación se propondrán los modelos establecidos en la Tabla 51. Se plantean dichos modelos por estar bastante implantados actualmente en la isla, y por las restricciones en altura debidas a las SSAA.

Tabla 51. Modelos de aerogeneradores utilizados para el cálculo del potencial de repotenciación.

Modelo	Potencia (MW)	Diámetro (m)	Altura estimada (m)	Zonas donde se propone su uso
E-44/48 ⁹	0,9	44 – 48	60 - 80	Bajo SSAA con altura límite inferior a 100 m
E-70/82	2,3	70 – 82	85 – 105	Bajo SSAA con altura límite superior a 100 m
E-126	4,2	126	140 – 155	Fuera de SSAA a 2030
E-147	5,0	147	165 - 190	Fuera de SSAA a 2040

Los resultados obtenidos del análisis identifican que 24 parques de Gran Canaria requerirían repotenciación en el año 2030 (Figura 22). Ello supone que 71 MW que actualmente se encuentran instalados (el 24% de la potencia instalada actualmente) están o estarán totalmente desfasados en 2030, o directamente en desuso. En la Tabla 52 se muestran los resultados del análisis. De estos parques, 46 MW se concentran en zonas de SSAA con límite de altura inferior a 100 m, por tanto, se emplean los modelos E-44 / E-48 para el cálculo de su repotenciación, teniendo en cuenta que, al estar estos modelos descatalogados, se necesitaría instalar otro modelo de turbina con similares características. Estos parques, además, tienen un potencial de repotenciación de 102 MW. En el caso de aquellos parques ubicados fuera de SSAA o bajo SSAA con límite de altura superior a 100 m, se podría pasar de 25 MW que hay instalados actualmente hasta 60 MW. Es decir, en total, sustituyendo las turbinas antiguas por nuevos modelos, se podría ampliar la potencia que actualmente está obsoleta en torno a 91 MW (pasando de los 71 MW actuales a 162 MW), sin tener que ocupar

⁹ Los modelos E-44 / E-48 de Enercon, los más utilizados en Gran Canaria, actualmente se encuentran descatalogados por su baja potencia nominal. No obstante, se ha realizado el análisis con este aerogenerador para determinar el potencial de repotenciación de parques bajo SSAA con limitación de altura de 65 m, y la posibilidad de ser repotenciados con una turbina de características similares.

nuevas ubicaciones para la instalación de parques eólicos. Esto supondría incrementar en torno al 30% la potencia instalada en Gran Canaria.

Tabla 52. Parques que requieren repotenciación a 2030 y 2040.

Zonas	2030		2030 – 2040	
	Potencia instalada actualmente (MW)	Potencial (MW)	Potencia instalada actualmente (MW)	Potencial (MW)
Fuera de SSAA o bajo SSAA con altitud superior a 100 metros	25	60	15	31
Bajo SSAA con altitud inferior a 100 metros	46	102	0,3	0,9
TOTAL	71	162	15,3	31,9

En el caso del horizonte 2040, las necesidades de repotenciación son mucho menores. Esto se debe a que entre los años 2005 y 2015 prácticamente no se instalaron aerogeneradores, coincidiendo con la crisis económica del 2008. Los 5 parques que quedarían obsoletos a 2040 tienen una potencia total de 15,3 MW (Figura 22), que podrían duplicar su potencia instalada hasta los 31,9 MW si fueran repotenciados.

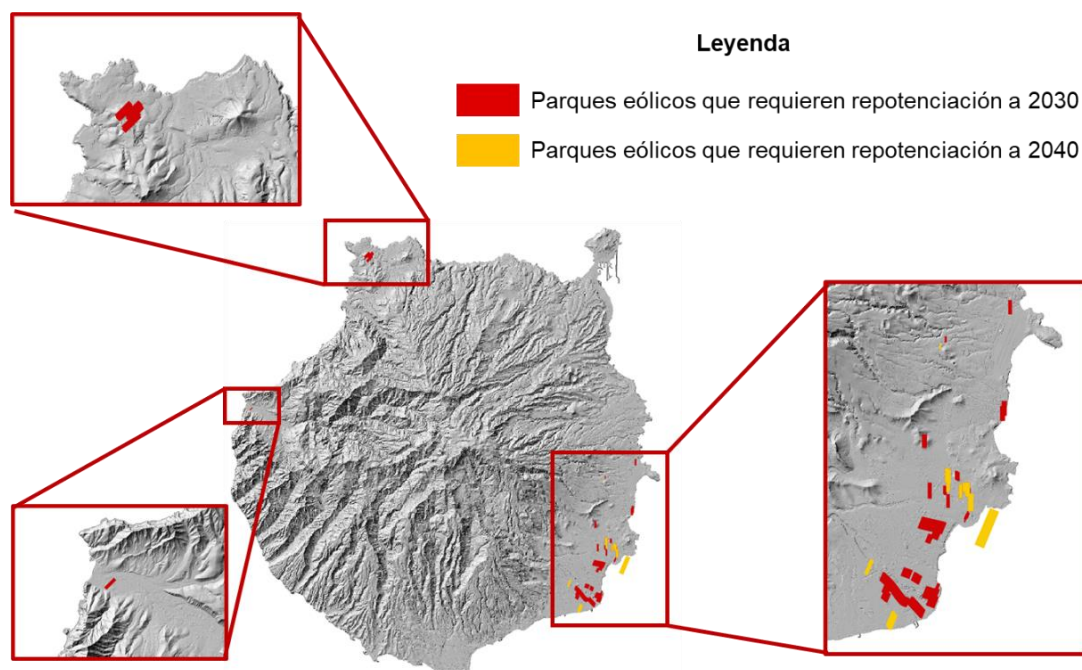


Figura 22. Ubicación de los parques eólicos que requerirán de repotenciación hasta 2040.

En resumen, existe un gran potencial de repotenciación en las zonas con mejor recurso eólico de Gran Canaria. De los más de 86 MW que requerirán ser sustituidos a 2040, podría pasarse a casi 194 MW, lo que supondría un incremento de 108 MW sin ocupar nuevos terrenos para el desarrollo de la eólica en tierra.

- Zonas potenciales para nuevos parques eólicos

Para determinar el potencial eólico de la isla, se ha seguido la metodología expuesta con anterioridad. En la Figura 23 se muestra la ubicación de las posibles zonas donde ubicar nuevos parques eólicos clasificados por diferentes rangos de velocidad de viento.

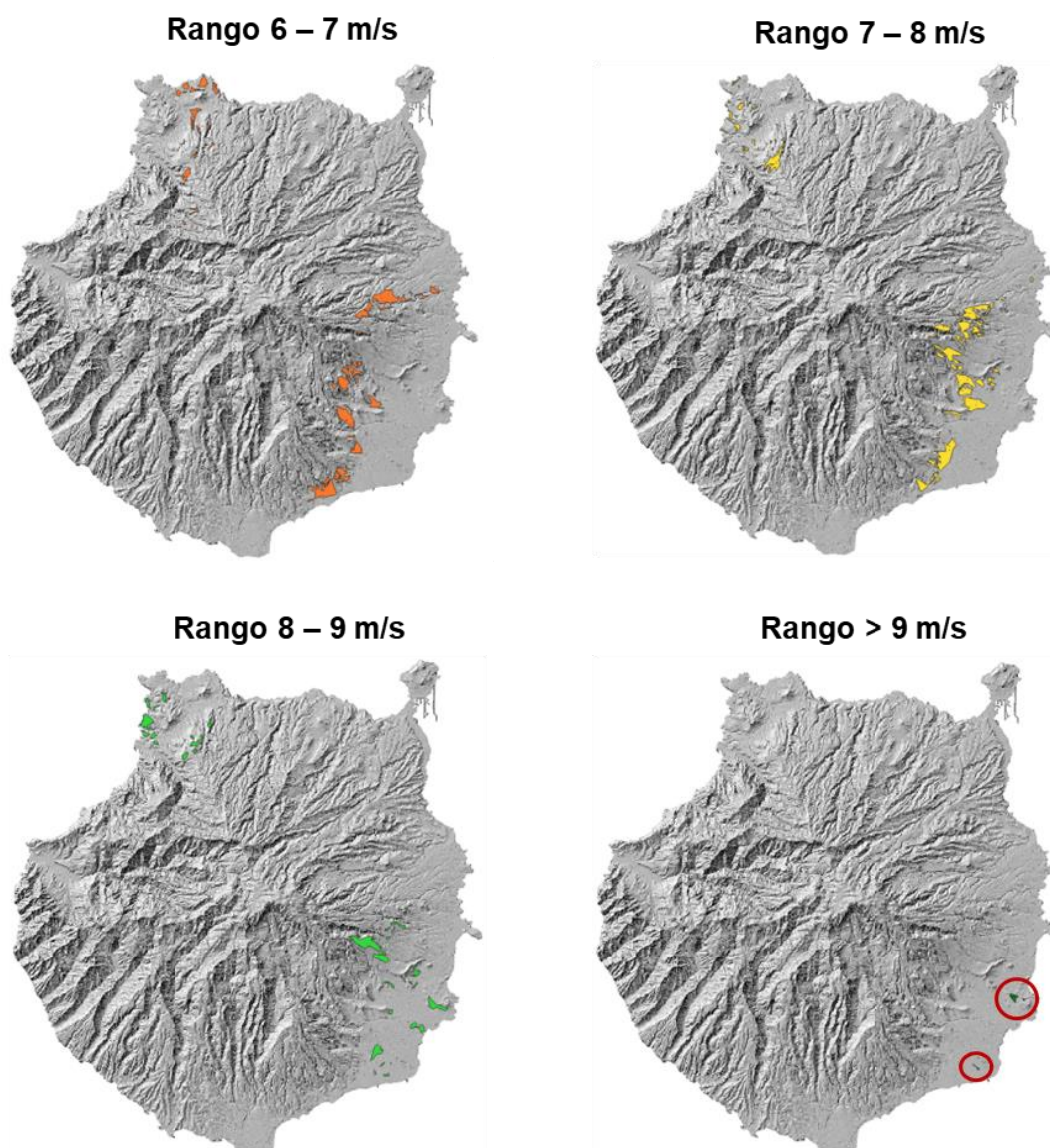


Figura 23. Potencial eólico onshore de Gran Canaria, diferenciado por velocidad media anual.

Para estimar la potencia que podría instalarse en estas ubicaciones, se han utilizado los modelos expuestos en la Tabla 51, y se han excluido del análisis todas las ubicaciones que se encuentren bajo SSAA con un límite de altura inferior a 100. Además, el potencial se ha calculado considerando los parques ya existentes y manteniendo una distancia entre aerogeneradores ya instalados y los potenciales de $2D \times 5D$, siendo "D" el diámetro de rotor de la turbina seleccionada.

Si se analizan en profundidad los resultados obtenidos, se aprecia que las zonas con mayor recurso de la isla (velocidad media anual superior a 9 m/s a 80 metros de altura) ya están ocupadas por parques eólicos o se encuentran bajo servidumbre, lo que imposibilita su aprovechamiento actualmente. La Tabla 53 recoge los resultados obtenidos en términos de superficie, capacidad y número de aerogeneradores potenciales que podrían instalarse en el territorio.

De este modo, las zonas potenciales con velocidad media superior a 9 m/s apenas alcanzan los 0,40 km², donde podrían colocarse hasta 14 aerogeneradores con una potencia estimada de 33 MW (prácticamente la totalidad del potencial se encuentra bajo SSAA). En el caso de un rango de velocidades entre los 8 – 9 m/s, el potencial es mucho mayor, distribuido entre la zona noroeste y sureste de la isla. Podrían ocuparse hasta 7,70 km² con capacidad para albergar hasta 435 MW de diferentes modelos y potencias.

En conjunto, el potencial de las zonas con mayor recurso eólico (superior a 8 m/s de media anual) superaría los 468 MW de potencia, distribuidos entre 134 aerogeneradores en la zona noroeste y sureste de la isla. Únicamente el 19% de esta potencia se localizaría bajo servidumbres aeronáuticas. En cuanto su ubicación respecto a la red eléctrica, en el caso de la zona sureste el área disponible más alejada de una subestación se encuentra a 6 km y a una altitud de 750 – 1000 metros.

En el caso del potencial de la zona noroeste, el área disponible a mayor altitud también se encontraría en torno a los 750 metros, pero en este caso a una distancia superior a los 8 km de la subestación más cercana. Esto pone de manifiesto que, si quiere seguir desarrollándose la eólica en tierra (onshore) en la isla, es necesaria la construcción de nuevas subestaciones hacia zonas del interior y noroeste de la isla.

Tabla 53. Potencial de la energía eólica en Gran Canaria, distribuidos por rango de velocidades (excluyendo zonas donde ya se dispone de parques eólicos instalados).

	Velocidad media (m/s)	Superficie (km ²)	Capacidad (MW)	Número aerogeneradores
Total Gran Canaria				
	> 9	0,40	33	14
	8 – 9	7,70	435	120
	7 – 8	16,97	908	252
	6 – 7	18,11	897	228
Zona Noroeste				
	> 9	0	0	0
	8 – 9	3,06	182	44
	7 – 8	3,37	214	51
	6 – 7	3,65	231	55
Zona Sureste				
Bajo Servidumbres Aeronáuticas (> 100 m)	> 9	0,40	28	12
	8 – 9	0,94	81	35
	7 – 8	2,18	161	70
	6 – 7	0,69	74	32
Sin afección de Servidumbres Aeronáuticas	> 9	0,01	5	2
	8 – 9	3,70	172	41
	7 – 8	11,42	533	127
	6 – 7	13,77	592	141
TOTAL		43,18	2274	614

Si se analizan otras zonas con menor recurso eólico (rango de 7 – 8 m/s), el potencial aumenta considerablemente, pudiéndose instalar en estas zonas más de 900 MW, la mayoría en la zona sureste de la isla (más del 75%). Además, la mayor parte del potencial en este rango de velocidades se encuentra fuera de SSAA. Finalmente, en las zonas con menor recurso del potencial eólico (rango 6 – 7 m/s), la superficie y potencia instalable es muy similar a la del rango 7 – 8 m/s. En total, el potencial eólico de la isla de Gran Canaria asciende a 2274 MW, ubicados en una superficie de más de 43 km².

- Potencial eólico bajo Servidumbres Aeronáuticas (SSAA)

Además de calcular el potencial eólico de la isla y la repotenciación de parques obsoletos, se ha analizado el potencial que, estando bajo servidumbres aeronáuticas (con límite de altura inferior a 100 m), no es posible aprovecharse por estar los modelos de poco diámetro descatalogados. Cabe destacar que algunas servidumbres radioeléctricas se encuentran en la zona con mejor recurso de la isla e imposibilitan su aprovechamiento.

De este modo, la Figura 24 y la Tabla 54 muestran el potencial eólico bajo las servidumbres del aeropuerto de Gran Canaria. Bajo servidumbres radioeléctricas podrían instalarse hasta 175 MW en 76 aerogeneradores en una zona con elevada densidad de turbinas, lo que supondría un bajo impacto visual.

El potencial bajo servidumbres con elevado recurso eólico (más de 8 m/s) supera los 325 MW, lo que permitiría duplicar la potencia eólica instalada en la actualidad, sin necesidad de buscar nuevas zonas para parques eólicos con el impacto visual que ello conlleva.

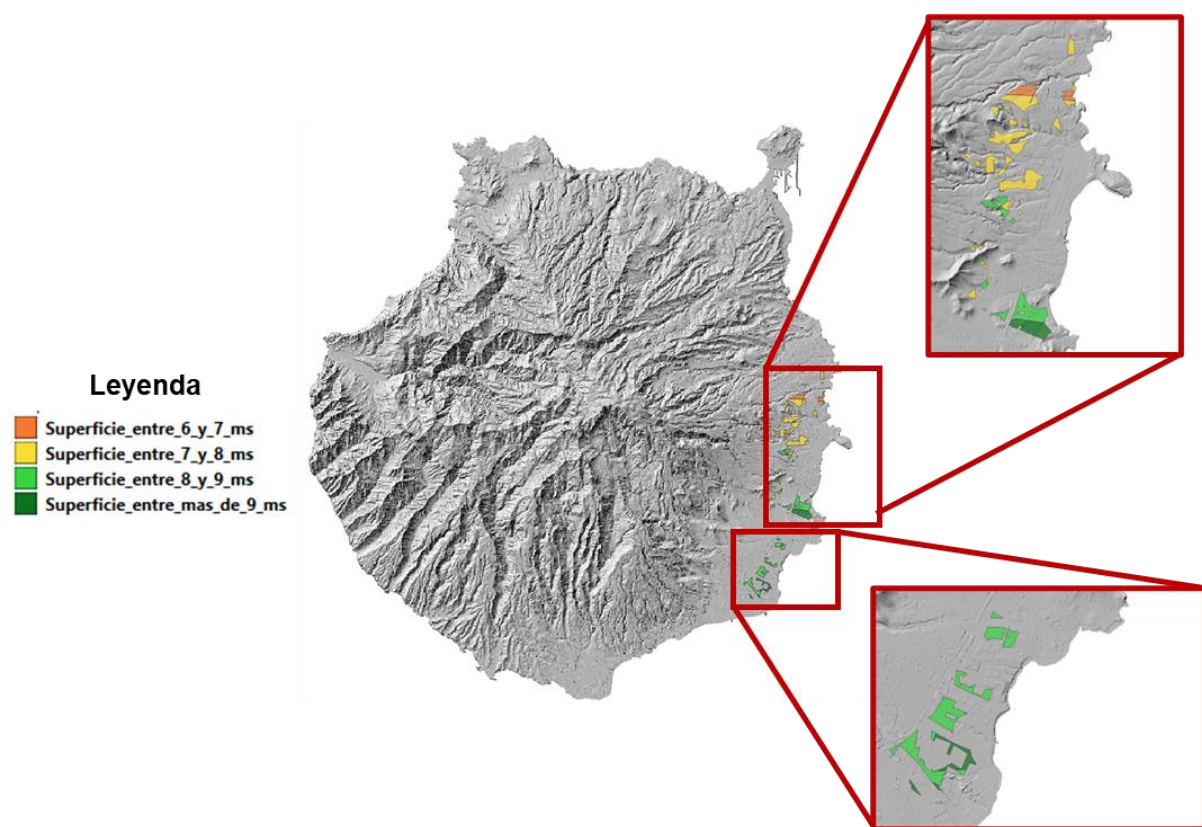


Figura 24. Ubicación del potencial eólico bajo SSAA de Gran Canaria.

Tabla 54. Potencial eólico bajo SSAA de Gran Canaria.

Velocidad media (m/s)	Superficie (km ²)	Capacidad (MW)	Número aerogeneradores
Total Servidumbres aeronáuticas			
> 9	1,12	79	34
8 – 9	3,11	246	107
7 – 8	3,98	209	91
6 – 7	0,55	18	8
Servidumbres radioeléctricas			
> 9	0,30	35	15
8 – 9	1,55	140	61
7 – 8	0	0	0
6 – 7	0	0	0
Servidumbres de aeródromo			
> 9	0,82	44	19
8 – 9	1,56	106	46
7 – 8	3,98	209	91
6 – 7	0,55	18	8
TOTAL	8,76	552	240

Con estos resultados se pone de manifiesto la necesidad de realizar un estudio en profundidad sobre la posibilidad de cambiar la ubicación de las servidumbres radioeléctricas localizadas al suroeste del aeropuerto de Gran Canaria a un emplazamiento con menor recurso eólico. En total, el potencial bajo servidumbres aeronáuticas en ubicaciones con velocidad media viento superior a 6 m/s podría superar los 550 MW en 8,76 km².

Conclusiones sobre la eólica onshore

A tenor de todos los resultados expuestos anteriormente, se puede concluir lo siguiente:

- La **repotenciación** de los parques que han quedado obsoletos permitiría aumentar la potencia instalada actualmente (en torno a 295 MW) hasta los 386 MW a 2030, únicamente sustituyendo las turbinas más obsoletas y encontrando fabricantes que ofrezcan aerogeneradores similares a los comúnmente utilizados en Gran Canaria (E-

44 y/o E-48). Esto permitiría aumentar la potencia instalada en torno al 30% sin necesidad de ocupar nuevos espacios para la eólica.

- Aquellas zonas que aún no han sido explotadas eólicamente con un recurso eólico superior a los 8 m/s a 80 m de altura (nuevos parques eólicos) tendrían capacidad para albergar otros 468 MW, con una buena planificación. Solo en la zona sureste de Gran Canaria podría duplicarse la potencia instalada actualmente, con capacidad para 286 MW de nueva instalación.
- Cambiar las servidumbres radioeléctricas a una ubicación con menor recurso eólico permitiría la instalación de hasta 175 MW en una zona con gran número de turbinas, lo que no tendría mayor inconveniente en el impacto ambiental, visual y social.

Con todo ello, la isla de Gran Canaria podría albergar más de 1000 MW aprovechando las zonas con mayor recurso (>8 m/s), la repotenciación y cambiando de ubicación las servidumbres radioeléctricas (Figura 25).

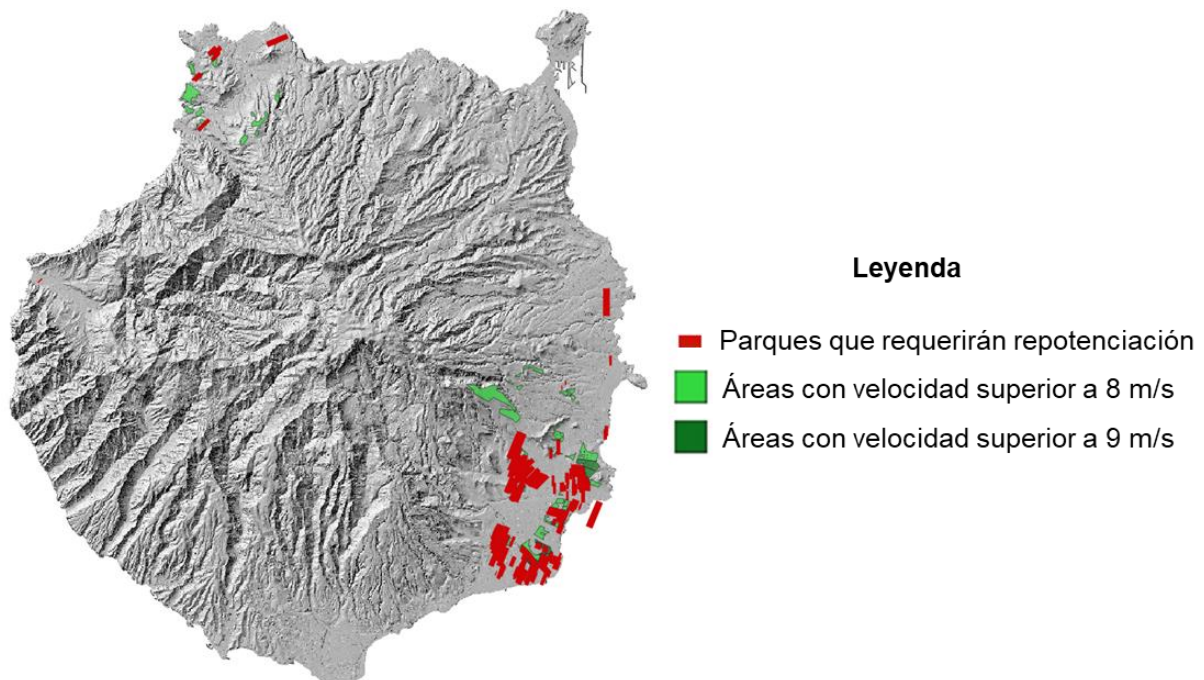


Figura 25. Parques eólicos existentes que podrían ser repotenciados y potencial con mayor recurso eólico de Gran Canaria.

3.3.3.2 Potencial eólico marino

La energía eólica marina se ha convertido en los últimos años en la punta de lanza de las energías renovables a nivel mundial. Multitud de empresas y centros de investigación se encuentran actualmente desarrollando nuevas tecnologías para el aprovechamiento del recurso eólico marino, y las previsiones apuntan a que se convertirá en una de las principales fuentes de energía eléctrica europeas [117].

En cuanto a las Islas Canarias, su desarrollo está aún más argumentado si cabe que en el resto de las regiones europeas: la elevada demanda eléctrica de las islas, a pesar de ser subsistemas de pequeño tamaño, las limitaciones terrestres y el gran número de zonas protegidas y con poco recurso eólico en tierra podrían convertir a la energía eólica marina en una de las principales fuentes de energía renovable del archipiélago. Esto es así ya que la eólica *offshore* tendría mucha mayor extensión para desarrollarse que en tierra (evitando conflictos por el uso del suelo), afectaría a menos zonas protegidas e implicaría un impacto visual mucho menor, además de un mayor y más estable recurso eólico.

Para orientar el desarrollo de eólica *offshore*, el Consejo de Ministros aprobó en Diciembre de 2021 la *Hoja de Ruta de Eólica Marina y Energías del Mar en España* [118], donde se establecen los objetivos a 2030 y las líneas de acción y medidas para fomentar su desarrollo.

Además, el 28 de febrero de 2023, el Consejo de Ministros aprobaba el Real Decreto 150/2023, por el que se aprueban los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) de las cinco demarcaciones marinas españolas [119], y que delimita y regula por primera vez en España, las zonas aptas para el desarrollo de la energía eólica marina para el año 2030.

De esta forma, en los POEM se detalla que son 4 las islas que podrán desarrollar la energía eólica marina en el archipiélago (Figura 26) para 2030: Gran Canaria, Tenerife, Fuerteventura y Lanzarote. Es la primera de estas, Gran Canaria, la que presenta mayor recurso eólico marino y en la que, previsiblemente, se desarrolle primeramente en toda España la energía eólica marina.

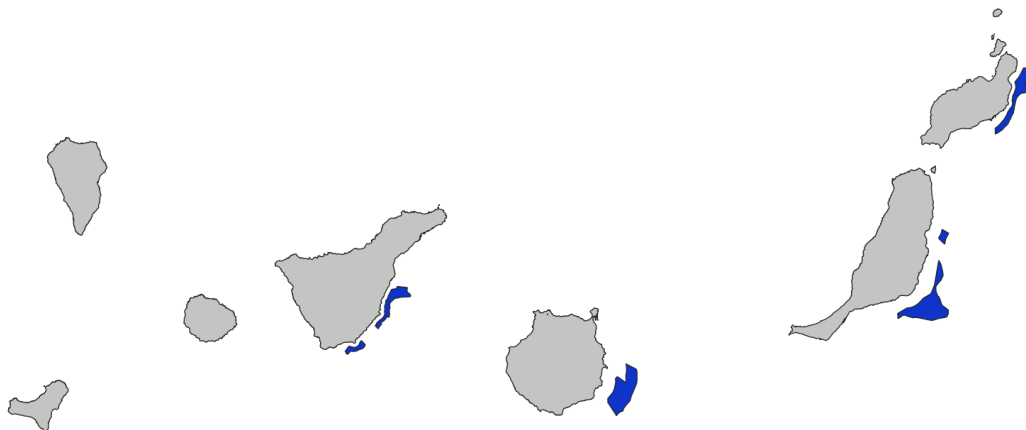


Figura 26. Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina, según el POEM para la demarcación canaria.

- Marco Europeo

Las medidas implementadas en España responden a la iniciativa de la Unión Europea de legislar y potenciar las energías renovables marinas, y en específico, la energía eólica marina. De este modo, ya en 2012 el Consejo Europeo aprobaba la **Estrategia de Crecimiento Azul** [120], con previsiones de potencia y generación de energías marinas como la eólica.

Posteriormente, en 2019 los estados miembros aprueban el Pacto Verde Europeo, en inglés **European Green Deal** [121], en línea con las medidas adoptadas en el **Acuerdo de París** [122], con el principal objetivo de que la economía europea fuera climáticamente neutra en 2050, y en la que *“la economía azul sostenible tendrá que desempeñar un papel crucial”*. Para ello, *“será fundamental aumentar la producción de energía eólica marina”*.

Con estas premisas se aprueba en 2020 la **Estrategia de la Unión Europea sobre las Energías Renovables Marinas** *“An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable Energy for a climate neutral future”* [123], donde se establecen los objetivos mínimos a cumplir de instalación de potencia de energía eólica marina (60 GW en 2030 y 300 GW en 2050), así como el compromiso de establecer un marco jurídico y la ordenación del espacio marítimo del continente.

- Marco Nacional

En el ámbito nacional, el Gobierno de España ha aprobado una serie de mecanismos que ayudan a la implementación de las energías renovables.

Así, en 2019 se desarrolla el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima** (PNIEC) de España [87], que marca la hoja de ruta y los mecanismos para reducir las emisiones de CO₂ y realizar una transición energética más sostenible a 2030, así como identifica la necesidad de realizar una hoja de ruta específica para las energías del mar. Actualmente se está desarrollando una actualización del PNIEC, con objetivos más ambiciosos donde ya se indica como marco la **Hoja de Ruta de Eólica Marina y Energías del Mar**, aprobada en el año 2021 [118], que establece el objetivo de alcanzar entre 1 GW y 3 GW de potencia instalada de energía eólica marina, así como los mecanismos para su implantación. Esta hoja de ruta complementa el POEM, y en conjunto marcan el camino para que comience el desarrollo de la eólica marina en el territorio nacional.

Otro marco estratégico para la implementación de la energía eólica *offshore* es la **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050** [124], donde se establece que debe reducirse las emisiones de gases de efecto invernadero al menos en un 90%, y donde la energía eólica marina jugará un papel crucial.

Además, en el pasado año 2021 también se aprobó la **Ley de cambio climático y transición energética** (Ley/2021, de 20 de mayo) [125], que establece el marco institucional y la regulación para la neutralidad completa de España.

- Pasado, presente y futuro de la energía eólica marina

La energía eólica marina no se trata de una tecnología desconocida en el resto de Europa. Países como Dinamarca, Reino Unido y Escocia llevan desde la década de los 90 investigando, desarrollando e instalando parques eólicos marinos en el Mar del Norte.

El primer parque eólico marino que se desarrolló como tal fue en el año 1991, en Dinamarca, llamado Vindeby Offshore Wind Farm, con un coste de 10 millones de dólares y 11 aerogeneradores de 450 kW de potencia, lo que suponía una potencia instalada de 4,95 MW [126]. Actualmente la tecnología se ha desarrollado hasta tal punto, que con un único aerogenerador marino podría duplicarse la potencia de todo ese parque. La producción anual de las máquinas era de menos de 2 GWh/MW, con una producción total de 243 GWh en sus 25 años de vida, tras los cuáles se desmanteló.

Tras los primeros resultados de este parque, Dinamarca comenzó a desarrollar nuevos parques en el Mar del Norte, que presentaba unas condiciones ideales para la investigación de la eólica *offshore*, con un elevado recurso eólico y poca profundidad a la que instalar los aerogeneradores a una gran distancia de la costa, lo que reducía el impacto visual.

Con Dinamarca, naciones punteras en la materia como Reino Unido, Países Bajos o Alemania, entre otras, comenzaron conjuntamente a desarrollar nuevos parques, mejorando la tecnología existente y convirtiendo la energía eólica marina en motor de generación eléctrica del centro y norte de Europa.

En la actualidad, la potencia instalada en los mares europeos asciende ya a 30,3 GW, lo que significa que prácticamente el 12% de la potencia eólica instalada en todo el continente ya corresponde a aerogeneradores en el mar [117]. Este crecimiento ha sido mucho mayor en los últimos años, como muestra la Figura 27, siendo 2022 el año en que mayor potencia eólica se ha instalado de toda la serie histórica.

Y las previsiones apuntan a que así siga siendo. Para el año 2035 podría incrementarse hasta los 208 GW, es decir, multiplicar 6,5 veces la potencia instalada actual [127]. Otros analistas establecen que, para cumplir con los acuerdos de París, en 2030 deberían haber instalados 228 GW en 2030 y 1000 GW en 2050 [128]. No obstante, otros estudios se muestran más conservadores estiman que dentro de 10 años podría haber ya instalados en el continente más de 73 GW, y para 2040 más de 125 GW [129].

La mayoría de los escenarios que se basan en alcanzar el ambicioso objetivo climático de la Unión Europea (UE) para el año 2050 (80%-95% de reducción de Gases de Efecto Invernadero en relación con 1990) coinciden en estimar la contribución de la energía eólica (terrestre y marina) sobre el 51%-56% [130] e incluso alguno de ellos alcanzando el 60%. Y es que, únicamente en la UE, el potencial eólico marino es 12 veces superior a la demanda. En el caso del globo en su conjunto, la energía eólica marina podría generar hasta 18 veces la demanda eléctrica actual [129]. No obstante, siendo realistas con las proyecciones realizadas por la Agencia Internacional de las Energías Renovables, en inglés, "*International Renewable Energy Agency*" (IRENA), en 2050 la energía eólica marina podría cubrir la mitad de la actual potencia eléctrica en Europa [131].

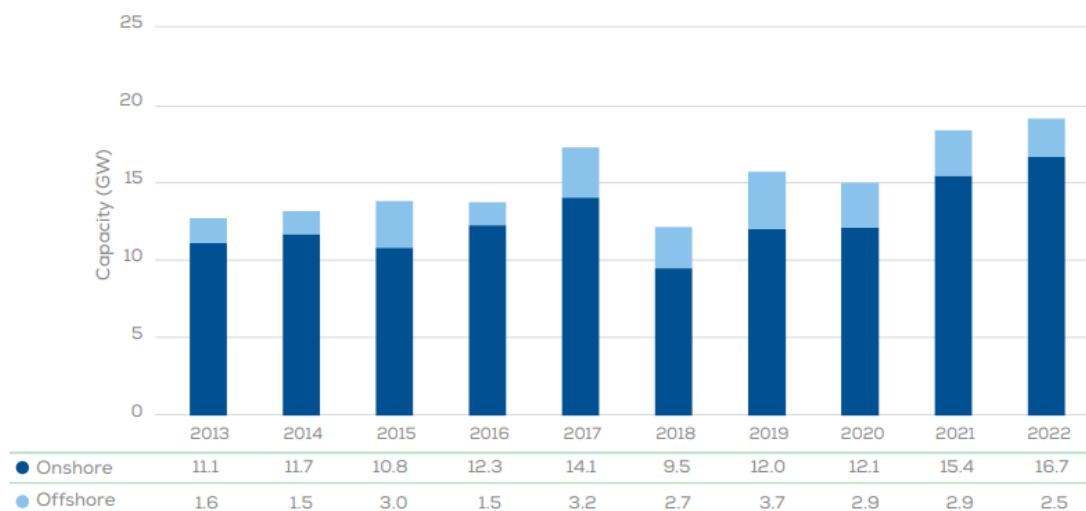


Figura 27. Nueva potencia eólica onshore y offshore instalada cada año en Europa. Fuente: [117]

Volviendo a Europa, ya hay 12 países que cuentan con algún parque en sus costas. Reino Unido es el país con mayor potencia instalada en el mar, cubriendo el 46% de la potencia instalada [117] seguido de Alemania, Países Bajos, Dinamarca y Bélgica.

- Ventajas de la energía eólica marina

La capacidad de aprovechamiento del recurso eólico de la tecnología actual permite multiplicar el potencial energético eólico marino gracias al desarrollo de la tecnología flotante, aumentando el número de posibles emplazamientos, obteniendo un mejor aprovechamiento del recurso eólico y factores de capacidad mucho más elevados, que en algunos casos podrían alcanzar las 5000 horas equivalentes.

De este modo, los principales motivos por los que la energía eólica marina está sufriendo tal desarrollo son:

- **Altos factores de capacidad:** Los factores de capacidad han aumentado con el tiempo gracias a los mejores recursos eólicos obtenidos alejados de la costa y los avances tecnológicos. Actualmente, los parques *offshore* presentan un factor de capacidad en el rango 35%-40%, que contrarresta con el 24% de la eólica en tierra [117].
- **Mayor previsibilidad:** La eólica marina presenta mayor previsibilidad que la energía eólica en tierra, permitiendo a los parques eólicos marinos obtener mayores ingresos

en los mercados eléctricos y convertirse en un proveedor significativo para el equilibrio energético.

- **Empleo y desarrollo tecnológico:** El desarrollo tecnológico, el liderazgo industrial y el crecimiento económico a nivel regional fueron los propulsores clave para el apoyo de la energía eólica marina en la UE. Las empresas europeas son líderes del mercado tanto en los componentes técnicos clave (turbinas, cimentación, cables submarinos) como en servicios basados en conocimiento, logística especializada, transporte y seguros. Una parte importante de la cadena de valor (ensamblaje de componentes grandes, instalación, conexión a la red, O&M) es prácticamente local y, por tanto, supone la creación de empleos en las regiones donde se lleve a cabo la instalación, independientemente del lugar donde se fabriquen los componentes.
- **Aceptación social:** En términos generales, la energía eólica marina tiene mayor aceptación que en tierra. Este factor se está volviendo cada vez más relevante, ya que hay zonas con gran densidad de aerogeneradores, como es el caso del sureste de Gran Canaria, cuya población cada vez se muestra más reticente a la instalación de parques. Aunque, en general, el apoyo de la población a la transición energética sigue siendo muy alto, la oposición local se está volviendo más significativa. La disponibilidad de tierra y los procedimientos para obtener los permisos (que consumen mucho tiempo) se han convertido recientemente en las principales barreras para el crecimiento de la energía eólica en tierra en muchas áreas europeas.

Con todo ello, las Islas Canarias y en especial Gran Canaria, es una de las regiones que ofrece mayor potencial para el despliegue de la eólica marina, por los siguientes motivos:

- **Canarias está muy distanciada de los objetivos europeos y nacionales** en materia de energía y clima. En el año 2022, en el caso de Gran Canaria, únicamente el 21% de la generación eléctrica provenía de fuentes renovables, y la dependencia de combustibles fósiles superaba el 94% en ese mismo año, en términos de energía primaria [11].
- Los **costes de generación eléctrica en las islas son muy superiores a los existentes en la península** por diversas razones relacionadas, entre otros, el tamaño y la independencia de los sistemas, la debilidad de las redes, y la utilización de mayoritaria de combustibles fósiles. Estos sobrecostes deben ser cubiertos a través

de los Presupuestos Generales del Estado y de los suplementos incorporados en la factura eléctrica de todos los consumidores españoles. La dependencia de los combustibles fósiles aumenta además la exposición del coste de la electricidad ante la volatilidad de los precios del petróleo.

- La disponibilidad de recurso eólico marino en Canarias es extraordinaria, tanto en cantidad como en calidad, constituyendo por tanto un gran complemento a la implantación de renovables en tierra, la cual presenta cada vez más limitaciones por la falta de disponibilidad de terrenos en las islas. En el caso de Gran Canaria, se estima que el recurso eólico podría ser uno de los mejores de toda Europa.
- Desde un punto de vista de la operación del sistema eléctrico, la energía eólica marina proporciona factores de capacidad mucho más elevados, generación más predecible, fundamental en sistemas eléctricos aislados como Gran Canaria.
- Tecnología

En la actualidad prácticamente la totalidad de los parques instalados están localizados a gran distancia de la costa y poca profundidad, por lo que la principal forma de anclarlos al lecho marino es mediante una cimentación fija, a modo de pilote, o mediante estructuras más complejas, pero siempre utilizando un armazón fijo anclado al lecho marino. A este tipo de fijación se le conoce como tecnología de fondo fijo, en inglés "*bottom-fixed*".

Los últimos parques instalados en el año 2020 han sido mediante esta tecnología, a una profundidad media de 44 metros y una distancia media de 52 km de la costa [132]. En cuanto al tipo de aerogenerador, actualmente existen diversos modelos en un rango que va desde los 2 – 3 MW (las turbinas más pequeñas), hasta los más de 15 MW del modelo V236 de Vestas. La potencia media instalada en el año 2021 ascendió a 8,2 MW [132].

No obstante, a pesar de ser la tecnología más desarrollada, el principal inconveniente de la tecnología de fondo fijo es la escasa profundidad que es capaz de alcanzar, en torno a 50 – 70 m, en función del tipo de cimentación. Por ello, en los últimos años se está desarrollando por parte de diferentes compañías los sistemas flotantes. Esta tecnología, a diferencia de fijar el aerogenerador al lecho marino mediante un elemento rígido, utiliza un sistema de amarre y anclajes que fijan la estructura a una localización exacta. Para ello, además, se requerirá de una plataforma que no permita que el aerogenerador se hunda. Mediante esta tecnología,

algunos estudios afirman que se pueden alcanzar más de 1000 metros de batimetría. El mayor parque con esta tecnología se puso en funcionamiento este año 2023 (Equinor, Hywind Tampen) con una profundidad entre 260 y 300 metros [133].

3.3.3.2.1 Metodología

No todas las zonas del océano son aptas para la instalación de parques eólicos marinos, ya sea por prohibiciones debido a espacios protegidos o restringidos, como por otras consideraciones que se tengan en cuenta, relacionadas principalmente con aspectos más técnicos. Para facilitar el estudio, se ha recurrido a un software de Sistema Geográfico de Información (QGIS) que ha permitido señalar las posibles localizaciones de forma exacta. De esta forma, la propuesta de localización de los parques se verá afectada en gran medida por una serie de restricciones y consideraciones o presunciones tomadas para este trabajo, y que se describen a continuación.

- Hipótesis de partida

Para realizar el estudio del potencial eólico marino se parte de las siguientes premisas:

- No se realizará un análisis de la pendiente del lecho marino a la espera de un estudio en mayor profundidad de las zonas potenciales de eólica marina.
- No se considerará un pasillo de grandes dimensiones para el acceso al Puerto de Arinaga (los buques podrían acceder navegando entre los aerogeneradores).
- Se estudiarán las zonas con recurso eólico medio anual superior a 8 m/s.
- No se considerarán zonas con profundidad superior a los 1000 m.
- No se estudiarán áreas a menos de 6,5 km de distancia de la costa (distancia mínima analizada en los POEM). Por lo tanto, y debido a las condiciones orográficas de Gran Canaria, únicamente se realizará un análisis para parques eólicos marinos flotantes.
- Restricciones ambientales

Tal y como se anticipó en la sección de eólica en tierra, Gran Canaria es un territorio extensamente protegido. Aproximadamente el 42% de la superficie terrestre se encuentra adscrita a alguna categoría de protección. Al igual que en tierra, las aguas que rodean Gran Canaria cuentan con una amplia superficie protegida.

En este análisis se incluyen las zonas protegidas enumeradas a continuación (ver Figura 28). Dichas zonas se consideran como excluyentes para el desarrollo de la eólica marina, a falta de un estudio más en profundidad sobre el impacto ambiental y la viabilidad real de su implantación.

- Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), perteneciente a la Red NATURA 2000.
- Zonas Especiales de Conservación (ZEC), perteneciente a la Red NATURA 2000.
- Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), perteneciente a la Red NATURA 2000.
- Áreas Importantes para la Conservación de las Aves, en inglés, “Important Bird Areas” (IBA).
- Espacios Naturales Protegidos (ENP)
- Reservas Marinas
- Zonas de alta densidad de especies protegidas
- Parques nacionales

Aunque actualmente Gran Canaria no cuente con parques nacionales, se están realizando los trámites pertinentes para que la reserva de Guguy sea considerada parque nacional. En este estudio se analiza el potencial eólico marino incluyendo las restricciones debidas a esta zona natural.

Así mismo, se excluye de las restricciones las Reservas de la Biosfera, ya que algunos de sus objetivos fundamentales son “la utilización ordenada de los recursos y aprovechamiento sostenible del patrimonio natural”, “la prevención de los problemas emergentes consecuencia del cambio climático, la mitigación y la adaptación al mismo”, o “la integración de los requisitos de la conservación, uso sostenible, mejora y restauración del patrimonio natural”; entre otros [100].

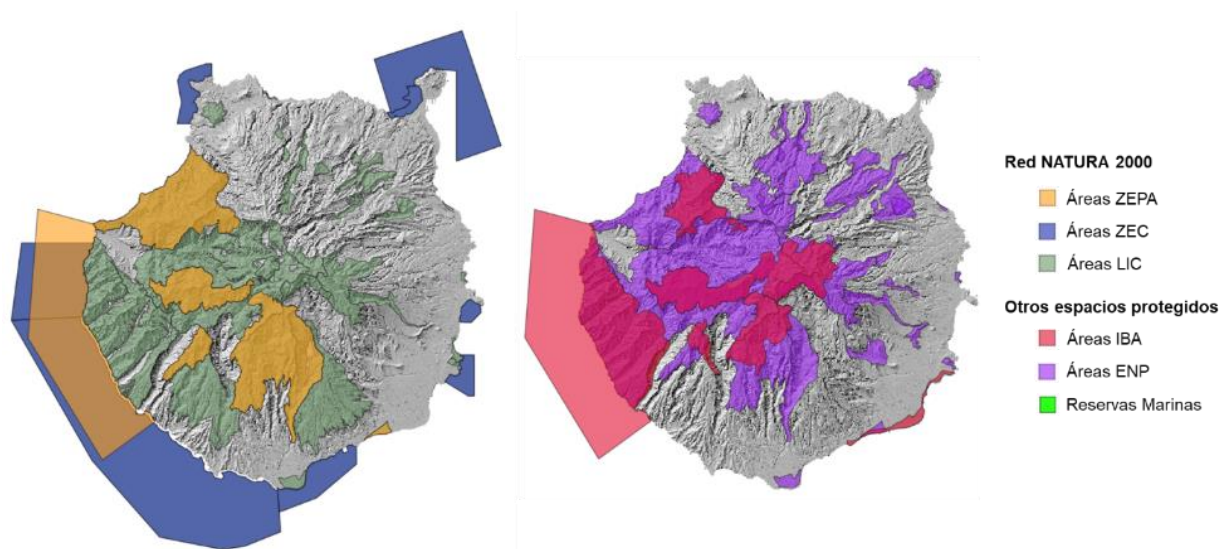


Figura 28. Zonas protegidas de Gran Canaria

- Restricciones por infraestructuras

En este estudio también se considerarán las restricciones por cercanía con algunas infraestructuras críticas como puertos, aeropuertos y zonas militares.

- *Servidumbres aeronáuticas (SS AA)*

Las servidumbres aeronáuticas se definen como todas aquellas restricciones alrededor de construcciones e instalaciones de aeropuertos y aeródromos a fin de garantizar la seguridad y continuidad de las aeronaves. Las servidumbres se clasifican fundamentalmente en tres tipos, en función de su finalidad:

- A. Servidumbres de aeródromo. Garantizan la continuidad de las operaciones de salida y llegada a aeropuertos en adecuadas condiciones de seguridad.
- B. Servidumbres de las instalaciones radioeléctricas. Garantizan el correcto funcionamiento de las instalaciones radioeléctricas.
- C. Servidumbres de operación de aeronaves. Garantizan la seguridad de las maniobras de aproximación a los aeropuertos.

En este análisis del potencial eólico únicamente se considerarán como excluyentes las servidumbres de aeródromo y de instalaciones radioeléctricas con altura inferior a los 200 m (Figura 29). Estas servidumbres se caracterizan por estar compuestas por áreas

truncocónicas que definen las alturas mínimas de vuelo de las aeronaves, y con una pendiente definida entre cada línea [134].

No obstante, de conformidad con el Artículo 30 del Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de servidumbres aeronáuticas, modificado por el Real Decreto 297/2013, de 26 de abril, “no se podrá llevar a cabo ninguna construcción, instalación o plantación ubicada en los espacios y zonas afectados por servidumbres aeronáuticas o que pueda constituir obstáculo¹⁰ sin resolución favorable de AESA”. Por tanto, para la instalación de aerogeneradores marinos siempre será necesario la realización de un estudio aeronáutico en detalle, y que sea aprobado por la Agencia Española de Seguridad Aérea (AESA), ya se encuentre el parque bajo servidumbres aeronáuticas o no.



Figura 29. Servidumbres aeronáuticas de aeródromo e instalaciones radioeléctricas del aeropuerto.

¹⁰ Se entiende como obstáculo todo objeto fijo (ya sea temporal o permanente) o móvil, o partes del mismo que penetre las servidumbres aeronáuticas, o bien supere los 100 metros de altura respecto al nivel del terreno o agua circundante, de acuerdo con lo dispuesto en el Art. 5.1.12 del citado Decreto 584/1972.

- *Zonas restringidas*

Gran Canaria tiene parte de su espacio aéreo restringido, debido a otros usos incompatibles con el transporte aéreo comercial o la ocupación de dicho espacio aéreo. Estas restricciones no son sólo para aeronaves, sino también para aquellas infraestructuras de altura considerable que impidan el desarrollo de las actividades para las cuáles se han reservado estas áreas (principalmente de uso militar y seguridad aérea). En este sentido, en el caso de Gran Canaria, sólo hay constancia de zonas restringidas que afecten al espacio aéreo marino destinadas a la utilización en ejercicios militares de tiro y entrenamiento de aviones militares [101]. La Figura 30 muestra las zonas aéreas restringidas y que se consideran como excluyentes para la instalación de parques eólicos marinos.

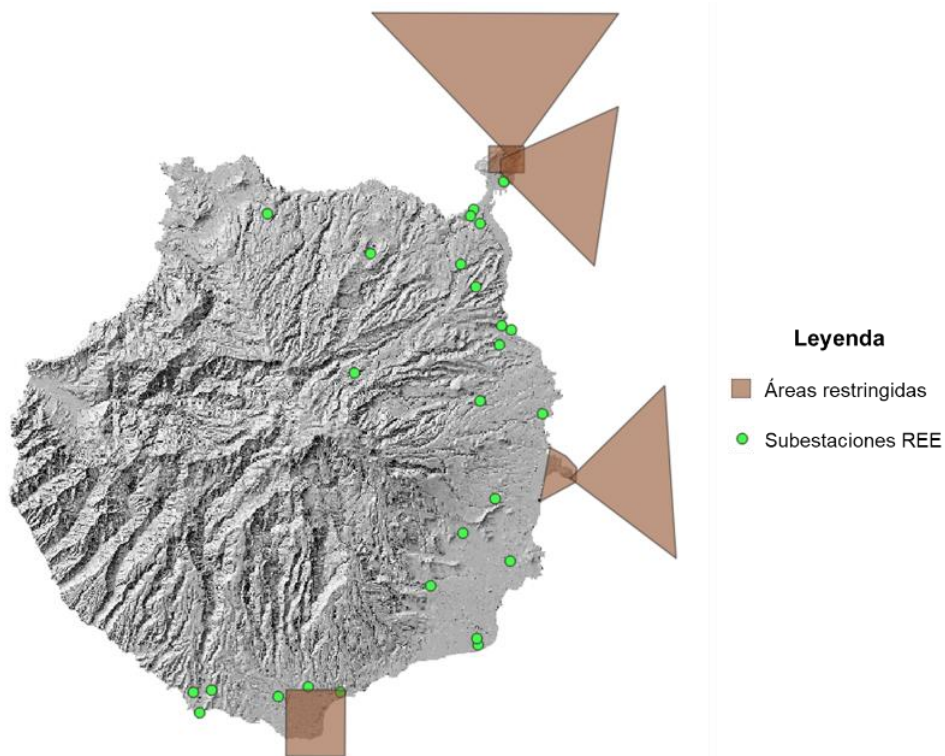


Figura 30. Áreas restringidas y subestaciones de la red de transporte eléctrico

- *Infraestructuras, entidades y rutas de transporte marítimo interinsular*

Las instalaciones para el aprovechamiento de la energía eólica marina deberían coexistir con otros usos del espacio marino que ya esté antropizado, y no ser excluyente de otras actividades marítimas. En este sentido, en este estudio se considerarán las infraestructuras y

actividades que existen actualmente como zonas excluyentes, pero sin perjuicio de que los parques eólicos no puedan desarrollarse junto a estas instalaciones o cercanas a las mismas.

De este modo, se han considerado como restricciones las siguientes actividades e infraestructuras (Figura 31):

- Boyas marítimas. No se instalarán aerogeneradores a menos de 100 metros de las boyas.
- Concesiones acuícolas. Se eliminan del estudio aquellas zonas donde se encuentren explotaciones acuícolas, así como los 100 metros que rodean dichas superficies.
- Puertos y entidades pesqueras. No se podrán instalar aerogeneradores a menos de 2 km de cada puerto de la isla, y se asegurará una ruta de salida para las embarcaciones de al menos 200 metros de ancho.
- Rutas marítimas interinsulares. Se respetarán las rutas marítimas que unen las islas actualmente (a pesar de que pueden ser modificadas con autorización de Capitanía Marítima), con un ancho de la ruta de, al menos, 200 metros.
- Transporte marítimo internacional. Serán zonas excluyentes aquellas áreas establecidas como “zonas de navegación costera”, delimitadas por separadores de tráfico marítimo. Se trata de dos corredores marítimos, uno entre Gran Canaria y Tenerife, y otro entre Gran Canaria y Fuerteventura. Al situarse a varios kilómetros de la costa, no tiene una afección real sobre los parques eólicos marinos propuestos en este estudio.
- Rutas con mayor densidad de tráfico. Se evita la instalación de aerogeneradores marinos en zonas con elevada densidad de tráfico marítimo.
- Cables submarinos. El archipiélago canario se encuentra conectado por multitud de cables submarinos. Para evitar la interferencia de los anclajes de aerogeneradores con los cables, se ha excluido la instalación de aerogeneradores y sistemas de anclaje a, al menos, 200 metros a cada lado de los cables submarinos.

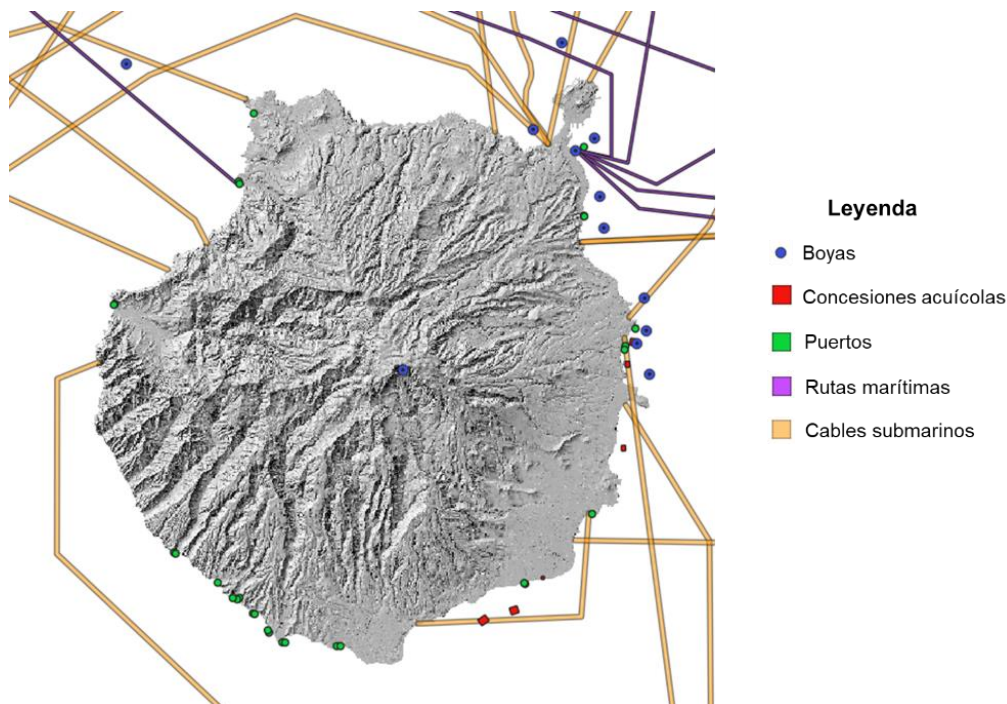


Figura 31. Infraestructuras, rutas y entidades marítimas

- Restricciones técnicas

Las restricciones técnicas son aquellas en las que no se pueden instalar parques eólicos marinos de ninguna forma, ya sea por la madurez de la tecnología o por la imposibilidad legal. De este modo, las dos principales restricciones técnicas consideradas en este estudio son la batimetría y la distancia máxima de la costa a la que pueden ser instalados los parques (aguas territoriales).

- *Batimetría*

La batimetría refleja la topografía del relieve de las superficies bajo el lecho marino. Por tanto, explica las profundidades tanto de los océanos como ríos, lagos, etc. Se trata de una variable fundamental en el análisis de parques eólicos marinos, ya que será una restricción más a la hora de buscar su emplazamiento.

Según algunos estudios, la tecnología flotante permite alcanzar profundidades que rondan el rango de los 1000 metros, aunque estas profundidades aún no se han probado en parques comerciales. Algunos proyectos que ya se han materializado han instalado sus aerogeneradores en el rango de 67 – 100 metros [135], o incluso rangos superiores, como el

nuevo parque eólico marino flotante de Equinor, Hywind Tampen, con una profundidad entre 260 y 300 metros [133].

En cuanto a las últimas investigaciones, ya se señala que los parques flotantes están comenzando a ser proyectados en el rango de 500 – 700 metros [136] hasta los 1000 metros, como apuntan [137], [138], [139], entre otros. Algunos autores confirman que estas tecnologías serán capaces de alcanzar los 1300 metros de profundidad [140].

En este análisis, y previendo que aún quedan varios años hasta que los parques eólicos marinos se desplieguen en su totalidad en aguas canarias, se estudiará el potencial hasta los 1000 metros de batimetría, como se muestra en la Figura 32.

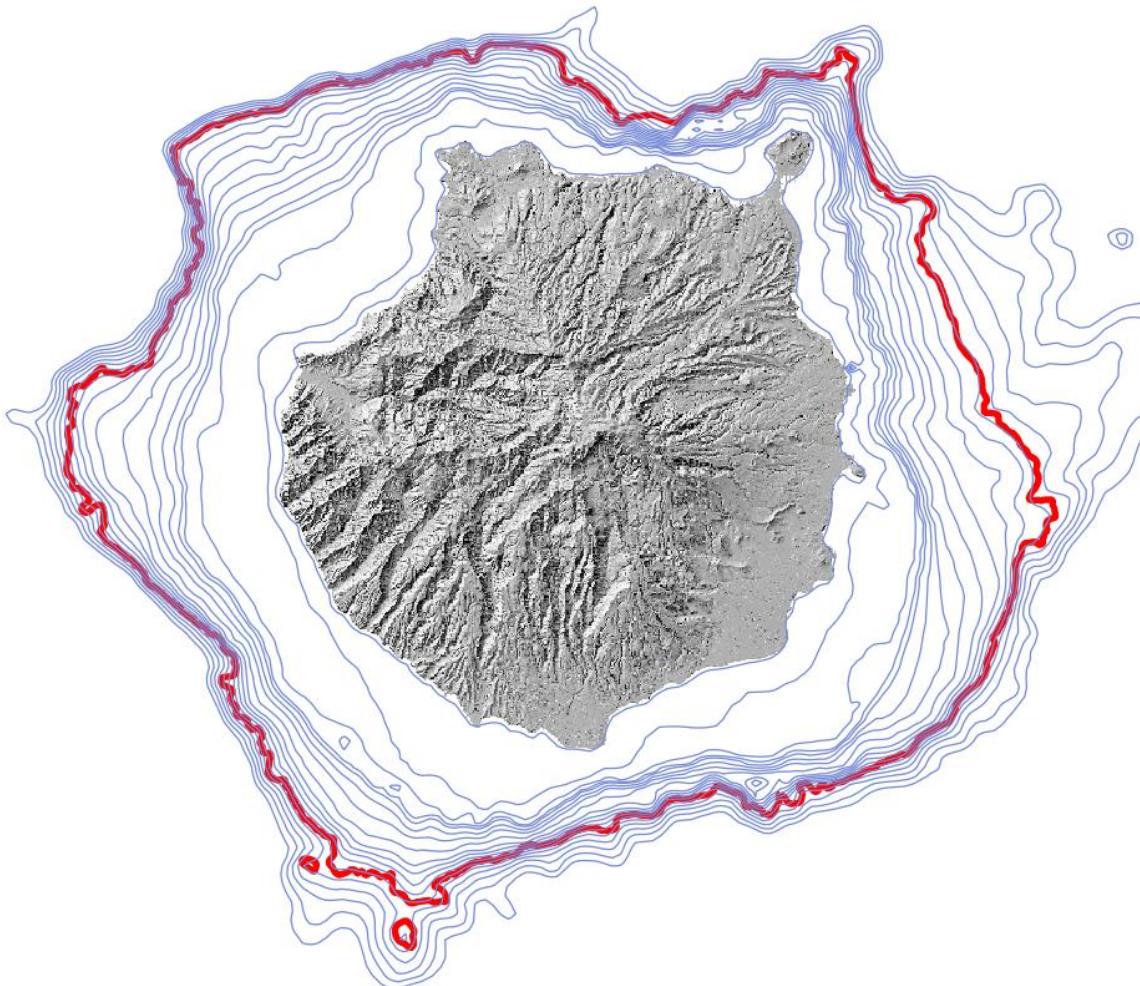


Figura 32. Mapa batimétrico de las aguas de Gran Canaria (hasta 1500 metros de profundidad). Nota: La línea roja delimita los 1000 metros de batimetría.

- *Límite exterior (aguas territoriales)*

Se establece como frontera exterior el límite delimitado por las aguas territoriales de Gran Canaria (12 millas náuticas o 22,2 km), ya que dentro de estas aguas el Gobierno de España tiene plenas competencias para la instalación de un parque eólico marino [141].

- Otras consideraciones

- *Recurso eólico*

El viento es uno de los factores más importantes a la hora de determinar la localización de un parque eólico. Es por ello por lo que es necesario trabajar con los datos más fidedignos posibles, para poder optimizar al máximo el parque eólico y llevar a cabo previsiones con mayor grado de fiabilidad. Existen multitud de atlas eólicos de las Islas Canarias, aunque se ha establecido como fuente del recurso eólico el atlas publicado por el Instituto Tecnológico de Canarias a 100 metros de altura (Figura 33). Como se puede apreciar, tanto el oeste como el sureste de Gran Canaria son las zonas con mayor recurso eólico de la isla, superando en algunos puntos de la vertiente sureste los 10 m/s de media anual.

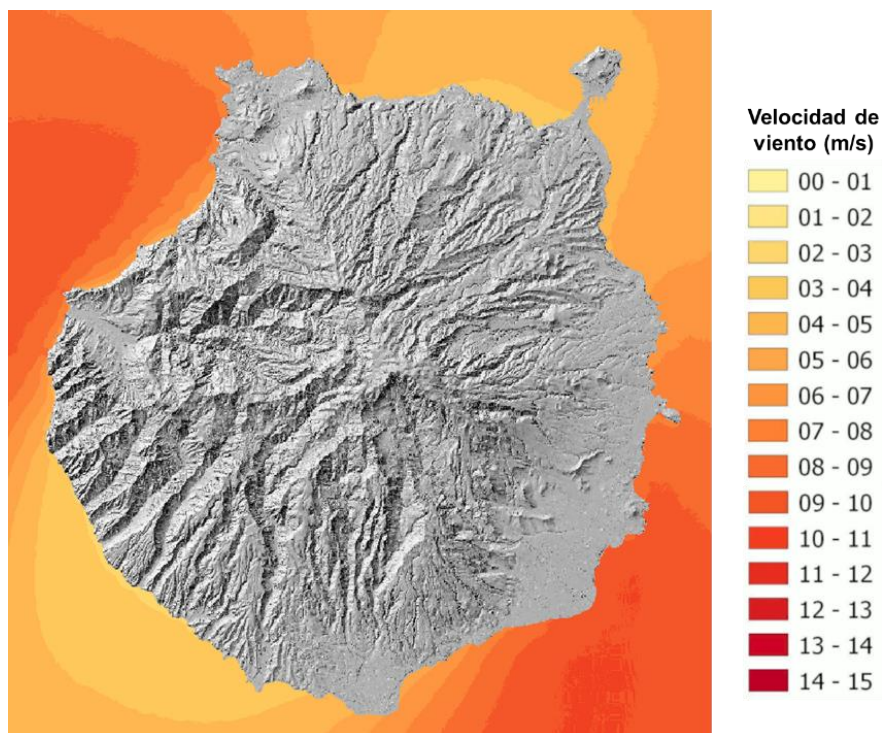


Figura 33. Atlas eólico de Gran Canaria. Fuente: [113]

- *Lay-out de los parques*

Actualmente, los aerogeneradores offshore se están fabricando para potencias en el rango 10 – 15 MW, lo que supone diámetros entre 160 y más de 230 metros. Ello confirma que, previsiblemente, las instalaciones eólicas marinas en Canarias ronden (e incluso superen) los 200 metros. En cuanto a la potencia instalable en cada zona disponible, dependerá tanto de la potencia nominal de cada aerogenerador como la distancia que haya entre aerogeneradores. Lo ideal es llegar a un consenso entre minimizar la distancia entre aerogeneradores y las pérdidas derivadas del efecto estela producido por el paso del viento por la turbina de los aerogeneradores. En este sentido, autores como [136] proponen cuadrículas para parques canarios de 4 veces el diámetro (4D) en la dirección perpendicular al viento y 12D en la paralela. Otros autores [142] establecen cuadrículas de 8x8D o rectángulos de 4Dx7D [143]. Debido a la regularidad de la dirección del viento en las Islas Canarias (gracias al régimen predominante de alisios), se propone una distribución de parques de 4D en la dirección perpendicular al viento, y de 10D en la dirección paralela al viento, Lo que se traduce en cuadrículas de 700 x 1750 metros aproximadamente.

3.3.3.2.2 *Resultados*

Tras aplicar las restricciones y consideraciones expuestas anteriormente, los resultados obtenidos son los siguientes:

- Potencial calculado en base a la metodología propia

La superficie disponible (sin considerar una velocidad mínima de viento) para el desarrollo de la eólica marina se muestra en la Figura 34. Como se puede apreciar, el mayor potencial se encuentra en la zona sureste, oeste y noroeste de la isla, con capacidad para albergar gran número de aerogeneradores. Por el lado contrario, el norte, noroeste y sur de la isla apenas presentan zonas aptas para la eólica marina debido a su escarpada orografía marina.

Sin embargo, para el desarrollo de la eólica marina es fundamental tener un buen recurso eólico. En este estudio se analizará el potencial para aquellas zonas con una velocidad de viento media anual superior a los 8 m/s. Además, para delimitar las zonas con mejor recurso eólico de la isla, se ha realizado el mismo estudio para velocidades medias superiores a 9 m/s.

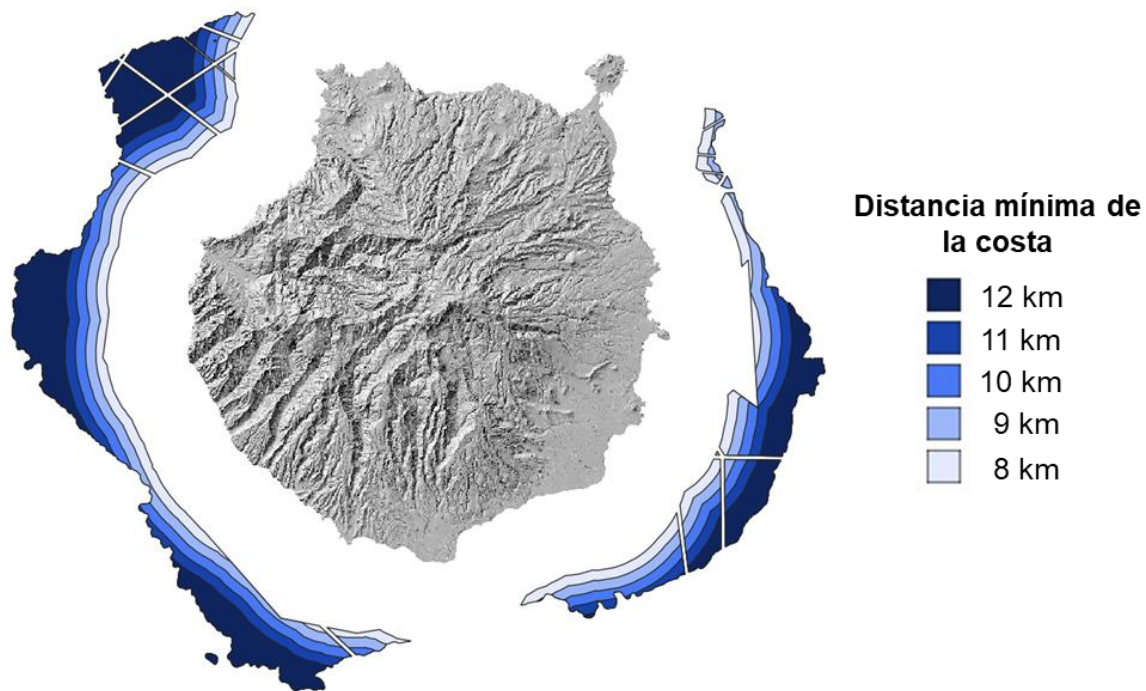


Figura 34. Superficie disponible para el desarrollo de la eólica marina en Gran Canaria (sin considerar velocidad mínima de viento).

- *Potencial con velocidad de viento superior a los 8 m/s*

Al analizar las zonas de potencial eólico marino con más de 8 m/s de velocidad media de viento, se observa que únicamente existen dos vertientes aptas para el desarrollo de la eólica marina: la vertiente noroeste – oeste y la vertiente sureste de la isla, ambas con gran capacidad para la instalación de aerogeneradores. De este modo, y como premisa adoptada por el Cabildo de Gran Canaria, se ha estudiado el potencial a partir de los 6,5 km de la costa, coincidiendo con la distancia mínima fijada en las zonas delimitadas por los POEM para la energía eólica marina.

En este sentido, Gran Canaria tendría capacidad para albergar en torno a 3750 MW de potencia eólica offshore a una distancia superior a 6,5 km de la costa. A medida que aumentamos la distancia mínima a la costa, se reduce la capacidad, disminuyendo hasta los 1050 MW si la distancia mínima a la costa fuera de 12 km (lo cual atenuaría el posible impacto visual). Estos resultados se muestran en la Tabla 55 y Figura 35.

Tabla 55. Potencial eólico marino de Gran Canaria con velocidad de viento superior a los 8 m/s a 100 de altura.

Distancia mínima a la costa (km)	Superficie (km ²)	Capacidad (MW)	Rango batimétrico (m)
Total de Gran Canaria			
6,5	382,56	3750	80 – 1000
8	299,91	3080	110 – 1000
9	245,11	2520	130 – 1000
10	192,31	2020	150 – 1000
11	139,75	1470	200 – 1000
12	97,09	1050	250 – 1000
Sureste de Gran Canaria			
6,5	193,28	1970	80 – 1000
8	146,91	1550	125 – 1000
9	116,99	1230	210 – 1000
10	89,33	960	275 – 1000
11	61,17	650	375 - 1000
12	36,79	390	425 – 1000
Oeste – Noroeste de Gran Canaria			
6,5	189,28	1780	100 – 1000
8	153,00	1530	110 – 1000
9	128,12	1290	130 – 1000
10	102,98	1060	150 – 1000
11	78,58	820	200 – 1000
12	60,30	660	250 – 1000

Por vertientes, el oeste – noroeste de Gran Canaria presenta el mayor potencial en términos de capacidad, entre los 1780 y 660 MW en un rango de distancia mínima de la costa de 6,5 – 12 km. En esta zona, a partir de los 11 km de distancia mínima, la zona noroeste – oeste se divide en dos zonas separadas, como se muestra en la Figura 35.

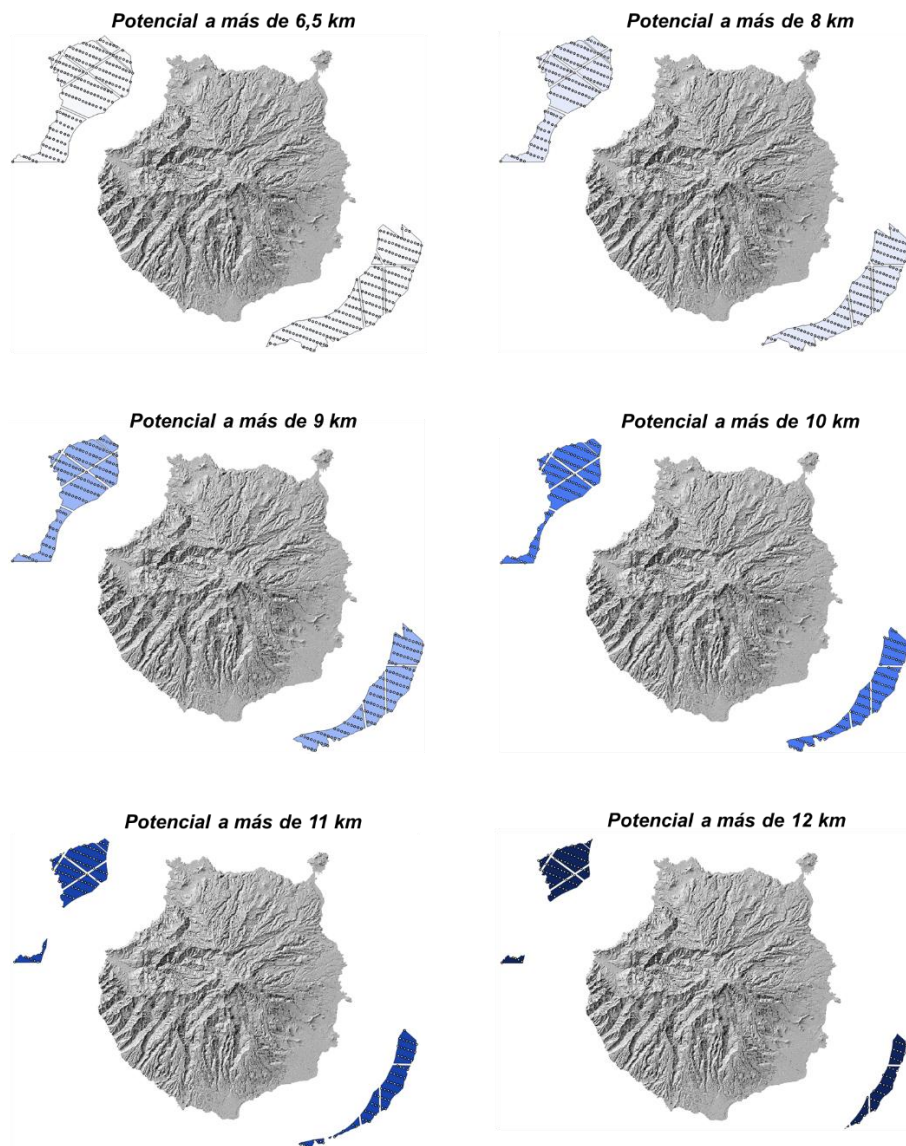


Figura 35. Potencial eólico marino de Gran Canaria a diferentes distancias de la costa. (Velocidad mínima de viento de 8 m/s a 100 m de altura).

Por otro lado, el sureste de la isla sería capaz de albergar hasta 1970 MW con una distancia mínima de 6,5 km de la costa, y hasta casi 400 MW si esa distancia mínima aumenta hasta los 12km. No obstante, a pesar de tener una menor capacidad, el sureste de Gran Canaria es más propensa para el desarrollo de la eólica offshore, al encontrarse más cercana a los grandes núcleos poblacionales y zonas antropizadas, tener menor afección en zonas naturales protegidas, estar frente a la red de transporte y la principal central térmica de la isla, y contar con las infraestructuras necesarias para la fase de desarrollo del propio parque (Puerto de Arinaga, Polígono Industrial de Arinaga, etc.).

- *Potencial eólico marino con velocidad de viento superior a 9 m/s*

Con el objetivo de acotar aún más las zonas con el mejor recurso eólico, se ha realizado el mismo análisis para aquellas zonas con velocidad media anual superior a los 9 m/s. La Tabla 56 muestra los resultados obtenidos.

Tabla 56. Potencial eólico marino de Gran Canaria con velocidad de viento superior a los 9 m/s a 100 de altura.

Distancia mínima a la costa (km)	Superficie (km ²)	Capacidad (MW)	Rango batimétrico (m)
Total de Gran Canaria			
6,5	240,53	2270	80 – 1000
8	176,49	1750	110 – 1000
9	134,07	1330	130 – 1000
10	94,35	1000	150 – 1000
11	56,46	600	200 – 1000
12	29,76	330	250 – 1000
Sureste de Gran Canaria			
6,5	141,91	1460	80 – 1000
8	105,12	1130	125 – 1000
9	81,74	870	210 – 1000
10	60,17	670	275 – 1000
11	38,79	430	375 - 1000
12	21,58	240	425 – 1000
Oeste – Noroeste de Gran Canaria			
6,5	98,62	810	100 – 1000
8	71,37	620	110 – 1000
9	52,33	460	130 – 1000
10	34,18	330	150 – 1000
11	17,67	170	200 – 1000
12	8,18	90	250 – 1000

La capacidad total a una distancia mínima de la costa de 6,5 km se reduce a 2270 MW, comparándola con los 3750 MW si la velocidad de viento mínima fuera de 8 m/s. Si el análisis se aleja de la costa hasta los 12 km, el potencial se reduce hasta únicamente 330 MW. En cuanto al potencial en las dos vertientes con posibilidad de instalación offshore, el sureste de Gran Canaria tiene capacidad para albergar hasta 1460 MW y el oeste – noroeste hasta 810 MW. Si se analiza en torno a los 10 km, el potencial se reduce considerablemente hasta los 1000 MW, de los cuáles 670 MW se localizarían en el sureste, y los 330 MW restantes en el Oeste – Noroeste de Gran Canaria. La Figura 36 muestra la capacidad instalable en cada zona.

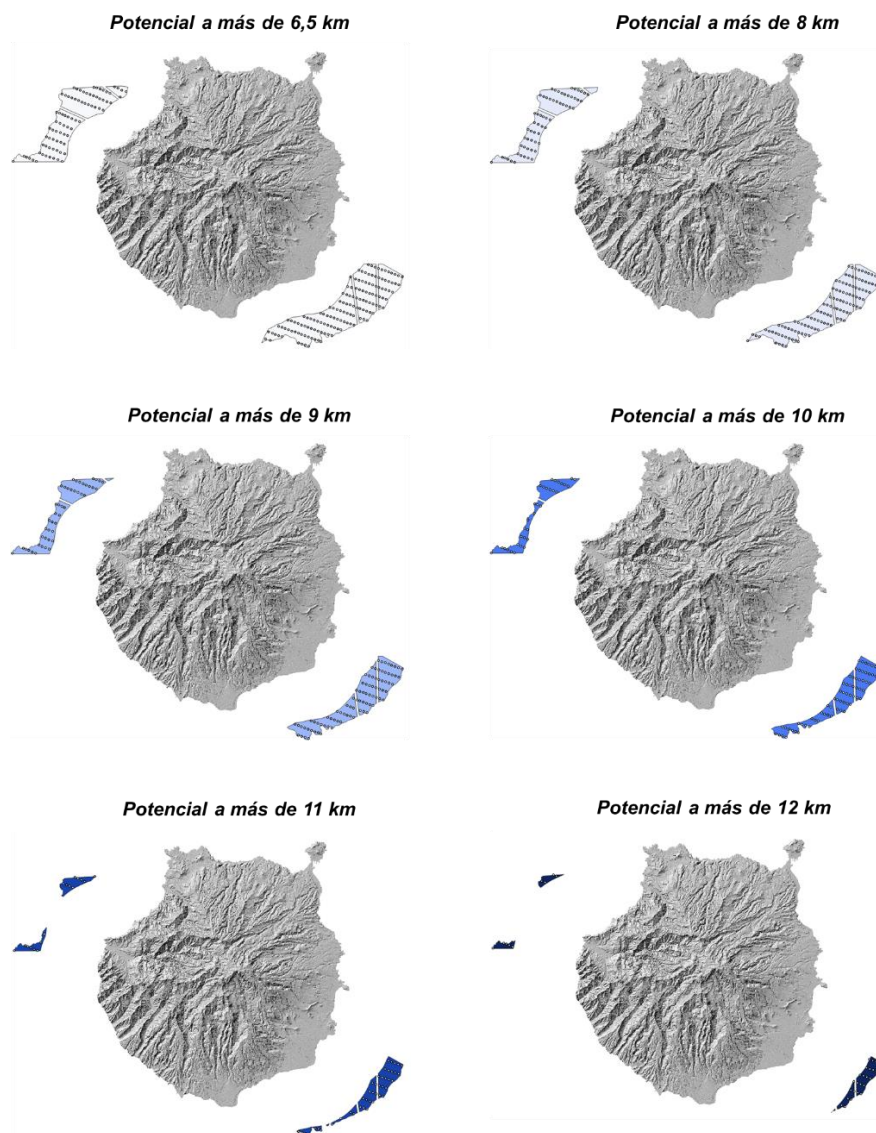


Figura 36. Potencial eólico marino de Gran Canaria a diferentes distancias de la costa. (Velocidad mínima de viento de 9 m/s a 100 m de altura).

- Potencial según Planes de Ordenación del Espacio Marítimo

Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) de la demarcación canaria establecen las áreas de alto potencial para la implantación de la eólica marina en las Islas Canarias (polígono ER4). En el caso de la isla de Gran Canaria, sitúa esta área en la vertiente sureste de la isla (Figura 37), a unos 6,5 km de distancia mínima de la costa y con una batimetría que va desde los 100 a los 1100 metros aproximadamente. Esta zona tiene una superficie aproximada de 167 km² y podría albergar más de 1700 MW de potencia.

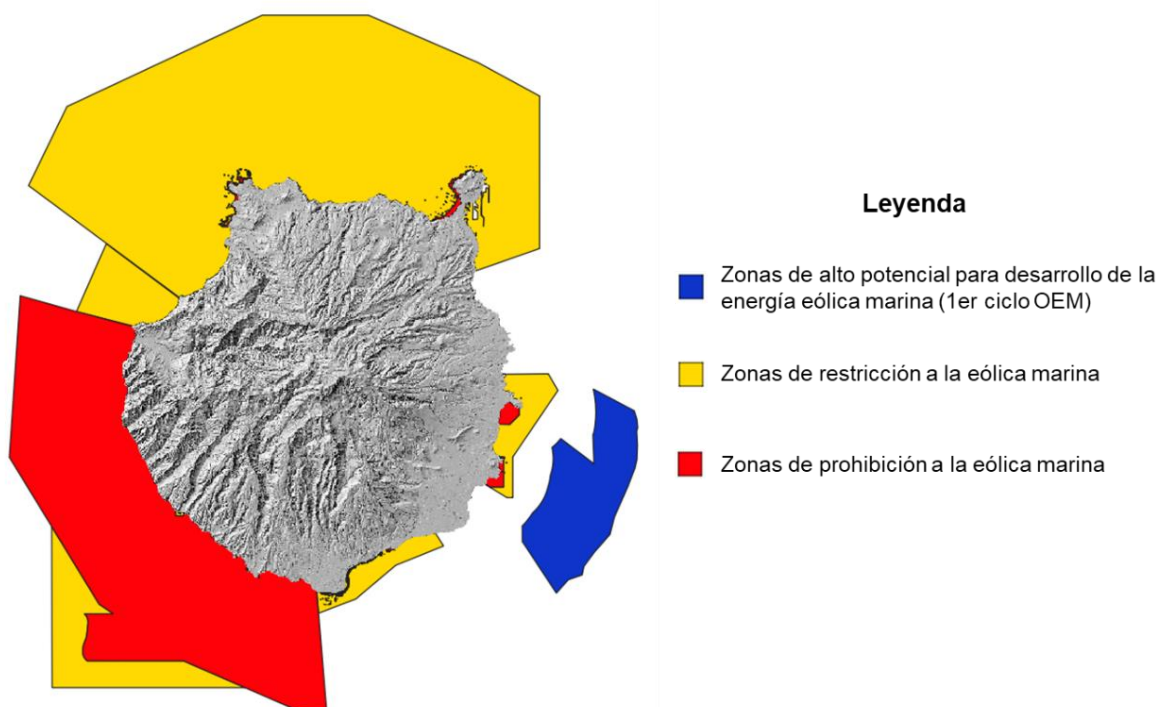


Figura 37. Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina y zonas de restricción y prohibición para tal uso de Gran Canaria.

Esta área se localiza en una zona con recurso eólico que va desde los 7 m/s a 100 m de altura en la cara norte, hasta los más de 9 m/s en su vertiente sur [113]. Más del 70% del área coincide con la propuesta propia realizada a más de 8 m/s y 6,5 km de la costa. Sin embargo, su ubicación no coincide con la de mayor recurso eólico, situándose ésta 8 km hacia el suroeste, por lo que se desaprovecharía el mejor recurso eólico de la isla y previsiblemente uno de los mejores de Europa. Esto se debe básicamente a que se ha colocado un pasillo de acceso al Puerto de Arinaga al sur de la zona de alto potencial de más de 2,5 km de ancho, perdiendo así la ubicación con el mejor recurso eólico.

Además, en la Figura 37 se aprecia que la zona marcada como “prohibición” por los POEM no corresponde con la zona ZEPA analizada en la metodología propia (ver Figura 28). Es por ello por lo que en este estudio se proponen parques dentro de zonas de prohibición. Eso se debe a que los Planes del Espacio Marítimo no solo han considerado las zonas protegidas para aves, sino también aquellas zonas que se han propuesto como protegidas, pero que aún se encuentran sin ser aprobadas como tal. Es el caso de la zona ZEPA entre Mogán – La Aldea, con una propuesta de ampliación de superficie [144].

- Propuesta de modificación realizada por el Cabildo de Gran Canaria

Debido a la pérdida de la zona con mejor recurso eólico de la isla (superior a los 10 m/s de media anual) para la ubicación del pasillo/corredor del Puerto de Arinaga, el Cabildo de Gran Canaria ha solicitado una modificación con la reubicación del pasillo (ver Figura 38).

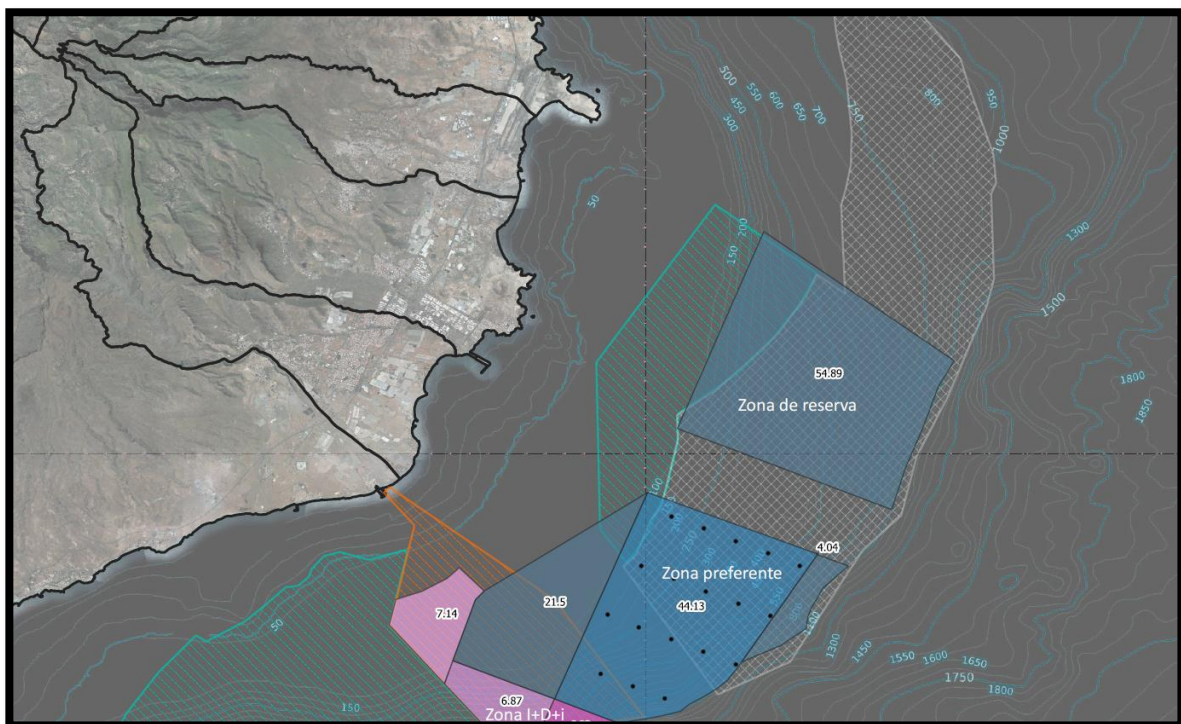


Figura 38. Propuesta de modificación de la zona de alto potencial para la energía eólica marina de Gran Canaria.

De esta forma, se diferenciaría entre dos zonas de alto potencial eólico, separadas por el corredor marítimo y que diferenciarían entre los aerogeneradores instalados antes de 2030 y entre 2030 y 2040:

- a. Zona preferente, con capacidad para instalar 200 – 270 MW en 18 aerogeneradores con batimetrías inferiores a los 750 m (desarrollo antes de 2030).
- b. Zona de reserva, con capacidad para 22 aerogeneradores a 6 km de distancia mínima de la costa, con una potencia estimada de 264 – 330 MW (desarrollo antes de 2040).

3.3.3.2.3 Conclusiones sobre la energía eólica marina

La energía eólica marina presenta un enorme potencial en Gran Canaria, que podría ser capaz de albergar en torno a 3,75 GW de potencia instalada a más de 8 m/s a 100 metros de altura. Todo ello en un rango de profundidades que va desde los 80 metros a los 1000 metros.

La isla cuenta con dos vertientes con alto potencial: 1) el sureste frente a una costa con importantes núcleos industriales y poblacionales, así como una red de transporte robusta; 2) el oeste, con pequeños núcleos poblacionales, cercanos a zonas protegidas de aves y lejos de la red eléctrica de transporte.

Si tomamos como distancia mínima de la costa los 10 km de distancia, el potencial en el sureste de Gran Canaria (la zona óptima para el desarrollo de la energía eólica marina por potencial y cercanía a la red de transporte) podría alcanzar los 670 MW para velocidades superiores a 9 m/s, y superar los 960 MW si se amplía el área a zonas con velocidad mínima de 8 m/s.

Ante el enorme potencial de la zona sureste, así como la escasez de red de transporte y núcleos poblacionales de la zona oeste, se concluye que la zona sureste debe ser la primera en explotarse eólicamente. Además, cabe señalar que una ampliación de la zona ZEPA en la costa oeste de Gran Canaria (ampliación no aprobada), supondría la pérdida de gran parte del potencial que se localiza en dicha vertiente.

3.3.3.3 Potencial fotovoltaico

Las Islas Canarias son la región de Europa con más horas de luz al año, superando las 4800 horas en las zonas con mayor recurso [145], [146]. Ello, unido a que hay zonas del archipiélago con más de 5 horas sol pico (20% del factor de capacidad) [147], convierten a las Islas Canarias en un paraíso para este tipo de energías renovables.

Los primeros pasos de la energía solar en el sector eléctrico han venido de la mano de las instalaciones aisladas de la red eléctrica. Fue en estas zonas alejadas de los núcleos poblacionales, a las que no llegaba la electricidad, donde la energía solar fotovoltaica encontró su primer hueco en el mercado. Estas primeras instalaciones, ubicadas preferentemente en casas rurales o para alumbrado de carreteras, llegaron a Gran Canaria en 1988. A finales del siglo pasado, y sobre todo en lo que va de siglo, se extienden por Gran Canaria las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica.

La explosión de la energía solar fotovoltaica en Canarias ha tenido lugar en los últimos 15 años, a partir de 2007, produciéndose mucho más tarde que en el resto de España o que el propio despegue de la energía eólica en Canarias. Sin embargo, los últimos años, y en particular los últimos tres años, el despliegue ha sido notable [11].

Actualmente, debido a las limitaciones del territorio y a los espacios protegidos, son muchas las trabas que se encuentra este tipo de instalaciones a gran escala. Por ello, es fundamental hacer uso de las superficies ya antropizadas (zonas transformadas por el ser humano) para el desarrollo de la fotovoltaica.

3.3.3.3.1 Metodología

Como ha quedado patente a lo largo de este documento, la escasez de territorio en las Islas Canarias es una realidad a la que se enfrenta el desarrollo de las energías renovables. La limitación del espacio, unido a una gran parte de la superficie insular protegida, obliga a aprovechar al máximo las ubicaciones antropizadas. Esta premisa se toma como punto de partida para estimar el potencial fotovoltaico de Gran Canaria, con el objetivo de aprovechar las edificaciones existentes para la instalación de paneles fotovoltaicos, sin ocupar terreno no antropizado.

De este modo, se analizarán cuatro tipos de superficie para estimar el potencial solar fotovoltaico de Gran Canaria:

- Superficies construidas (excluyendo las cubiertas de edificaciones).
- Cubiertas en edificaciones.
- Suelos Rústicos de Protección de Infraestructuras (SRPI), no aptos para otros usos.
- Embalses y presas (fotovoltaica flotante).

Para determinar el potencial fotovoltaico en términos de capacidad, se ha hecho uso de la Ecuación 19.

$$P = S_i \times UF_i \times \delta \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

- P Potencia instalable (kW)
- i Tipo de superficie donde se coloca la instalación fotovoltaica
- S Superficie (m²)
- UF Factor de utilización
- δ Relación superficie / potencia (m²/kW)

- Estimación de la superficie potencial para la energía solar fotovoltaica

La metodología aplicada para estimar la superficie potencial de cada tipo de superficie analizada se expone a continuación:

- *Superficies construidas, excluyendo las cubiertas de edificios*

En esta categoría, se considerarán superficies aptas para las instalaciones fotovoltaicas aquellas pertenecientes a:

- Aparcamientos de vehículos descubiertos que requieran de ser cubiertos con paneles fotovoltaicos.
- Grandes depósitos (cubiertos y descubiertos).
- Invernaderos, tanto de cubierta dura como flexible.

Para estimar la superficie de cubierta que tienen todos estos elementos (o la que podría tener, en caso de ser descubiertos), se ha realizado el método de captura de elementos. Es decir, mediante la fotointerpretación de elementos cartográficos.

En el caso de los aparcamientos, se ha tomado como referencia la cartografía del callejero digital de Canarias y se ha ido seleccionando los parkings con superficie mayor a 200 m². En el caso de los depósitos, se ha tomado como referencia la capa de depósitos de la cartografía digital de Canarias [148]. Finalmente, para invernaderos se ha utilizado el Mapa de Cultivos de Canarias [149] y se han seleccionado aquellos cultivos en ambientes cerrados.

- *Cubiertas en edificaciones*

Se trata fundamentalmente de solar fotovoltaica para autoconsumo. En este análisis, se realizarán dos diferenciaciones:

- a. Estudio del potencial en cubiertas que están construidas actualmente.
- b. Estudio del potencial de cubiertas a 2040 según las expectativas de construcción para los próximos años.

En el caso del potencial en cubiertas que ya están construidas actualmente, se han asumido los resultados de la Estrategia de Autoconsumo Fotovoltaico de Canarias, publicada en 2020 y desarrollada por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) [150]. Se asumirá el escenario 2 como resultados del cálculo de potencial, en el cuál no se aprovecha todo el espacio disponible sobre cubierta, sino una potencia instalada que sea capaz de cubrir hasta un 110% la demanda eléctrica de la edificación donde se instale.

Para los edificios de nueva construcción hasta 2040, las cubiertas en las que resultará más fácil integrar energía solar fotovoltaica serán las que se van a construir, dado que se van a proyectar incorporando ya la energía solar en su propio diseño y salvando, por tanto, las dificultades de integración que presentan muchas cubiertas en la actualidad.

- *Suelos Rústicos de Protección de Infraestructuras (SRPI)*

Los suelos destinados a grandes áreas de infraestructuras, según el planeamiento de los municipios, están reservados para asegurar el establecimiento de infraestructuras que garanticen la funcionalidad de importantes sectores, como el viario, telecomunicaciones, energéticos, etc.

Los RSPI engloban toda clase de usos. En este análisis se han eliminado algunos, como los usos medioambientales. Por su parte, se han considerado como compatibles con la

fotovoltaica los usos comunes, industriales, infraestructuras espaciales, residencial, turístico y terciario, así como viario.

Para estimar la superficie disponible de este tipo de suelos, se ha recurrido al estudio de ortofotos [148], que además ha permitido descartar aquellas zonas con sombras o con superficie insuficiente. En el caso de SRPI viarios, se ha seleccionado únicamente al suelo de protección correspondiente a autovías y circunvalaciones. En el resto de categorías analizadas se le ha asignado un factor de utilización bajo.

- Fotovoltaica flotante en aguas interiores (embalses y presas)

La energía solar fotovoltaica flotante ya es una realidad en numerosos países, incluidos España. En este análisis del potencial se considerarán todas las reservas a cielo abierto de agua de Gran Canaria, a partir de 600 m². Se trata fundamentalmente de embalses y grandes presas. Como el nivel del agua varía a lo largo del año, se ha estudiado el potencial con el menor nivel de agua anual.

Para estimar la superficie con el menor nivel de agua en cada embalse y presa se han empleado imágenes del satélite Sentinel2, del proyecto Copernicus. Como este satélite pasa sobre Canarias cada 5 días, hay un histórico de imágenes que muestran la superficie ocupada por el agua en estas reservas. En este estudio ha sido especialmente útil la banda infrarroja (NIR) porque las masas de agua dejan una clara huella en esta banda ya que el agua absorbe la radiación infrarroja y, por tanto, esta radiación no es reflejada.

Haciendo un análisis de la pluviometría desde 2016, se ha escogido el año más seco y tras la temporada estival se ha comprobado visualmente que las presas y embalses estaban en su nivel mínimo. De este modo se ha medido la superficie que ocupa el agua en su nivel mínimo.

- Factor de utilización (UF)

El factor de utilización hace alusión al porcentaje aprovechable de las superficies para instalaciones solares fotovoltaicas.

- En el caso de los estacionamientos, se ha hecho un análisis de varios proyectos de parking con fotovoltaica, y se ha concluido que la superficie útil podría estar en torno al 35%, siendo conservadores.

- Para los depósitos también se ha estudiado numerosos casos de instalaciones ya existentes y se ha concluido que el factor de utilización ronda el 40%.
- Las cubiertas de edificios presentarán un factor de utilización del 23% en el caso de usos residenciales, y de un 53% para no residenciales.
- El UF de los invernaderos es más complejo, ya que no existen experiencias en Canarias, depende del tipo de cultivo y de la translucidez del panel. Tras una extensa revisión bibliográfica, se proponen factores de utilización del entorno del 10% para todos los cultivos registrados en la isla, salvo en el caso del tomate, pudiéndose alcanzar un UF del 40%.
- En el caso de SRPI, se estima un UF del 20% en el caso de que tengan un uso viario, y un 10% si presentan un uso industrial, comunitario, de infraestructuras especiales, residencial, terciario o turístico.
- Finalmente, en el caso de la solar fotovoltaica flotante, se han analizado diferentes ejemplos de otras regiones del planeta, ya que Canarias no cuenta instalaciones de este tipo. En conclusión, el factor de utilización de la fotovoltaica flotante puede alcanzar el 50%.

- Potencia por unidad de superficie

Para determinar qué potencia puede instalarse por metro cuadrado, se ha recurrido a numerosos catálogos de paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino de última generación.

A raíz del análisis de dichos paneles, se ha concluido que la densidad de potencia media es de 200 W/m^2 . A partir del valor inverso se obtiene δ , la superficie por unidad de potencia, cuyo valor está en torno a $5 \text{ m}^2/\text{kW}$.

3.3.3.3.2 Resultados

Los resultados obtenidos tras aplicar la metodología expuesta se desglosan a continuación, diferenciando el potencial fotovoltaico en función de la ubicación escogida.

- Potencial fotovoltaico sobre superficies construidas (excluyendo cubiertas)

El potencial fotovoltaico sobre superficies construidas, sin tener en cuenta las cubiertas de edificaciones, se recoge en la Tabla 57.

Tabla 57. Potencial fotovoltaico sobre superficies construidas (excluyendo cubiertas) por municipios.

Municipio	Parking (kW)	Depósitos (kW)	Invernaderos (kW)	Total (MW)
Agaete	909	1317	1076	3,3
Agüimes	10 714	2143	134 000	146,9
Artenara	0	0	5	0,0
Arucas	1365	5442	22 558	29,4
Firgas	88	1207	4482	5,8
Gáldar	1239	12 195	141 570	155,0
Ingenio	3220	1940	43 560	48,7
La Aldea de San Nicolás	182	1157	141 334	142,7
Las Palmas de Gran Canaria	48 260	12 136	7142	67,5
Mogán	3230	512	7182	10,9
Moya	30	3218	3796	7,0
San Bartolomé de Tirajana	13 108	2963	144 230	160,3
Santa Brígida	769	1839	627	3,2
Santa Lucía de Tirajana	4268	1930	151 415	157,6
Santa María de Guía	658	6276	55 065	62,0
Tejeda	381	479	33	0,9
Telde	24 525	10 378	89 953	124,9
Teror	595	699	212	1,5
Valleseco	192	88	120	0,4
Valsequillo	301	435	7662	8,4
Vega de San Mateo	1364	845	137	2,3

El potencial fotovoltaico de Gran Canaria sobre estas superficies asciende hasta los 1138 MW, distribuidos en prácticamente 35,5 km². En zonas de estacionamiento podrían instalarse hasta 115 MW, mientras que sobre depósitos 67 MW, y sobre invernaderos 956 MW. Por municipios, San Bartolomé de Tirajana, Santa Lucía de Tirajana y Gáldar presentan el mayor potencial, los tres municipios con potencial entre 150 y 160 MW. Por el lado contrario, Artenara, Valleseco y Tejeda tienen el menor potencial fotovoltaico sobre superficies construidas, con menos de un megavatio de potencial.

En la Figura 39 puede observarse la distribución del potencial fotovoltaico sobre aparcamientos en cada municipio de Gran Canaria. En este caso, es la capital, Las Palmas de Gran Canaria, la que mayor potencial fotovoltaico presenta (48,3 MW), seguido por el segundo municipio con mayor población de la isla, Telde (24,5 MW). Por contra, Artenara no presenta potencial en parking, y Firgas y Moya apenas podían instalar 88 kW y 30 kW, respectivamente.

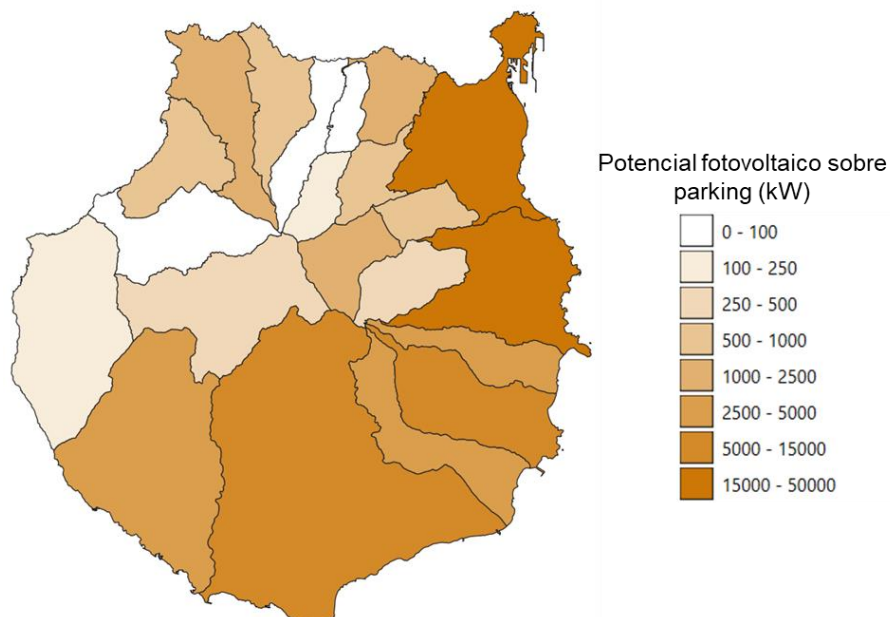


Figura 39. Potencial fotovoltaico sobre parkings de Gran Canaria, por municipios.

En cuanto al potencial fotovoltaico sobre depósitos, la Figura 40 muestra la distribución del potencial por municipios. Así, Gáldar es el municipio con mayor potencial en depósitos (12,2 MW), seguido de Las Palmas de Gran Canaria (12,1 MW) y Telde (10,4 MW). Del mismo modo, los municipios con menor potencial son Artenara, sin potencial en depósitos, y Valleseco, con 88 kW.

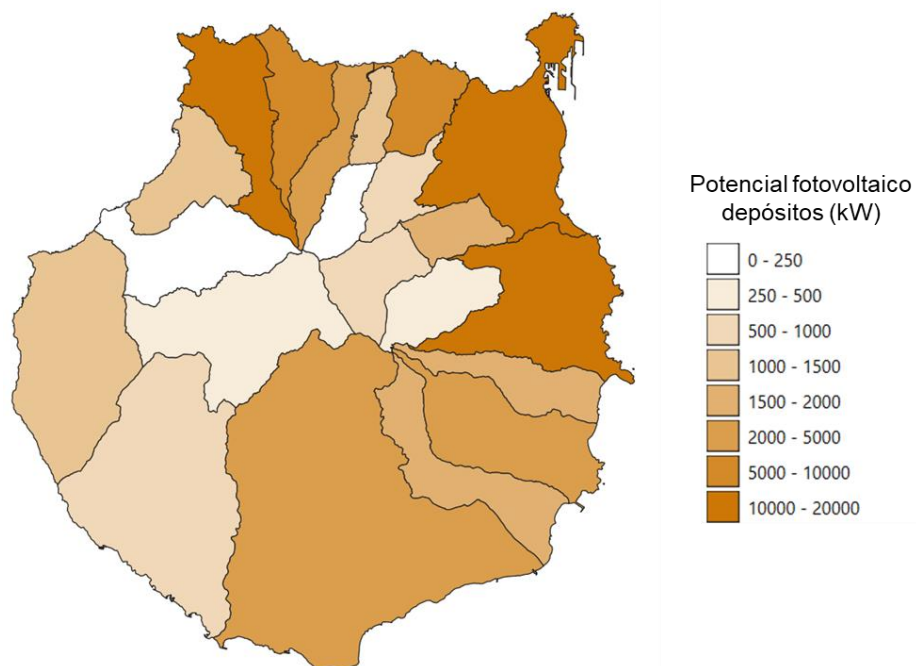


Figura 40. Potencial fotovoltaico sobre depósitos de Gran Canaria, por municipios.

Si se analiza el potencial sobre invernaderos, la Figura 41 describe el potencial distribuido por los municipios de la isla.

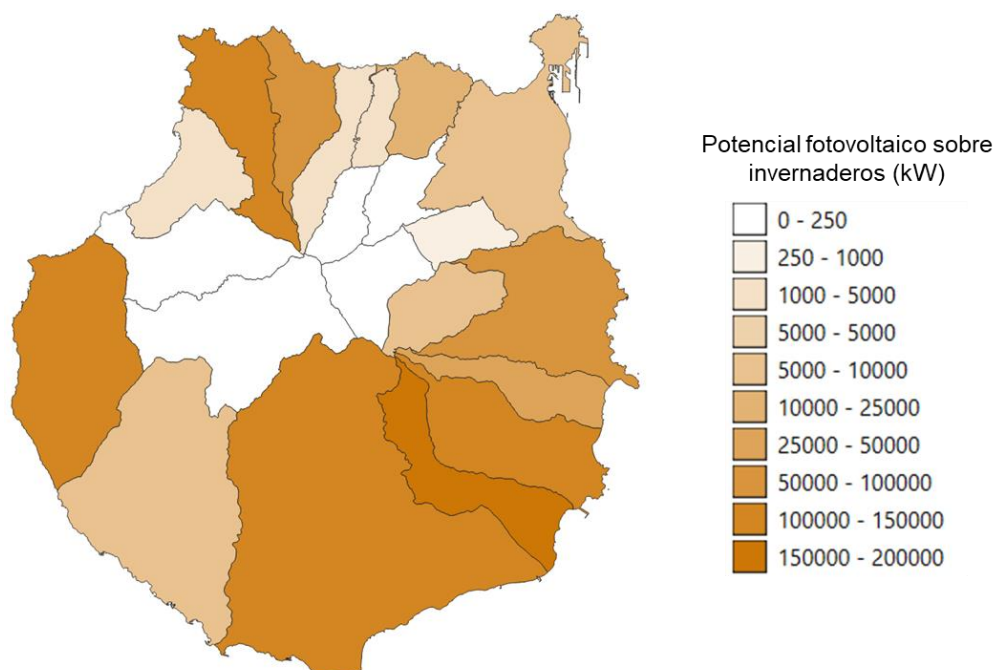


Figura 41. Potencial fotovoltaico sobre invernaderos de Gran Canaria, por municipios.

De este modo, aquellos municipios con mayor producción agrícola son los de mayor potencial. Santa Lucía de Tirajana presenta el mayor potencial, con más de 151 MW, seguido de San Bartolomé de Tirajana (144 MW), Gáldar (142 MW) y La Aldea de San Nicolás (141 MW). Por el lado contrario, los municipios que cuentan con menos potencial para invernaderos son las localidades del interior de la isla: Artenara, Tejeda y Valleseco, con 5 kW, 33 kW, y 120 kW, respectivamente.

- Potencial fotovoltaico sobre cubiertas

Una de las principales ubicaciones de las instalaciones fotovoltaicas actualmente es sobre cubiertas ya construidas. A 2019, la superficie de cubiertas ascendía a 53,4 km², donde se ha estimado un potencial de 3691 MW para Gran Canaria (escenario 1 de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico del ITC [150]).

No obstante, sobre cubierta no se instala generalmente la mayor capacidad posible, sino aquella que optimice el autoconsumo. De este modo, la Estrategia de Autoconsumo Fotovoltaico propone un segundo escenario donde solamente se instale fotovoltaica hasta alcanzar un 10% de excedentes respecto a la demanda actual de la edificación. De este modo, el potencial de Gran Canaria se reduce hasta los 484 MW. El Gráfico 126 representa la distribución del potencial fotovoltaico sobre cubiertas según su tipo.

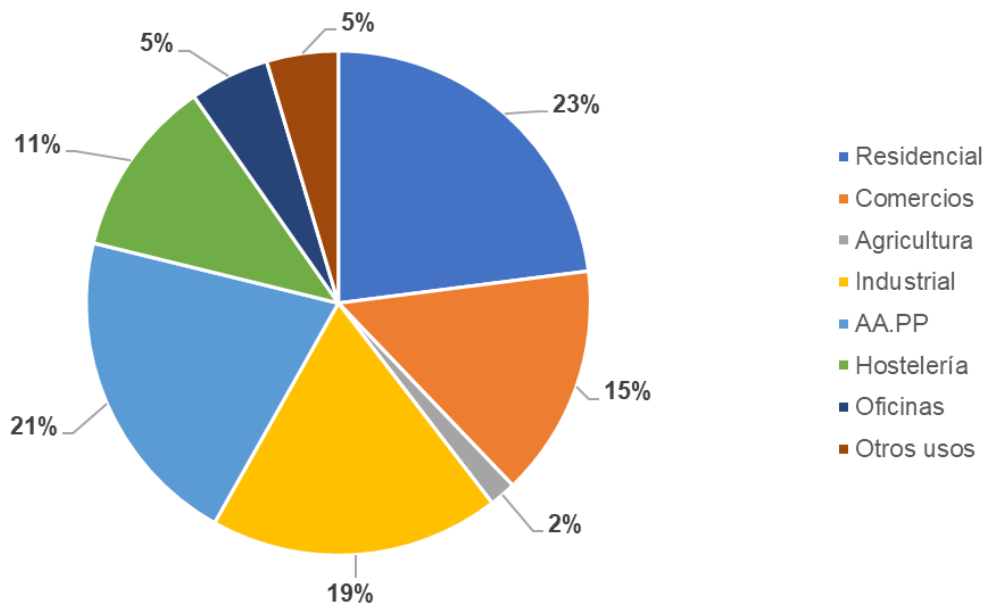


Gráfico 126. Distribución del potencial fotovoltaico por tipo de cubierta, adaptado de [150].

De esta forma, el mayor potencial se encuentra en las cubiertas residenciales, con un 23% de la potencia instalable, seguido de las cubiertas de Administraciones Públicas (AA.PP). Las edificaciones destinadas a cubiertas relacionadas con el sector primario, por el contrario, son las de menor potencial fotovoltaico, con apenas el 2% del potencial total.

No obstante, las proyecciones de cubiertas pertenecientes a nuevas construcciones a 2040 reflejan que la superficie potencial podría ampliarse más de 9,6 km² hasta las 38,9 km². Ello supondría que el potencial fotovoltaico se incrementaría en 159 MW, hasta los 643 MW.

- Potencial fotovoltaico en Suelo Rústico de Protección de Infraestructuras

En el caso del potencial en Suelo Rústico de Protección de Infraestructuras (SRPI), Gran Canaria tendría potencial para albergar hasta 326 MW distribuidos en 25,9 km². Por municipios (Figura 42), Telde es la localidad con mayor potencial en estos terrenos, con más de 96 MW instalables, seguido de lejos por San Bartolomé de Tirjana (51,6 MW) e Ingenio (47,4 MW). Por el lado contrario, los municipios de Tejeda, Valleseco, Moya y Mogán no presentan este tipo de suelo en sus Planes Generales de Ordenación, y Firgas apenas tiene capacidad para Albergar 2 kW.

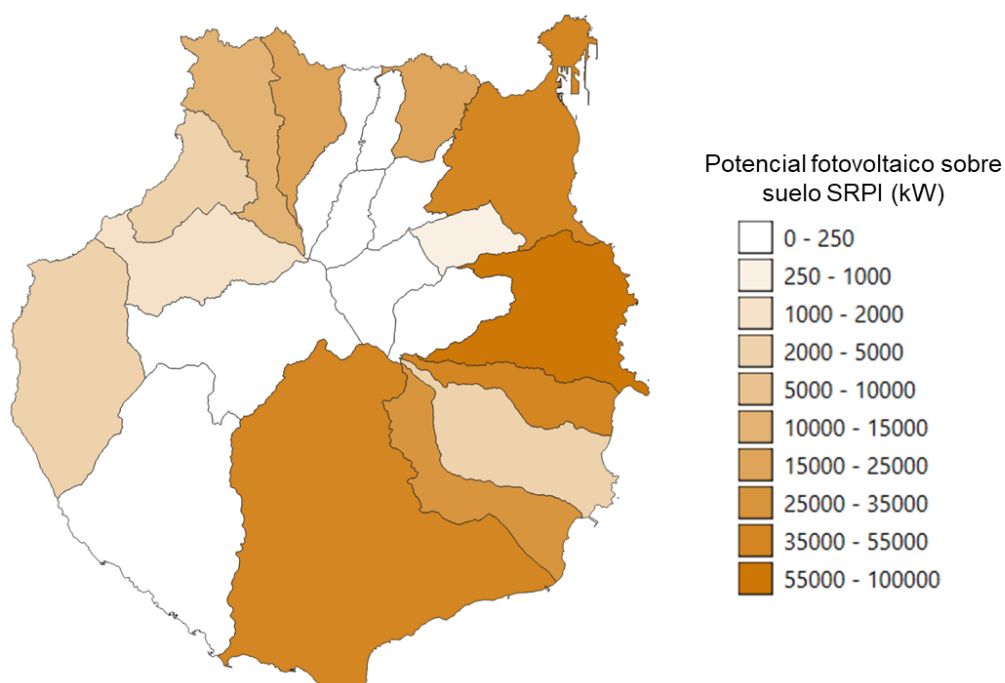


Figura 42. Potencial fotovoltaico en Suelo Rústico de Protección de Infraestructuras (SRPI) de Gran Canaria, por municipios.

La Tabla 58 recoge la potencia instalable en SRPI para cada municipio de Gran Canaria.

Tabla 58. Potencial fotovoltaico en terrenos SRPI y flotante en embalses y presas

Municipio	SRPI (kW)	Flotante (kW)
Agaete	33464	4391
Agüimes	51617	29256
Artenara	13129	1171
Arucas	2141	1691
Firgas	4890	5484
Gáldar	96152	3199
Ingenio	15792	4927
La Aldea de San Nicolás	47427	1047
Las Palmas de Gran Canaria	17233	4690
Mogán	104	192
Moya	0	7181
San Bartolomé de Tirajana	39324	5941
Santa Brígida	2	2562
Santa Lucía de Tirajana	0	1548
Santa María de Guía	2111	1297
Tejeda	646	142
Telde	44	4141
Teror	40	1950
Valleseco	0	390
Valsequillo	0	34145
Vega de San Mateo	1937	14417

- Potencial fotovoltaico flotante en presas y embalses

En este caso, se podrían instalar hasta 130 MW de fotovoltaica en casi 1,3 km². La Tabla 58 recoge el potencial de la fotovoltaica flotante en aguas interiores por municipios de Gran Canaria.

La Figura 43 muestra el potencial fotovoltaico en presas y embalses de Gran Canaria por municipios. Así, las localidades con las presas de mayor superficie ocupada (vertiente centro – suroeste de la isla) son las que mayor potencia instalable presentan. Tejeda, con más de 34 MW, presenta el mayor potencial flotante, seguido de San Bartolomé de Tirajana (29 MW) y

Artenara (14,4 MW). Los municipios con menor potencial son Santa Brígida (142 kW), Valsequillo (192 kW) y Valleseco (390 kW).

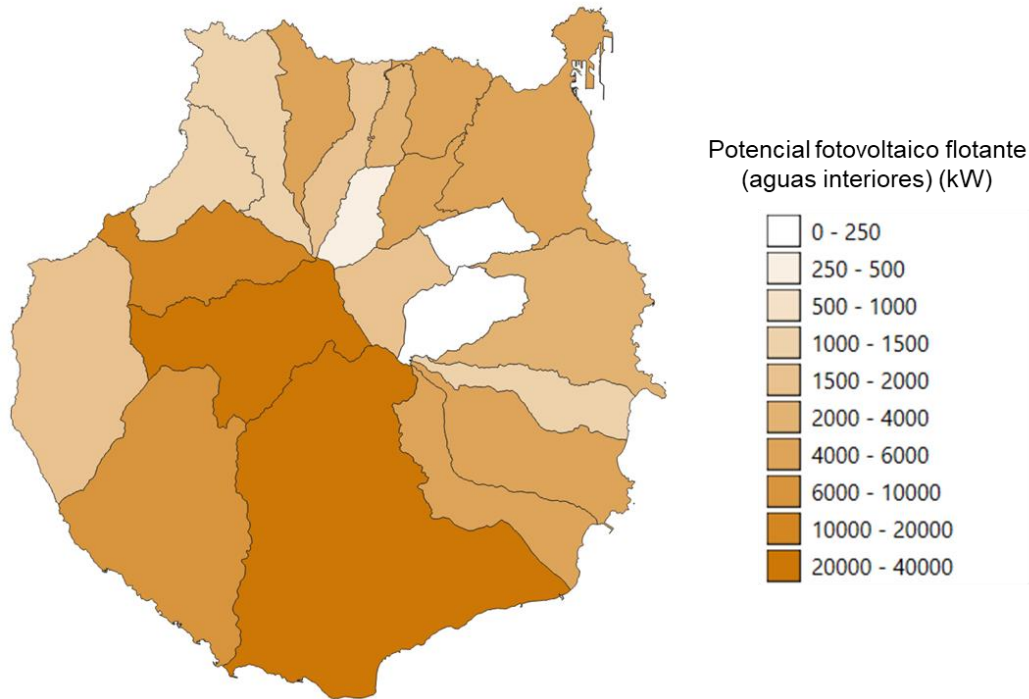


Figura 43. Potencial fotovoltaico flotante en embalses y presas de Gran Canaria, por municipios.

La Tabla 59 resume el potencial fotovoltaico de Gran Canaria, con un total de 2237 MW.

Tabla 59. Potencial fotovoltaico de Gran Canaria

Superficie		Área (ha)	Potencial (MW)
Superficies construidas (excluyendo cubiertas)	Zonas de estacionamiento	162,93	115,40
	Depósitos	83,04	67,22
	Invernaderos	3302,00	956,16
Cubiertas	Cubiertas existentes	2929,81	484,00
	Nueva construcción	960,61	158,69
Suelos rústicos de protección de infraestructuras		2590,00	326,05
Fotovoltaica Flotante	Presas y embalses	128,48	129,76
Total		10 156,87	2237,28

3.3.3.3 Conclusiones sobre la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica tiene un amplio recorrido en Gran Canaria dado el magnífico recurso en muchas zonas de la isla.

Si se aprovecharan las zonas antropizadas y los terrenos reservados para infraestructuras, Gran Canaria podría superar los 2237 MW de potencia instalada, donde más del 40% correspondería a instalaciones sobre invernaderos, y más del 21% a cubiertas de edificaciones.

En definitiva, Gran Canaria tiene suficiente potencial fotovoltaico para, conjuntamente con la eólica, satisfacer la demanda eléctrica de la isla.

3.3.4. Escenarios para la cobertura de demanda energética

3.3.4.1. Horizonte temporal 2030

En esta sección de la agenda se plantean tres escenarios que pretenden analizar los diferentes enfoques que podrían aplicarse para poder alcanzar los objetivos establecidos para la cobertura de demanda en el horizonte temporal 2030. En este sentido, el hito establecido es el expuesto por el PNIEC para este horizonte que marca el objetivo de disminuir la contribución de energías de fuentes fósiles en un 50% con respecto al año 2019 en la demanda eléctrica de los sistemas insulares, o lo que es lo mismo, que las energías renovables cubran aproximadamente el 60% de dicha demanda (en 2019 la contribución de renovables se situaba en torno al 20% de la demanda eléctrica). No obstante, también se pretende analizar el tendencial estimado para ver si de forma natural podrían alcanzarse dichos objetivos. Los tres escenarios difieren entre sí ya que presentan variaciones en:

- La potencia renovable instalada de cada una de las tecnologías.
- La implementación o no de energía eólica marina (offshore).
- El posible empleo de sistemas de almacenamiento basados en centrales hidroeléctricas y/o baterías.

Asimismo, y según los criterios establecidos en cada uno de los escenarios, el mínimo técnico considerado para la generación convencional, también variará (viendo una clara disminución de este al introducir el almacenamiento de hidrobombeo). A continuación, se resumen brevemente las características de cada escenario en la Tabla 60, siendo éstas detalladas en los siguientes apartados.

El primer escenario muestra la inercia a partir del histórico de instalación renovable. Para ello, se han tenido en cuenta las previsiones estimadas por Red Eléctrica España, así como las expuestas por la Asociación Eólica de Canarias (AEOLICAN).

Otro parámetro evaluado han sido las subvenciones otorgadas para la instalación de este tipo de tecnologías para su despliegue en los próximos años, como los Fondos NextGenerationEU.

Tabla 60. Resumen de las características de los escenarios planteados.

Escenario	Solar Fotovoltaica	Eólica en tierra (onshore)	Eólica marina (offshore)	Baterías	Central hidroeléctrica	Mínimo técnico de generación convencional
1	415 MW	380 MW	NO	300 MWh	NO	120 MW
2	575 MW	430 MW	NO	300 MWh	4,5 GWh	40 MW
3	330 MW	305 MW	200 MW	300 MWh	4,5 GWh	40 MW

El segundo escenario pretende alcanzar los objetivos del PNIEC sin tener en cuenta el parque de generación eólica offshore, pero empleando sistemas de almacenamiento por hidrobombeo, donde Chira – Soria sería la mayor central (3,6 GWh). Consecuentemente a esto se produce un considerable aumento en la contribución de las renovables eólica onshore y solar fotovoltaica.

Por último, el escenario 3 implementa todas las tecnologías (eólica en tierra, eólica marina y solar, así como almacenamiento por hidrobombeo y baterías) con la intención de optimizar el sistema en términos de excedentes y potencia instalada.

3.3.4.1.1. Estimación de potencia renovable

A continuación, se muestra la potencia renovable por tipo de tecnología, sus potenciales ubicaciones y la propuesta de distribución en el territorio.

- Potencia eólica propuesta

La distribución de la potencia eólica en tierra se plantea en las dos zonas climáticas con mayor recurso de la isla para la estimación de la producción eléctrica (ver Figura 44).

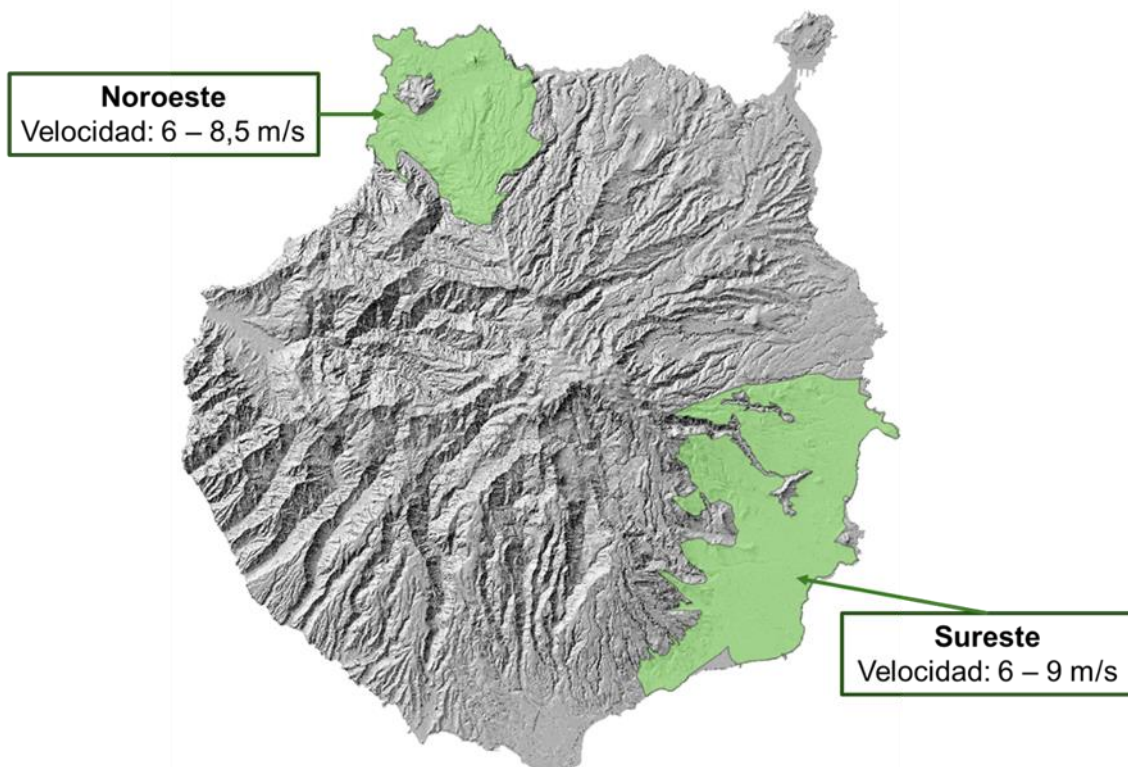


Figura 44. Zonas eólicas seleccionadas para la distribución de la potencia eólica proyectada en los escenarios.

La Tabla 61 muestra dicha distribución para cada uno de los escenarios planteados. La zona de la eólica offshore será la estipulada como prioritaria en la sección de potencial de energía eólica offshore (costa sureste de la isla).

Tabla 61. Distribución de la potencia eólica (MW) para cada escenario y zona climática.

Zona	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Noroeste	34	42	13
Sureste	346	388	292
Total terrestre	380	430	305
Eólica marina	0	0	200
Total eólica	380	430	505

- Potencia solar fotovoltaica propuesta

Se han distribuido las instalaciones de energía solar fotovoltaica según ocho zonas climáticas (ver Figura 45). Además, la potencia autorizada por el operador del sistema en las subestaciones del sistema eléctrico actual ha sido también tenida en cuenta para esta distribución.

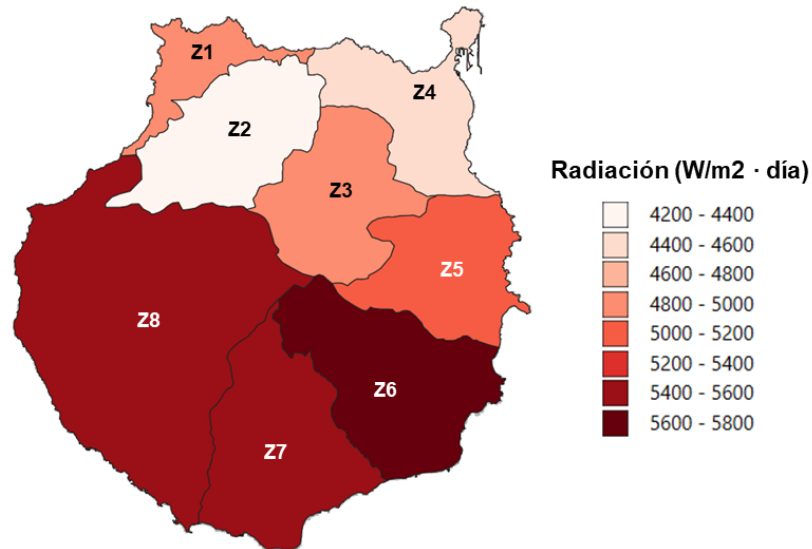


Figura 45. Zonas climáticas de energía solar seleccionadas para la distribución de la potencia eólica proyectada en los escenarios.

La Tabla 62 acoge la distribución de la potencia solar fotovoltaica instalada en cada uno de los escenarios planteados.

Tabla 62. Distribución de la potencia solar fotovoltaica (MW) para cada escenario y zona climática.

Zona	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Gáldar	10,5	17,5	11,6
Barranquillo Frío	0,6	0,6	0,6
San Mateo	3,8	6,5	3,7
Arucas – Las Palmas	47,3	61,7	52,8
Telde	123	140,7	87,5
Vecindario	55,4	89,4	56,9
Maspalomas	106,6	162	73,4
La Aldea - Mogán	67,7	96,6	43,3
Total	415	575	330

- Central hidroeléctrica de bombeo

La modelización se ha realizado a partir de la posibilidad de que en 2030 hayan instalado en la isla dos sistemas de hidrobombeo: Chira – Soria y un hidrobombeo de ciclo abierto (al mar).

La central hidroeléctrica de bombeo de Chira – Soria se ha modelado asumiendo una capacidad máxima de almacenamiento de 3,6 GWh, así como, teniendo en cuenta los límites potencia de bombeo y turbinado (220 MW, 200 MW respectivamente) y los rendimientos de turbinado/bombeo y generación (92% y 97,5% respectivamente, datos aportados por el Consejo insular de agua).

En el caso del hidrobombeo de ciclo abierto, se ha asumido una capacidad máxima de almacenamiento de 0,9 GWh, con una potencia máxima de bombeo y turbinado de 72 MW y 74 MW, respectivamente. Los rendimientos se asumen iguales que en el caso de Chira – Soria.

Esas hipótesis de partida suponen una capacidad de almacenamiento máxima de 4,5 GWh aproximadamente, con un bombeo y turbinado máximo de 292 MW y 274 MW, respectivamente.

- Sistema de baterías

Como sistema de almacenamiento a corto plazo, se ha dimensionado un sistema de baterías, el cual se ha implementado en todos los escenarios habida cuenta de que ya existen subvenciones destinadas para el desarrollo de esta tecnología en los próximos años. La capacidad de almacenamiento de estas baterías en los escenarios 1, 2, y 3 es de 300 MWh, asumiendo un rendimiento de un 95% en esta tecnología.

- Balance energético demanda – generación

El balance energético se realiza cruzando series de generación renovable y demanda calculadas con anterioridad. Para ello se han tomado las siguientes hipótesis de partida:

- a. A la hora de hacer la agregación de generación renovable (eólica + solar fotovoltaica) se han asumido unas pérdidas en la red de transporte mensuales iguales a las que se presentan en el Anuario Energético de Canarias 2021.

- b. Se ha implementado un mínimo técnico de generación procedente de fuentes convencionales, el cual asegura la fiabilidad del sistema, siendo este de 120 MW (valor ligeramente inferior al actual), salvo en aquellos escenarios donde se contempla la integración de una central hidroeléctrica donde se estima que se puede reducir hasta los 40 MW.

3.3.4.1.2. Resultados de los escenarios planteados

- Escenario 1

El escenario 1 presenta una potencia instalada de 415 MW de fotovoltaica y 380 MW de eólica onshore, a los que se le añade un sistema de almacenamiento en baterías de 300 MWh. La Tabla 63 recoge las principales características del Escenario 1.

Tabla 63. Resumen de las tecnologías implementadas en el escenario 1.

Escenario	Solar Fotovoltaica	Eólica onshore	Eólica offshore	Baterías	Central hidroeléctrica	Mín. Tec. generación convencional
1	415 MW	380 MW	NO	300 MWh	NO	120 MW

De esta manera, la generación eólica alcanza los 1415 GWh, mientras que la fotovoltaica vertida a red alcanza los 525 GWh (la generación fotovoltaica total asciende a 659 GWh de los cuales 134 GWh son de autoconsumo). Esto supone una generación renovable de 1940 GWh. Teniendo en cuenta las pérdidas en distribución esta generación se reduce hasta los 1850 GWh (56% de la demanda de la isla), siempre y cuando toda la producción renovable fuera aprovechada.

La Tabla 64 muestra la distribución de potencia instalada y la generación fotovoltaica total en las diferentes zonas climáticas de la misma. Asimismo, aporta dos parámetros determinantes como son las horas equivalentes y el factor de capacidad.

Tabla 64. Distribución de potencia y generación de energía solar PV por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria.

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	TOTAL
Potencia (MW)	10,5	0,6	3,8	47,3	123	55,4	106,7	67,6	415
Generación (MWh)	14 019	706	5594	58 724	188 243	91 769	182 905	117 116	659 075
Horas equivalentes	1335	1176	1472	1241	1530	1656	1714	1732	1589
Factor de capacidad	15%	13%	17%	14%	17%	19%	20%	20%	18%

La Tabla 65 muestra los mismos resultados que la Tabla 64, pero aportando los valores obtenidos por la tecnología eólica en tierra.

Tabla 65. Distribución de potencia y generación de energía eólica onshore por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria.

	Noroeste	Sureste	Total
Potencia instalada (MW)	33,8	346,2	380
Generación (MWh)	123 608	1 291 632	1 415 240
Horas equivalentes	3657	3731	3725
Factor de capacidad	41,7%	42,6%	42,5%

La Gráfico 127 muestra la generación renovable mensual total y desglosada por cada una de las tecnologías.

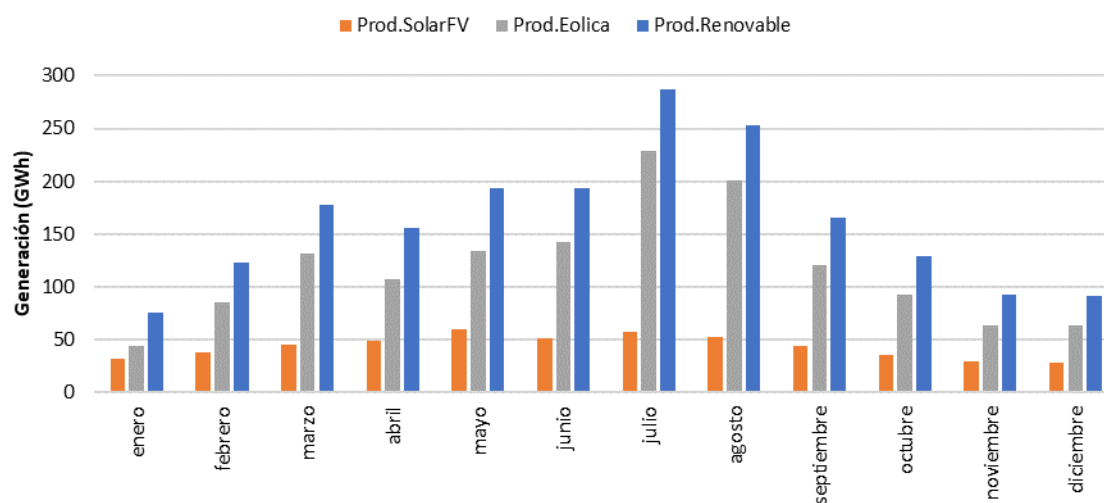


Gráfico 127. Generación renovable en el escenario 1 (sin contabilizar pérdidas en el transporte).

- *Escenario sin los 300 MWh de batería.*

La generación térmica (combustibles fósiles) alcanza los 1823 GWh para asegurar la cobertura eléctrica total de la isla (55% de la demanda eléctrica anual). De esta generación, 1051 GWh provienen de los 120 MW del mínimo técnico establecido en este escenario (32% de la demanda eléctrica anual). Los 772 GWh restantes sufragan el déficit de penetración renovable.

Al hacer el balance energético a nivel horario se concluye que la penetración de las energías renovables alcanza el 45% de la demanda eléctrica (1479 GWh) mientras que se desperdiciarán 371 GWh de producción renovable como excedente energético si no existiera ningún tipo de almacenamiento de energía.

- *Escenario con los 300 MWh de batería.*

Sin embargo, se han supuesto en este escenario unos 300 MWh de almacenamiento electroquímico (baterías). En este caso, el impacto del sistema de baterías se ha visto en la reducción de excedentes (que inicialmente alcanzaban el 20% de la generación renovable) y que ha favorecido la reducción de dichos excedentes hasta el 17%. Esto supone que la cobertura total de la demanda a partir de fuentes renovables pase del 45% (si no hubiera almacenamiento) al 47%. La Tabla 66 resume los resultados expuestos en el escenario 1.

Tabla 66. Resultados de generación y cobertura de la demanda en el escenario 1 (en GWh).

Demanda cubierta con generación térmica	Demanda cubierta con generación renovable	Excedentes de generación renovable
1774	1548	313
53%	47%	17%*

*Porcentaje del total de la producción renovable (eólica + solar fotovoltaico vertida a red).

En la Gráfico 128 se analiza el comportamiento del escenario antes y después de la instalación del sistema de almacenamiento de baterías. Además, se puede ver como el recurso renovable es en cierta manera estacional. En invierno no solo disminuye la radiación solar, sino que también lo hace el recurso eólico, y por ello los excedentes son mucho menores.

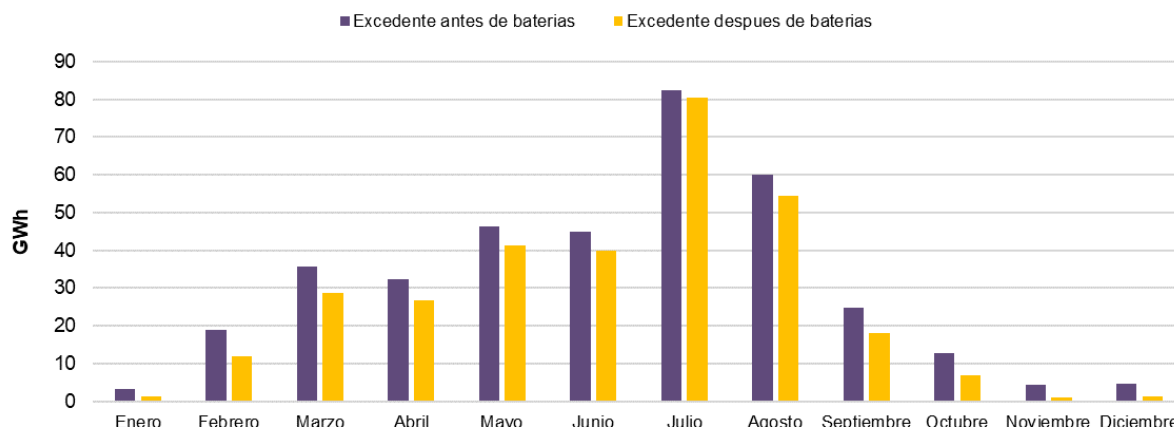


Gráfico 128. Distribución de los excedentes durante el año (con y sin implementación del sistema de baterías) en el escenario 1.

En este escenario, la implementación de baterías con capacidad de almacenamiento en torno a 300 MWh supondría aprovechar el 16% de los excedentes provenientes de las renovables, pasando esos excedentes de 371 GWh a 313 GWh.

A partir de esos excedentes podría producirse hidrógeno para ser utilizado como sistema de almacenamiento estacional, o incluso para satisfacer la demanda del transporte. Se estima que con dichos excedentes podría producirse hasta 5682 toneladas de hidrógeno, como muestra la Tabla 67. El resto de los combustibles analizados se muestran en dicha tabla.

Tabla 67. Masa de combustibles sintéticos producidos a partir de los excedentes renovables (Unidades: tonelada).

Producción de hidrógeno	Producción de amoniaco	Producción de metanol	Producción de metano sintético
5682	29 888	30 304	11 364

- Escenario 2

En el escenario 2 se aumenta la potencia renovable instalada y además se integra un sistema de almacenamiento compuesto por la central de hidrobombeo Chira – Soria, una central de hidrobombeo al mar y baterías. Las potencias fotovoltaica y eólica onshore instaladas son, en este caso, de 575 MW y 430 MW respectivamente. En este escenario no se contempla la instalación del parque eólico offshore. El sistema de baterías de 300 MWh se mantiene y se reduce el mínimo técnico de la generación convencional hasta los 40 MW (ver Tabla 68).

Tabla 68. Resumen de las tecnologías implementadas en el escenario 2.

Escenario	Solar Fotovoltaica	Eólica onshore	Eólica offshore	Baterías	Central hidroeléctrica	Mín. Tec. generación convencional
2	575 MW	430 MW	NO	300 MWh	4,5 GWh	40 MW

La generación fotovoltaica total es en este caso de 931 GWh, de los cuales 796 GWh se vierten a red, mientras que la eólica alcanza los 1614 GWh. Esto supone una generación renovable total de 2410 GWh vertidos a red, que cuando se le aplican las pérdidas por distribución supone 2299 GWh, el 70% de la demanda anual, si toda la producción de renovable pudiera ser consumida (sin excedentes).

El Gráfico 129 muestra la generación renovable mensual total y desglosada por cada una de las tecnologías en este segundo escenario.

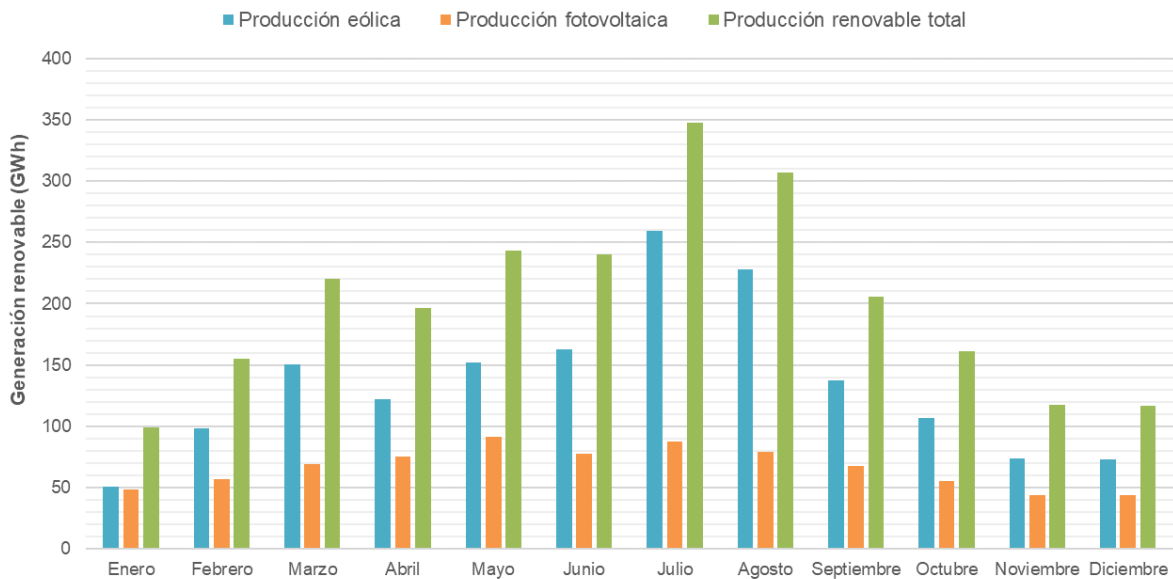


Gráfico 129. Generación renovable en el escenario 2.

La Tabla 69 muestra la distribución de potencia instalada y la generación fotovoltaica total en las diferentes zonas climáticas de la misma. Asimismo, aporta dos parámetros determinantes como son las horas equivalentes y el factor de capacidad.

Tabla 69. Distribución de potencia y generación de energía solar PV por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria para el escenario 2.

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	TOTAL
Potencia (MW)	17,5	0,6	6,5	61,7	140,7	89,4	162	96,5	575
Generación (MWh)	24 294	706	9825	79 127	216 822	152 967	279 081	167 810	930 632
Horas equivalentes	1388	1176	1512	1282	1541	1711	1723	1739	1619
Factor de capacidad	16%	13%	17%	15%	18%	20%	20%	20%	18%

La Tabla 70 muestra los mismos resultados, pero mostrando los valores obtenidos por la tecnología eólica en tierra.

Tabla 70. Distribución de potencia y generación de energía eólica onshore por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria para el escenario 2.

	Noroeste	Sureste	Total
Potencia instalada (MW)	41,8	388,3	430
Generación (MWh)	154 567	1 459 572	1 614 139
Horas equivalentes	3697	3759	3753
Factor de capacidad	42,2%	42,9%	42,8%

En el caso de las horas equivalentes del escenario 2, estas difieren del escenario 1 por introducirse un proceso de repotenciación, donde al incorporar más turbinas con mayor altura y más eficientes, se mejora el aprovechamiento del recurso eólico. Es decir, a medida que se instalan nuevos aerogeneradores (más eficientes y a mayor altura), las horas equivalentes y el factor de capacidad aumentan para un mismo recurso eólico.

Al casar las curvas de generación y demanda, la cobertura total de la demanda a través de la generación renovable alcanza el 62,9% considerando todos los sistemas de almacenamiento propuestos. Por otro lado, los excedentes de generación renovable ascienden al 8,3%, lo que se traduce en 190 GWh (ver resumen en Tabla 71).

Tabla 71. Resultados de generación y cobertura de la demanda en el escenario 2 (en GWh).

Demanda cubierta con generación térmica	Demanda cubierta con generación renovable	Excedentes de generación renovable
1256	2086	190
37,1%	62,9%	8,3%*

*Porcentaje del total de la producción renovable vertida a red.

Las centrales hidroeléctricas son capaces de absorber el 50% de los excedentes de generación renovable, reduciendo dichos excedentes desde un 16,6% a un 8,3% de los mismos (porcentaje respecto al total de la producción renovable vertida a red). Asimismo, su gestionabilidad permite aumentar la penetración directa de renovables en el sistema gracias a la reducción del mínimo técnico de la generación convencional. Esto se traduce en una disminución de excedente del 30,4% al 16,6% anteriormente expuesto si no hubiera centrales de hidrobombeo, y, por tanto, si se mantuviese el mínimo técnico en 120 MW. En este caso, las baterías solo son capaces de absorber 2,5 GWh, ya que en invierno prácticamente no hay excedentes.

Por el contrario, en épocas de verano la producción renovable es mucho mayor que la demanda, saturando el sistema completo de almacenamiento y produciendo vertidos que no pueden ser aprovechables. Esto se puede visualizar en los siguientes gráficos. El Gráfico 130 muestra la distribución estacional de los excedentes de generación.

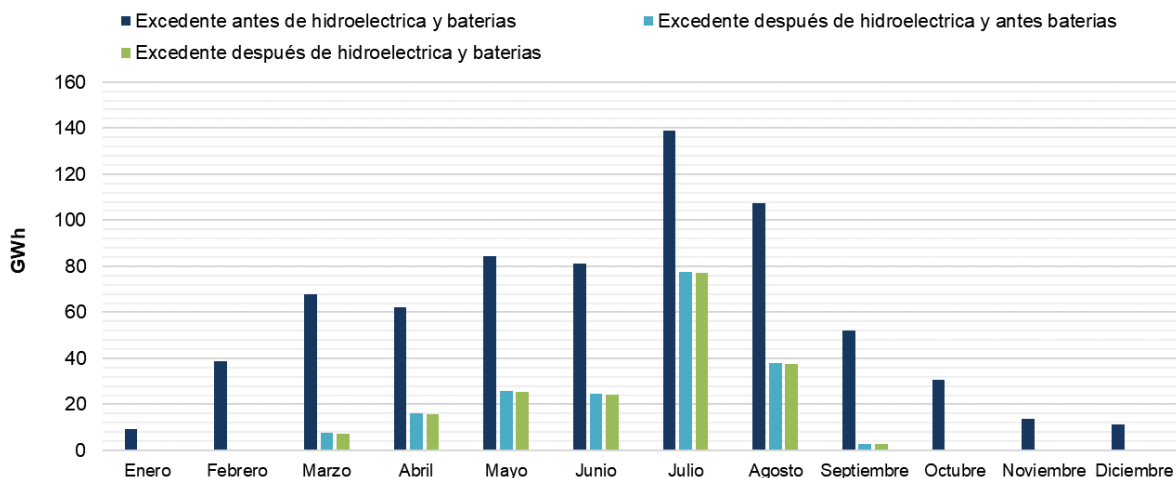


Gráfico 130. Distribución estacional de los excedentes de generación renovable en el escenario 2.

Como se puede apreciar, introducir los sistemas de almacenamiento por hidrobombeo permitiría absorber gran parte de los excedentes renovables producidos, no solo por su capacidad de almacenamiento, sino por permitir reducir el mínimo técnico de los grupos convencionales de generación eléctrica.

En el caso del escenario 2, los 190 GWh sobrantes tras la operación de los sistemas de almacenamiento podrían ser utilizados para producir más de 3450 toneladas de hidrógeno. Con ese hidrógeno podrían producirse hasta 19 564 toneladas de amoniaco, 18 413 toneladas de metanol o 6905 toneladas de metano sintético, como refleja la Tabla 72.

Tabla 72. Masa de combustibles sintéticos producidos a partir de los excedentes renovables en el escenario 2 (Unidades: tonelada).

Producción de hidrógeno	Producción de amoniaco	Producción de metanol	Producción de metano sintético
3453	19 564	18 413	6905

El Gráfico 131 muestra el comportamiento de la producción eléctrica a partir de grupos convencionales de generación térmica.

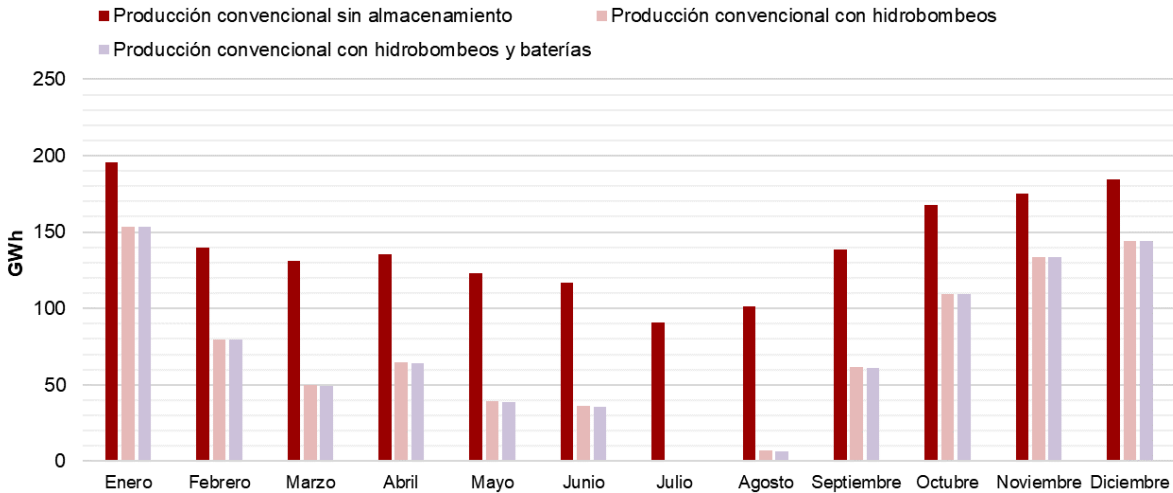


Gráfico 131. Distribución estacional de la producción eléctrica convencional en el escenario 2.

- Escenario 3

El escenario 3 implementa tanto la energía eólica offshore como el almacenamiento por hidrobombeo y el sistema de baterías. La contribución de las renovables en tierra en este escenario ha sido optimizada mediante el algoritmo, cumpliendo con el PNIEC pero reduciendo los excedentes. La Tabla 73 resume las hipótesis de partida para este escenario.

Tabla 73. Resumen de las tecnologías implementadas en el escenario 3.

Escenario	Solar Fotovoltaica	Eólica onshore	Eólica offshore	Baterías	Central hidroeléctrica	Mín. Tec. generación convencional
3	330 MW	305 MW	200 MW	300 MWh	4,5 GWh	40 MW

En este escenario, la producción renovable total vertida a red ascendería a 2488 GWh. Tras las pérdidas en transporte, la demanda cubierta por energías renovables sería de 2372 GWh, lo que permitiría cubrir hasta el 72% de la demanda eléctrica insular (si no hubiera excedentes). De la producción bruta renovable (sin contar pérdidas en el transporte), 2110 GWh corresponderían a producción eólica, mientras que los 513 GWh restantes a la solar fotovoltaica (de los cuales 135 GWh son de autoconsumo). Así mismo, la generación del parque eólico offshore se estima en 976 GWh y los otros 1134 GWh corresponderían a la eólica en tierra. El Gráfico 132 recoge la generación renovable mensual del escenario 3.

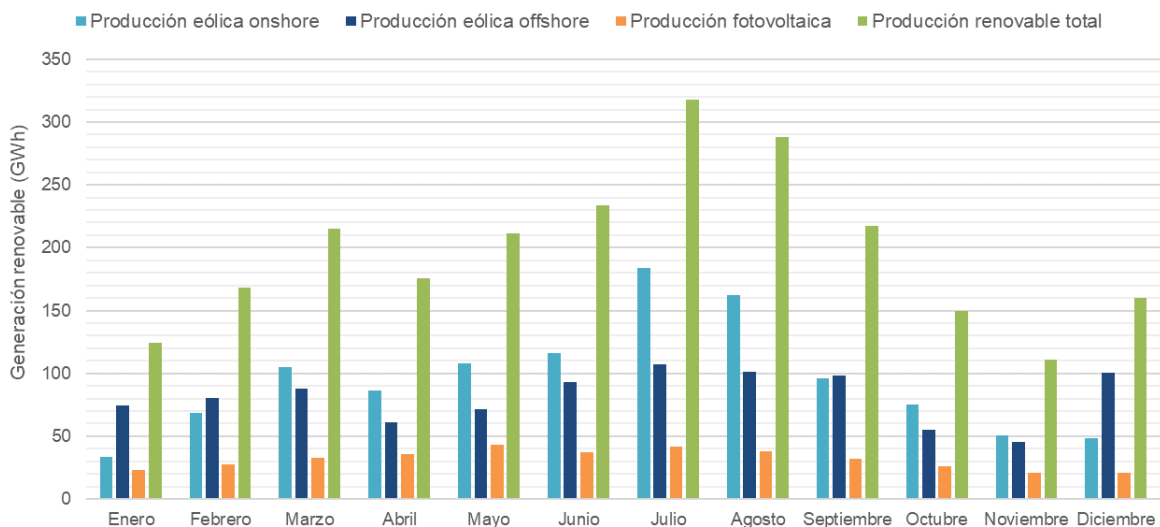


Gráfico 132. Generación renovable en el escenario 3.

La Tabla 74 muestra la distribución de potencia instalada y la generación fotovoltaica total en las diferentes zonas climáticas de la misma. Mientras que la Tabla 75 representa lo mismo para la energía eólica onshore y offshore.

Tabla 74. Distribución de potencia y generación de energía solar PV por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria en el escenario 3.

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	TOTAL
Potencia (MW)	11,6	0,6	3,7	52,8	87,5	56,9	73,4	43,3	330
Generación (MWh)	15 634	706	5438	66 517	130 922	94 469	124 990	74 491	513 166
Horas equivalentes	1348	1176	1470	1260	1496	1660	1703	1720	1556
Factor de capacidad	15%	13%	17%	14%	17%	19%	19%	20%	18%

Tabla 75. Distribución de potencia y generación de energía eólica por zonas climáticas en la isla de Gran Canaria en el escenario 3.

	Noroeste	Sureste	Offshore	Total
Potencia instalada (MW)	13,4	291,3	200	504,7
Generación (MWh)	46 775	1 087 016	975 792	2 109 763
Horas equivalentes	3491	3732	4879	4180
Factor de capacidad	40%	43%	56%	48%

Como ya se ha mencionado anteriormente, en este escenario se considerará tanto la central de hidrobombeo de Chira – Soria como un sistema de hidrobombeo al mar, además de las baterías.

Implementando todos estos sistemas de almacenamiento, se estima que los excedentes debido a las renovables ascenderían únicamente a 173 GWh, representando el 7,3% de la producción renovable. Ello supone que, en este escenario, la penetración renovable ascendiera a prácticamente el 66,6%, con una energía eléctrica consumida de 2209 GWh proveniente de fuentes renovables. Según este análisis, la puesta en marcha de todos los sistemas de almacenamiento planteados permitiría almacenar hasta 150 GWh de excedentes.

En cuanto a la generación térmica, se requerirían de hasta 1113 GWh de producción a partir de combustibles fósiles y/o alternativos para satisfacer totalmente la demanda eléctrica, lo que representa una cobertura del 33,4%. De esta generación, 350,4 GWh corresponden a la

producción debida a los 40 MW del mínimo técnico. La Tabla 76 recoge todos los resultados expuestos anteriormente.

Tabla 76. Resultados del escenario 3.

Demanda cubierta con generación térmica	Demanda cubierta con generación renovable	Excedentes de generación renovable
1113	2209	173
33,4%	66,6%	7,3*

*Porcentaje del total de la producción renovable vertida a red.

Implementar centrales de hidrobombeo como Chira – Soria tiene dos principales ventajas: Permite aprovechar hasta 150 GWh de excedentes (6,3% de la producción renovable), y lo que es aún más importante, permite bajar el mínimo técnico, facilitando la penetración de las renovables, gracias a su “*gestionabilidad*”. Como se puede apreciar claramente, los beneficios de las centrales de hidrobombeo no recaen únicamente en su capacidad de almacenamiento, sin que permiten mucha mayor penetración de renovables al poder bajar los mínimos técnicos de los grupos térmicos, dotando al sistema de mayor flexibilidad que el actual.

En este escenario, los 173 GWh de excedentes renovables obtenidos tras los sistemas de almacenamiento podrían producir hasta 3144 toneladas de hidrógeno. Este hidrógeno podría utilizarse con vector energético para producir 17 844 toneladas de amoníaco, 16 766 toneladas de metanol o 6287 toneladas de metano sintético, como muestra la Tabla 77.

Tabla 77. Masa de combustibles sintéticos producidos a partir de los excedentes renovables en el escenario 3 (Unidades: tonelada).

Producción de hidrógeno	Producción de amoníaco	Producción de metanol	Producción de metano sintético
3144	17 814	16 766	6287

A continuación, puede observarse la distribución mensual tanto de excedentes de generación renovable (Gráfico 133) como de producción eléctrica convencional (Gráfico 134). Los sistemas de almacenamiento propuestos son capaces de absorber casi todos los excedentes de generación salvo en el periodo de mayor recurso renovable, tanto eólico como fotovoltaico, es decir, en verano. En verano, la demanda no cubierta se minimiza.

Por otro lado, en invierno, el recurso renovable es menor, por lo que la demanda no cubierta es máxima. Como todos los excedentes son generalmente absorbidos por la central hidroeléctrica, el sistema de baterías tiene mayor influencia durante la época de primavera.

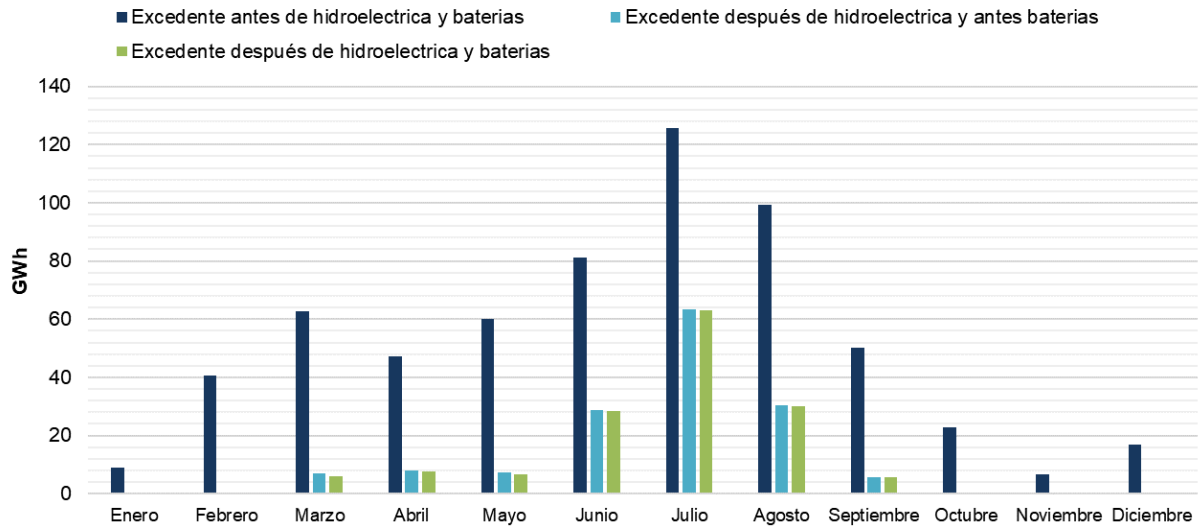


Gráfico 133. Distribución estacional de los excedentes de generación renovable en el escenario 3.

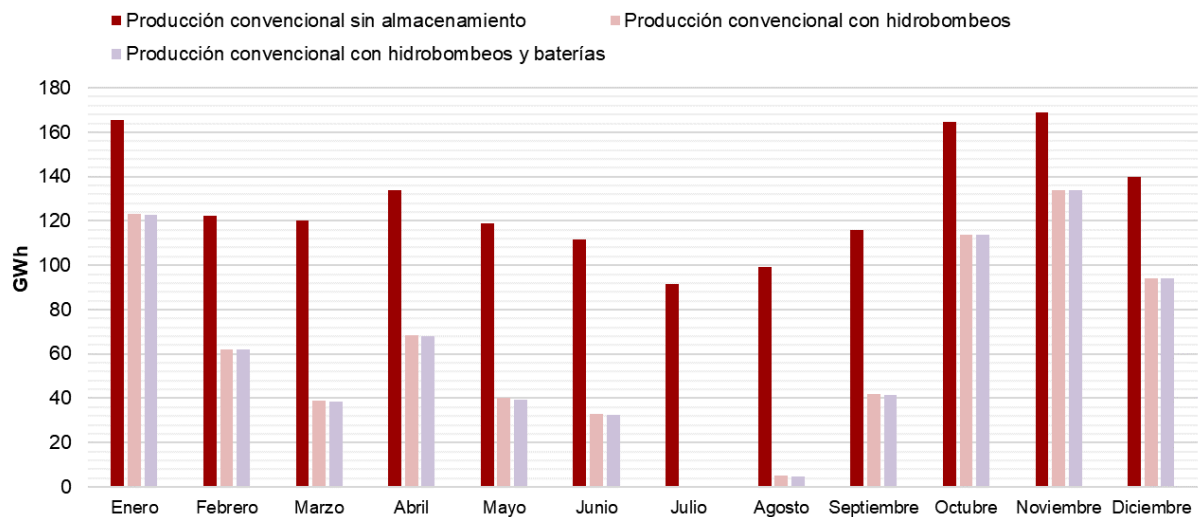


Gráfico 134. Distribución estacional de la producción convencional en el escenario 3.

3.3.4.2. Horizonte temporal 2040

En el caso del año 2040, los principales escenarios que se plantean siguen con la filosofía de mantener las mismas tecnologías de almacenamiento (siguiendo las directrices del Consejo Insular de la Energía). Se estima que las tecnologías renovables que se utilizarán principalmente seguirán siendo la solar fotovoltaica, la eólica onshore y offshore. Además, se prevé un aumento importante en los sistemas de almacenamiento mediante hidrobombeo de ciclos abierto y cerrado (alcanzando los 10 GWh), en paralelo con la impulsión de la batería.

En el caso de la demanda eléctrica, se ha seguido la misma metodología para estimarla que en los escenarios a 2030, según la cual, la demanda transportada por la red eléctrica superará los 5000 GWh.

En el caso de los escenarios a 2040, se ha realizado un análisis de sensibilidad para ver cuál es la potencia renovable instalable óptima para conseguir la mayor cobertura de demanda posible. De este modo, se ha realizado un gran número de simulaciones variando la potencia de las diferentes tecnologías seleccionadas (fotovoltaica, eólica terrestre y eólica marina). Para ello, se han simulado multitud de escenarios con los siguientes rangos de potencia:

- Solar fotovoltaica: 500 – 5000 MW
- Eólica terrestre: 600 – 1500 MW
- Eólica marina: 200 – 1000 MW

El mínimo técnico se reducirá hasta los 10 MW en todos los escenarios. Esta reducción se consigue gracias a la hibridación de las turbinas de gas con baterías y/o a otras medidas con el mismo efecto, por ejemplo, el cambio de grupos convencionales por otros que requieran combustibles sostenibles. Así mismo, se asume una capacidad de almacenamiento en torno a los 10 GWh, desglosado en los siguientes sistemas de almacenamiento:

- Central de hidrobombeo Chira – Soria: 3,6 GWh.
- Central de hidrobombeo Cueva de las Niñas – Soria: 3,5 GWh.
- Central de hidrobombeo al mar: 2 GWh.
- Almacenamiento en baterías: 0,9 GWh.

Con todo ello, se han simulado 45 541 casos, de los cuales se han seleccionado dos escenarios óptimos, reduciendo al máximo el mínimo técnico y alcanzando la mayor

penetración renovable posible. El escenario 1 presenta un mayor despliegue tecnológico de la energía eólica, mientras que el escenario 2 cuenta con una mayor contribución de energía solar fotovoltaica frente a la energía eólica. La Tabla 78 resume ambos escenarios mostrando el grado de contribución de cada una de las energías renovables en términos de potencia instalada y su correspondiente generación.

Tabla 78. Potencia instalada y generación producida en los escenarios para el año 2040.

Escenario 1	Potencia instalada (MW)	Generación (GWh)
Fotovoltaica	1428	2429
Eólica onshore	858	3127
Eólica offshore	575	2582
Eólica total	1433	5709
Renovable total	2861	8138
Escenario 2	Potencia instalada (MW)	Generación (GWh)
Fotovoltaica	2143	3636
Eólica onshore	570	2077
Eólica offshore	575	2582
Eólica total	1145	4659
Renovable total	3288	8295

A continuación, se muestran los resultados de estos escenarios.

- Escenario 1: gran despliegue de la eólica

En la Figura 46 se puede ver como la generación renovable (fotovoltaica + eólica) es suficiente como para cubrir la demanda de la isla en la mayor parte del año en términos anuales.

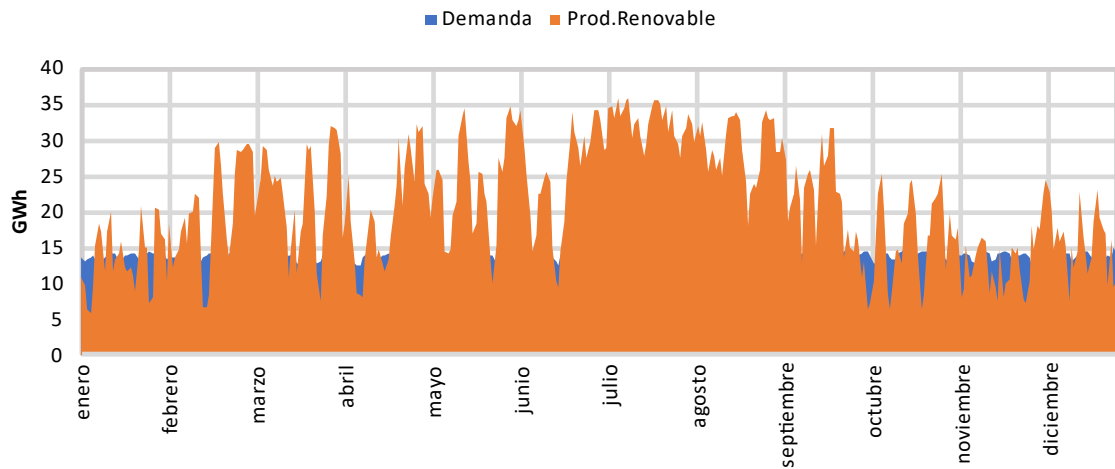


Figura 46. Demanda vs Generación renovable en 2040 (escenario 1).

Así mismo, al introducir en programa el sistema de almacenamiento de unos 10 GWh de capacidad, se observa que los meses de finales de otoño e invierno son aquellos con menor cobertura de demanda eléctrica, como muestra la Figura 47.

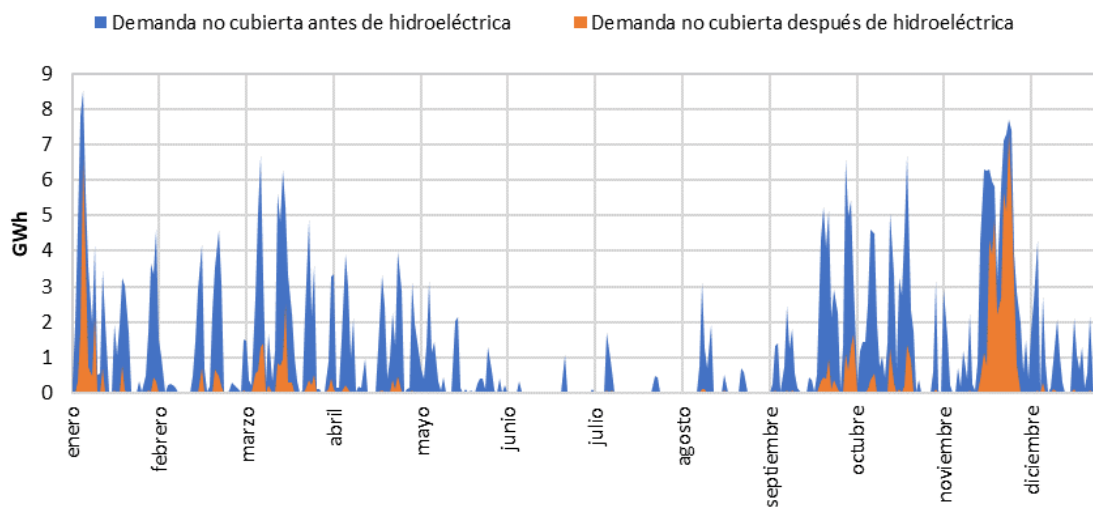


Figura 47. Demanda no cubierta antes y después de la operación de la central hidroeléctrica en el escenario 1 (10 GWh).

De la Figura 47 se deduce que los sistemas de almacenamiento tendrán una mayor operatividad en los periodos comprendidos entre febrero y mayo, así como octubre – noviembre. En el caso del verano, la producción renovable es tan elevada que los sistemas de almacenamiento están al 100% de su capacidad, por lo que parte de los excedentes se

desaprovechan. En el invierno ocurre lo contrario, ya que la producción renovable es mucho menor, y los sistemas de almacenamiento están en mínimos de capacidad.

Con un sistema de almacenamiento de 10 GWh basado en hidrobombes y baterías, haciendo un balance estacional la cobertura anual e invernala de la demanda alcanzan el 93,9% y el 92%, respectivamente. Los resultados cuantificados se muestran en la Tabla 79.

Tabla 79. Resultados del escenario 1 con central hidroeléctrica de 10 GWh.

Antes de implantar sistemas de almacenamiento			Después de implantar sistemas de almacenamiento			Excedentes renovables
Demanda cubierta	Demanda cubierta en invierno	Demanda no cubierta	Demanda cubierta	Demanda cubierta en invierno	Demanda no cubierta	
4254 GWh	1660 GWh	752 GWh	4701 GWh	1911 GWh	305 GWh	2978 GWh
84,98%	79,95%	15,02%	93,92%	92,05%	6,08%	38,27%

*De la generación renovable vertida a red

Con esta capacidad de almacenamiento, más del 38% de la producción renovable no podría aprovecharse, salvo que se introduzcan sistemas de almacenamiento estacionales (como el hidrógeno), o se amplíe significativamente la capacidad de almacenamiento.

En el caso del hidrógeno, podrían producirse más 54 kton, lo que permitiría cubrir tanto los 88 GWh generados por la convencional para mantener el mínimo técnico de 10 MW, así como los 305 GWh que no han sido cubierto directamente con las renovables. Y aun así quedarían sin consumir más de 40 kton de hidrógeno para el transporte.

En definitiva, introducir sistemas de almacenamiento con capacidad de 10 GWh supondría aumentar la penetración de renovables del 85% al 94%, asumiendo que en ambos casos el mínimo técnico es de 10 MW.

- Escenario 2: gran despliegue de la fotovoltaica

Nuevamente en la Figura 48 se puede ver como la generación renovable (fotovoltaica + eólica) es suficiente como para cubrir la demanda de la isla en la mayor parte del periodo anual (en términos anuales).

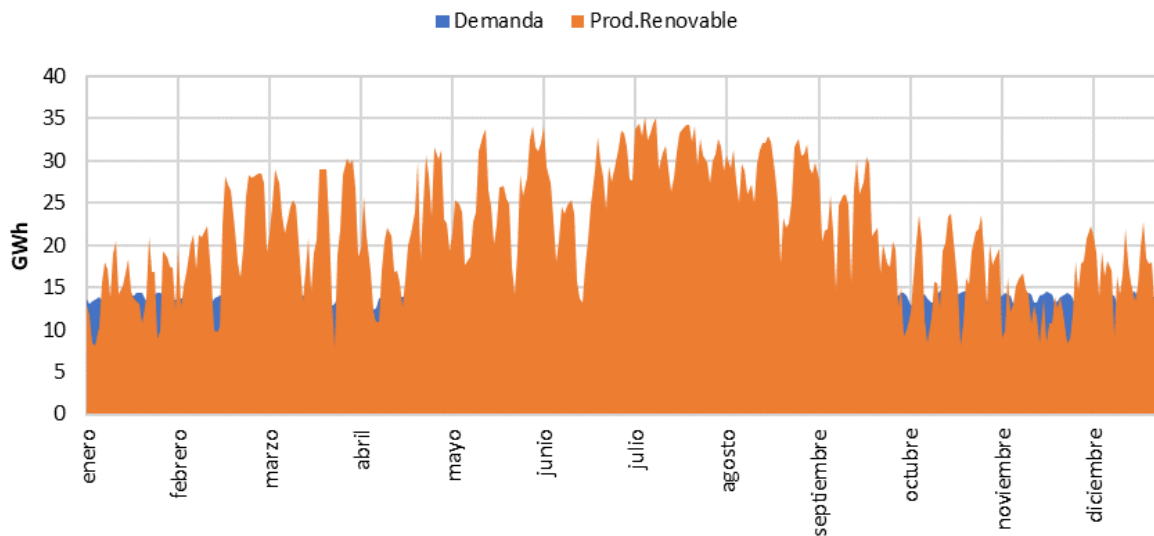


Figura 48. Demanda vs Generación renovable en 2040 (escenario 2)

Los sistemas de almacenamiento con capacidad de 10 GWh permiten una gran mayor penetración de las renovables, como muestra la Figura 49. En este caso, la demanda no cubierta está más distribuida a lo largo del año con respecto al escenario 1, pero con picos menos acentuados, lo que conlleva que la penetración renovable sea ligeramente mayor.

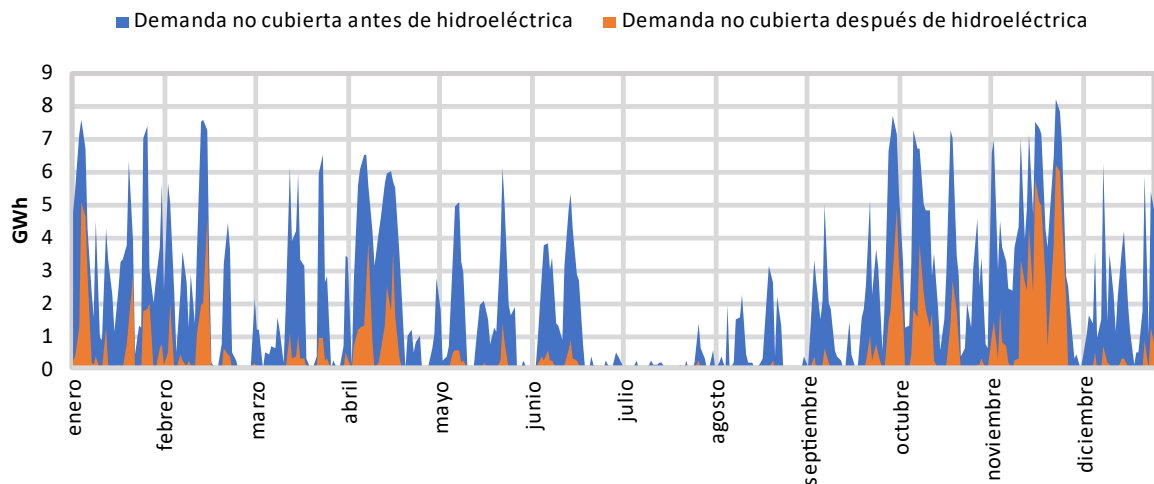


Figura 49. Demanda no cubierta antes y después de la operación de la central hidroeléctrica (10 GWh).

La Tabla 80 recoge los principales resultados tras implementar el programa desarrollado. Como se puede apreciar, los excedentes renovables alcanzan casi el 39%, que podrían

producir hasta 56 kton de hidrógeno que podrían destinarse al transporte y a suplir la demanda eléctrica no cubierta, así como para las máquinas que mantienen el mínimo técnico.

Tabla 80. Resultados del escenario 2 con central hidroeléctrica de 10 GWh

Antes de implantar sistemas de almacenamiento			Después de implantar sistemas de almacenamiento			Excedentes renovables
Demanda cubierta	Demanda cubierta en invierno	Demanda no cubierta	Demanda cubierta	Demanda cubierta en invierno	Demanda no cubierta	
4159 GWh	1623 GWh	847 GWh	4720 GWh	1917 GWh	286 GWh	3085 GWh
83,08%	78,15%	16,92%	94,28%	92,33%	5,72%	38,87%

*De la generación renovable vertida a red.

3.3.4.3. Comparación de escenarios

El escenario 1 presenta unas potencias instaladas de eólica y fotovoltaica similares, mientras que el escenario 2 presenta mucha más potencia fotovoltaica que eólica (ver Figura 50). La potencia renovable total instalada en el escenario 2, por tanto, es mayor que la instalada en el escenario 1.

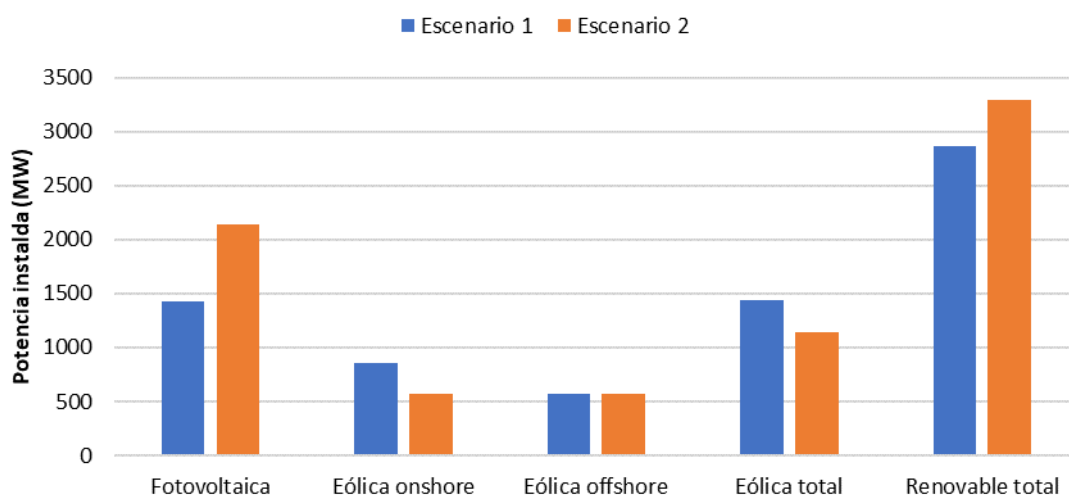


Figura 50. Comparación de potencia renovable instalada entre escenarios del horizonte 2040.

Sin embargo, en término de generación, la generación eólica es predominante en ambos escenarios (ver Figura 51), por lo que la generación renovable total es muy similar en ambos escenarios. Además, se puede ver que dicha generación es mucho mayor que la demanda anual de la isla.

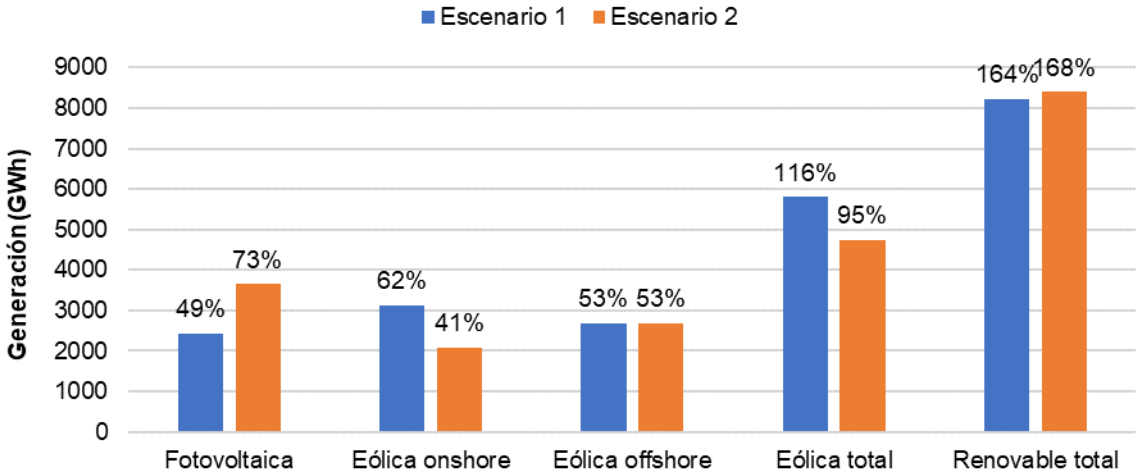


Figura 51. Comparación de generación renovable entre escenarios.

En cuanto a la cobertura de la demanda ambos escenarios presentan valores muy similares en sus dos alternativas. El escenario 2 presenta mejores valores de cobertura final de la demanda, 0,4% superior al escenario 1. Sin embargo, presenta unos valores mayores de excedente de generación renovable, pero la diferencia entre ambos escenarios es de 0,6%.

La Figura 52 presenta un resumen gráfico de los escenarios simulados en el horizonte 2040 a modo de conclusión de esta sección en la agenda de transición energética.

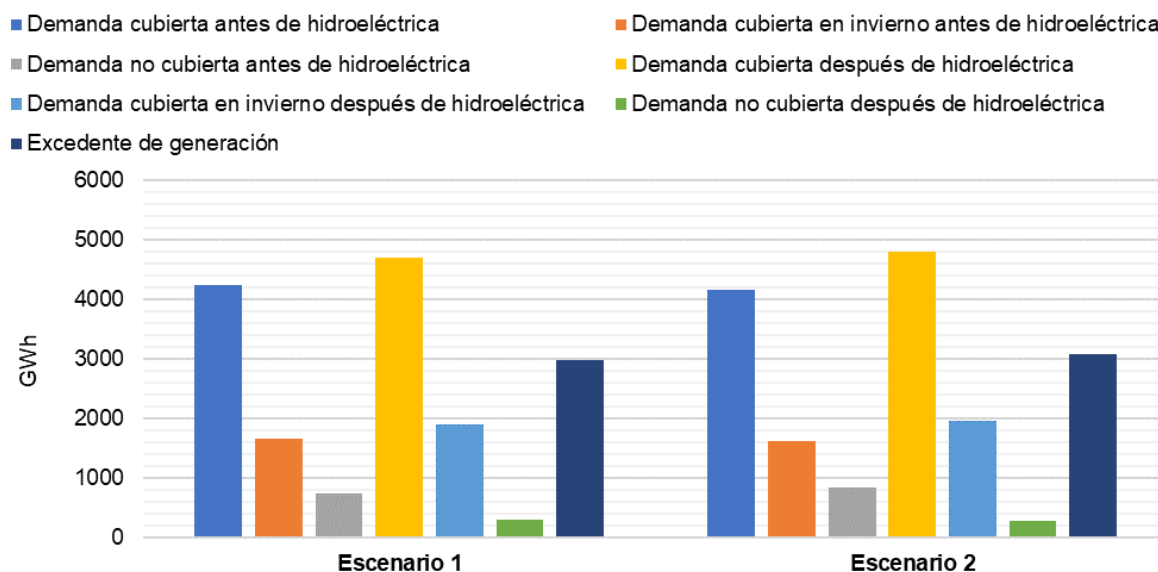


Figura 52. Resumen gráfico de los escenarios simulados en el horizonte 2040.

3.3.4.3. Conclusiones de los escenarios

En verano la generación renovable prácticamente es capaz de satisfacer la demanda generando a su vez una ingente cantidad de excedentes que superan la capacidad de los sistemas de almacenamiento dejándolos completamente cargados. Por el lado contrario en invierno, el papel del almacenamiento es crucial ya que la generación renovable no es capaz de satisfacer la demanda eléctrica. Aunque los sistemas de almacenamiento satisfacen parte de dicha demanda no cubierta en estos meses, su capacidad es limitada, lo que confirma la necesidad de emplear sistemas de almacenamiento estacionales que consigan aprovechar todo el excedente generado en verano y que ayude a disminuir más si cabe la demanda no suplida por las renovables en invierno, o en su caso, aumentar los sistemas de hidrobombeo en la isla.

Si desglosamos los sistemas de almacenamiento, en la época de invierno todos los excedentes son absorbidos por la central hidroeléctrica, el sistema de baterías no tiene influencia prácticamente. Su efecto es marginal durante todo el año, estando concentrado principalmente en los meses de primavera.

PARTE II – PLANIFICAR



4. PLANIFICACIÓN TERRITORIAL

Los escenarios planteados para cumplir los objetivos del PNIEC a 2030 muestran que serán necesarios entre 305 MW – 430 MW de potencia eólica en tierra y 415 MW – 575 MW de potencia fotovoltaica. En el análisis de planificación territorial, por tanto, se analiza este espacio temporal ya que para 2040 la potencia eólica a instalar excedería la superficie delimitada como zonas de producción energética en el PIOGC. Sin embargo, una vez determinada la potencia que deberá instalarse para cumplir con el objetivo del 60% de penetración renovable en la generación eléctrica insular, el siguiente paso será distribuir dicha potencia por el territorio.

4.1. Plan Insular de Ordenación del Cabildo de Gran Canaria (PIOGC)

El pasado año 2022 el Cabildo de Gran Canaria aprobó su Plan Insular de Ordenación, en el que recoge su Estrategia Insular de Ordenación Energética. En esta estrategia se determinan tanto los potenciales eólicos y fotovoltaico de la isla (Figura 53) como aquellas zonas más viables para la producción energética renovable, fundamentalmente eólica (Figura 54).

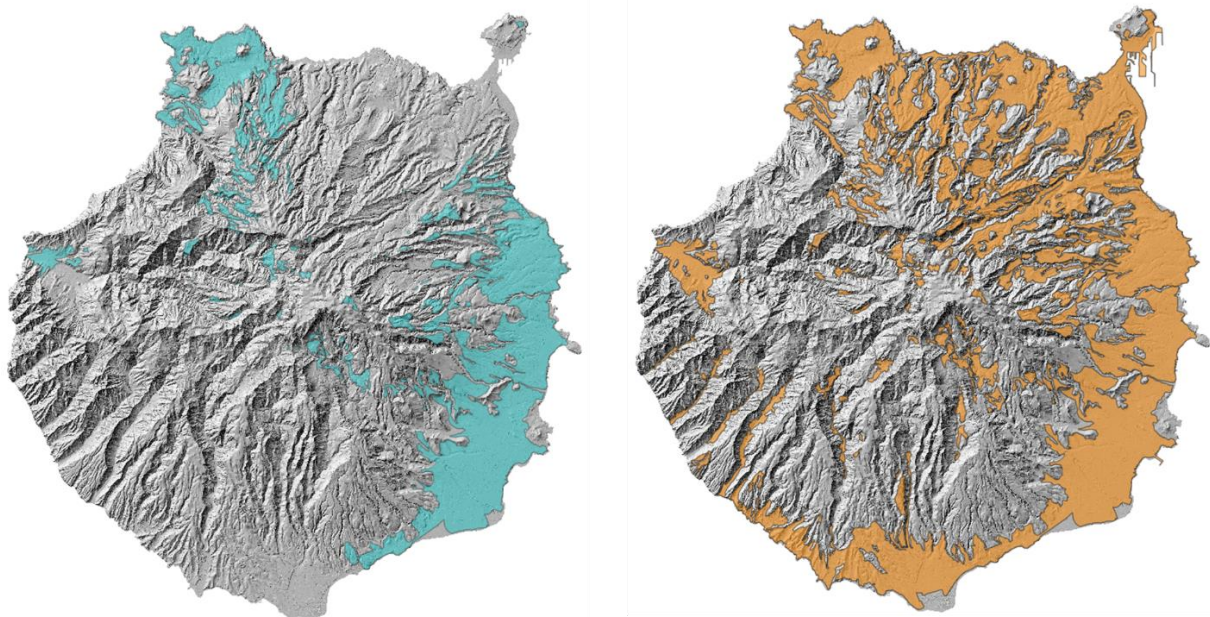


Figura 53. Potencial renovable de Gran Canaria. Imagen izquierda: potencial eólico. Imagen derecha: potencial fotovoltaico. Fuente: adaptado de [151].

En esta ordenación de la Figura 54 se aprecian 3 zonas diferenciadas:

- La mayor superficie se localiza en la vertiente sureste de Gran Canaria, entre las localidades de Pozo Izquierdo y Castillo del Romeral, a ambos lados de la desembocadura del barranco de Tirajana.
- Una segunda zona localizada en la vertiente noroeste de Gran Canaria, entre el barrio de San Felipe (Santa María de Guía) y la Punta de Gáldar.
- Una pequeña área en la vertiente oeste de Gran Canaria, localizada en el Municipio de La Aldea de San Nicolás de Tolentino, en una zona conocida como Las Tabladas.

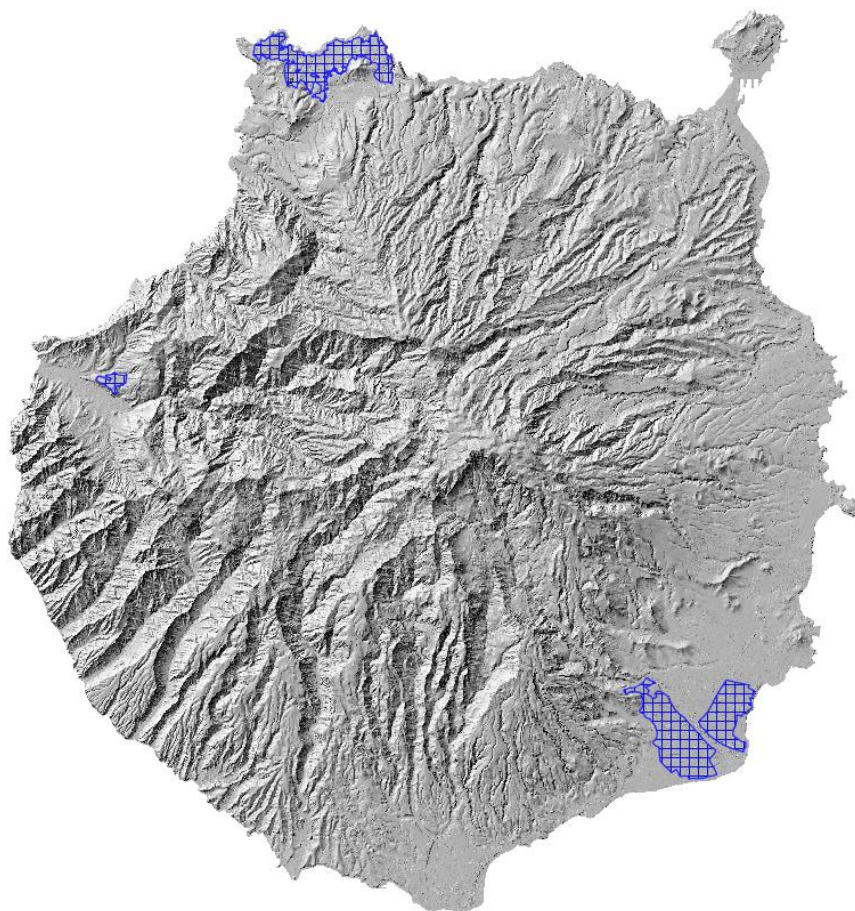


Figura 54. Zonas de producción energética establecidas en la Estrategia Insular de Ordenación Energética del PIOGC. Fuente: adaptado de [151].

Así mismo, en cuanto a la red de transporte eléctrico, la estrategia también recoge tanto los corredores energéticos como las subestaciones instaladas y previstas en la isla en los próximos años. La Figura 55 muestra la localización de ambas instalaciones.

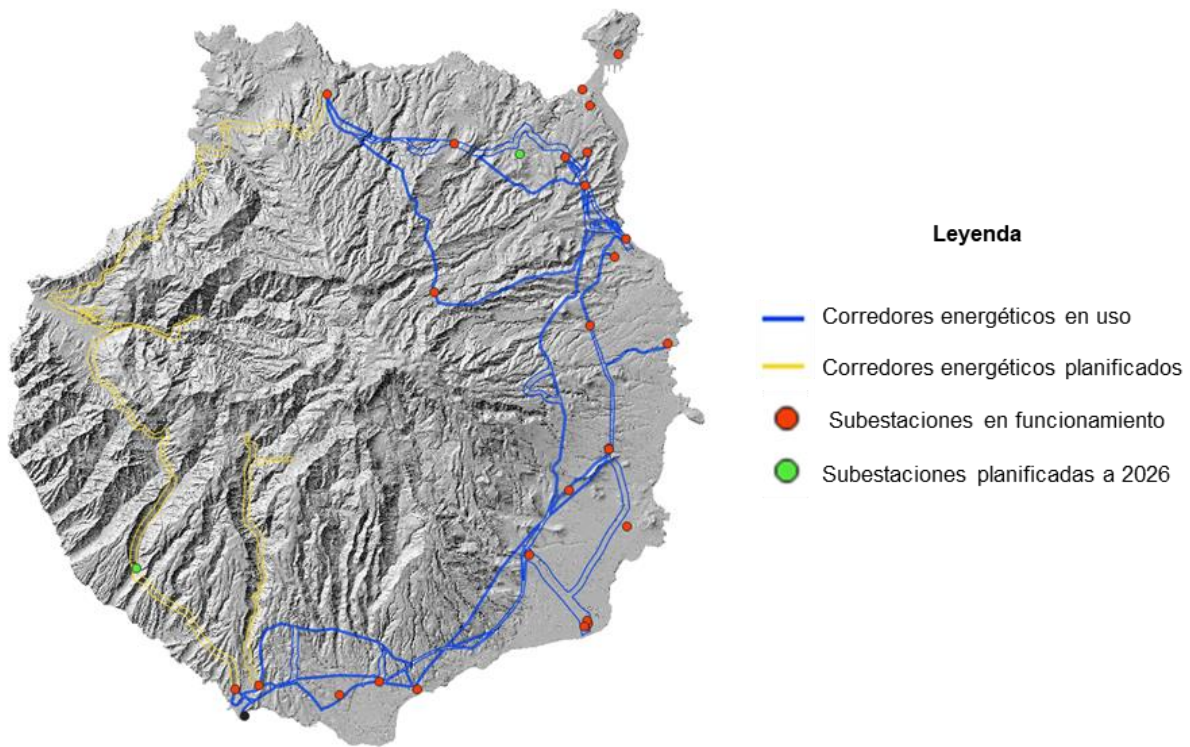


Figura 55. Corredores energéticos y subestaciones de Gran Canaria. Fuente: adaptado y actualizado a partir de [151].

4.2. Comparativa de los resultados obtenidos con el PIOGC

El ejercicio a realizar una vez estimado el potencial renovable de Gran Canaria es cruzar dichos resultados con la Estrategia de Ordenación Energética del Cabildo para el horizonte temporal 2030. Para ello, esta agenda se centrará fundamentalmente en la zonificación de parques eólicos, y no de la localización de parques fotovoltaicos. Esto es debido a que, como ya se ha comentado en el apartado del potencial fotovoltaico, existe una gran capacidad de instalación sobre cubiertas e invernaderos, por lo que no se considera necesario analizar las mejores ubicaciones para parques fotovoltaicos destinados únicamente a generación eléctrica vertida a red.

4.2.1. Área de la vertiente oeste de Gran Canaria

Se trata de una superficie de 0,93 km², ubicada en el término municipal de La Aldea de San Nicolás, en la zona conocida como Las Tabladas, al norte del núcleo urbano, en una meseta

a unos 200 metros de altitud. La Figura 56 muestra la ubicación de la zona de producción energética localizada en la vertiente oeste, así como una imagen satelital de la ubicación.

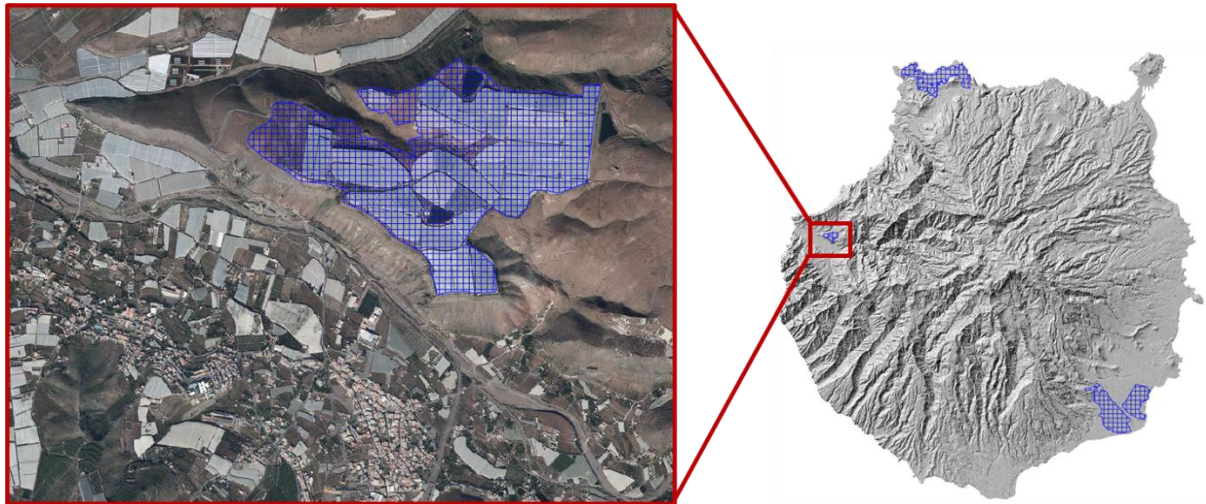


Figura 56. Área de producción energética en el oeste de Gran Canaria

Como se puede apreciar en la Figura 56, la superficie delimitada corresponde fundamentalmente a zona de invernaderos, actualmente en explotación, destinados a la producción mayoritariamente de tomate, y en menor medida a plátanos y hortalizas [148]. Toda la superficie delimitada corresponde a suelo de uso agrícola, y además en el interior de esta área se encuentran dos grandes depósitos de agua de regadío. La instalación de parques eólicos en esta ubicación podría suponer cambiar el uso del suelo, actualmente agrícola en explotación. Además, el Atlas Eólico de Canarias, elaborado por el Instituto Tecnológico de Canarias, muestra que esta zona tiene una velocidad de viento media anual en el rango de 4,5 – 5,5 m/s [152], lo que confirma que la zona no presenta un recurso eólico adecuado para la instalación de parques eólicos (tampoco es propuesta en esta agenda como zona potencial para la eólica).

Por todo ello, se concluye que esta área destinada a la producción energética no tiene potencial para parques eólicos. No obstante, esta ubicación cuenta con gran potencial fotovoltaico sobre las cubiertas de los invernaderos, con uno de los valores de irradiancia global media más elevados de la isla [153].

4.2.2. Área de la vertiente noroeste de Gran Canaria

La vertiente noroeste de Gran Canaria alberga otra área de producción energética, recogida en la Estrategia de Ordenación Energética. Se trata de un polígono de 11,46 km², compartido entre los municipios de Santa María de Guía y Gáldar. EL área se distribuye a lo largo de toda la costa, desde la zona norte del Puerto de Sardina y El Sobradillo hasta los Llanos de Parra, donde el barranco de El Río hace de frontera en su vertiente este. La zona potencial deja por su cara sur la Montaña de Guía y el núcleo urbano de Gáldar. El área tiene una altitud que va desde los 40 a más de 180 metros. La Figura 57 muestra la zona descrita.

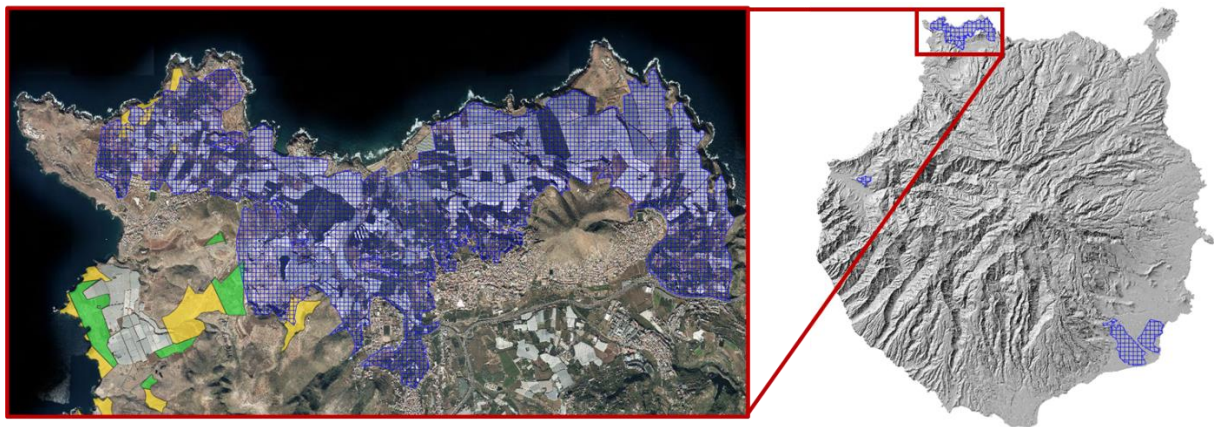


Figura 57. Área de producción energética en el noroeste de Gran Canaria

Como se aprecia en la Figura 57, el área de producción energética se localiza fundamentalmente en suelo agrario que se encuentra en explotación, tanto a cielo abierto como bajo invernaderos, cuyo principal cultivo es el plátano, como se muestra en la Figura 58. De hecho, se trata de la principal zona de producción de plátanos de Gran Canaria, copando más del 80% de la superficie cultivada de esta fruta en la isla.

La instalación de parques eólicos en esta ubicación supondría cambiar el uso del suelo, actualmente agrícola en explotación. No obstante, a pesar de que en el estudio de potencial realizado en esta agenda se concluyera que podría instalarse algún parque dentro de esta zona, se trata de un área con una velocidad de viento anual media de entre 6 m/s (la zona más oriental del área de producción), hasta los 7,5 m/s (la zona más occidental del área de producción). Sin embargo, la superficie con mayor recurso eólico dentro del área de producción se sitúa cerca del núcleo urbano del Puerto de Sardina, lo que impide la instalación de parques con turbinas superiores a los 900 kW a menos de 400 metros. Se estima que en

esta zona más occidental podrían instalarse únicamente 3 aerogeneradores (7 MW) en suelo agrícola en la actualidad (considerando las restricciones del potencial eólico estudiadas en esta agenda y dentro del área de producción energética).



Figura 58. Mapa de cultivos en el área de producción energética en el noroeste de Gran Canaria.

Fuente: adaptado de [154].

4.2.3. Área de la vertiente sureste de Gran Canaria

El área de producción energética localizado en el sureste de Gran Canaria es el que, a priori, tiene mayor recurso eólico. La Figura 59 muestra la ubicación de dicha zona de producción energética.



Figura 59. Área de producción energética en el sureste de Gran Canaria.

Se trata de una superficie de 17,41 km², que limita en su cara norte con el núcleo de Vecindario (separado por la autopista), y Sardina (Santa Lucía de Tirajana) y Aldea Blanca (San Bartolomé de Tirajana); y en su cara sureste con las localidades del Castillo de El Romeral y Juan Grande (San Bartolomé de Tirajana). Se trata de una zona eminentemente costera, que llega hasta las medianías del sur, a más de 6,5 km de la costa hacia el interior de la isla, con un rango de altitudes desde los 5 metros a los más de 300 metros.

Esta zona cuenta con un enorme desarrollo eólico, con la presencia de multitud de parques eólicos (Figura 60), localizados en una zona de tradición agrícola, donde se encuentran mayormente cultivos en invernaderos. Sin embargo, a pesar de hablar de la zona con mayor recurso de la isla, gran parte de dicha zona de producción energética se encuentra sobre una servidumbre radioeléctrica que restringe o imposibilita la instalación de parques eólicos. Así lo muestra la Figura 60, donde se aprecia que en casi 7 km² (el 40% de la zona de producción) no se podrían instalar aerogeneradores con una altura superior a 100 metros (modelos de 70 metros de diámetro o superior), a falta de un estudio detallado por la Agencia Española de Seguridad Aérea (AESA).

De este modo, debido a las servidumbres radioeléctricas de la zona, algunos núcleos urbanos cercanos y los invernaderos, la capacidad de instalación de parques eólicos en la zona se ve muy reducida.

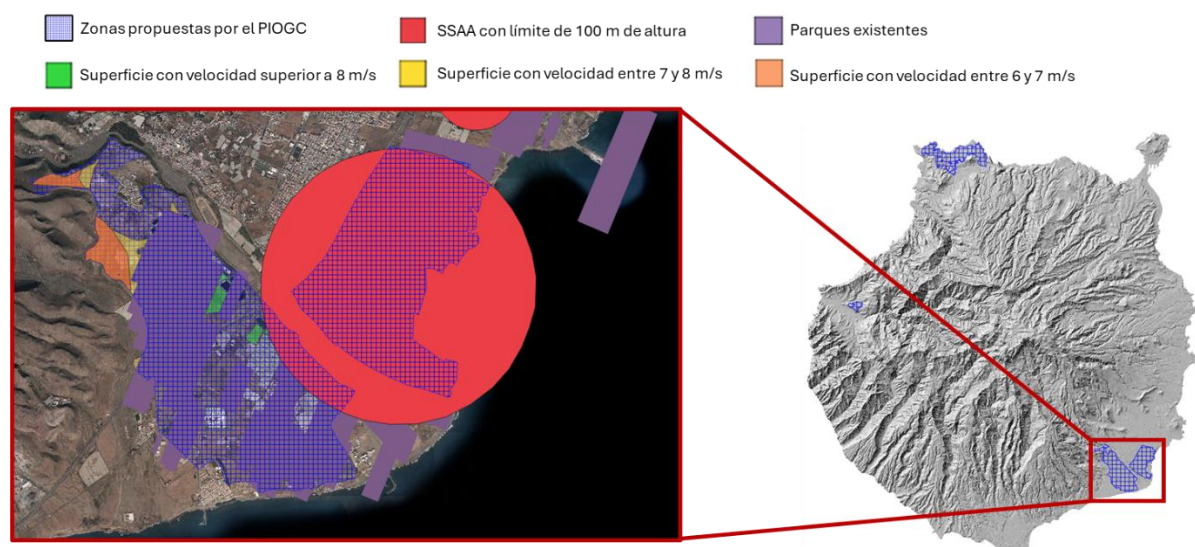


Figura 60. Características de la zona de producción energética del sureste de Gran Canaria.

Para la instalación de aerogeneradores únicamente habría disponibilidad en la parte más hacia el interior de la isla, y alguna superficie aislada entre invernaderos. De este modo, se estima que podrían instalarse en dichos reductos unas 9 turbinas, que tendrían una potencia estimada de 32 MW adicionales a los que ya hay instalados en la zona.

En el caso de que se volviesen a comercializar modelos similares al E-44, de 44 metros de diámetro, o se encontraran modelos similares, el límite de altura de las servidumbres podría reducirse a 65 metros. En este caso, se estima que podrían instalarse otras 27 turbinas, lo que permitiría ampliar la potencia en 24 MW aproximadamente.

En definitiva, en el mejor de los escenarios, en la situación actual podrían instalarse en torno a 56 MW más de los instalados actualmente. No obstante, si se cambiara la ubicación de las servidumbres radioeléctricas y se liberaran las restricciones en altura de esa zona, la capacidad podría superar los 120 – 140 MW (duplicando la potencia que podría instalarse actualmente).

4.3. Capacidad eólica instalable cercanas a la red de transporte existente

A petición del consejo insular de la energía, también se ha realizado un análisis de aquellos parques eólicos que puedan instalarse en un radio de 2 km a los puntos de conexión con la red de transporte (subestaciones). Para ello, se clasificarán los resultados en función de si se encuentran localizados dentro de las zonas de producción energéticas. Únicamente se analizarán aquellas zonas con velocidad de viento superior a los 7 m/s a 80 metros de altura.

4.3.1. Dentro de las zonas de producción energética

Una vez constatado el poco potencial eólico que hay en la zona oeste y noroeste, y lo saturado que se encuentra la zona sureste, es necesario realizar un análisis sobre la cercanía de la red de transporte a dichas zonas de producción.

En el caso de la zona de producción del oeste, la red de transporte no llega al municipio de La Aldea de San Nicolás, así que no sería viable instalar parques eólicos en dicha zona.

En el caso de la zona noroeste (Figura 61), la subestación más cercana en la zona de Barranquillo Frío, en las medianías de Santa María de Guía, y la zona de producción energética de esta vertiente tiene una distancia superior a los 2 km.

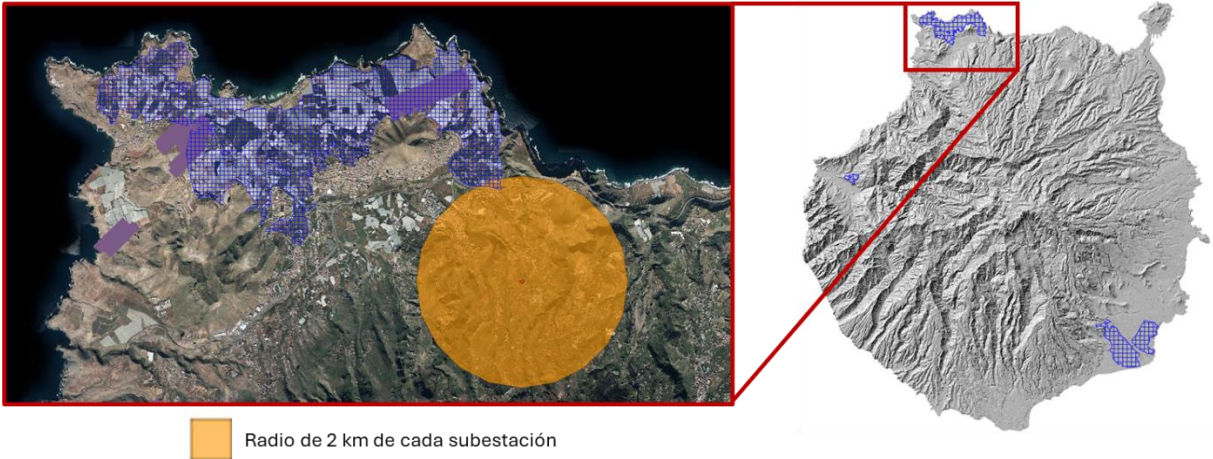


Figura 61. Cercanía de la zona de producción energética del noroeste con la red de transporte

En el caso de la zona sureste (Figura 62), sí hay subestaciones cercanas a la zona de producción energética. No obstante, las subestaciones que se encuentran más hacia el sur tienen multitud de parques eólicos a su alrededor, por lo que no hay espacio para nuevas instalaciones eólicas. En el caso de la zona localizada más hacia el interior de la isla, podría albergar 4 aerogeneradores cuya potencia podría alcanzar los 17 MW.

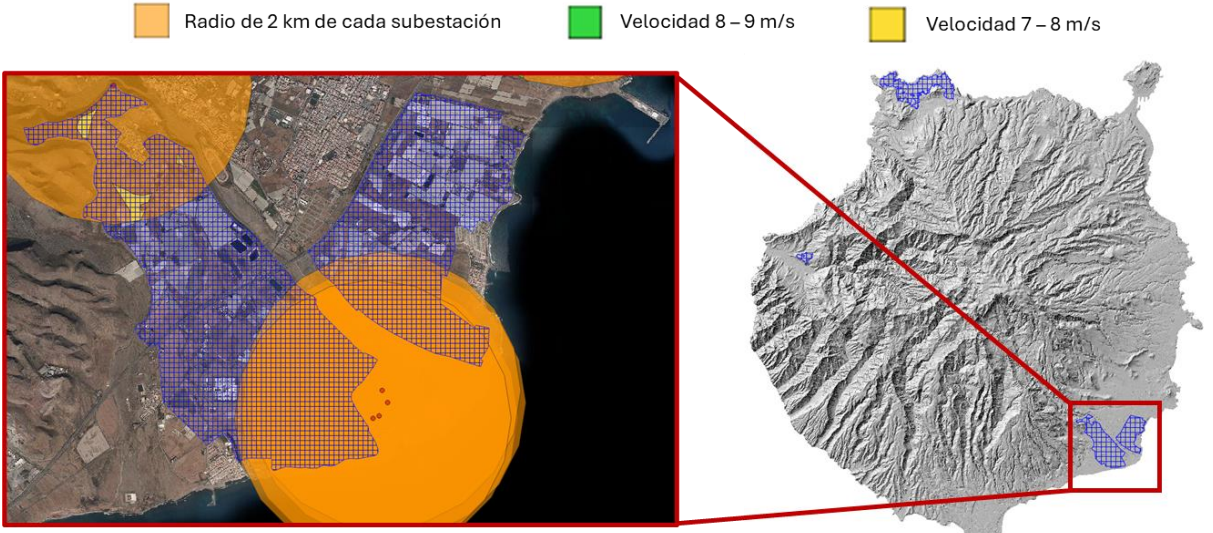


Figura 62. Cercanía de la zona de producción energética del sureste con la red de transporte.

4.3.2. Fuera de las zonas de producción energética

Si analizamos aquellos parques que podrían instalarse en un radio de las subestaciones de la red de transporte (sin estar restringido a las zonas de producción energética), el potencial es mayor.

En el caso de la zona noroeste, la capacidad instalable se muestra en la Figura 63.

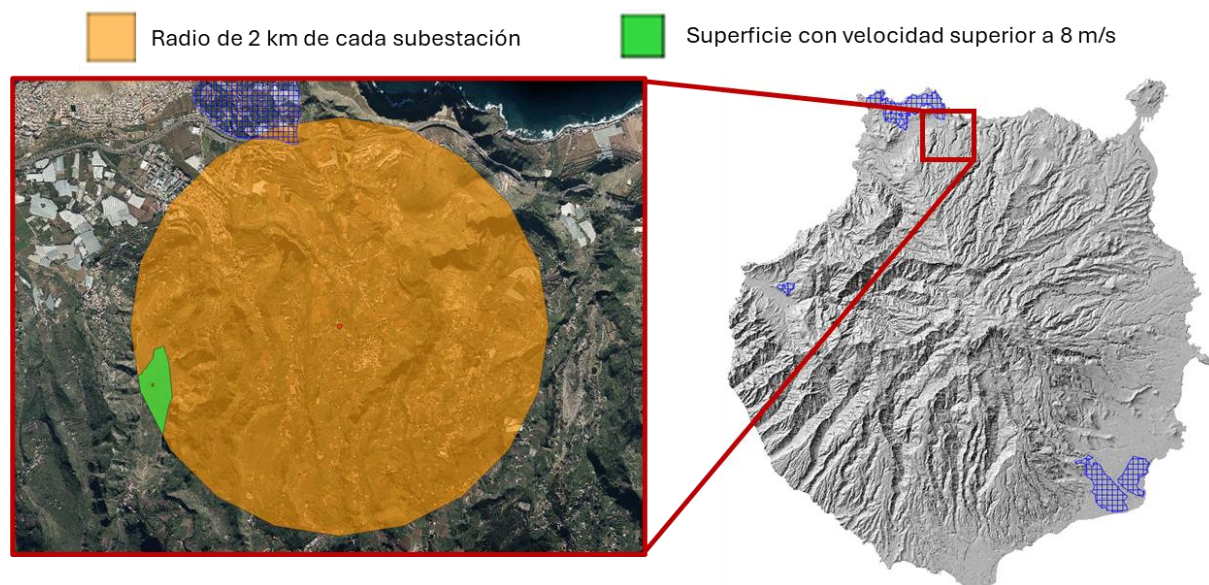


Figura 63. Capacidad eólica cercana a la red de transporte en el noroeste de Gran Canaria

En esta área de unas 16 ha podrían instalarse 2 aerogeneradores con una potencia de 8,4 MW (asumiendo el modelo E-126 fuera de servidumbres aeronáuticas).

Analizando la zona sureste, esta vertiente cuenta con mayor una mayor superficie para su instalación, como muestra la Figura 64.

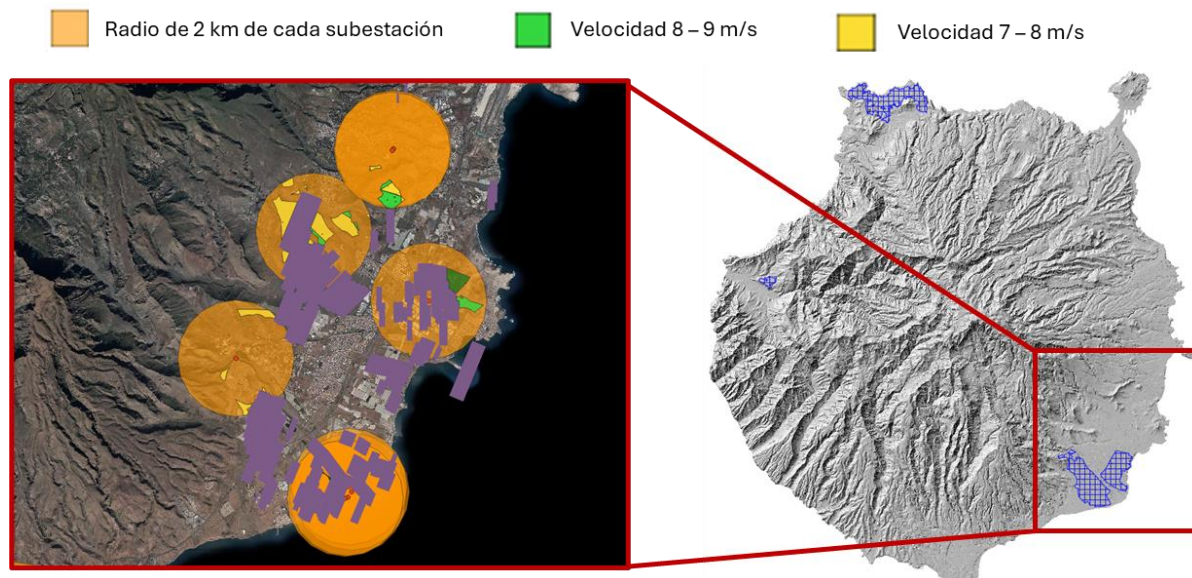


Figura 64. Capacidad eólica cercana a la red de transporte en el sureste de Gran Canaria

A falta de realizar un análisis pormenorizado de la orografía de la vertiente, se estima que en las zonas disponibles (entre 7 y 9 m/s de velocidad media de viento anual) podrían instalarse hasta 65 aerogeneradores, lo que se resume en unos 150 MW de nueva potencia en toda la zona sureste.

4.4. Propuestas de posibles sistemas de almacenamiento

Los principales sistemas de almacenamiento considerados en esta Agenda han sido los hidrobombes, tanto de ciclo cerrado (entre dos embalses) como de ciclo abierto (entre el embalse y el mar), a petición del Consejo Insular de la Energía.

Tras un estudio realizado por el Instituto Tecnológico de Canarias sobre el potencial de hidrobombes al mar, se ha determinado que las localizaciones más viables para su instalación son las mostradas en la Figura 65.

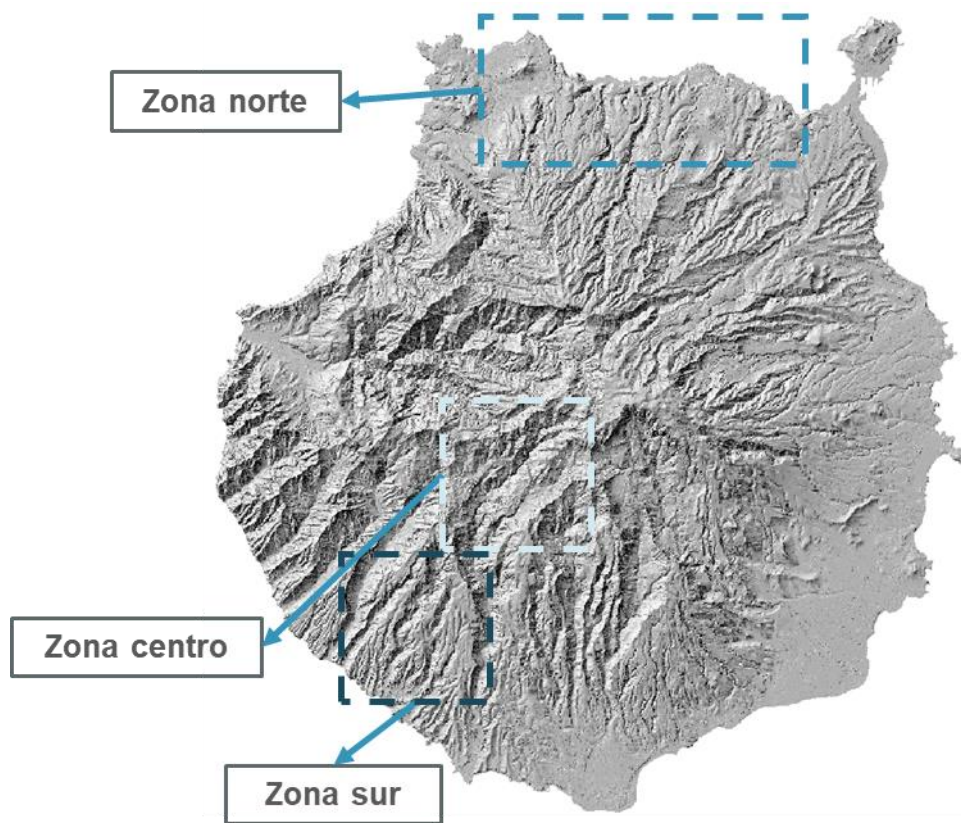


Figura 65. Localización de los embalses destinados a sistemas de almacenamiento mediante hidrobombes.

Las potencias de turbinado y bombeo, así como la capacidad de almacenamiento de cada hidrobombeo al mar se recogen en la Tabla 81. Para los escenarios planteados a 2040 se han considerado todos los hidrobombes estimados en dicha tabla, distribuidos por vertientes de la isla. En total, la capacidad instalable es superior a los 13,5 GWh.

Tabla 81. Principales características de los sistemas de hidrobombeo propuestos en Gran Canaria.

	Zona Norte	Zona Centro	Zona Sur	TOTAL
Potencia turbina (MW)	510	400	150	1060
Potencia bombeo (MW)	528	420	150	1098
Capacidad (MWh)	4973	7100	1500	13 573

4.5. Análisis de la red de transporte y propuestas de mejora

La red de transporte eléctrica de Gran Canaria cuenta con más de 20 subestaciones repartidas por la mitad este de la isla. Sin embargo, ante las previsiones del crecimiento de las renovables, puede quedarse pequeña y sin capacidad para absorber tal cantidad de energía.

La Figura 66 muestra tanto las subestaciones existentes en la actualidad, como las que se encuentran planificadas por REE y las propuestas en esta Agenda de Transición Energética.

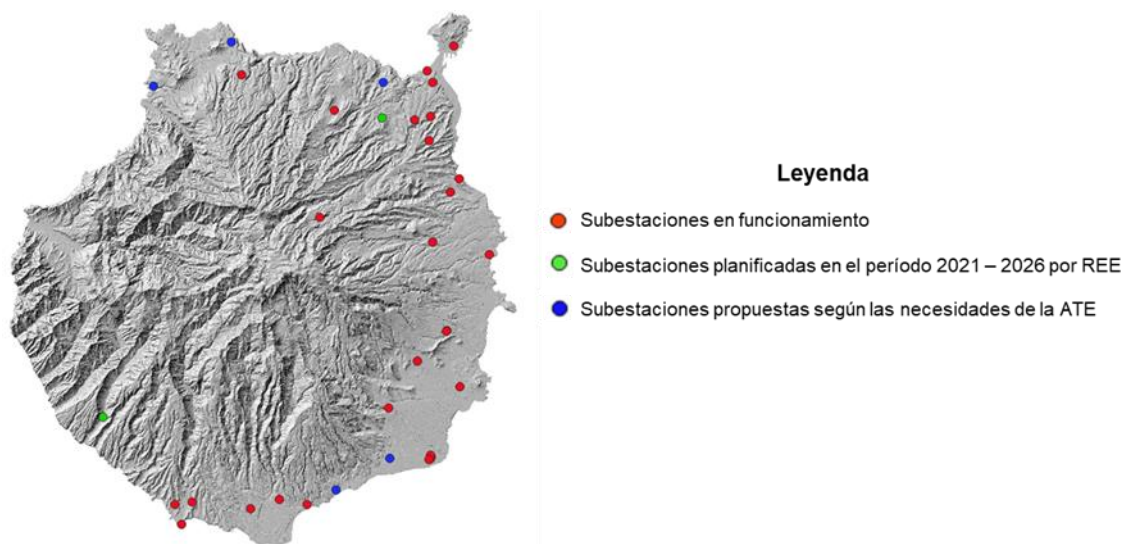


Figura 66. Mapa de subestaciones de la red de transporte existentes, planificadas y propuestas.

Para respaldar la potencia renovable propuesta en la Agenda de Transición Energética, se propone la instalación de entre 3 y 5 nuevas subestaciones o ampliación de las existentes, además de las ya planificadas por REE hasta 2026.

4.5.1. Zona noroeste

Se prevé que la zona noroeste sufra un importante desarrollo en términos de energía renovable y almacenamiento energético. Por ello, se proponen dos nuevas subestaciones:

- Una subestación situada entre Gáldar y Agaete. En esta zona podrían instalarse hasta 10 MW de fotovoltaica y casi 7 MW de eólica. Además, esta subestación facilitaría el cold ironing en el Puerto de Agaete para los buques de Fred Olsen.

- En caso de llevarse a cabo una central de hidrobombeo en la vertiente noroeste, sería necesaria una subestación que permita absorber y verter la energía almacenada en ese sistema de almacenamiento. La subestación de Guía queda relativamente cerca de esta localización, pero sin una ampliación se prevé que dicha subestación no tenga capacidad de albergar la potencia de turbinado prevista en este sistema de hidrobombeo.

4.5.2. Zona noreste

Es posible requerir de una nueva subestación en esta vertiente de la isla que permita la evacuación de energía del sistema de almacenamiento previsto. La potencia de turbinado podría superar los 260 MW. Así mismo, REE tiene planificada una nueva subestación en la parte alta de la capital: Las Palmas Oeste.

4.5.3. Zona este

En la zona este (Municipios de Telde e Ingenio, fundamentalmente), se estima que la potencia fotovoltaica que se instale desde la actualidad hasta 2030 podría rondar los 80 MW. En cuanto a las autorizaciones emitidas por REE, las 4 subestaciones de la zona (Telde, Cinsa, El Escobar y Carrizal) podrían albergar hasta 104 MW de fotovoltaica.

En cuanto a la eólica, estas subestaciones han autorizado 13 MW de instalación, que contrarrestan con los 41 MW que podrían instalarse según esta agenda, según el potencial de la zona. Por lo tanto, con una futura ampliación de alguna de estas subestaciones se estima que sería suficiente.

4.5.4. Zona sureste

Para la zona sureste se propone la instalación de al menos una nueva subestación. Las subestaciones actuales de la zona (Aldea Blanca, Agüimes, Arinaga, Matorral y Barranco de Tirajana) apenas tienen potencia eólica autorizada (4 MW), a pesar de la multitud de tramitaciones que hay en la actualidad en la zona, lo que denota la poca capacidad que tienen estas subestaciones actualmente.

Por ello, y ante la previsión del crecimiento eólico en esta zona, se propone una nueva subestación en la zona de Juan Grande, capaz de absorber los 80 MW de la eólica en esta zona, así como los 25 MW de solar que se prevén instalar según esta Agenda.

4.5.5. Zona sur

En el caso de la zona sur, Red Eléctrica ya ha autorizado 178 MW de fotovoltaica distribuidos en las cinco subestaciones de la zona (Santa Águeda, Arguineguín, El Tablero, Lomo Maspalomas y San Agustín). No obstante, se estima que en esta zona (contando con el municipio de Mogán), puedan instalarse hasta 215 MW nuevos de fotovoltaica. Ello requeriría de una ampliación de subestaciones o, como se recomienda, una nueva subestación en la zona. Esta podría ser la subestación planificada en Mogán hasta 2026. Además, esta subestación también podría ser útil para verter la energía generada por un sistema de hidrobombeo al mar propuesto en esta vertiente, por lo que la ubicación de esta nueva subestación es idónea tanto para verter la energía fotovoltaica como para el sistema de almacenamiento.

En el caso de la central hidroeléctrica de Chira – Soria, se prevé que evacúe en Santa Águeda 220 kV, por lo que no requeriría una nueva subestación.

4.6. Conclusiones

Tras analizar las zonas de producción energética propuestas en la Estrategia de Ordenación Energética del Cabildo de Gran Canaria, se presentan las siguientes conclusiones.

4.6.1. Zona oeste

- La zona oeste, a priori, no presenta suficiente recurso eólico para la instalación de parques eólicos.
- Se trata de una zona de invernaderos que están en explotación en la actualidad. Por ello se recomienda la instalación de fotovoltaica sobre cubiertas de invernadero.

4.6.2. Zona noroeste

- La zona de producción energética del noroeste, a priori, no presenta un buen recurso eólico para la instalación de parques eólicos.
- Se trata de una zona de agricultura intensiva, donde se producen la mayor parte de plátanos de la isla.
- En esta zona se propone la instalación de fotovoltaica sobre cubierta de invernaderos.
- Se propone el estudio de una posible modificación de la zona de producción energética, que pueda albergar una mayor potencia eólica, debido al escas espacio destinado a turbinas en la zona de producción del noroeste.
- Sería necesario un estudio de detalle, con mediciones en el terreno y la colocación de anemómetros, para confirmar que la mejor zona para ubicar parques eólicos se sitúa entre Gáldar y Agaete.

4.6.3. Zona sureste

- Se trata de la zona con mayor recurso eólico de la isla, aunque ya presenta un gran desarrollo de la eólica, con multitud de parques instalados en esa zona.
- Las servidumbres radioeléctricas ocupan el 40% de la zona de producción energética, lo que prácticamente imposibilita que se puedan instalar más parques eólicos. Suponiendo un límite de altura de 100 metros (aerogeneradores de 70 metros de diámetro y superiores), únicamente podrían añadirse 32 MW a los ya instalados, en las áreas con menor recurso de la zona de producción energética. Por tanto, se concluye que debería estudiarse el cambio de ubicación de *los VHF Omnidirectional Range* (VOR) o radioayuda en tierra que permite a los pilotos conocer su posición relativa respecto a la estación en tierra y que originan estas servidumbres radioeléctricas.
- Si se eliminaran las servidumbres radioeléctricas, la zona de producción energética podría albergar entre 120 MW y 140 MW en nuevos parques eólicos.
- Se propone la instalación de una nueva subestación eléctrica en esta zona que permita a los nuevos parques fotovoltaicos y eólicos evacuar la energía eléctrica.

4.6.4. Zona sur

- Debido a las previsiones de potencia fotovoltaica que podría instalarse entre los municipios de San Bartolomé de Tirajana y Mogán, se propone la creación de una nueva subestación en este último municipio, lo que permitiría además la integración de la central de hidrobombeo de ciclo abierto en esta zona.

Con todo ello, se concluye que dentro de las zonas de producción únicamente podría ampliarse la potencia eólica en 39 MW. Ello supondría que, para cumplir con los escenarios planteados, es fundamental el desarrollo de la eólica marina (Escenario 3 a 2030), ya que en el caso contrario las zonas de producción serían insuficientes para alcanzar los objetivos del 60% de penetración renovable en Gran Canaria.

Si el parque eólico marino supuesto de 200 MW no se desarrollara en este horizonte temporal, las acciones prioritarias para alcanzar la potencia eólica necesaria en tierra serían la repotenciación de los parques antiguos existentes, y un estudio en paralelo de la posible reubicación del VOR, lo que permitiría aumentar la potencia eólica instalada en el sureste hasta alcanzar los 430 MW necesarios en este escenario.

Dentro de la ATE-GC la planificación es una fase abierta y viva donde actualmente se trabaja para culminar con los objetivos propuestos en términos de penetración renovable, manteniendo en todo momento un consenso entre los diferentes actores involucrados como pueden ser las diferentes direcciones insulares del Cabildo de Gran Canaria.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IPCC, “Anexo I: Glosario [Matthews J.B.R. (ed.)]. Calentamiento global de 1,5 °C, Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales y las trayectorias correspondientes que deberían seguir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza,” 2018. Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/10/SR15_Glossary_spanish.pdf
- [2] P. Linares Llamas, “La transición Energética,” 2018. Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/35780/IIT-18-155A.pdf?sequence=1>
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Guía para el cálculo de la huella de carbono y para la elaboración de un plan de mejora de una organización,” 2023. Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia_huella_carbono_tcm30-479093.pdf
- [4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Guía práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable,” 2010. Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11406_Guia_Practica_Energia_3ed_A2010_509f8287.pdf
- [5] Banco Mundial BIRF AIF, “Energía.” Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- [6] Ellen Macarthur Foundation, “Finding a common language - the circular economy glossary.” Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available:

<https://www.ellenmacarthurfoundation.org/topics/circular-economy-introduction/glossary>

- [7] UNESCO, "Risco Caído and the Sacred Mountains of Gran Canaria Cultural Landscape." Accessed: Mar. 07, 2024. [Online]. Available: <https://whc.unesco.org/en/list/1578/>
- [8] ISTAC, "Cifras Oficiales de Población de Canarias." Accessed: Feb. 14, 2022. [Online]. Available: <http://www.gobiernodecanarias.org/istac/estadisticas/demografia/poblacion/cifraspadrones/E30245A.html>
- [9] UNSW Sydney, "Energy crisis: Why are electricity prices set to rise?," 2022, Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.unsw.edu.au/newsroom/news/2022/06/energy-crisis-why-are-electricity-prices-set-to-rise>
- [10] Universidad de Las Palmas de Gran Canaria and Cabildo de Gran Canaria, "Diagnóstico Energético de Gran Canaria," 2022. Accessed: Mar. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.energiagrancanaria.com/la-energia-en-gran-canaria/>
- [11] L. contra el C. C. y P. Territorial. Consejería de Transición Ecológica, "Anuario Energético de Canarias 2021," Las Palmas de Gran Canaria, Jan. 2023.
- [12] Gobierno de Canarias, "Anuario Energético de Canarias 2022," 2024.
- [13] Instituto Tecnológico de Canarias, "Estrategia del vehículo eléctrico en Canarias," Las Palmas de Gran Canaria, 2020. Accessed: Sep. 11, 2023. [Online]. Available: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/files/Estrategia_VehiculoElectrico.pdf
- [14] J. Quesada, "Guaguas tuvo 12 millones de viajeros más en 2023 y Global casi 12 millones," *Canarias* 7, 2024. Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/guaguas-millones-viajeros-2023-global-millones-20240128232137-nt.html>

- [15] AENA, "Estadísticas de tráfico aéreo." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.aena.es/es/estadisticas/consultas-personalizadas.html>
- [16] DNV, "IMO GHG strategy." Accessed: Nov. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.dnv.com/maritime/hub/decarbonize-shipping/key-drivers/regulations/imo-regulations/ghg-vision.html>
- [17] International Maritime Organization (IMO), *2023 IMO strategy on reduction of ghg emissions from ships*. 2023. Accessed: Nov. 27, 2023. [Online]. Available: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/MediaCentre/PressBriefings/Documents/Clean%20version%20of%20Annex%201.pdf>
- [18] International Maritime Organization (IMO), *Anexo VI revisado de 2021 del Convenio MARPOL*. 2022. Accessed: Nov. 27, 2023. [Online]. Available: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/Certified%20copy%20of%20MEPC.328%2876%29.pdf>
- [19] ABS, "Hydrogen as marine fuel," 2021. Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://maritimecyprus.com/wp-content/uploads/2021/06/ABS-hydrogen-as-marine-fuel.pdf>
- [20] Centro Nacional del Hidrógeno, "El Hidrógeno," 2022. Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>
- [21] ABS, "Zero Carbon Outlook," 2022. Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2022/06/ABS-Sustainability-outlook-2022_06.pdf
- [22] P. Mayer *et al.*, "Blue and green ammonia production: A techno-economic and life cycle assessment perspective," *iScience*, vol. 26, no. 8, p. 107389, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.isci.2023.107389.
- [23] A. O. Gezerman, "A Critical Assessment of Green Ammonia Production and Ammonia Production Technologies," *Kemija u industriji*, no. 1–2, Jan. 2022, doi: 10.15255/KUI.2021.013.

- [24] ABS, "Ammonia as Marine Fuel," 2020. Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2021/01/Ammonia_as_Marine_Fuel_Whitepaper_20188.pdf
- [25] ABS, "Zero Carbon Outlook. Setting the course to low carbon shipping," 2022. Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2022/06/ABS-Sustainability-outlook-2022_06.pdf
- [26] Methanex, "Methanol as a Marine Fuel." Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.methanex.com/about-methanol/marine-fuel/#:~:text=Methanol%20as%20a%20Marine%20Fuel&text=Methanol%20is%20a%20safe%2C%20proven,for%20lower%20Demission%20marine%20fuel>.
- [27] Energías renovables, "Metanol, amoníaco, hidrógeno... así son los combustibles 'alternativos' del transporte marítimo," 2020. Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/movilidad/asi-son-los-combustibles-del-transporte-maritimo-20201123>
- [28] F. Zhou, J. Yu, C. Wu, J. Fu, J. Liu, and X. Duan, "The application prospect and challenge of the alternative methanol fuel in the internal combustion engine," *Science of The Total Environment*, vol. 913, p. 169708, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.scitotenv.2023.169708.
- [29] DNV, "LNG as marine fuel." Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.dnv.com/maritime/insights/topics/lng-as-marine-fuel/index.html>
- [30] A. R. Nerheim, "Maritime LNG fuel systems for small vessels—A survey of patents," *Transp Res D Transp Environ*, vol. 119, p. 103766, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.trd.2023.103766.
- [31] Herdzyk J., "Aspects of using LNG as a marine fuel," *Journal of KONES*, 2012.
- [32] Energy Economics Research at the Bureau of Economic Geology, "LNG safety and security," 2012. Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: https://www.beg.utexas.edu/files/cee/legacy/LNG_Safety_and_Security_Update_2012.pdf

- [33] PGW, "Safety Data Sheet: Liquefied Natural Gas (LNG)," 2015. Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.pgworks.com/uploads/pdfs/LNGSafetyData.pdf>
- [34] Armas Trasmediterránea, "Rutas y horarios." Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.navieraarmas.com/es/horarios-ferry>
- [35] Fred Olsen, "Horarios." Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.fredolsen.es/es/comprar/horarios>
- [36] Osmani Perovani, "Entrevista telefónica: características de la flota de Armas Trasmediterránea," Las Palmas de Gran Canaria, 2023.
- [37] Fundación Universidad de Oviedo and Grupo de Investigación del Transporte Marítimo, *Consumo de energía y emisiones asociadas al transporte por barco*. Grupo Gestor del Proyecto EnerTrans, 2009.
- [38] MAN Energy Solutions, "Engine selection guide." Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.man-es.com/marine/products/planning-tools-and-downloads/engine-selection-guide>
- [39] MTU, "Commercial Marine Products List." Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.mtu-solutions.com/nea/en/products/commercial-marine-products-list.html?&tab=>
- [40] Wartsila, "Online Engine Configurator," 2024. Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.wartsila.com/marine/engine-configurator>
- [41] A. Boretti, "Advantages and Disadvantages of Diesel Single and Dual-Fuel Engines," *Front Mech Eng*, vol. 5, Dec. 2019, doi: 10.3389/fmech.2019.00064.
- [42] Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure (BMVI), "LNG as an alternative fuel for the operation of ships and heavy-duty vehicles," 2011. Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/EN/Documents/MKS/mfs-short-study-lng-as-alternative-fuels.pdf?__blob=publicationFile

- [43] S. Brynolf, E. Fridell, and K. Andersson, "Environmental assessment of marine fuels: liquefied natural gas, liquefied biogas, methanol and bio-methanol," *J Clean Prod*, vol. 74, pp. 86–95, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.jclepro.2014.03.052.
- [44] I. Seediek, M. M Elgohary, and N. R. Ammar, "The hydrogen-fuelled internal combustion engines for marine applications with a case study," 2015. Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/275658599_The_hydrogen-fuelled_internal_combustion_engines_for_marine_applications_with_a_case_study
- [45] Rachel Parkes, "Why the world needs hydrogen combustion engines — even though they're so inefficient," 2023. Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/transport/interview-why-the-world-needs-hydrogen-combustion-engines-even-though-they-re-so-inefficient/2-1-1390122>
- [46] A. Boretti, "Hydrogen internal combustion engines to 2030," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 43, pp. 23692–23703, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.022.
- [47] C. Tornatore, L. Marchitto, P. Sabia, and M. De Joannon, "Ammonia as Green Fuel in Internal Combustion Engines: State-of-the-Art and Future Perspectives," *Front Mech Eng*, vol. 8, Jul. 2022, doi: 10.3389/fmech.2022.944201.
- [48] C. Zamfirescu and I. Dincer, "Using ammonia as a sustainable fuel," *J Power Sources*, vol. 185, no. 1, pp. 459–465, Oct. 2008, doi: 10.1016/j.jpowsour.2008.02.097.
- [49] K. Kim, G. Roh, W. Kim, and K. Chun, "A Preliminary Study on an Alternative Ship Propulsion System Fueled by Ammonia: Environmental and Economic Assessments," *J Mar Sci Eng*, vol. 8, no. 3, p. 183, Mar. 2020, doi: 10.3390/jmse8030183.
- [50] S. Brynolf, E. Fridell, and K. Andersson, "Environmental assessment of marine fuels: liquefied natural gas, liquefied biogas, methanol and bio-methanol," *J Clean Prod*, vol. 74, pp. 86–95, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.jclepro.2014.03.052.
- [51] Institute for Applied Ecology, "Methanol as a marine fuel," Berlin, 2023. Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.oeko.de/en/publications/methanol-as-a-marine-fuel/>

- [52] J. A. Medina Santana, "Entrevista telefónica con el gerente del Puerto de Anfi del Mar," 2023.
- [53] Puertos Canarios, "Datos de atraques en los Puertos Canarios." 2023.
- [54] F. Torres Blanco, "Entrevista telefónica a Francisco Torres, gerente del puerto deportivo de Pasito Blanco," 2023.
- [55] Parlamento de Canarias, *Comunicación del Gobierno al Parlamento de Canarias sobre la aprobación de la Declaración de Emergencia Climática en Canarias*. Boletín Oficial de Canarias, 2019. Accessed: May 20, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbnmnibpcjpcglclefindmkaj/https://www.parcn.es/files/pub/bop/10/2019/103/bo103.pdf
- [56] Cabildo de Gran Canaria, "ECOISLA. Agenda Gran Canaria 2030." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://ecoisla2030.org/>
- [57] Cepsa, "Volar con SAF de Cepsa." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.cepsa.es/es/empresa/aviacion/combustible-saf#:~:text=SAF%20son%20las%20siglas%20en,comparaci%C3%B3n%20con%20los%20combustibles%20f%C3%B3siles.>
- [58] ITAérea, "Qué es el SAF, el combustible Sostenible de Aviación." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.itaerea.es/saf-combustible-sostenible-aviacion>
- [59] D. Ramón Villasarau, "¿De dónde sale el combustible sostenible de aviación (SAF)? ." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: https://www.hosteltur.com/154482_como-se-produce-el-combustible-sostenible-de-aviacion-saf.html
- [60] Binter, "Cepsa y Binter se alían para impulsar la descarbonización del transporte aéreo." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.bintercanarias.com/es/corporativo/noticias/8802/cepsa-y-binter-se-alan-para-impulsar-la-descarbonizacin-del-transporte-areo>

- [61] Iberia, "Iberia y Repsol ofrecen combustible de origen sostenible a las empresas para descarbonizar sus viajes corporativos." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://grupo.iberia.es/pressrelease/details/14880>
- [62] Diario de Mallorca, "Repsol impulsa apuesta por los combustibles renovables con el inicio de producción a gran escala en Cartagena," 2024. Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.diariodemallorca.es/economia/2024/04/03/repsol-impulsa-apuesta-combustibles-renovables-100584557.html>
- [63] Iberia, "Combustibles Sostenibles." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.iberia.com/es/sostenibilidad/medioambiente/combustibles-sostenibles/>
- [64] German Aerospace Center, "Electric Flight - Potential and Limitations." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://elib.dlr.de/78726/1/MP-AVT-209-09.pdf>
- [65] Regent, "Viceroy." Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.regentcraft.com/seagliderviceroy>
- [66] Lilium, "The first electric vertical take-off and landing jet." Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://lilium.com/>
- [67] Binter, "Rutas y Horarios." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.bintercanarias.com/es/horarios>
- [68] CanaryFly, "Rutas y horarios." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.canaryfly.es/servicios/horarios>
- [69] IATA, "IATA CO2 Connect Calculator." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.iata.org/en/services/statistics/intelligence/co2-connect/iata-co2-connect-passenger-calculator/>
- [70] Flightradar24, "Live air traffic." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.flightradar24.com/28.29,-16.32/8>
- [71] ATR, "ATR 72-600." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: https://www.atr-aircraft.com/wp-content/uploads/2022/06/ATR_Fiche72-600-3.pdf

- [72] IDAE, "Poderes caloríficos de los principales residuos," 2020. Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/poderes-calorificos-inferiores_pci_v_1-00_2020.xlsx
- [73] A. Jiménez Crisostomo, "Highlights sobre la aviación sostenible. Entrevista a Abel Jiménez, ingeniero aeronáutico y experto en la sostenibilidad del transporte aéreo," 2023.
- [74] P. Förster, B. Yildiz, T. Feuerle, and P. Hecker, "Approach for Cost Functions for the Use in Trade-Off Investigations Assessing the Environmental Impact of a Future Energy Efficient European Aviation," *Aerospace*, vol. 9, no. 3, p. 167, Mar. 2022, doi: 10.3390/aerospace9030167.
- [75] Somos eléctricos, "Concedida la certificación de aeronavegabilidad al primer avión totalmente eléctrico." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://somoselectricos.com/concedida-la-certificacion-de-aeronavegabilidad-al-primer-avion-totalmente-electrico/>
- [76] E-mobility Engineering, "Pipistrel Alpha Electro." Accessed: Jan. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.emobility-engineering.com/pipistrel-alpha-electro/>
- [77] M. (Canavia) Pons Grau, "Recopilación de datos relativos a la aviación recreativa. Entrevista a D. Mario Pons, CEO de Canavia."
- [78] M. Á. Montero, "Canarias se sitúa como el séptimo 'país' del mundo con más vehículos," 2023. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.laprovincia.es/economia/2023/04/09/canarias-situa-septimo-pais-mundo-85785736.html>
- [79] ISTAC, "Matriculación de vehículos en las Islas Canarias," 2024.
- [80] Ministry of the Environment and Protection of Natural Resources and the Sea, "Integrated National Energy And Climate Plan of Italy," 2019. Accessed: Feb. 11, 2022. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-02/it_final_necp_main_en_0.pdf

- [81] Parlamento Europeo, *Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y se deroga la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo*. 2023. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-81530>
- [82] L. Montilla, “Canarias y Baleares: contradicciones y pocos avances para reducir las emisiones del tráfico.” Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.rtve.es/noticias/20240119/canarias-baleares-zonas-bajas-emisiones-traffic/2470846.shtml>
- [83] Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria, “El Ayuntamiento comienza la elaboración del nuevo Plan de Movilidad Urbana Sostenible,” 2023. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.laspalmasgc.es/es/ayuntamiento/prensa-y-comunicacion/notas-de-prensa/nota-de-prensa/El-Ayuntamiento-comienza-la-elaboracion-del-nuevo-Plan-de-Movilidad-Urbana-Sostenible/>
- [84] Casariego - Guerra arquitectos S.L., “Plan de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS) de Las Palmas de Gran Canaria,” 2012. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.laspalmasgc.es/export/sites/laspalmasgc/es/online/sede-electronica/Planes-Gestion-ambiental-/PMUS_Anexo-Urbanismo-II.pdf
- [85] Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria, “Estrategia de Movilidad Sostenible de Las Palmas de Gran Canaria 2023 - 2026.”
- [86] MITECO, “Actualización del Plan de Movilidad Urbana y Sostenible de Las Palmas de Gran Canaria,” 2022. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.geursa.es/wp-content/uploads/2022/09/OBJ5.pdf>

- [87] MITECO, "Integrated National Energy and Climate Plan 2021 - 2030 of Spain," 2019, Accessed: Feb. 11, 2022. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/es_final_necp_main_en_0.pdf
- [88] MITECO, "Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023 - 2030," 2023. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf
- [89] IEA, "How to calculate the indicators for the transport sector," 2021. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://iea.blob.core.windows.net/assets/3ac56807-ef16-44b4-9ab0-2c42b94e3ec7/2B.2_IEA_Howto calculatetheindicatorsforhetransportsectors.pdf
- [90] Global, "Estado de información no financiera 2022," 2023.
- [91] Guaguas Municipales, "Portal de Transparencia," 2023. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.guaguas.com/empresa/portal-de-transparencia>
- [92] Parlamento Europeo, "Hidrógeno Renovable: qué ventajas tiene para Europa?," 2023, Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/2021/5/story/20210512STO04004/20210512STO04004_es.pdf
- [93] R. Gareth, "Combustion engines to be allowed post-2035 after e-fuels deal struck," 2023. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: [Combustion engines to be allowed post-2035 after e-fuels deal struck](#)
- [94] J. Montoro, "La Unión Europea empieza a valorar la pervivencia de los coches con motor de combustión más allá de 2035," 2024. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: https://www.lasexta.com/motor/noticias/union-europea-empieza-valorar-pervivencia-coches-motor-combustion-mas-alla-2035_2024021365cbd8d6344c980001c18031.html

- [95] SomosElectricos, “La UE y Alemania llegan a un acuerdo para regular los combustibles sintéticos más allá de la prohibición de 2035,” 2023. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://somoselectricos.com/ue-alemania-llegan-acuerdo-combustibles-sinteticos/>
- [96] Ecologistas en Acción, “Cuentas Ecológicas del Transporte,” 2016. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ecologistasenaccion.org/wp-content/uploads/adjuntos-spip/pdf/info_cuentas-ecologicas.pdf
- [97] C. de transporte y ciudad Julián Sastre, “¿Es la movilidad en festivos lo mismo que en días laborables?,” 2022. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://juliansastre.com/es-la-movilidad-en-festivos-lo-mismo-que-en-dias-laborables/>
- [98] Repsol, “La primera planta de biocombustibles avanzados de España,” 2024. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.repsol.com/es/tecnologia-digitalizacion/technology-lab/reduccion-emisiones/biocombustibles/index.cshtml>
- [99] RETEMA - Revista Técnica de Medio Ambiente, “España contará con una planta de biocombustibles avanzados,” 2022. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.retema.es/actualidad/espana-contara-una-planta-biocombustibles-avanzados>
- [100] Jefatura del Estado, *BOE. Ley 33/2015, de 21 de septiembre, por la que se modifica la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad*. 2015. Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: http://rerb.oapn.es/images/PDF_publicaciones/LEY__33-2015.pdf
- [101] AIP, *Zonas prohibidas, restringidas y peligrosas,; zonas temporalmente segregadas*. 2023. Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: https://aip.enaire.es/AIP/contenido_AIP/ENR/LE_ENR_5_1_en.pdf
- [102] W. Krewitt and J. Nitsch, “The potential for electricity generation from on-shore wind energy under the constraints of nature conservation: a case study for two regions in Germany,” *Renew Energy*, vol. 28, no. 10, pp. 1645–1655, Aug. 2003, doi: 10.1016/S0960-1481(03)00008-9.

- [103] B. Sliz-Szkliniarz and J. Vogt, "GIS-based approach for the evaluation of wind energy potential: A case study for the Kujawsko–Pomorskie Voivodeship," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 3, pp. 1696–1707, Apr. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.11.045.
- [104] R. McKenna, S. Hollnaicher, and W. Fichtner, "Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany," *Appl Energy*, vol. 115, pp. 103–115, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.10.030.
- [105] Gobierno de Canarias, *Decreto 6/2015, de 30 enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos de Canarias*. 2015.
- [106] K. Q. Nguyen, "Wind energy in Vietnam: Resource assessment, development status and future implications," *Energy Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 1405–1413, Feb. 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.04.011.
- [107] C.-D. Yue and S.-S. Wang, "GIS-based evaluation of multifarious local renewable energy sources: a case study of the Chigu area of southwestern Taiwan," *Energy Policy*, vol. 34, no. 6, pp. 730–742, Apr. 2006, doi: 10.1016/j.enpol.2004.07.003.
- [108] B. Sliz-Szkliniarz and J. Vogt, "GIS-based approach for the evaluation of wind energy potential: A case study for the Kujawsko–Pomorskie Voivodeship," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 3, pp. 1696–1707, Apr. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.11.045.
- [109] D. Voivontas, D. Assimacopoulos, A. Mourelatos, and J. Corominas, "Evaluation of Renewable Energy potential using a GIS decision support system," *Renew Energy*, vol. 13, no. 3, pp. 333–344, Mar. 1998, doi: 10.1016/S0960-1481(98)00006-8.
- [110] S. M. J. Baban and T. Parry, "Developing and applying a GIS-assisted approach to locating wind farms in the UK," *Renew Energy*, vol. 24, no. 1, pp. 59–71, Sep. 2001, doi: 10.1016/S0960-1481(00)00169-5.

- [111] C. Huang, J. Yan, D. Zhang, and Y. Zhong, "Analysis of the effect of slope on the power characteristics of wind turbines in hillside terrain," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 352–361, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.10.074.
- [112] Nordex Energy Orcoien SL, "Anteproyecto Técnico: Parque eólico Orcoien," 2020.
- [113] Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), "Actualización de la Cartografía Eólica de Canarias," 2016. Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: https://www.itccanarias.org/documentos/Metodologia_BasesTecnicas_RecursoEolico.pdf
- [114] G. Liane Ohlsen, "Positioning of Danish offshore wind farms until 2030 – using Levelized Cost of Energy (LCoE)," Jan. 2019. Accessed: Jul. 19, 2022. [Online]. Available: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/170361655/MScThesisReport_GydeOhlsen_revised_03_2019.pdf
- [115] J. C. Schallenberg Rodríguez, "Las energías renovables en Canarias: implementación, estrategias y perspectivas," 2000.
- [116] Gobierno de Canarias, "Energía Eólica." Accessed: Dec. 18, 2023. [Online]. Available: https://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/wiki/index.php?title=ENERG%C3%8DA_E%C3%93LICA
- [117] Wind Europe, "Wind Energy in Europe. 2022 Statistics and the outlook for 2023 -2027," 2023.
- [118] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Hoja de Ruta. Eólica Marina y Energías del Mar en España," 2021. Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf
- [119] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Ordenación del espacio marítimo," 2023. Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/ordenacion-del-espacio-maritimo.html>

- [120] Comisión Europea, “Crecimiento Azul. Oportunidades para un crecimiento marino y marítimo sostenible,” 2012. Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012DC0494&from=PL>
- [121] Comisión Europea, *El Pacto Verde Europeo*. 2019. Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/es/ip_19_6691/IP_19_6691_ES.pdf
- [122] Naciones Unidas, *Convenio Marco sobre el Cambio Climático. Aprobación del Acuerdo de París*. 2015.
- [123] European Commission, *An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future*. 2020. Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2020%3A741%3AFIN>
- [124] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050*. 2020. Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_es_es.pdf
- [125] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética*. 2021. Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447
- [126] S. Munguía, “Un poco de historia. Vindeby Offshore Wind Farm, el primer parque eólico marino del mundo.” Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.diariorenovables.com/2018/03/primer-parque-eolico-marino-del-mundo.html>
- [127] QFWE, “Global offshore wind market & forecast report,” 2021. Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: <https://questfwe.com/market-report-ff/>
- [128] IRENA, “Future of Wind,” 2019.
- [129] IEA, “Offshore Wind Outlook 2019,” 2019.

- [130] Comisión Europea, “In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication (2018) 773: A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.”
- [131] IRENA, *Nurturing offshore wind markets: Good practices for international standardisation*. 2018.
- [132] Ramírez Lizet, D. Fraile, and G. Brindley, “Offshore Wind in Europe. Key Trends and statistics 2020,” Feb. 2021.
- [133] Equinor, “Hywind Tampen: the world’s first renewable power for offshore oil and gas,” 2023.
- [134] Ministerio de la Presidencia, *Real Decreto 417/2011, de 18 de marzo, por el que se actualizan las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto de Gran Canaria -Base Aérea de Gando*. España, 2011. Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/pdf/8143761A-06A4-4907-9513-EF5E605608A2/102208/RD_GranCanaria.pdf
- [135] Wind Europe, “Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector,” 2020.
- [136] J. Schallenberg-Rodríguez and N. García Montesdeoca, “Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands,” *Energy*, vol. 143, pp. 91–103, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.10.084.
- [137] L. Castro-Santos, D. Silva, A. R. Bento, N. Salvação, and C. Guedes Soares, “Economic feasibility of floating offshore wind farms in Portugal,” *Ocean Engineering*, vol. 207, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.oceaneng.2020.107393.
- [138] W. Musial, D. Heimiller, P. Beiter, G. Scott, and C. Draxl, “2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States,” Golden, Colorado, 2016. Accessed: Jul. 04, 2022. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66599.pdf>
- [139] R. James and M. Costa Ros, “Floating Offshore Wind: Market and Technology Review,” UK, Jun. 2015. Accessed: Jul. 04, 2022. [Online]. Available: <https://prod-drupal->

files.storage.googleapis.com/documents/resource/public/Floating%20Offshore%20Wind%20Market%20Technology%20Review%20-%20REPORT.pdf

- [140] A. Moore, J. Price, and M. Zeyringer, “The role of floating offshore wind in a renewable focused electricity system for Great Britain in 2050,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, pp. 270–278, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.10.002.
- [141] Gobierno de España, *Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, hecho en Montego Bay*. 1997. Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-3296
- [142] L. Hong and B. Möller, “Offshore wind energy potential in China: Under technical, spatial and economic constraints,” *Energy*, vol. 36, no. 7, pp. 4482–4491, Jul. 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.03.071.
- [143] M. J. Dvorak, C. L. Archer, and M. Z. Jacobson, “California offshore wind energy potential,” *Renew Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 1244–1254, Jun. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.11.022.
- [144] WWF, “Propuesta de adecuación de la Red Natura 2000,” 2021. Accessed: Dec. 22, 2023. [Online]. Available: https://intemares.es/sites/default/files/propuesta_adequacion_rn2000.pdf
- [145] Gobierno de Canarias, “Horas de sol en Canarias.” Accessed: Dec. 26, 2023. [Online]. Available: <https://www.holaislascanarias.com/experiencias/horas-de-sol/#:~:text=As%C3%AD%2C%20en%20los%20principales%20n%C3%BAcleos,del%20anticicl%C3%B3n%20de%20las%20Azores.>
- [146] Gobierno de Canarias, “Energía renovable solar fotovoltaica.” Accessed: Dec. 26, 2023. [Online]. Available: https://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/wiki/index.php?title=Energ%C3%ADa_renovable_solar_fotovolt%C3%A1ica
- [147] P. y A. Ministerio de Agricultura, “Sistema de Información Agroclimática para el Regadía (SiAR).” Accessed: Dec. 26, 2023. [Online]. Available: <https://servicio.mapa.gob.es/websiar/AltaUsuario.aspx?dst=2>

- [148] Gobierno de Canarias, "Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias." Accessed: Dec. 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.idecanarias.es/>
- [149] G. y P. Consejería de Agricultura, "Mapa de Cultivos de Canarias." Accessed: Dec. 26, 2023. [Online]. Available: <https://datos.canarias.es/portal/portfolio/mapa-de-cultivo/>
- [150] Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), "Estrategia para el autoconsumo fotovoltaico de Canarias," 2021. Accessed: Dec. 22, 2023. [Online]. Available: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/images/Documentos/Estudios/D1_Estrategia_Autoconsumo_Fotovoltaico.pdf
- [151] Cabildo de Gran Canaria, "PIO GC Aprobación Definitiva 2022." Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://piogc2022apdef.idegrancanaria.es/>
- [152] Insituto Tecnológico de Canarias (ITC), "Recurso Eólico de Canarias." Accessed: Jul. 04, 2022. [Online]. Available: https://catalogo.idecanarias.es/geonetwork/srv/spa/catalog.search#/metadata/spagrafcan_RECURSOEOLICOWMS_20180101
- [153] Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, "Mapa solar (2017)." Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: https://www.idecanarias.es/listado_servicios/mapa-radiacion-solar
- [154] G. y P. del G. de C. Consejería de Agricultura, "Mapa de Cultivos de Canarias." Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://datos.canarias.es/portal/portfolio/mapa-de-cultivo/>