



**Universidad
de La Laguna**

Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Grado en Ingeniería Mecánica

**Desarrollo de un modelo de despacho
económico para evaluar el potencial
geotérmico en Canarias: La Palma
como caso de estudio**

- TRABAJO FIN DE GRADO -

Autor: Carlos Guillermo Cabrera

Tutor: Óscar García Afonso

Junio 2024

Resumen

El presente Trabajo de Fin de Grado se basa en el desarrollo de un modelo de despacho económico con el objetivo de evaluar el potencial geotérmico en Canarias.

Las Islas Canarias, en concreto, las islas de Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote y La Palma presentan un elevado potencial geotérmico, que aún no ha sido explotado. En este caso, el estudio se centra en la isla de La Palma, una de las que mayor atractivo presenta para introducir este tipo de obtención de energía.

Como trabajo principal se desarrolla un modelo que intenta reproducir con la mayor precisión posible el despacho real de generación que realiza “Red Eléctrica de España” (REE), regulado por el Real Decreto 738/2015 [1]. Dicho modelo se emplea para seleccionar las unidades que deben operar en cada rango horario, con el fin de minimizar los costes. Este modelo se crea a partir de la plataforma de programación MATLAB, un entorno de programación de alto nivel especialmente diseñado para el cálculo numérico y el análisis de datos. Dado que no existen datos públicos de las unidades específicas que son despachadas, se ha procedido a realizar una verificación del modelo frente a datos económicos provenientes de las liquidaciones e información de consumo de combustible.

Una vez el modelo ha sido verificado, se estudia el efecto que conlleva la introducción de la geotermia en el despacho, operando como una unidad del grupo A, es decir, gestionable, pero con los mismos costes de producción, o muy similares, a los de una fuente de energía renovable. Se ha realizado un estudio paramétrico estableciendo un despliegue de geotermia con potencias en el rango de 5 – 10 MW, que están en el orden que recoge el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan-2030), el cual indica la posibilidad de obtener 10 MW a través de esta fuente de energía [2]. Como parámetros de análisis, se han seleccionado costes del despacho, reducción de consumo de combustible fósil y emisiones de CO₂, así como los cambios de operación de unidades de generación cuantificados por el factor de capacidad¹.

Como resultados más relevantes del estudio específico sobre geotermia, se pueden destacar los siguientes:

- ✓ La introducción de geotermia permite reducir el consumo de combustible entre un 5 y un 30% y las emisiones de CO₂ en 60 kt.
- ✓ Los resultados indican que los costes variables de generación podrían pasar desde 195,11 €/MWh en el caso de referencia hasta 135,53 €/MWh para 10 MW de geotermia.
- ✓ Desde el punto de vista del gestor de una posible planta de geotermia, un rango de potencias de 5 – 7,5 MW sería la opción más ventajosa en términos de inversión, ya que la planta no presentaría prácticamente limitaciones a su entrada en el despacho, con factores de capacidad superiores al 97%. En el caso de 10 MW, la unidad generadora se vuelve la limitante de cara a establecer las necesidades de reserva, por eso en ciertos puntos el modelo despacha la unidad a una menor carga que la nominal.

Palabras clave: geotermia, despacho económico, yacimiento, generación, costes, demanda, Canarias, La Palma.

¹ Se define el factor de capacidad como la relación entre la energía producida en cierto periodo de tiempo y la energía que podría haber generado operando a plena carga durante ese mismo periodo [26].

Abstract

This Bachelor's Degree Final Project is based on the development of an economic model with the aim of evaluating the geothermal potential in the Canary Islands.

The Canary Islands, specifically the islands of Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote and La Palma, have a high geothermal potential, which has not yet been exploited. In this case, the study focuses on the island of La Palma, one of the most attractive islands for the introduction of this type of energy production.

As the main work, a model is developed that attempts to reproduce as accurately as possible the real generation dispatch carried out by "Red Eléctrica de España" (REE) regulated by Royal Decree 738/2015 [1]. This model is used to select the units that must operate in each hourly range, in order to minimise costs. It is created using the MATLAB programming platform, a high-level programming environment specially designed for numerical calculation, visualisation and data analysis. Since there is no public data available for the specific units that are dispatched, the model has been verified against economic data from fuel consumption data and settlements.

Once the model has been verified, the effect of the introduction of geothermal energy in the dispatch is studied, operating as a group A unit, which means manageable, but with the same or very similar production costs to those of a renewable energy source. A parametric study has been carried out establishing a geothermal deployment with power in the range of 5 - 10 MW, which is in the order of the Canary Islands Energy Transition Plan (PTECan-2030), which indicates the possibility of obtaining 10 MW of thermal energy through this energy source [2]. As analysis parameters, dispatch costs, reduction of fossil fuel consumption and CO₂ emissions, as well as changes in the operation of generation units quantified by the capacity factor² have been selected.

The most relevant results of the specific study on geothermal energy are the following:

- ✓ The introduction of geothermal energy reduces fuel consumption by between 5 and 33%, and CO₂ emissions by 60 kt.
- ✓ The dispatch results indicate that the variable generation costs could go from 195,11 €/MWh in the reference case to 135,53 €/MWh for 10 MW of geothermal.
- ✓ From the point of view of the operator of a possible geothermal plant, a power range of 5 – 7,5 MW would be the most advantageous in terms of investment, as the plant would have virtually no limitations to its entry into the dispatch, with capacity factors above 97%. In the case of 10 MW, the generating unit becomes the constraint in terms of establishing reserve requirements, so at certain points the model dispatches the unit at a lower load than nominal.

Keywords: geothermal energy, economic dispatch, reservoir, generation, costs, demand, Canary Islands, La Palma.

² Capacity factor is defined as the ratio between the energy produced in a certain period of time and the energy that could have been produced operating at full load during the same period [26].



Agradecimientos

A mi tutor, D. Óscar García Afonso, por la confianza puesta en mí y la capacidad de enriquecer en conocimientos a quienes trabajan con él. Cabe destacar su gran labor como docente y profesional del sector, sin dejar de lado su humanidad y sentido del humor. Una persona con una pericia inmensa a la hora de impartir contenidos de calidad y realmente fructíferos.

A quienes han colaborado en la investigación, D. Daniel Fariña, D. Benjamín J. González y D. Agustín M. Delgado, por su apoyo, dedicación y enseñanzas durante el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos, Guillermo, Lucio, Eduardo y Alejandro, que comenzaron siendo mis compañeros de grado, y se han convertido en mis compañeros de vida, con un sinfín de experiencias y recuerdos compartidos con ellos que formarán parte del recuerdo de esta bonita etapa.

Y por último, a mi familia, siendo un pilar fundamental desde el día uno. Sin su comprensión y aliento no habría sido posible llegar aquí.



Índice general

- 1. Memoria**
- 2. Anexos**



**Universidad
de La Laguna**

Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Grado en Ingeniería Mecánica

MEMORIA

**Desarrollo de un modelo de despacho
económico para evaluar el potencial
geotérmico en Canarias: La Palma
como caso de estudio**

- TRABAJO FIN DE GRADO -

Autor: Carlos Guillermo Cabrera

Tutor: Óscar García Afonso

Junio 2024



Índice

1.	<i>Introducción</i>	15
1.1.	Objeto	15
1.2.	Antecedentes	15
1.3.	Normativa y bibliografía revisada	16
2.	<i>Revisión bibliográfica</i>	17
2.1.	Concepto de geotermia	17
2.2.	Recursos geotérmicos convencionales	17
2.3.	Recursos geotérmicos modernos	18
2.4.	Tecnología de obtención de la energía geotérmica	19
2.5.	Geotermia en Canarias	22
2.6.	Estudios geotérmicos en Canarias	22
3.	<i>Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares</i>	25
3.1.	Sistema eléctrico canario y su operación	26
3.1.1.	Implicaciones de la introducción de geotermia en el sistema eléctrico canario	26
3.2.	Concepto de despacho económico	27
4.	<i>Modelo de despacho económico</i>	28
4.1.	Descripción modelo de despacho	28
4.2.	Modelo de despacho del sistema eléctrico canario	29
4.3.	Leyenda	31
4.3.1.	Parámetros	31
4.3.2.	Variables continuas.....	32
4.3.3.	Variables binarias	32
4.4.	Definiciones	32
4.5.	Restricciones	33
4.5.1.	Restricción de demanda.....	33
4.5.2.	Restricciones referidas a las limitaciones técnicas de arranque y parada de las unidades	33
4.5.3.	Limitaciones de reserva rodante	34
4.5.4.	Restricciones de rampas de subida y bajada	35
5.	<i>Descripción modelo de La Palma</i>	36
5.1.	Simulación del despacho actual de generación de La Palma (referencia) ...	37
5.1.1.	Despacho económico (caso referencia)	37
5.2.	Verificación/validación del modelo	43
5.3.	Análisis del modelo de referencia	44
5.3.1.	Contribución de cada unidad en la generación total de electricidad	44
5.3.2.	Contribución de cada coste	45
5.3.3.	Impacto de la aplicación de reservas rodantes	46



6.	<i>Estudio del potencial geotérmico de La Palma</i>	51
6.1.	Estudio paramétrico	51
6.1.1.	Despacho económico: capacidad geotérmica instalada de 5 MW	53
6.1.2.	Despacho económico: capacidad geotérmica instalada de 7,5 MW	54
6.1.3.	Despacho económico: capacidad geotérmica instalada de 10 MW	55
6.2.	Análisis de los casos de estudio	56
6.2.1.	Costes de generación.....	56
6.2.2.	Reservas de subida y bajada	57
6.2.3.	Consumo de combustible	58
6.2.4.	Emisiones de CO ₂	59
6.2.5.	Factor de capacidad	59
6.2.6.	Horas equivalentes	60
6.2.7.	Perfil de operación medio anual de las unidades.....	62
7.	<i>Conclusiones</i>	64
7.1.	Conclusions	65
8.	<i>Referencias</i>	66

Índice de figuras

Figura 1. Comparación entre el gradiente térmico medio y el anómalo [8].	17
Figura 2. Esquema del procedimiento de operación en sistemas geotérmicos EGS [9].	18
Figura 3. Esquema de una planta de vapor seco.	19
Figura 4. Esquema de una planta de ciclo flash.	20
Figura 5. Esquema de una planta de ciclo binario.	21
Figura 6. Zonas de reserva para investigaciones geotérmicas en Tenerife.	22
Figura 7. Zonas de mayor interés geotérmico en La Palma [8].	24
Figura 8. Evolución del precio de generación eléctrica en los diferentes sistemas eléctricos del territorio español, a fecha 15/11/2018.	25
Figura 9. Esquema básico de un despacho económico.	27
Figura 10. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Demanda media y generación renovable media (caso referencia).	38
Figura 11. Potencia horaria generada por unidad. Demanda media y generación renovable media (caso referencia).	38
Figura 12. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Mínima generación convencional (caso referencia).	39
Figura 13. Potencia horaria generada por unidad. Mínima generación convencional (caso referencia).	39
Figura 14. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Máxima generación convencional (caso referencia).	40
Figura 15. Potencia horaria generada por unidad. Máxima generación convencional (caso referencia).	40
Figura 16. Evolución del coste de generación eléctrica [€/MWh] (caso referencia).	42
Figura 17. Potencia horaria generada por unidad. Estudio sin reservas rodantes (caso referencia).	46
Figura 18. Potencia horaria generada por unidad. Estudio con reservas rodantes (caso referencia).	46
Figura 19. Comparación de la reserva de subida real con la reserva a subir objetivo (caso referencia).	47
Figura 20. Comparación de la reserva de bajada real con la reserva a bajar objetivo (caso referencia).	48
Figura 21. Reservas de subida, con y sin restricción de reserva rodante (caso referencia).	50
Figura 22. Reservas de bajada, con y sin restricción de reserva rodante (caso referencia).	50
Figura 23. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Demanda media y generación renovable media (5 MW de geotermia).	53
Figura 24. Potencia horaria generada por unidad. Demanda media y generación renovable media (5 MW de geotermia).	53
Figura 25. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Demanda media y generación renovable media (7,5 MW de geotermia).	54
Figura 26. Potencia horaria generada por unidad. Demanda media y generación renovable media (7,5 MW de geotermia).	54
Figura 27. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Demanda media y generación renovable media (10 MW de geotermia).	55
Figura 28. Potencia horaria generada por unidad. Demanda media y generación renovable media (10 MW de geotermia).	55
Figura 29. Comparativa de las reservas de subida objetivo de los casos de estudio con 5 MW y 10 MW de geotermia.	57
Figura 30. Comparativa de las reservas de bajada entre el caso de referencia, 5 MW de geotermia y 10 MW de geotermia.	58
Figura 31. Potencia media de operación anual de cada unidad (5 MW de geotermia).	62
Figura 32. Potencia media de operación anual de cada unidad (7,5 MW de geotermia).	62



<i>Figura 33. Potencia media de operación anual de cada unidad (10 MW de geotermia).</i>	62
<i>Figura 34. Caso 1. Comparativa 1 (referencia).</i>	72
<i>Figura 35. Caso 1. Comparativa 1 (G1).</i>	72
<i>Figura 36. Caso 1. Comparativa 1 (G2).</i>	72
<i>Figura 37. Caso 1. Comparativa 1 (G3).</i>	72
<i>Figura 38. Caso 1. Comparativa 2 (referencia).</i>	73
<i>Figura 39. Caso 1. Comparativa 2 (G1).</i>	73
<i>Figura 40. Caso 1. Comparativa 2 (G2).</i>	73
<i>Figura 41. Caso 1. Comparativa 2 (G3).</i>	73
<i>Figura 42. Caso 2. Comparativa 1 (referencia).</i>	74
<i>Figura 43. Caso 2. Comparativa 1 (G1).</i>	74
<i>Figura 44. Caso 2. Comparativa 1 (G2).</i>	74
<i>Figura 45. Caso 2. Comparativa 1 (G3).</i>	74
<i>Figura 46. Caso 2. Comparativa 2 (referencia).</i>	75
<i>Figura 47. Caso 2. Comparativa 2 (G1).</i>	75
<i>Figura 48. Caso 2. Comparativa 2 (G2).</i>	75
<i>Figura 49. Caso 2. Comparativa 2 (G3).</i>	75
<i>Figura 50. Comparativa casos de estudio. Mínima generación convencional. Demanda, generación renovable y número de unidades diésel en funcionamiento.</i>	76
<i>Figura 51. Caso 3. Comparativa 1 (referencia).</i>	77
<i>Figura 52. Caso 3. Comparativa 1 (G1).</i>	77
<i>Figura 53. Caso 3. Comparativa 1 (G2).</i>	77
<i>Figura 54. Caso 3. Comparativa 1 (G3).</i>	77
<i>Figura 55. Caso 3. Comparativa 2 (referencia).</i>	78
<i>Figura 56. Caso 3. Comparativa 2 (G1).</i>	78
<i>Figura 57. Caso 3. Comparativa 2 (G2).</i>	78
<i>Figura 58. Caso 3. Comparativa 2 (G3).</i>	78
<i>Figura 59. Comparativa casos de estudio. Máxima generación convencional. Demanda, generación renovable y número de unidades diésel en funcionamiento.</i>	79

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Unidades del sistema de generación convencional de La Palma.</i>	36
<i>Tabla 2. Resumen de los casos de estudio elegidos para mostrar los resultados del despacho de La Palma para el año 2021.</i>	37
<i>Tabla 3. Demanda media y generación renovable media. Costes y generación (caso referencia).</i>	38
<i>Tabla 4. Mínima generación convencional. Costes y generación total (caso referencia).</i>	40
<i>Tabla 5. Máxima generación convencional. Costes y generación (caso referencia).</i>	41
<i>Tabla 6. Coste de generación eléctrica promedio por unidad (caso referencia).</i>	41
<i>Tabla 7. Factor de capacidad de las unidades de generación (caso referencia).</i>	42
<i>Tabla 8. Coste de generación eléctrica anual promedio (caso referencia).</i>	43
<i>Tabla 9. Consumo de combustible del modelo de generación eléctrica de La Palma (caso referencia).</i>	43
<i>Tabla 10. Contribución porcentual de cada una en la generación total anual de electricidad (caso referencia).</i>	45
<i>Tabla 11. Contribución porcentual de cada coste de despacho a lo largo del periodo anual (caso referencia).</i>	45
<i>Tabla 12. Comparación del número de arranques, con y sin restricción de reservas rodantes (caso referencia).</i>	47
<i>Tabla 13. Comparación del factor de capacidad de las unidades, con y sin restricción de reservas rodantes (caso referencia).</i>	48
<i>Tabla 14. Comparación del consumo de combustible, coste económico del combustible y coste total anual, con y sin restricción de reservas rodantes (caso referencia).</i>	49
<i>Tabla 15. Comparación del coste de generación eléctrica anual promedio, con y sin restricción de reservas rodantes (caso referencia).</i>	49
<i>Tabla 16. Definición de cada caso de estudio del modelo de despacho económico.</i>	51
<i>Tabla 17. Casos de estudio del modelo de despacho económico.</i>	52
<i>Tabla 18. Parámetros técnicos de la planta geotérmica.</i>	52
<i>Tabla 19. Comparación de los costes variables de despacho en cada caso de estudio.</i>	56
<i>Tabla 20. Desglose de costes de generación eléctrica anual promedio por caso de estudio.</i>	56
<i>Tabla 21. Comparación del número de arranques por unidad en cada caso de estudio.</i>	57
<i>Tabla 22. Consumo de combustible por caso de estudio.</i>	58
<i>Tabla 23. Emisiones de CO₂ por caso de estudio.</i>	59
<i>Tabla 24. Descripción de cada grupo de potencia.</i>	59
<i>Tabla 25. Factor de capacidad por unidad de generación por caso de estudio.</i>	60
<i>Tabla 26. Factor de capacidad por grupo de potencia por caso de estudio.</i>	60
<i>Tabla 27. Horas equivalentes de la unidad geotérmica por caso de estudio.</i>	61
<i>Tabla 28. Comparativa del número de horas equivalentes de cada tecnología de generación renovable en La Palma.</i>	61
<i>Tabla 29. Horas equivalentes de generación por unidad de generación por caso de estudio.</i>	61
<i>Tabla 30. Comparativa casos de estudio. Demanda media y generación renovable media. Demanda y número de unidades diésel en funcionamiento.</i>	72
<i>Tabla 31. Comparativa casos de estudio. Demanda media y generación renovable media. Potencia horaria generada por unidad.</i>	73
<i>Tabla 32. Comparativa casos de estudio. Mínima generación convencional. Demanda y número de unidades diésel en funcionamiento.</i>	74
<i>Tabla 33. Comparativa casos de estudio. Mínima generación convencional. Potencia horaria generada por unidad.</i>	75
<i>Tabla 34. Comparativa casos de estudio. Máxima generación convencional. Demanda y número de unidades diésel en funcionamiento.</i>	77
<i>Tabla 35. Comparativa casos de estudio. Máxima generación convencional. Potencia horaria generada por unidad.</i>	78

Índice de ecuaciones

$$\min \sum_{i,h} (c_{i,h}^{gen} + c_{i,h}^{start-up} + c_{i,h}^{shut-down}) \quad \forall i, h \quad (1)$$

$$c_{i,h}^{gen} = c_{i,h}^{comb} + c_{i,h}^{reg_band} + c_{i,h}^{CO2} + c_{i,h}^{O\&M} \quad \forall i, h \quad (2)$$

$$c_{i,h}^{comb} = [A_i + B_i \cdot p_{i,h} + C_i \cdot p_{i,h}^2] \cdot pr_{i,h} \quad \forall i, h \quad (3)$$

$$c_{i,h}^{reg_band} = 0,01 \cdot c_{i,h}^{comb} \quad \forall i, h \quad (4)$$

$$c_{i,h}^{CO2} = p_{i,h} \cdot p_{CO2} \cdot fie_i \quad \forall i, h \quad (5)$$

$$c_{i,h}^{O\&M} = p_{i,h} \cdot O\&M_i \quad \forall i, h \quad (6)$$

$$c_{i,h}^{start-up} = C_i^{start-up} \cdot str_{i,h} \quad \forall i, h \quad (7)$$

$$C_i^{start-up} = A'_i \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-T_i^{off}}{B'} \right)} \right] \cdot prar_i + D_i \quad \forall i \quad (8)$$

$$c_{i,h}^{shut-down} = C_i^{shut-down} \cdot stp_{i,h} \quad \forall i, h \quad (9)$$

$$\sum_i (p_{i,h}) + RE_h = DE_h \quad \forall i, h \quad (10)$$

$$\zeta_{i,h} \cdot P_i^{min} \leq p_{i,h} \leq \zeta_{i,h} \cdot P_i^{max} \quad \forall i, h \quad (11)$$

$$\sum_{h-Tmin_i^{on}}^{h-1} (str_{i,h}) + stp_{i,h} \leq 1 \quad \forall i, h \quad (12)$$

$$\sum_{h-Tmin_i^{off}}^{h-1} (stp_{i,h}) + str_{i,h} \leq 1 \quad \forall i, h \quad (13)$$

$$\zeta_{i,h} - \zeta_{i,h-1} = str_{i,h} - stp_{i,h} \quad \forall i, h \quad (14)$$

$$str_{i,h} + stp_{i,h} \leq 1 \quad \forall i, h \quad (15)$$



$$res_h^{up} = \sum_{i,h} (P_i^{max} \cdot \zeta_{i,h} - p_{i,h}) \quad \forall i, h \quad (16)$$

$$res_h^{down} = \sum_{i,h} (p_{i,h} - P_i^{min} \cdot \zeta_{i,h}) \quad \forall i, h \quad (17)$$

$$res_h^{up} \geq p_{i,h} \quad \forall i, h \quad (18)$$

$$res_h^{up} \geq DE_{h+1} - DE_h \quad \forall i, h \quad (19)$$

$$res_h^{up} \geq RE_h \cdot \kappa_{res} \quad \forall i, h \quad (20)$$

$$res_h^{down} \geq 0,5 \cdot res_h^{up} \quad \forall i, h \quad (21)$$

$$ramp_i^{up} \geq p_{i,h} - p_{i,h-1} \quad \forall i, h \quad (22)$$

$$ramp_i^{down} \geq p_{i,h-1} - p_{i,h} \quad \forall i, h \quad (23)$$



Lista de abreviaturas y siglas

REE - Red Eléctrica de España

LCOE - Levelized Cost of Energy

ORC - Organic Rankine Cycle

IGME - Instituto Geológico y Minero de España

INVOLCAN - Instituto Volcanológico de Canarias

ITER - Instituto Tecnológico y de Energías Renovables

ITC - Instituto Tecnológico de Canarias

GEOPLAT - Plataforma Española Tecnológica y de Innovación en Geotermia

IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía

PTECan-2030 - Plan de Transición Energética de Canarias (2030)

SEIE - Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares

EGS - Enhanced Geothermal Systems

RD - Real Decreto

M€ - Millones de euros

kt - Kilotonelada

1. Introducción

1.1. Objeto

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es analizar el potencial de inyección geotérmica renovable en sistemas aislados. Para cumplir con este objetivo principal se hace necesario alcanzar una serie de objetivos secundarios:

- Desarrollo de un modelo de despacho que reproduce la asignación de unidades de generación en el sistema eléctrico canario, en el entorno del Departamento de Ingeniería Industrial de La Universidad de La Laguna. Como caso de estudio, se ha utilizado la isla de La Palma para analizar el impacto de la introducción de la geotermia.
- Modelar el despacho con diferentes potencias geotérmicas a instalar, dada la alta incertidumbre a la hora de definir el potencial geotérmico.
- Evaluar los beneficios de la introducción de energía renovable geotérmica atendiendo a los costes de despacho, las emisiones y la reducción de demanda de combustible.

1.2. Antecedentes

A pesar del óptimo potencial geotérmico de España, el país tiene actualmente un nivel de desarrollo geotérmico muy bajo. En la actualidad, solamente se explota la geotermia somera o de muy baja temperatura [3].

Entre los años setenta y noventa el Instituto Geológico y Minero de España realizó diversas investigaciones acerca del potencial geotérmico en España, con especial énfasis en las Islas Canarias, pues es la única región española donde se dispone de recurso geotérmico de alta entalpía, y por tanto, donde único sería viable su explotación para introducir esta fuente de energía dentro de la producción eléctrica. Los estudios realizados se centraron en las descargas fumarólicas del Teide, estudios vulcano-estructurales y magnetotélúricos en la caldera de Las Cañadas. Basándose en dichos estudios, se perforaron tres pozos exploratorios en el archipiélago: dos en Gran Canaria y uno en Tenerife. En estos pozos no se encontró el gradiente geotérmico esperado, por lo que se abandonaron las investigaciones. Posteriormente, sólo unos pocos proyectos relativos a recursos geotérmicos permanecieron activos en España entre 1994 y 2006, en contraste con los más de 70 proyectos ejecutados en los veinte años anteriores. En la última década, el interés por aprovechar el avance de la energía geotérmica en Canarias ha vuelto, hasta el punto de que durante 2017 y 2018 se firmaron varios proyectos y convenios entre los gobiernos locales de Gran Canaria, La Palma, Tenerife y Lanzarote y diferentes instituciones de investigación, con el fin de investigar el potencial de la energía geotérmica en dichas islas a través de métodos geoquímicos y geofísicos [4].

Si bien los estudios de exploración han sido extensos, los trabajos específicos de estimación de potencial a instalar y su impacto sobre el sistema eléctrico canario son reducidos [5] [6] [7].

Este trabajo se integra dentro de una línea de investigación que desarrolla el Departamento de Ingeniería Industrial encaminada a valorar y cuantificar el impacto que tendría la penetración de energía geotérmica en el sistema eléctrico.

1.3. Normativa y bibliografía revisada

A continuación, se detalla la normativa consultada que regula la actividad de producción eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas no peninsulares, y que ha sido indispensable para la realización de este Trabajo Fin de Grado. Asimismo, se incluye bibliografía específica de modelado de sistemas aislados.

- Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. Boletín Oficial del Estado, núm. 312, de 29 de diciembre de 1992.
- Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas. Boletín Oficial del Estado, núm. 312, de 28 de diciembre de 2019.
- Disposición 23752. Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre, por la que en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021, recaída en el recurso contencioso-administrativo 301/2020, se regulan las subastas para el suministro de combustible y determinación del precio de combustible, se autorizan nuevos combustibles, se establecen los valores unitarios de referencia, aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, y se revisan otras cuestiones técnicas. Boletín Oficial del Estado, n. 313, de 30 de diciembre de 2022.
- Disposición 4227. Resolución de 5 de febrero de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el valor de la anualidad de la retribución por inversión (CIn) correspondiente a las instalaciones de categoría A de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para el año 2023. Boletín Oficial del Estado, n. 40, de 16 de febrero de 2023.
- Disposición 14048. Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad. Boletín Oficial del Estado, n. 141, de 14 de junio de 2023.
- Disposición 18337. Resolución de 5 de agosto de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto, precios de combustible en puerto, e impuestos especiales, aplicables al fueloil, diesel oil, y gasoil en el primer semestre del año 2022 y para la hulla en el año 2022, a aplicar en la liquidación de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares. Boletín Oficial del Estado, n. 193, de 14 de agosto de 2023.

2. Revisión bibliográfica

2.1. Concepto de geotermia

La geotermia es una fuente de energía renovable que se obtiene a través del aprovechamiento del calor del interior de la Tierra. Esta energía se origina principalmente de la desintegración de elementos radiactivos en el núcleo y el manto terrestre, así como del calor residual del proceso de formación del planeta. Se considera una fuente de energía sostenible y de bajo impacto ambiental, ya que produce pocas emisiones de gases de efecto invernadero y puede proporcionar energía de forma continua, a diferencia de otras fuentes renovables como la fotovoltaica o la eólica, que son intermitentes.

El gradiente térmico medio ronda los 2,5 – 3 °C cada 100 metros de profundidad. Sin embargo, hay ciertas zonas del planeta donde el gradiente presenta un comportamiento anómalo y muy superior. Véase Figura 1.

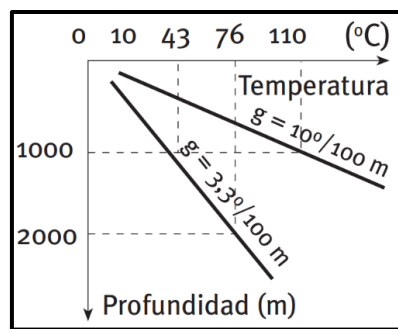


Figura 1. Comparación entre el gradiente térmico medio y el anómalo [8].

Este flujo de calor se incrementa en ciertos puntos del planeta, principalmente aquellos en los que hay referencia de fenómenos geológicos, como pueden ser una alta actividad sísmica, actividad volcánica o cordilleras de formación reciente.

2.2. Recursos geotérmicos convencionales

La extracción de energía geotérmica del subsuelo se realiza en las zonas llamadas yacimientos geotérmicos. Este concepto se refiere a aquellas áreas geográficas que cumplen con ciertas condiciones geológicas y con las técnicas necesarias para que sea posible el aprovechamiento del calor interno de la Tierra. La diferenciación entre los diferentes tipos de yacimientos se basa en su potencial energético, el cual es medido a través de la variable termodinámica de la entalpía.

- Yacimiento de alta entalpía.** El fluido geotérmico debe presentar una temperatura superior a los 150 °C. Este tipo de yacimiento es empleado para la producción de electricidad, debido a su alto poder energético.
- Yacimiento de media entalpía.** La temperatura del fluido en el interior del yacimiento ronda los 100 – 150 °C, lo cual permite el empleo de estos en ciclos combinados o ciclos binarios de producción de electricidad.
- Yacimientos de baja entalpía.** La temperatura del fluido no supera los 100 °C, por lo que sus usos se limitan al aprovechamiento directo del calor o para calefacción, climatización, etc.

2.3. Recursos geotérmicos modernos

Con las nuevas tecnologías e investigaciones, a los recursos geotérmicos nombrados anteriormente, se le han sumado otros, los cuales promueven aún más el empleo de esta fuente de energía.

Se comenzó a investigar la existencia de recursos geotérmicos en ausencia de fluido, pero si con las condiciones geológicas óptimas, que permitan la introducción artificial de un fluido, con el fin de que este aproveche el calor interno que le transmite la Tierra, sin ser filtrado hacia el interior de la misma, sino permanecer almacenado en dicho espacio impermeable (véase Figura 2). Este tipo de yacimientos estimulados son denominados yacimientos de roca caliente seca y dieron lugar al desarrollo de una tecnología que pretende localizar zonas geográficas óptimas para la creación artificial de recursos geotérmicos. A esta tecnología se la da el nombre de EGS, del inglés “Enhanced Geothermal Systems”, los cuales precisan la acción del ser humano para la creación y explotación del yacimiento.

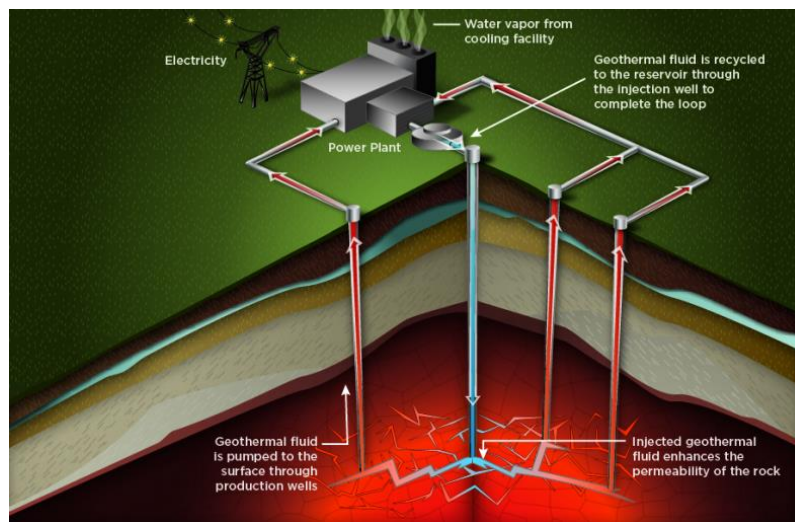


Figura 2. Esquema del procedimiento de operación en sistemas geotérmicos EGS [9].

La permeabilidad en las rocas puede crearse artificialmente inyectando grandes volúmenes de agua a elevada presión por un pozo para producir su fracturación. El proceso llamado hidrofracturación, o fracturación hidráulica, es usado frecuentemente en la producción de petróleo y gas [10].

La distribución en profundidad del sistema de fracturas que se crea, puede modelizarse utilizando métodos sísmicos de prospección geofísica, al objeto de determinar la ubicación de un segundo pozo de extracción de agua caliente, que será enviada a una central de ciclo binario para generación de energía eléctrica, y posteriormente reinyectada de nuevo al yacimiento [10].

2.4. Tecnología de obtención de la energía geotérmica

Los yacimientos geotérmicos se explotan de diferentes maneras, según el tipo, el estado y salinidad del fluido o el volumen de este, entre otros.

- a) Ciclo de vapor seco (Figura 3). Consiste en la extracción directa del vapor proveniente de un pozo hacia una turbina, por lo que requiere que este vapor se extraiga a elevadas temperaturas. Este acciona el eje de la turbina, pero su rendimiento no es muy elevado, por lo que suelen ser empleados para la producción eléctrica de núcleos reducidos. Su funcionamiento apenas difiere del resto de ciclos de producción eléctrica no renovables, con la diferencia de que en este caso se extrae directamente el fluido que fluye a través de la turbina, en lugar de emplear combustibles fósiles para la evaporación del mismo.

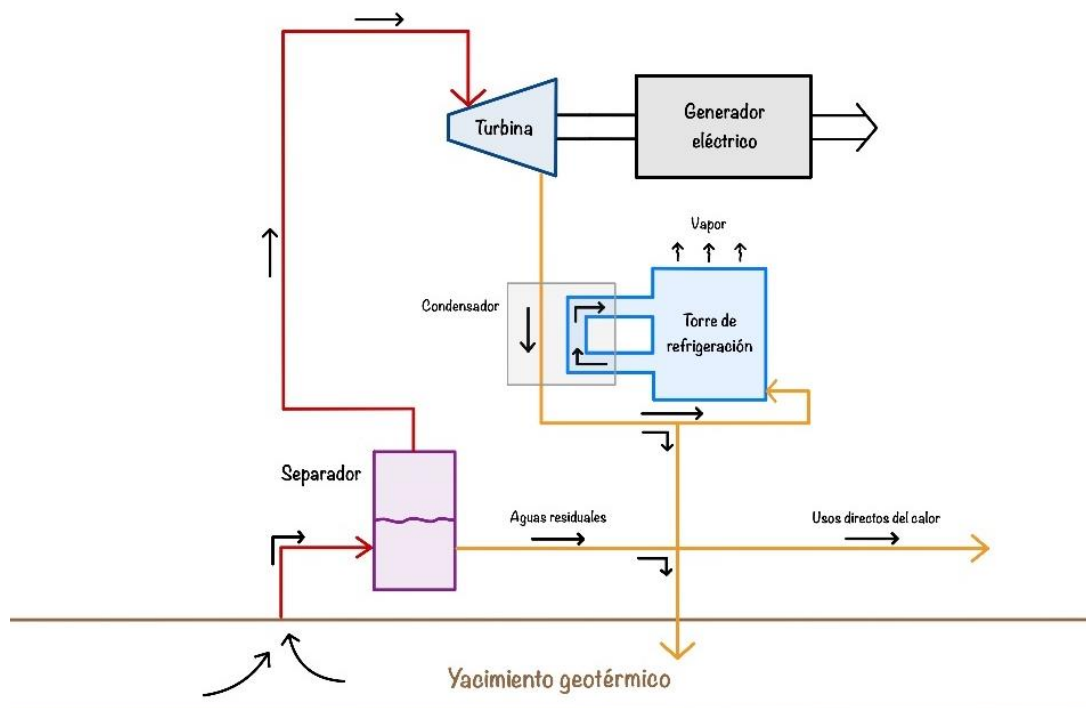


Figura 3. Esquema de una planta de vapor seco.

- b) Ciclo flash (Figura 4). Este ciclo es empleado en situaciones donde el fluido geotérmico se disponga en estado de mezcla líquido-vapor. Es necesario que el fluido se encuentre a temperaturas superiores a los 200 °C para poder ser empleado en este tipo de ciclos. Este es introducido en un separador y posterior a ello, se inyecta en la turbina.

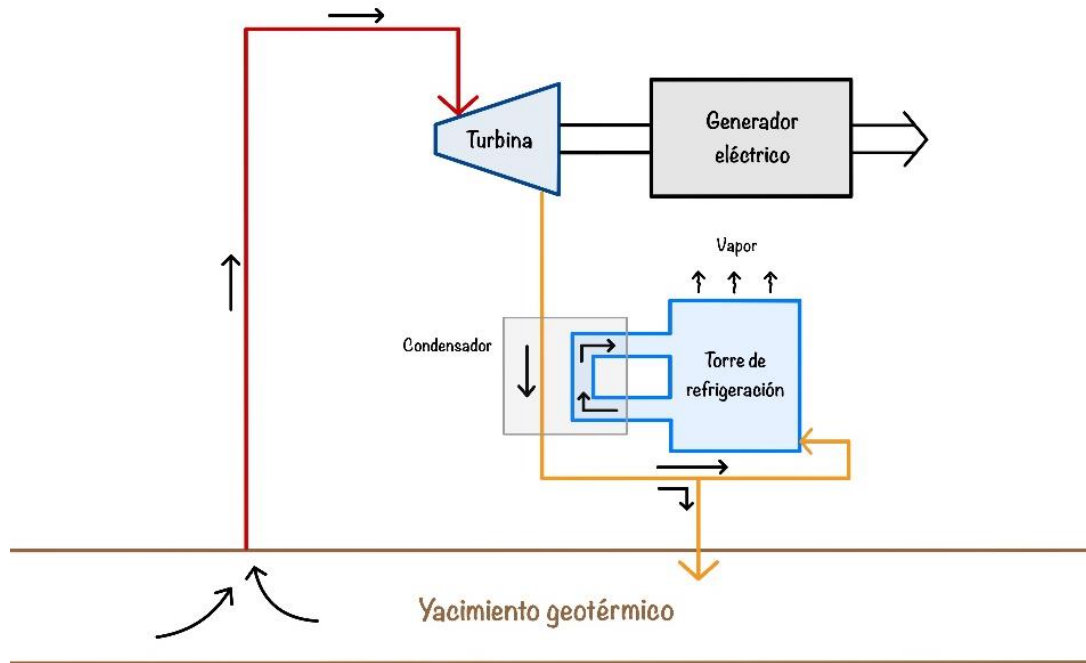


Figura 4. Esquema de una planta de ciclo flash.

Cabe destacar que este tipo de ciclo conlleva mayores costes, pues es necesario el acondicionamiento del vapor extraído para poder ser inyectado en la turbina. Sin embargo, en muchos casos el rendimiento del ciclo contrarresta dichos costes y logra un mayor aprovechamiento del recurso geotérmico.

c) Ciclo binario (Figura 5). Este modelo opera de manera que el fluido geotérmico o primario extraído del interior de la Tierra se encarga de vaporizar, mediante un intercambiador de calor, un fluido secundario (con un punto de ebullición inferior al primario). Este último se expande en una turbina, se condensa y retorna al intercambiador, operando bajo un ciclo cerrado.

En este tipo de ciclo, el fluido binario puede ser agua, en aquellos casos en los que el fluido geotérmico presenta la suficiente entalpía (>800 kJ/kg), mientras que, cuando su potencial no es tan elevado, los fluidos binarios empleados son otros, con inferior punto de ebullición, para lograr así su evaporación.

Una de las ventajas de este tipo de ciclos es que en casos de yacimientos con alta salinidad y/o toxicidad, el impacto ambiental es menor, pues el fluido geotérmico nunca es cedido a la atmósfera.

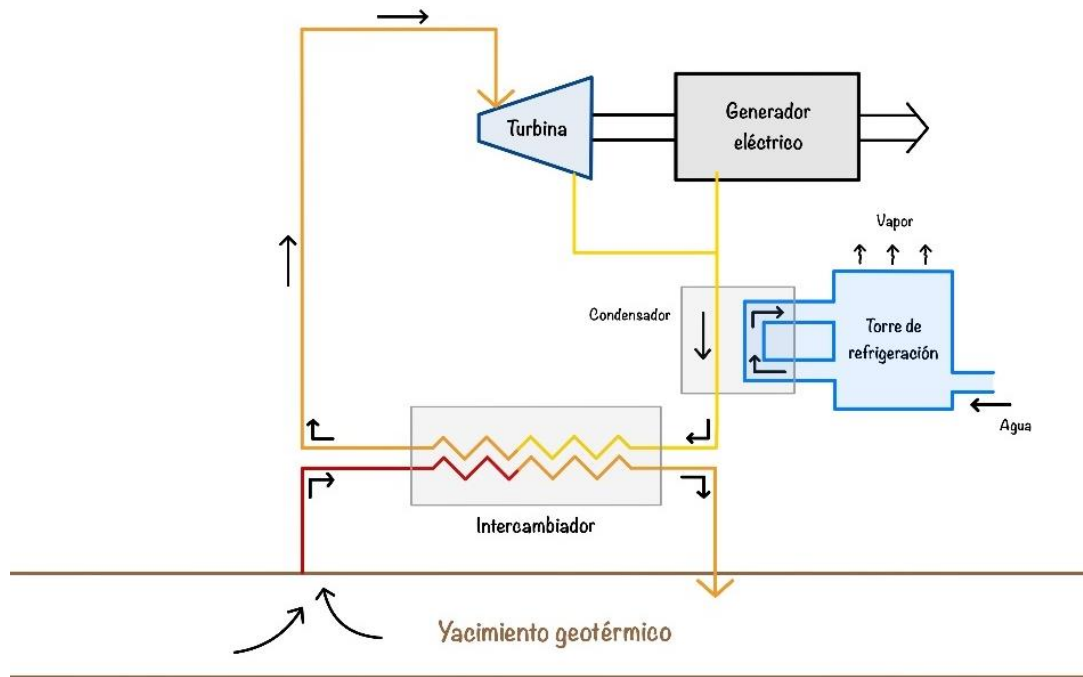


Figura 5. Esquema de una planta de ciclo binario.

Existen dos variantes de este tipo de ciclo:

- Ciclo ORC. El fluido secundario es, por lo general, un hidrocarburo o una mezcla, cuya elección dependerá de la temperatura a la que se encuentre el fluido geotérmico, de manera que el punto de ebullición del hidrocarburo sea inferior.
- Ciclo Kalina. Este tipo de ciclo emplea como fluido secundario una mezcla de agua y amoníaco. Este es calentado en el evaporador, mediante el fluido geotérmico, y seguido de ello es introducido en un separador líquido-vapor, necesario debido a que ambos fluidos presentan un punto de ebullición diferente, de manera que el vapor resultante es rico en amoníaco, pero no tanto en vapor de agua. Esto presenta ciertas ventajas, pues es posible variar la composición del fluido durante el ciclo, adaptándose así a las características del fluido geotérmico.

La elección de un tipo de ciclo u otro dependerá de las características del recurso geotérmico y de las condiciones del emplazamiento.

2.5. Geotermia en Canarias

Las Islas Canarias son un punto estratégico para la explotación de la geotermia, pues es de los pocos lugares en todo el territorio español donde se disponen yacimientos geotérmicos de alta temperatura, ideales para ser introducidos en la producción eléctrica de ciertas islas y sustituir así a las plantas de producción eléctrica convencional. Las islas con mayor potencial son Tenerife, La Palma y Lanzarote [8]. Sin embargo, en Gran Canaria también se disponen yacimientos geotérmicos de baja temperatura.

En el archipiélago y en la península existen varios centros que se dedican al estudio de las energías renovables, la volcanología y/o la geología. Estas instituciones han realizado diversas investigaciones acerca de la viabilidad de la introducción de la geotermia en Canarias.

Los centros de investigación más reconocidos se muestran a continuación:

- IGME (Instituto Geológico y Minero de España)
- INVOLCAN (Instituto Volcanológico de Canarias)
- ITER (Instituto Tecnológico y de Energías Renovables)
- ITC (Instituto Tecnológico de Canarias)
- GEOPLAT (Plataforma Española Tecnológica y de Innovación en Geotermia)
- IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía)

2.6. Estudios geotérmicos en Canarias

En el archipiélago canario se han realizado numerosos estudios acerca de la viabilidad de la explotación de los recursos geotérmicos (véase Figura 6). La implementación de la geotermia al sistema de generación eléctrica requiere de reservorios profundos, por lo general, situados a profundidades superiores al kilómetro.

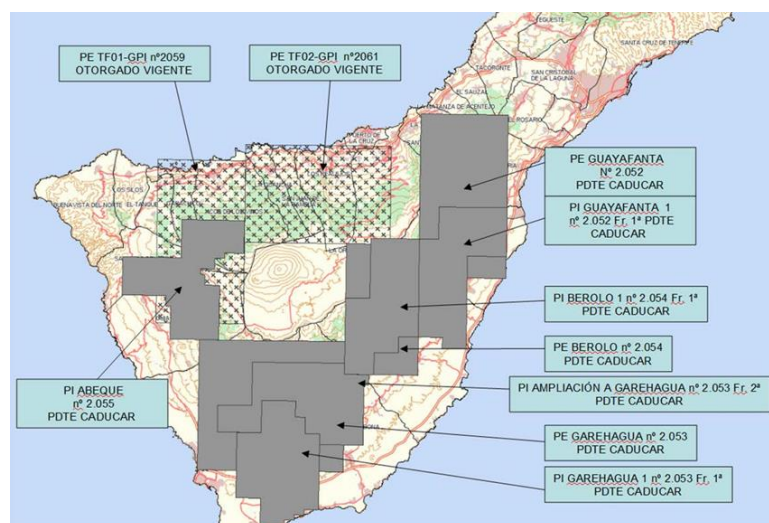


Figura 6. Zonas de reserva para investigaciones geotérmicas en Tenerife.

El primer estudio realizado en las islas acerca de la geotermia data del año 1948, referente a la Montaña de Fuego de Lanzarote. Sin embargo, tras su estudio, se verificó que el potencial geotérmico del lugar apenas cubriría una decena de kWh, útil solamente para alimentar ciertas zonas del Parque Nacional de Timanfaya.

Entre los años 1992 y 1993, como parte de un proyecto del Instituto Geológico y Minero de España, se perforó un pozo de unos 1060 m de profundidad en la zona noroeste de la isla de Tenerife. Los resultados de esta exploración no fueron satisfactorios, pues la temperatura máxima alcanzada fue de 56 °C en la base del pozo. Sin embargo, quedó constancia de un aumento en el gradiente de temperatura en la base del mismo, siendo este en un inicio del orden de 48 °C/km, hasta alcanzar los 94 °C/km en los últimos 160 metros de profundidad [11]. Esto dejó claros indicios de posibles gradientes térmicos elevados a una profundidad mayor.

Tras dicha operación, con resultados poco esclarecedores, surgieron nuevos proyectos con otras técnicas de exploración. Uno de los métodos geofísicos óptimos para este tipo de estudios sería la exploración magnetotelúrica, un modelo de estudio geofísico electromagnético de fuente natural capaz de caracterizar la resistividad eléctrica del subsuelo mediante medidas simultáneas de las variaciones del campo electromagnético terrestre. Es el único método electromagnético, y que por ende no requiere de perforaciones que eleven estrepitosamente los costes de exploración, capaz de estudiar las características de las capas a profundidades del orden de kilómetros.

Además, otros estudios hacen referencia a la presencia de actividad hidrotermal en la caldera de Las Cañadas (Tenerife), debido a la presencia de importantes emisiones de gas, principalmente dióxido de carbono y helio, así como fumarolas en el Teide. Dichas emisiones de gases, junto con la última erupción que tuvo lugar en Montaña Blanca (hace unos 2.000 años), apoyan la idea de la presencia de una cámara magmática poco profunda. Sin embargo, los indicadores de los estudios realizados no ofrecen resultados de evidencia clara de potencial geotérmico.

A su vez, si se han detectado ciertos indicadores, como son el pigmento de la roca en la zona sur de la caldera, cuya alteración se debe a la presencia de fluidos a alta temperatura que han provocado ciertos colores azulados, verdosos y amarillentos en la roca, correspondientes a las arcillas formadas por dicha alteración hidrotermal [12].

En el año 2007, la Universidad de Barcelona (UB), en conjunto con el Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER), llevaron a cabo varios proyectos de magnetotelúrica en Tenerife. Esta técnica también ha sido empleada en diversos estudios que han tenido lugar en la isla de La Palma.

Por su parte, La Palma se considera una isla de interés para el aprovechamiento de recursos geotérmicos con fines energéticos, ya que se trata de una isla joven y con volcanismo activo, que reúne los requisitos básicos para que el posible recurso disponible pueda ser aprovechable con métodos geotérmicos convencionales. La mayor parte de las investigaciones apuntan al interés de la región próxima a Cumbre Vieja, donde se detectan alteraciones propias de sistemas geotérmicos, pero los estudios no son concluyentes [13].

Entre los tantos estudios realizados en la isla, algunos de los resultados obtenidos asocian ciertas anomalías conductoras a ambos lados de dicha dorsal (Cumbre Vieja, véase Figura 7), caracterizada por una resistividad mayor. Los valores de resistividad, por



debajo de los 10 Ωm , y la buena correlación de estos cuerpos conductores con anomalías de baja densidad identificadas en estudios previos, indican que puede tratarse de arcillas generadas por alteración hidrotermal. Por lo tanto, estas estructuras apuntan hacia la posible presencia de un sistema hidrotermal alrededor del Cumbre Vieja [14].



Figura 7. Zonas de mayor interés geotérmico en La Palma [8].

3. Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), también conocidos como sistemas eléctricos aislados, son aquellos cuya operación es autónoma, es decir, no presentan interconexiones con otros sistemas que puedan favorecer la tarea de despacho ante perturbaciones del sistema. Esto deriva en sobrecostos por la necesidad de disponer de unidades que puedan aumentar la inyección de potencia al sistema en dichas situaciones, es decir, si una unidad de generación falla durante su operación, el resto de las unidades debe cubrir la demanda de la misma. La gestión de la demanda y la oferta de electricidad en un sistema eléctrico aislado puede ser más compleja que en un sistema interconectado, ya que debe poder asegurarse que la generación de energía sea suficiente para satisfacer la demanda local en todo momento.

Por esta razón este tipo de sistemas de generación ha de recibir ciertas retribuciones, para así cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica y los ingresos correspondientes [14]. El gráfico a continuación (véase Figura 8), extraído de la base de datos de REE [15], verifica de forma clara la gran diferencia de coste que presenta la generación eléctrica peninsular frente a la de los SEIE.

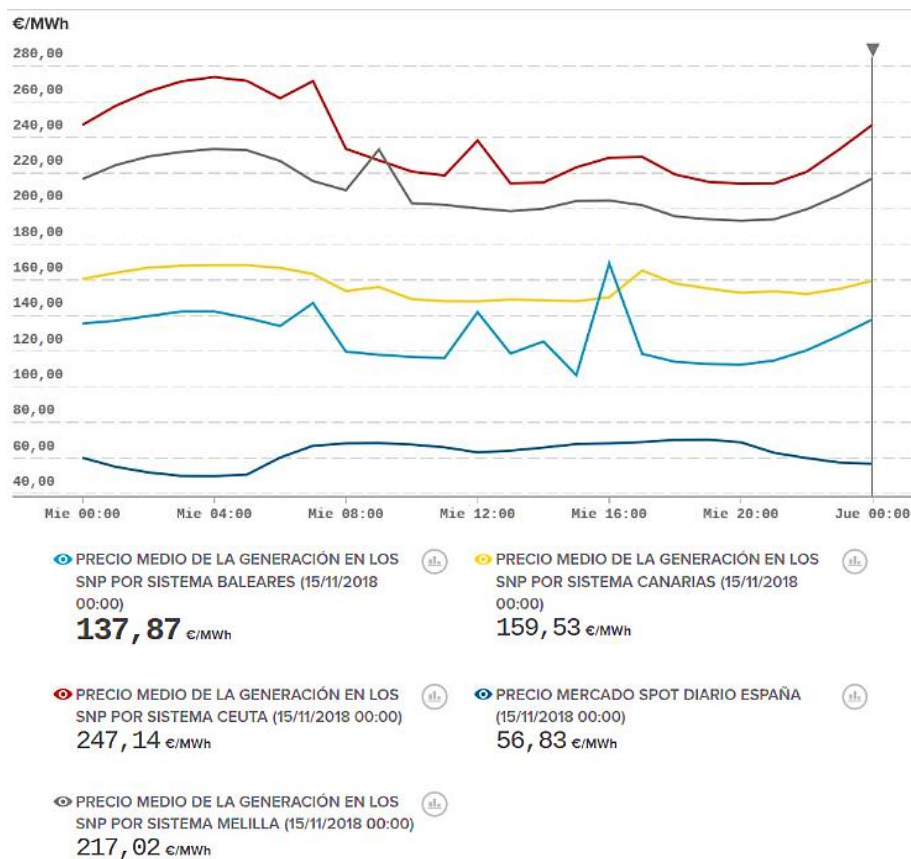


Figura 8. Evolución del precio de generación eléctrica en los diferentes sistemas eléctricos del territorio español, a fecha 15/11/2018.

3.1. Sistema eléctrico canario y su operación

El sistema eléctrico canario, a diferencia del peninsular, está compuesto por seis sistemas eléctricos aislados. Esta condición genera la necesidad de abastecerse a sí mismos, lo cual hace que estos sistemas sean menos estables y seguros, pues no se pueden proveer de otros sistemas en casos de demanda pico o falta de generación.

De esta manera se promueve el desarrollo tecnológico en las islas con el fin de mejorar el mallado de la red, incluyendo nuevas alternativas de producción eléctrica, así como desarrollar interconexiones entre las islas, de tal manera que permita el apoyo entre las mismas. Actualmente, las únicas islas que presentan interconexión son Fuerteventura-Lanzarote. Sin embargo, en marzo de 2023 se inició un proyecto de interconexión entre Tenerife y La Gomera, con el fin de mejorar así la fiabilidad y garantía de suministro de las islas. El proyecto se basa en la construcción de las subestaciones de El Palmar, en La Gomera y de Chío, en Tenerife. Todo ello en busca de la descarbonización total de la economía de la isla de la Gomera en 2040, pues se prevé un potencial suficiente para lograr cubrir la demanda de la isla con fuentes de energía renovable [16].

En el caso de las Islas Canarias, REE, como Operador del Sistema, es responsable de gestionar el equilibrio entre la demanda y la generación. Para lograr ese objetivo realiza las siguientes funciones [17]:

- Efectúa las previsiones de energía que los consumidores van a demandar en cada período, así como su distribución horaria.
- Programa la producción de las diferentes unidades de generación para cubrir la demanda eléctrica prevista, asegurando el equilibrio constante e instantáneo entre la generación y el consumo.
- Establece los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, coordinándolos con los de las centrales de producción y autoriza su ejecución.
- Asegura el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad.
- Supervisa, controla y opera el sistema de producción y transporte, impartiendo las instrucciones necesarias a las empresas de distribución y generación.
- Aplica los instrumentos legales disponibles para la gestión de la demanda.
- Establece los planes de salvaguarda y reposición, y gestiona el restablecimiento del servicio en caso de un incidente parcial o total.

3.1.1. Implicaciones de la introducción de geotermia en el sistema eléctrico canario

La introducción de esta fuente de energía renovable en un sistema aislado, como es el de las Islas Canarias, presenta una considerable lista de ventajas, entre las cuales se disponen:

- a) A diferencia de la energía eólica y fotovoltaica, una unidad de generación geotérmica es gestionable, es decir, es una fuente de energía eléctrica que puede regular su producción según sea la demanda de esta, lo cual reduce los excedentes de generación.

- b) Reduce la dependencia de combustible fósiles, crucial en un sistema eléctrico aislado, donde estos son el principal método de generación eléctrica.
- c) Los costes de operación de una unidad de producción geotérmica son considerablemente inferiores al del resto de plantas de producción convencional. Este tipo de unidad sólo incluye costes referidos a operación y mantenimiento (O&M), siendo nulos el resto de los costes detallados en el Real Decreto 738/2015.
- d) El bajo coste energético nivelado (LCOE) estimado, considerando las inversiones iniciales, el coste del combustible empleado, emisiones de la unidad y operación y mantenimiento, es aceptable.
- e) Presenta un alto factor de capacidad, considerablemente superior al del resto de unidades de generación renovable (fotovoltaica y eólica).
- f) El factor que relaciona el espacio ocupado frente a la energía eléctrica generada presenta valores considerables, con resultados del orden de 2,5 m²/MWh. Hay referencias de valores referidos a instalaciones fotovoltaicas y eólicas del orden de 0,7 y 8,7 m²/MWh, respectivamente [19].
- g) Pertenece a las instalaciones de categoría A, según el Real Decreto 738/2015, de manera que podrá percibir el denominado régimen retributivo adicional, constituido por la retribución por inversión y por explotación de la actividad de producción de energía eléctrica.

3.2. Concepto de despacho económico

El concepto “despacho económico” se refiere al proceso de optimización para determinar la combinación más eficiente y rentable de plantas de generación eléctrica que satisfaga la demanda de electricidad de cierto sistema eléctrico (ver Figura 9).



Figura 9. Esquema básico de un despacho económico.

Para ello se lleva a cabo un estudio de selección teniendo en cuenta los costes variables de producción relacionados con el combustible consumido (arranques/paradas, mantenimientos, derechos de emisión y/o la banda de regulación de las unidades), a fin de minimizarlos, manteniendo la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Este proceso es esencial en la planificación y operación de los sistemas eléctricos, ya que permite optimizar la utilización de los recursos disponibles y garantizar un suministro de electricidad eficiente y económico para los consumidores.

4. Modelo de despacho económico

4.1. Descripción modelo de despacho

Fundamentalmente, el modelo de despacho se trata de un problema de optimización, cuyo objetivo es la minimización de los costes variables de generación de un determinado sistema eléctrico:

$$\text{Min}(\text{coste total de generación}) = (\text{Coste de operación} + \text{Coste de arranque} + \text{Coste de parada})$$

El código del modelo se ha desarrollado en dominio MATLAB, versión “R2023b”. Al tratarse de un problema con variables de optimización continuas (potencia) y binarias (decisiones de estado de las diferentes unidades), no es posible usar sencillos solvers de optimización. En este caso se ha empleado una metodología de programación lineal de enteros mixtos (MILP), ampliamente utilizada en este tipo de ejercicios [19]. MATLAB dispone del solver *intlinprog*, un método considerablemente rápido y estandarizado, lo cual facilita la tarea de ensayo de errores en el código [20]. Se han explorado diferentes métodos como el algoritmo genético, pero los resultados arrojan mayores tiempos de cálculo sin beneficio de precisión.

Este tipo de programación (MILP) debe contar con una función objetivo lineal y una serie de límites y restricciones lineales. En este caso, la función a minimizar será la suma de los costes totales variables de generación, y las restricciones que relacionan la demanda, las especificaciones técnicas de las unidades de generación y los requisitos de reservas rodantes.

Se han introducido en el código las diferentes restricciones a considerar para llevar a cabo el procedimiento de despacho, así como las diferentes variables recogidas en el Boletín Oficial del Estado, donde se especifica el procedimiento llevado a cabo por el Operador del Sistema, en este caso la empresa “Red Eléctrica de España” (REE).

Se debe tener en cuenta que el modelo es incapaz de reproducir idénticamente el proceso llevado a cabo por REE, pues es necesario tener presente posibles ajustes *in situ* que pueda llevar a cabo la propia empresa, que derivarán en ciertas diferencias respecto a lo reproducido con el modelo desarrollado.

Se ha considerado un periodo de estudio anual, con tiempo de paso horario. El perfil diario de demanda anual considerado es el del año 2021, extraído de la página web de “[Red Eléctrica de España](#)”.

4.2. Modelo de despacho del sistema eléctrico canario

La gestión de la demanda y la oferta de electricidad en un sistema eléctrico aislado, como es el del archipiélago canario, puede ser más compleja que en un sistema interconectado, ya que debe asegurarse que la generación de energía sea suficiente para satisfacer la demanda local en todo momento. Además, la capacidad de reserva y la planificación del sistema son aspectos cruciales para garantizar la seguridad y la fiabilidad del suministro eléctrico en estas condiciones.

Los costes se formulan siguiendo lo indicado en la versión vigente del año estudiado (2023) del Real Decreto 738/2015. A efectos de despacho, se han tenido en cuenta los siguientes costes variables de generación:

- a) Costes variables de combustible de despacho.
- b) Costes de arranque/parada de despacho.
- c) Costes variables de operación y mantenimiento de despacho.
- d) Costes de banda de regulación de despacho.
- e) Coste de los derechos de emisión de despacho.

En cuanto a las restricciones de reservas rodantes, se diferencian tres: la reserva de regulación primaria, secundaria y terciaria [21]. Se definen como:

1. Reserva de regulación primaria. Para cada sistema de los SEIE, la reserva de regulación primaria en cada periodo de programación horario será como mínimo el 50% de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador entre los programados en dicho periodo. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje con independencia del tipo de turbina (gas o vapor). La distribución de la reserva primaria entre los generadores se realizará de acuerdo al Procedimiento de regulación primaria.
2. Reserva de regulación secundaria. La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria, en cada sistema de los SEIE, será determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación horario, en función de la evolución temporal previsible de la demanda, del fallo probable de generadores acoplados y de la variabilidad de la producción eólica.

La suma de las reservas primaria y secundaria asignadas en cada periodo de programación horario, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, debe igualar al menos al 100% de la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante en rampa de subida de demanda, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como un vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- El crecimiento previsto de la demanda entre el periodo programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.

- La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

La reserva secundaria a bajar en cada periodo de programación, que se impone con el objetivo de dar respuesta si se produce una inesperada reducción de la demanda o un aumento de la generación renovable, será como mínimo el 50% de la reserva a subir siempre que los condicionantes técnicos lo permitan.

3. Reserva de regulación terciaria. La reserva necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación horario será, como referencia, igual a la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- Al crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- A la pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

Los valores de reserva terciaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SEIE.

4.3. Leyenda

4.3.1. Parámetros

A_i	Costes de funcionamiento - coste fijo de la unidad i [€]
B_i	Costes de funcionamiento - coste lineal del coste variable de la unidad i [€/MWh]
C_i	Costes de funcionamiento - coste cuadrático del coste variable de la unidad i [€/MWh ²]
A'_i	Costes de arranque de la unidad i [th]
B'_i	Costes de arranque de la unidad i [h]
D_i	Costes de arranque de la unidad i [€/arranque]
$C_i^{start-up}$	Coste de puesta en marcha de la unidad i [€]
$C_i^{shut-down}$	Coste de parada de la unidad i [€]
DE_h	Demanda de energía en la hora h [MW]
RE_h	Producción de energía renovable en la hora h [MW]
κ_{res}	Variación prevista de la producción renovable [%]
p_i^{min}	Generación de potencia mínima de la unidad i [MW]
$p_i^{máx}$	Generación de potencia máxima de la unidad i [MW]
$ramp_i^{up}$	Rampa de subida de la unidad i [MW]
$ramp_i^{down}$	Rampa de bajada de la unidad i [MW]
$Tmin_i^{on}$	Tiempo de operación mínimo de la unidad i tras un arranque [h]
$Tmin_i^{off}$	Tiempo de desconexión mínimo de la unidad i tras una parada [h]
p_{CO_2}	Coste de los derechos de emisión de CO ₂ (€/tCO ₂)
fie_i	Factor de emisión de la unidad i [tCO ₂ /MWh]
$O\&M_i$	Coste de operación y mantenimiento de la unidad i [€/MWh]
$pr_{c,i,h}$	Precio del combustible c empleado por la unidad i en la hora h [€/t]
$prar_i$	Precio medio de la termia de los combustibles empleados por la unidad i en los procesos de arranque/parada [€/th]
$pr_{i,h}$	Precio medio de la termia del combustible empleado por la unidad i en la hora h , en estado de operación [€/th]
$p_{ci,i,h}$	Poder calorífico inferior del combustible empleado por la unidad i [th/t]

4.3.2. Variables continuas

$c_{i,h}^{gen}$	Coste de generación de la unidad i en la hora h [€/MWh]
$c_{i,h}^{comb}$	Coste de combustible de la unidad i en la hora h [€]
$c_{i,h}^{reg_band}$	Coste de la banda de regulación de la unidad i en la hora h [€]
$c_{i,h}^{CO2}$	Coste de los derechos de emisión de la unidad i en la hora h [€]
$c_{i,h}^{O\&M}$	Coste de operación y mantenimiento de la unidad i en la hora h [€]
$c_{i,h}^{start-up}$	Coste de arranque de la unidad i en la hora h [€]
$c_{i,h}^{shut-down}$	Coste de parada de la unidad i en la hora h [€]
$res_{i,h}^{up}$	Reserva de subida proporcionada por la unidad i en la hora h [MW]
$res_{i,h}^{down}$	Reserva de bajada proporcionada por la unidad i en la hora h [MW]
$p_{i,h}$	Potencia generada por la unidad i en la hora h [MW]

4.3.3. Variables binarias

$str_{i,h}$	Decisión de puesta en marcha de la unidad i en la hora h [0/1]
$stp_{i,h}$	Decisión de parada de la unidad i en la hora h [0/1]
$\varsigma_{i,h}$	Estado de la unidad i en la hora h [0/1]

4.4. Definiciones

La función objetivo se formula como la minimización del coste total de generación térmica de forma horaria, incluyendo el coste de arranque, parada y generación de las unidades:

$$\min \sum_{i,h} (c_{i,h}^{gen} + c_{i,h}^{start-up} + c_{i,h}^{shut-down}) \quad \forall i, h \quad (1)$$

La función del coste de generación, que tiene en cuenta los costes de combustible, arranque/parada, operación y mantenimiento y banda de regulación, se formula como:

$$c_{i,h}^{gen} = c_{i,h}^{comb} + c_{i,h}^{reg_band} + c_{i,h}^{CO2} + c_{i,h}^{O\&M} \quad \forall i, h \quad (2)$$

Donde la función del coste de combustible se define como una función cuadrática de la potencia, con una serie de coeficientes A , B y C específicos de cada unidad, recogidos en el Real Decreto 738/2015:

$$c_{i,h}^{comb} = [A_i + B_i \cdot p_{i,h} + C_i \cdot p_{i,h}^2] \cdot pr_{i,h} \quad \forall i, h \quad (3)$$

Por la naturaleza del método MILP, la función objetivo debe ser lineal. Por esa razón, la función costes de combustible se ha de aproximar a este tipo de función.

La banda de regulación se refiere al margen de potencia a subir y/o bajar del que disponga un generador y que permita así al Operador del Sistema regular la generación en cuestión de segundos, para ajustarse a la demanda y resolver así posibles desequilibrios. La misma presenta el siguiente coste:

$$c_{i,h}^{reg_band} = 0,01 \cdot c_{i,h}^{comb} \quad \forall i, h \quad (4)$$

El coste de los derechos de emisión, cuyos parámetros han sido extraídos del Real Decreto 738/2015, se define como:

$$c_{i,h}^{CO2} = p_{i,h} \cdot p_{CO2} \cdot fie_i \quad \forall i, h \quad (5)$$

Los costes derivados de la operación y mantenimiento de cada unidad, se obtienen como:

$$c_{i,h}^{O\&M} = p_{i,h} \cdot O\&M_i \quad \forall i, h \quad (6)$$

El coste de arranque de cada unidad se define mediante la variable binaria de decisión de arranque:

$$c_{i,h}^{start-up} = C_i^{start-up} \cdot str_{i,h} \quad \forall i, h \quad (7)$$

Donde $C_i^{start-up}$ se formula como:

$$C_i^{start-up} = A'_i \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-T_i^{off}}{B'} \right)} \right] \cdot prar_i + D_i \quad \forall i \quad (8)$$

El coste variable de parada se obtiene a partir de la variable binaria de decisión de parada:

$$c_{i,h}^{shut-down} = C_i^{shut-down} \cdot stp_{i,h} \quad \forall i, h \quad (9)$$

4.5. Restricciones

4.5.1. Restricción de demanda

La potencia total generada por el conjunto de unidades, tanto unidades de generación convencional como renovable, debe ser igual a la demanda del sistema:

$$\sum_i (p_{i,h}) + RE_h = DE_h \quad \forall i, h \quad (10)$$

4.5.2. Restricciones referidas a las limitaciones técnicas de arranque y parada de las unidades

La potencia de operación de cada una de las unidades debe estar comprendida entre su potencia nominal y mínimo técnico de operación:

$$\zeta_{i,h} \cdot P_i^{min} \leq p_{i,h} \leq \zeta_{i,h} \cdot P_i^{max} \quad \forall i, h \quad (11)$$

El número mínimo de horas que una unidad debe estar conectada, operando por encima de su mínimo técnico, queda impuesto por:

$$\sum_{h-Tmin_i^{on}}^{h-1} (str_{i,h}) + stp_{i,h} \leq 1 \quad \forall i, h \quad (12)$$

El número mínimo de horas que una unidad debe estar fuera de operación hasta el próximo arranque se formula como:

$$\sum_{h-Tmin_i^{off}}^{h-1} (stp_{i,h}) + str_{i,h} \leq 1 \quad \forall i, h \quad (13)$$

Con esta restricción se asume que en la hora en que se produce una parada la unidad se desacopla del sistema, de manera que esa hora no cuenta dentro del recuento de horas fuera de operación y comienza a contar en el siguiente periodo horario.

La relación entre las variables binarias de arranque, parada y las variables de estado se formula como:

$$\zeta_{i,h} - \zeta_{i,h-1} = str_{i,h} - stp_{i,h} \quad \forall i, h \quad (14)$$

$$str_{i,h} + stp_{i,h} \leq 1 \quad \forall i, h \quad (15)$$

4.5.3. Limitaciones de reserva rodante

Las reservas de subida y bajada de las unidades de generación se relacionan como:

$$res_h^{up} = \sum_{i,h} (P_i^{max} \cdot \zeta_{i,h} - p_{i,h}) \quad \forall i, h \quad (16)$$

$$res_h^{down} = \sum_{i,h} (p_{i,h} - P_i^{min} \cdot \zeta_{i,h}) \quad \forall i, h \quad (17)$$

Tal como se definió anteriormente, la reserva de subida de las unidades de generación debe cumplir:

$$\left[\begin{array}{l} res_h^{up} \geq p_{i,h} \quad \forall i, h \end{array} \right. \quad (18)$$

$$\left[\begin{array}{l} res_h^{up} \geq DE_{h+1} - DE_h \quad \forall i, h \end{array} \right. \quad (19)$$

$$\left[\begin{array}{l} res_h^{up} \geq RE_h \cdot \kappa_{res} \quad \forall i, h \end{array} \right. \quad (20)$$

Se incluye una tercera restricción referida a la generación renovable. El principio de operación indica textualmente: “A la pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva”. Por lo tanto, la condición asociada a la posible pérdida de potencia renovable se calcula como la generación estimada multiplicada por un coeficiente de probabilidad, en este caso 30%, como otros autores [23].



Por último, la reserva a bajar se expresará de la siguiente manera:

$$res_h^{down} \geq 0,5 \cdot res_h^{up} \quad \forall i, h \quad (21)$$

4.5.4. Restricciones de rampas de subida y bajada

Las rampas de subida y bajada de las unidades de generación, que describen el margen de tiempo que requiere una unidad para variar la carga, en ambos sentidos, se formulan de la siguiente manera:

$$ramp_i^{up} \geq p_{i,h} - p_{i,h-1} \quad \forall i, h \quad (22)$$

$$ramp_i^{down} \geq p_{i,h-1} - p_{i,h} \quad \forall i, h \quad (23)$$

5. Descripción modelo de La Palma

El sistema de generación eléctrica convencional de La Palma, el cual se describe en la Tabla 1, se compone principalmente de 10 grupos diésel, 6 de ellos alimentados por gasoil y los otros 4 por fueloil BIA 0,73% S. El parque de generación se completa con una turbina de gas aeroderivada, cuyo combustible es gasoil. La potencia neta del mismo ronda los 96 MW en total, además de los 12 MW de potencia renovable.

Tabla 1. Unidades del sistema de generación convencional de La Palma.

	Unidad	Tecnología	Combustible	Potencia neta [MW]	Mínimo técnico [MW]
1	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	Diésel - 4T	Gasoil	3,82	2,35
2	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	Diésel - 4T	Gasoil	3,82	2,35
3	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	Diésel - 4T	Gasoil	2,90	2,35
4	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	Diésel - 4T	Gasoil	4,30	2,82
5	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	Diésel - 4T	Gasoil	6,69	4,20
6	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	Diésel - 4T	Fuel Oil BIA 0,73% S	6,69	4,20
7	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	Diésel - 4T	Fuel Oil BIA 0,73% S	11,50	6,63
8	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	Diésel - 4T	Fuel Oil BIA 0,73% S	11,20	6,63
9	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	TG aeroderivada	Gasoil	21,60	4,85
10	LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	Diésel - 4T	Fuel Oil BIA 0,73% S	11,50	6,63
11	LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	Diésel - 4T	Fuel Oil BIA 0,73% S	11,50	6,63

Tal como queda patente de los datos del Anuario Energético de Canarias [22], la mayoría de la demanda se cubre con los motores de Fuel Oil BIA 0,73% S, con un 87%. Ya este dato da una idea de la operación general del sistema, donde los motores de mediano y gran tamaño participarán en mayor medida que las unidades de ligera potencia y la turbina de gas.

En el Anexo I y el Anexo II se muestra en detalle toda la información del parque de generación convencional de la isla de La Palma. Además de los datos generales (tipo de tecnología, combustible, potencias nominales), se incluyen todos los parámetros de entrada necesarios para realizar el despacho.

5.1. Simulación del despacho actual de generación de La Palma (referencia)

Este apartado se dedica a mostrar los resultados de la simulación del despacho económico de la isla de La Palma, donde el horizonte temporal ha sido todo el año 2021. Además de aportar resultados anuales que proporcionan una idea de cómo opera el sistema, se tratan los periodos específicos incluidos en la Tabla 2 para mostrar cómo se realiza la cobertura de la demanda.

Tabla 2. Resumen de los casos de estudio elegidos para mostrar los resultados del despacho de La Palma para el año 2021.

Caso	Días de estudio			Horas anuales	Descripción
1	139	al	145	3313 - 3480	Demanda media y generación renovable media (mayo, semana 23)
2	330	331	332	7897 - 7968	Mínima generación convencional (mismo día, anterior y posterior)
3	255	256	257	6097 - 6168	Máxima generación convencional (mismo día, anterior y posterior)

En el caso 1 se muestra todo el perfil de operación de una semana completa, mientras que los casos 2 y 3, al ser periodos más específicos, muestran el día en que tiene lugar la mínima y máxima generación convencional, respectivamente, acompañados del día previo y posterior al mismo.

5.1.1. Despacho económico (caso referencia)

En la Figura 10 y Figura 11 se muestran los resultados horarios de toda una semana de cobertura de demanda. La primera de ellas representa la demanda eléctrica, la generación renovable y el número de unidades convencionales necesarias que arroja como resultado la optimización del despacho. Por su parte, la Figura 10 muestra las unidades de generación convencional conectadas. Tal como se describió anteriormente, las unidades 1 a 4 son motores diésel con una potencia nominal reducida, siendo la de los motores 1 y 2 de 3,82 MW, la del motor 3 de 2,9 MW y la del motor 4 de 4,3 MW. Seguido de estos se encuentran los motores de potencia media, 5 y 6, con una potencia nominal de 6,69 MW, y finalmente, los motores de mayor potencia, 7, 8, 10 y 11, siendo su potencia nominal del orden de 11,5 MW, excepto en el motor 8, donde es de 11,2 MW.

Dada la estructura de generación y los rangos de operación de cada unidad, el despacho ordena conectar y desconectar unidades en función de la demanda de generación convencional. De esta manera, de forma general, se hace uso de 3 unidades para cubrir los valles, siendo necesario sucesivas entradas de unidades al sistema (hasta un total de 6) para cubrir mayores demandas.

Con respecto al tipo de unidades despachadas en cada momento, la baja demanda en valle hace que las unidades de mayor tamaño tiendan a salir del sistema para acomodar una potencia unitaria baja y asegurar el aprovisionamiento de reservas rodantes de subida y bajada. A medida que aumenta la demanda, las unidades de mayor potencia (10 y 11), que presentan los costes más bajos, proporcionan la mayor parte del suministro con

niveles de carga elevados. Por esa razón es necesario que el resto de inyección de potencia se complete con unidades de tamaño medio y bajo, que suelen operar a baja carga para proporcionar la reserva necesaria de subida.

Se muestran, como resultado de esta operación, los costes variables medios en la Tabla 3.

Tabla 3. Demanda media y generación renovable media. Costes y generación (caso referencia).

Coste generación eléctrica [€/MWh]	Coste total [€/día]	Generación total [MWh/día]
160,96	115.366,02	559,20

5.1.1.1. Caso 1. Demanda media y generación renovable media

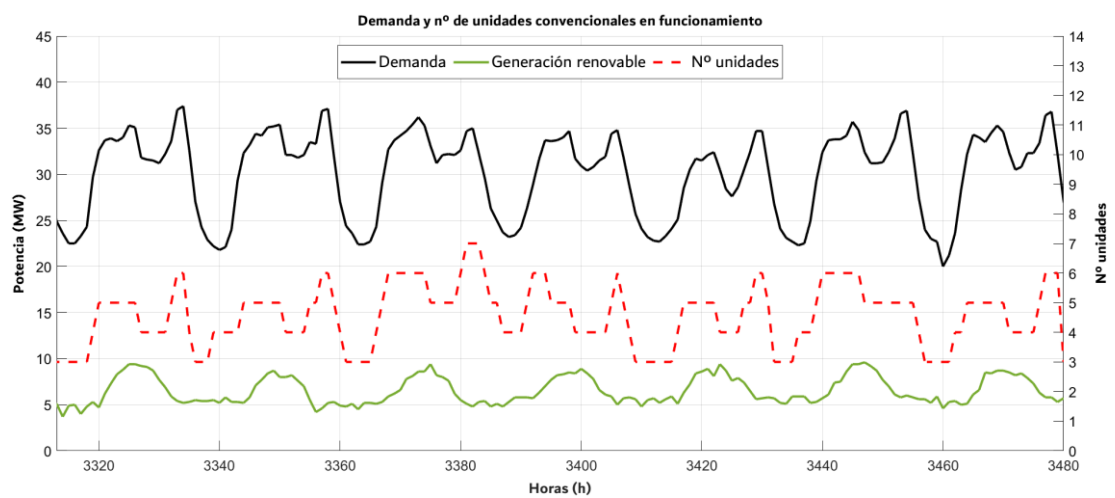


Figura 10. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Demanda media y generación renovable media (caso referencia).

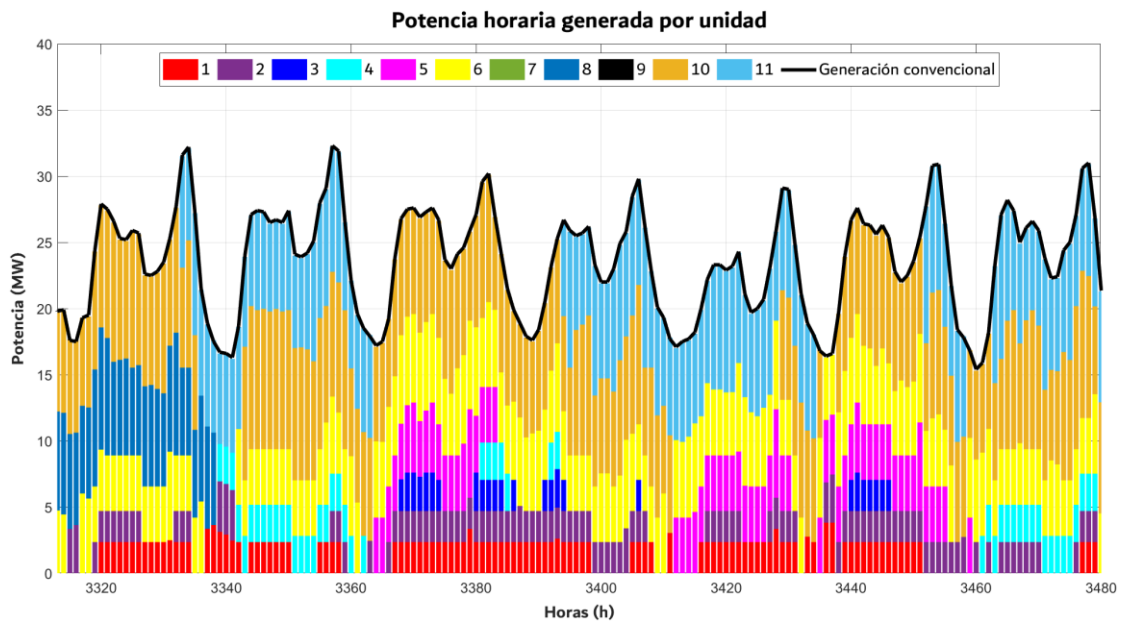


Figura 11. Potencia horaria generada por unidad. Demanda media y generación renovable media (caso referencia).

5.1.1.2. Caso 2. Mínima generación convencional

En situaciones de demanda reducida y/o generación convencional reducida, como las mostradas en la Figura 12 y Figura 13, el sistema se ve obligado a incluir un mayor número de unidades de generación de baja potencia, pues las unidades mayores operando a baja carga no permitirían cumplir con las restricciones de reservas rodantes. Por lo general, operan una o dos unidades de potencia media, y el resto es cubierto por unidades ligeras, ofreciendo estas últimas la reserva de subida necesaria, pues operan a su mínimo técnico. Por otro lado, se disponen las unidades de potencia media operando a cargas elevadas para reducir así los costes de generación. Este tipo de unidades son las que ofrecen la reserva de bajada al sistema. Se observa en la Tabla 4 el aumento del coste de generación en este periodo horario debido a la alta penetración de unidades ligeras en el despacho.

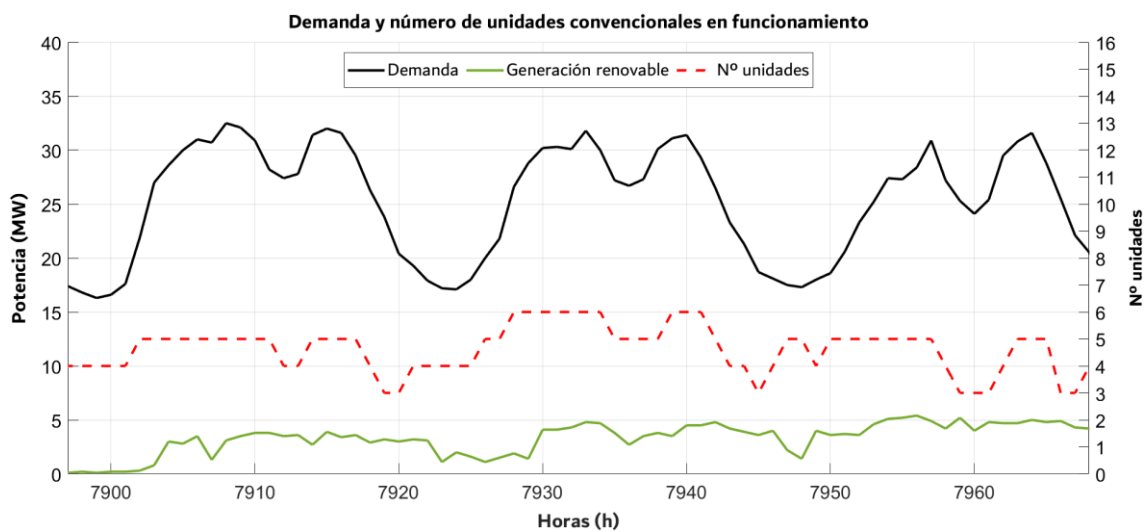


Figura 12. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Mínima generación convencional (caso referencia).

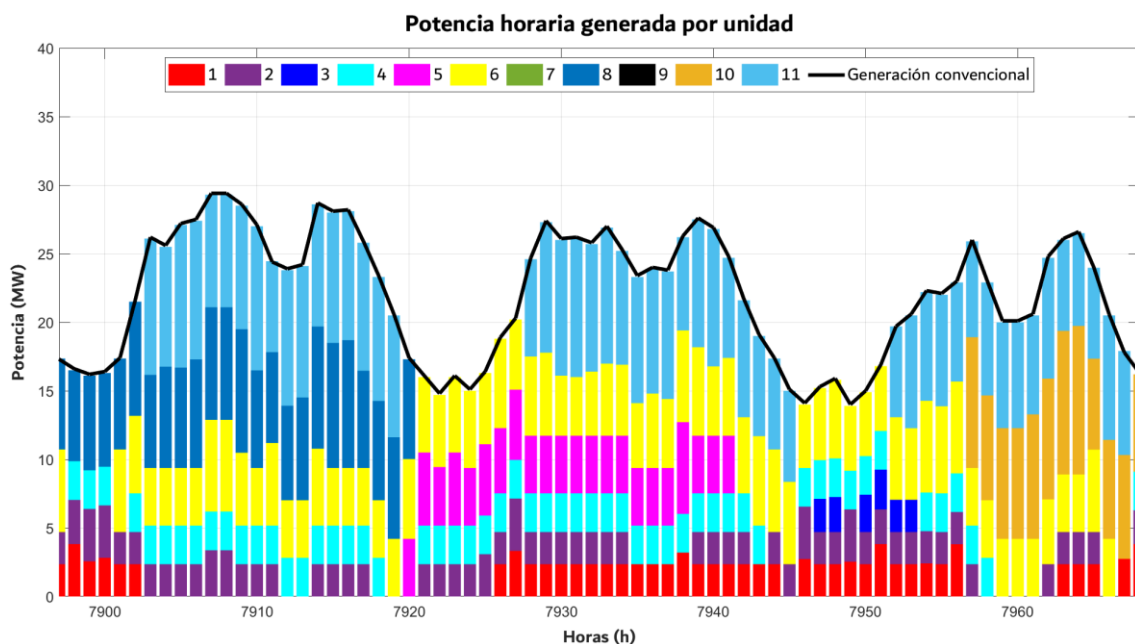


Figura 13. Potencia horaria generada por unidad. Mínima generación convencional (caso referencia).

Tabla 4. Mínima generación convencional. Costes y generación total (caso referencia).

Coste generación eléctrica [€/MWh]	Coste total [€/día]	Generación total [MWh/día]
190,41	121.038,38	532,85

5.1.1.3. Caso 3. Máxima generación convencional

Tal y como se muestra en la Figura 14 y Figura 15, en periodos de generación convencional elevada, ya sea por alta demanda o por escasa generación renovable, el despacho requiere de la operación de 6 unidades, pudiendo alcanzar una séptima en periodos horarios de generación pico. Debido a la alta demanda de energía, el despacho es capaz de introducir mayor número de unidades de alta potencia, lo cual favorece económicamente a los resultados finales de despacho. Por lo general operan tres unidades de potencia elevada, todas ellas a carga superior al 80%, ofreciendo así reserva de bajada al sistema. Junto a estas opera de manera constante una unidad de media potencia, en su mínimo técnico, al igual que el resto de unidades ligeras que acompañan la operación, pudiendo ser, en función de la demanda, entre una y tres unidades. Todas estas, tanto las de potencia media como las de baja potencia, ofrecen reserva de subida al sistema.

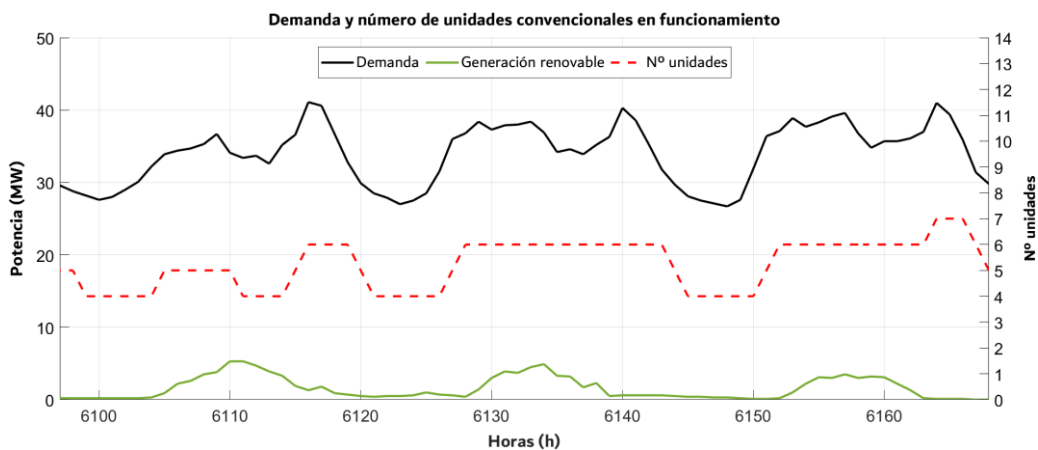


Figura 14. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Máxima generación convencional (caso referencia).

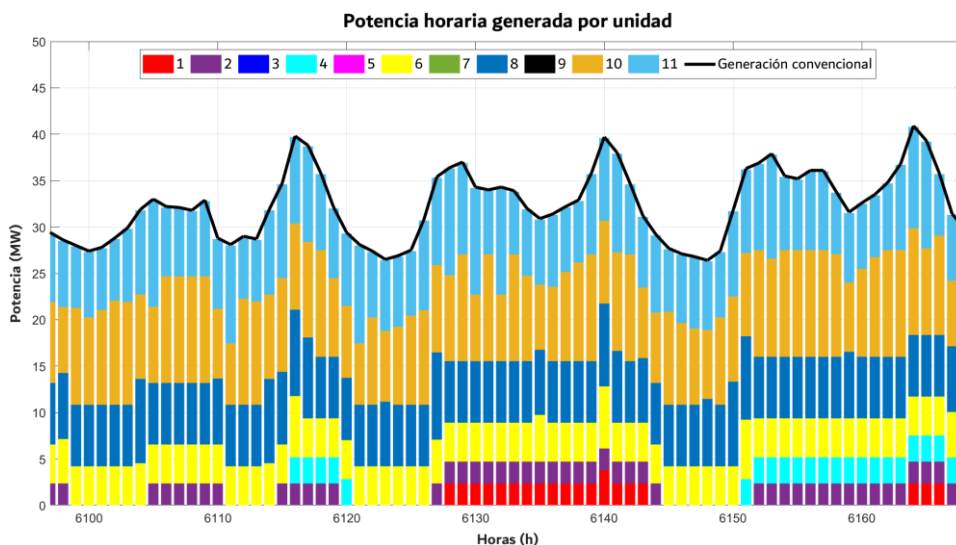


Figura 15. Potencia horaria generada por unidad. Máxima generación convencional (caso referencia).

Tabla 5. Máxima generación convencional. Costes y generación (caso referencia).

Coste generación eléctrica [€/MWh]	Coste total [€/día]	Generación total [MW/día]
174,74	143.469,27	778,10

En los casos de demandas elevadas, donde apenas se dispone de generación renovable, operan en el sistema principalmente unidades de mayor tamaño, lo cual es preferible, pues los costes de generación de estas unidades, tal y como se aprecia comparando los valores de la Tabla 4 y la Tabla 5, son considerablemente inferiores a los de unidades inferiores. Se puede afirmar que, por lo general, las tres unidades mayores (8, 10 y 11) operan de manera continua.

A fin de completar el análisis, en la Tabla 6 y la Tabla 7 se incluyen promedios anuales del coste de generación por unidad y su factor de capacidad. Como se puede comprobar, las unidades de baja potencia presentan costes elevados, derivados, por un lado, del uso de combustible gasoil (significativamente más caro que el fueloil) y, por otro, del mayor consumo específico. Estos valores dan una idea de por qué el despacho prioriza la entrada de las unidades de mayor tamaño, tal como se desprende del alto factor de capacidad, solo restringiendo su uso por motivos de seguridad del sistema.

Tabla 6. Coste de generación eléctrica promedio por unidad (caso referencia).

Unidad	Coste de generación eléctrica [€/MWh]
1	323,64
2	320,95
3	348,57
4	310,51
5	330,24
6	184,91
7	166,82
8	173,18
9	-
10	170,77
11	172,49

Tabla 7. Factor de capacidad de las unidades de generación (caso referencia).

Unidad	Factor de capacidad
1	0,29
2	0,32
3	0,09
4	0,12
5	0,04
6	0,61
7	0,17
8	0,41
9	0
10	0,58
11	0,51

Por otra parte se observa que, por lo general, el coste de generación de los SEIE es superior en el periodo nocturno que en el diurno (véase Figura 16), pues en esta franja horaria la demanda se reduce y obliga a la actuación de mayor número de unidades de baja potencia, las cuales presentan menor eficiencia, y por tanto, mayores costes.

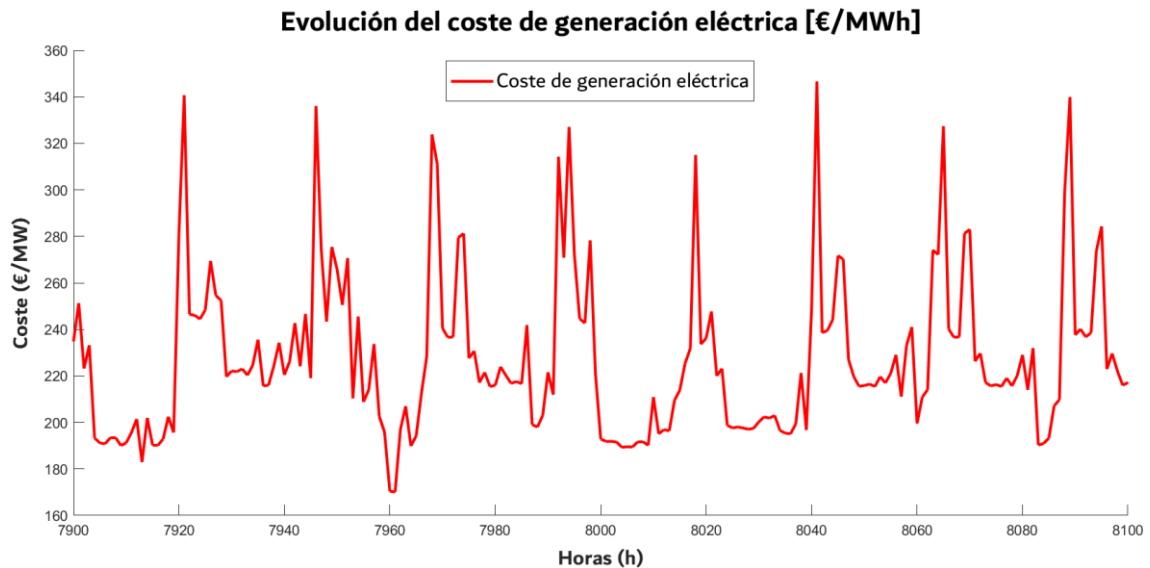


Figura 16. Evolución del coste de generación eléctrica [€/MWh] (caso referencia).

5.2. Verificación/validación del modelo

Validar un modelo de despacho presenta un reto mayúsculo. Por una parte, aunque el procedimiento de despacho es público, los resultados de la realización del mismo son confidenciales, solo siendo posible acceder a valores generales de liquidaciones. Por otra parte, hay una serie de factores intrínsecos que impactan de manera significativa a la decisión, como son el conocimiento de la disponibilidad de las unidades, para lo que es necesario tener acceso tanto a planes de mantenimiento como a información detallada del agente generador, o decisiones internas del Operador del Sistema basadas en su experiencia de despacho. Ante esta problemática, en este Trabajo Fin de Grado se ha hecho una verificación del modelo con los datos de las liquidaciones relacionadas con el coste variable de generación y con el consumo de gasoil y fueloil anual.

La Tabla 8 muestra la comparativa de los costes variables de generación convencional estimados y los extraídos de las liquidaciones de REE [23]. Dichos costes están relacionados con la inyección de energía eléctrica aportada por las unidades convencionales, sin contabilizar las retribuciones por disponibilidad de potencia. Si bien es cierto que la diferencia alcanza el 25%, los errores no solo se pueden achacar al bajo grado de precisión del modelo a la hora de reproducir, tanto las unidades que operan, como su carga. Existen otras fuentes de incertidumbre, como son posibles decisiones internas del Operador, que se desvían de los principios de operación, parámetros de costes no actualizados o la inclusión de ajustes de periodos pasados en las liquidaciones. Por ello, se considera que en términos económicos, el modelo es capaz de reproducir los costes variables del parque convencional.

Tabla 8. Coste de generación eléctrica anual promedio (caso referencia).

COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ANUAL PROMEDIO [€/MWh]	
Liquidaciones REE	Modelo de despacho económico
154,09	195,11

El valor del consumo de combustible del modelo de La Palma se ha obtenido en base a la demanda del año 2021 (Tabla 9). Los datos de referencia se han extraído del “Anuario Energético de Canarias, 2021” [22], el cual refleja los datos reales, obtenidos de las liquidaciones por combustible de despacho anual. Se muestra a continuación la relación de valores obtenidos:

Tabla 9. Consumo de combustible del modelo de generación eléctrica de La Palma (caso referencia).

	Anuario Energético de Canarias	Modelo de despacho
Fueloil BIA 0,73% S [t]	45.084	40.243
Gasoil [t]	4.657	6.791

Como se puede observar, el modelo es capaz de predecir con una precisión aceptable las tendencias de operación entre motores de ligera potencia, que hacen uso de gasoil, y los de media y mayor potencia. Los resultados sugieren cierta sobreestimación de la operación de motores de pequeña potencia (más costosos), lo que podría explicar el mayor coste medio estimado del despacho. En cualquier caso, el error en la estimación del consumo general de combustible fósil presenta un porcentaje de error inferior al 6%, lo que implica que las curvas de rendimiento extraídas del RD738/2015 se aproximan a la realidad.

A la vista de los resultados, y dada la problemática para acceder a datos reales de unidades despachadas, se da por aceptable el nivel de precisión del modelo de despacho económico de La Palma.

5.3. Análisis del modelo de referencia

Una vez verificado el modelo, es posible realizar una serie de apreciaciones sobre el funcionamiento general del despacho. En los subapartados siguientes se tratan los aspectos de la contribución de cada unidad a la generación eléctrica, análisis de costes y el impacto sobre el despacho de la necesidad de imponer reservas rodantes.

5.3.1. Contribución de cada unidad en la generación total de electricidad

Según el perfil de demanda de la isla de La Palma en el año 2021, se han obtenido las siguientes contribuciones por cada unidad de generación (véase Tabla 10). Las unidades de alta potencia predominan dentro de la generación de electricidad, gracias a sus inferiores costes, que provocan un mayor interés por la introducción de las mismas dentro de las unidades despachadas. Lo contrario sucede con las unidades de baja potencia, con parámetros asociados a las mismas que son prueba de su inferior rendimiento y por ende, mayores costes. Además, se aprecia una contribución nula por parte de la unidad número 9, la turbina de gas aeroderivada. La principal razón de ello se debe a sus considerablemente elevados costes, pues son lo suficientemente grandes como para contrarrestar las ventajas de presentar unos parámetros de potencia de operación nominal, así como mínimo técnico de operación, muy favorables, pues ambos valores se encuentran muy distantes. Su operación sería muy favorecedora en el sistema, pues una misma unidad podría ofrecer tanto reserva de subida como de bajada, sustituyendo la operación de una unidad de alta potencia y cubriendo las reservas que aportarían las unidades de baja potencia. Sin embargo, como se indicó anteriormente, estas ventajas no son capaces de anteponerse a sus considerables costes de generación. Los datos de REE asociados a la operación de la turbina de gas arrojan muy pocas horas de operación al año, lo que sustenta el resultado del despacho modelado.

Tabla 10. Contribución porcentual de cada una en la generación total anual de electricidad (caso referencia).

	Unidad	Tecnología	Potencia neta [MW]	Contribución [%]
1	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	Diésel - 4T	3,82	4,20
2	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	Diésel - 4T	3,82	4,64
3	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	Diésel - 4T	2,90	1,04
4	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	Diésel - 4T	4,30	1,93
5	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	Diésel - 4T	6,69	0,96
6	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	Diésel - 4T	6,69	15,41
7	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	Diésel - 4T	11,50	7,39
8	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	Diésel - 4T	11,20	17,21
9	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	TG aeroderivada	21,60	0
10	LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	Diésel - 4T	11,50	25,18
11	LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	Diésel - 4T	11,50	22,04

5.3.2. Contribución de cada coste

Se muestra una relación de los porcentajes que representa cada coste dentro del despacho a lo largo del periodo anual (véase Tabla 11). El principal coste es el de operación, el cual incluye los costes de combustible, la banda de regulación y los costes derivados de las emisiones. Seguido de este se disponen los costes de mantenimiento y, finalmente, los menos representativos del despacho serían los costes de arranque/parada.

Los costes de combustible presentan sin duda la mayor relevancia dentro del despacho, siendo proporcionales a estos los costes de la banda de regulación y los referidos a las emisiones, tal y como muestran las fórmulas que definen cada uno. Se verifica entonces que el combustible empleado es un aspecto clave en la reducción de costes de despacho, reflejado en la mayor operación de unidades de alta potencia, las cuales emplean fueloil en lugar del gasoil de las unidades ligeras, pues este último presenta unos costes considerablemente superiores.

Tabla 11. Contribución porcentual de cada coste de despacho a lo largo del periodo anual (caso referencia).

Contribución porcentual de costes [%]	
Coste de operación	89,56
Coste de mantenimiento	5,98
Coste de arranque	1,92
Coste de parada	2,54

5.3.3. Impacto de la aplicación de reservas rodantes

Como ya se ha comentado anteriormente, la característica de sistema aislado implica la necesidad de imponer sistemas de seguridad para proporcionar una cobertura de la demanda fiable. Las figuras a continuación ejemplifican de forma clara cómo se ve modificado el despacho de generación sin proporcionar reservas (Figura 17) y siendo suministradas (Figura 18). El no imponer reservas supone una cobertura directa de la potencia con las unidades más económicas (mayor rendimiento y uso de combustible de menor coste), simplemente limitadas por su rango de operación. Como se puede ver claramente en la semana sujeta a estudio, la cobertura se realiza en su mayoría con dos unidades de potencia elevada en demandas valle. A estas se le añade una unidad de potencia media en el periodo de tarde-noche, donde la demanda crece. En demandas pico, en ciertas ocasiones se incluye también una tercera unidad de alta potencia para cubrir la demanda restante. Es evidente que los motores de alta potencia presentarían un factor de capacidad muy superior en este caso de estudio frente al caso en que se considera la restricción de reservas rodantes.

Por el contrario, el disponer de reservas hace que el número de unidades deba aumentar, ya que es necesario tener capacidad de subir y bajar para cumplir con los requisitos impuestos por los respectivos principios de operación. Esto se aprecia a medida que la demanda presenta valores medios-altos (véase Figura 18). En estos casos se despacha una de las unidades de gran tamaño a niveles de carga altos, lo que implica que el sistema deba proporcionar una reserva a subir importante. Como resultado, se deben ir conectando unidades de menor tamaño a carga baja para proporcionar reserva a subir. Esto tiene una influencia importante en los costes finales de despacho, pues aumentan considerablemente. Por un lado, el número de arranques es cuatro veces superior en este caso frente al caso de estudio sin restricciones (ver Tabla 12), debido a la alta intermitencia de las unidades, en especial de las unidades de baja potencia, pues en los periodos horarios posteriores al valle, donde la demanda comienza a crecer, se conectan y desconectan unidades en función de la carga a la que operan las unidades de alta potencia para cubrir así la reserva de subida necesaria. A su vez, cabe destacar que estas unidades son las que mayores costes de arranque/parada presentan, lo cual acentúa más aún los costes. Por el contrario, si no se tienen en cuenta las restricciones de reservas, se aprecia una intermitencia casi nula, la cual solo la presentan la unidad de potencia media y la tercera unidad que se acopla al sistema en las situaciones de demanda pico.

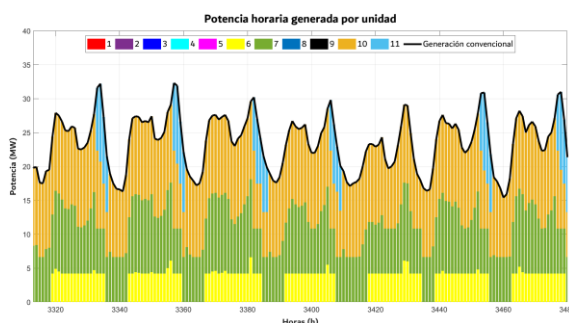


Figura 17. Potencia horaria generada por unidad. Estudio sin reservas rodantes (caso referencia).

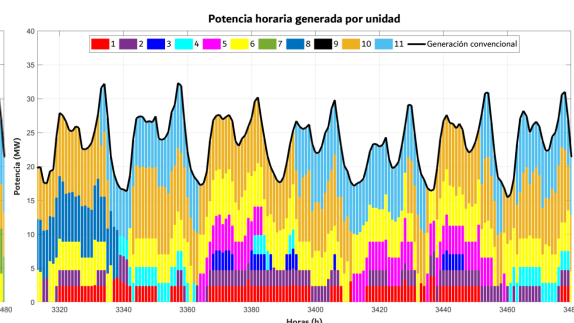


Figura 18. Potencia horaria generada por unidad. Estudio con reservas rodantes (caso referencia).

Tabla 12. Comparación del número de arranques, con y sin restricción de reservas rodantes (caso referencia).

	Con restricción de reservas rodantes	Sin restricción de reservas rodantes
Número total de arranques	2.151	499
Coste total arranques [M€]	0,89	0,26

La Figura 19 muestra de forma horaria la reserva a subir proporcionada por el despacho y la reserva a subir objetivo. Como se puede observar, la restricción se cumple de forma clara en el modelo, asegurando que dicho criterio se tiene en cuenta a la hora de despachar unidades. Sin embargo, se aprecian ciertos periodos horarios donde prácticamente ambas magnitudes se igualan, lo cual hace referencia a puntos críticos en el sistema. Ello tiene lugar especialmente tras el valle, donde se localiza un aumento de generación convencional, pues, tal y como se comentó anteriormente, en esta situación el despacho realiza numerosos arranques y paradas de unidades, principalmente de baja potencia, que se acoplan al funcionamiento para aportar la reserva de subida que las unidades de alta potencia ya no aportan, pues estas han elevado su carga para cumplir con el requisito de demanda solicitado.

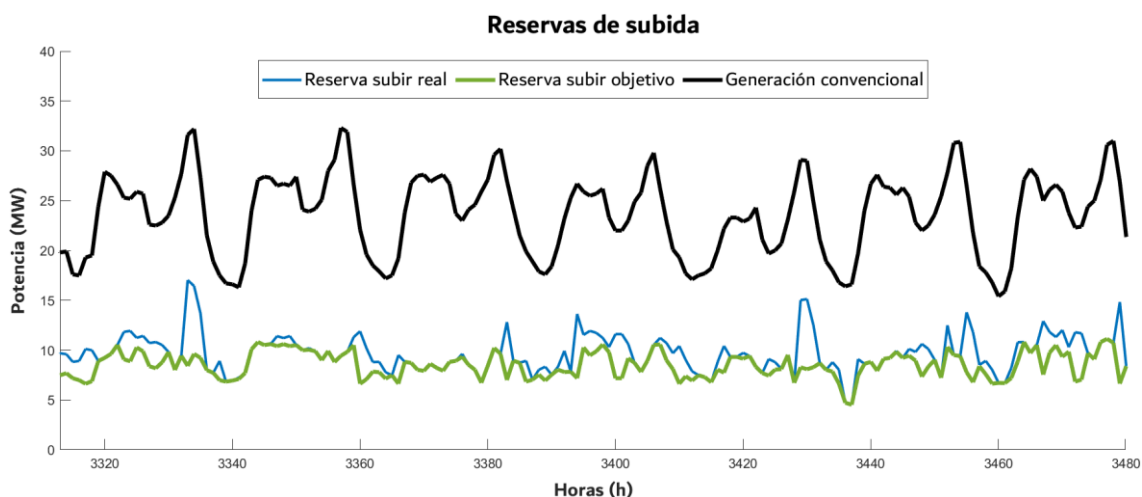


Figura 19. Comparación de la reserva de subida real con la reserva a subir objetivo (caso referencia).

De forma análoga, en la Figura 20 se muestra la provisión horaria de la reserva a bajar por el sistema y el objetivo impuesto, de donde se puede extraer que esta siempre es superior a la mitad de la reserva de subida del sistema en el mismo periodo horario, la cual a su vez deberá igualar como mínimo al 100% de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante en rampa de subida de demanda, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como un vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- El crecimiento previsto de la demanda entre el periodo programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.

- La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

Tal como se puede observar, una gran cantidad del tiempo la reserva real efectuada es inferior al objetivo. Esto se debe a un parámetro de holgura aplicado al modelo, de un valor máximo de 1,5 MW. Este parámetro de holgura incluye una capacidad real física a bajar de las unidades en caso de necesidad, ya que según el RD738/2015 está pautada en aproximadamente un 60%, cuando la tecnología permite bajar hasta un 20%. La necesidad de aplicar este factor es necesario, ya que en demandas bajas el modelo no es capaz de encontrar solución factible en ciertas ocasiones, lo que da indicios de una interpretación errónea de los principios de operación, o a decisiones internas del Operador que no pueden ser reproducibles con el modelo. En cualquier caso, se pueden realizar dos apuntes:

- La magnitud de la holgura es ligera y en todo momento el sistema dispone de reserva.
- La reserva de bajada es menos crítica que la de subida, la cual se cumple sin imponer factores correctores.

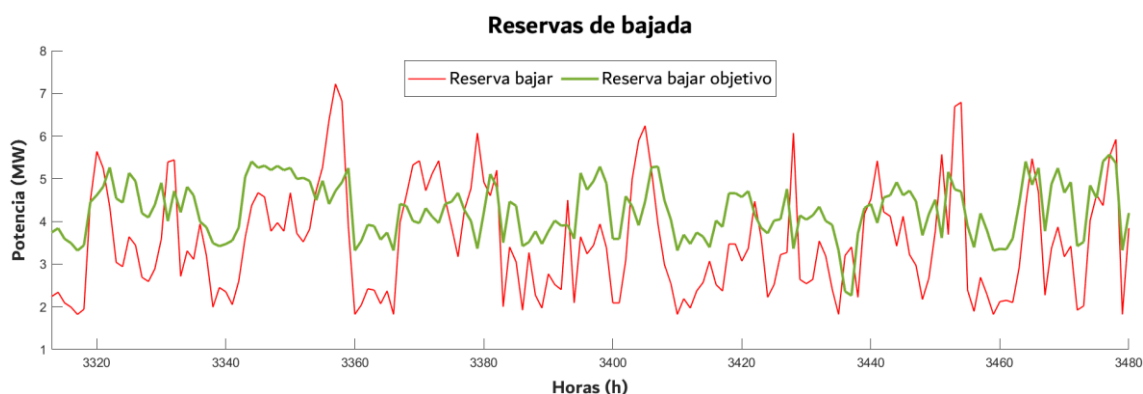


Figura 20. Comparación de la reserva de bajada real con la reserva a bajar objetivo (caso referencia).

Tabla 13. Comparación del factor de capacidad de las unidades, con y sin restricción de reservas rodantes (caso referencia).

FACTOR DE CAPACIDAD		
Unidad	Con restricción de reservas rodantes	Sin restricción de reservas rodantes
1	0,29	0
2	0,32	0
3	0,09	0
4	0,12	0
5	0,04	0
6	0,61	0,35
7	0,17	0,67
8	0,41	0
9	0	0
10	0,58	0,85
11	0,51	0,59

Si se analizan ambos casos por separado, con y sin restricción de reservas rodantes (ver Tabla 12), se aprecia una diferencia notable en el número de arranques totales a lo largo del periodo anual, pues, tal y como muestra el factor de capacidad (véase Tabla 13), predomina la operación de las unidades de mayor potencia y en el caso sin restricciones de reservas rodantes apenas varían las unidades que operan. A su vez, este predominio de unidades de mayor potencia operando se puede verificar con el aumento de consumo de fueloil y reducción a un valor nulo del consumo de gasoil, pues es el combustible empleado por las unidades menores (ver Tabla 14).

Tabla 14. Comparación del consumo de combustible, coste económico del combustible y coste total anual, con y sin restricción de reservas rodantes (caso referencia).

	Con restricción de reservas rodantes	Sin restricción de reservas rodantes
Consumo de gasoil [kt]	6,79	0
Consumo de fueloil [kt]	40,24	45,53
Coste total combustible [M€]	25,22	21,44
Coste total anual [M€]	44,77	39,42

El consumo de combustible representa el principal coste dentro del despacho económico (véase Tabla 14), pudiéndose observar una diferencia cercana a los 4 M€ entre ambos casos de estudio. Ello, junto a la enorme reducción del coste de generación eléctrica medio anual (véase Tabla 15), permite demostrar la gran desventaja que presenta un sistema eléctrico aislado, como es el de Canarias, frente a un sistema eléctrico interconectado.

Tabla 15. Comparación del coste de generación eléctrica anual promedio, con y sin restricción de reservas rodantes (caso referencia).

COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ANUAL PROMEDIO [€/MWh]	
Con restricción de reservas rodantes	Sin restricción de reservas rodantes
195,11	169,63

Además, la reserva total de la que se dispone en un determinado rango horario está muy diferenciada entre ambos casos. Se verifica que, en la generalidad de los casos, la reserva de subida disponible es inferior a la requerida con la restricción (véase Figura 21). Esto es debido a que el despacho prioriza la operación de las unidades de alta potencia, pues abarata los costes. De igual manera, la reserva de bajada es superior a la requerida por el sistema, debido al aumento de operación de las unidades de mayor potencia, y su operación cercana a su máximo nominal (véase Figura 22).

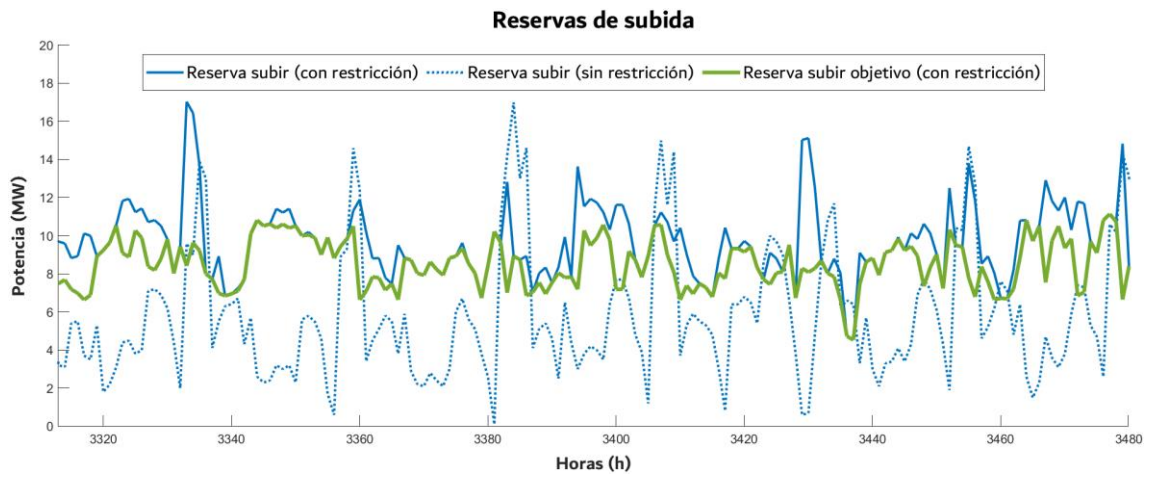


Figura 21. Reservas de subida, con y sin restricción de reserva rodante (caso referencia).

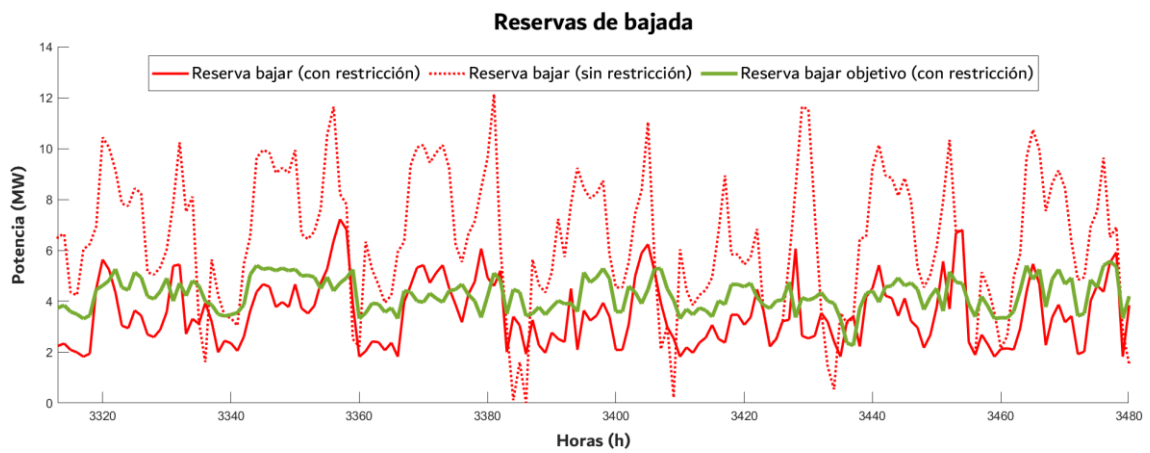


Figura 22. Reservas de bajada, con y sin restricción de reserva rodante (caso referencia).

6. Estudio del potencial geotérmico de La Palma

Estudios geofísicos realizados en la isla indican una alta probabilidad de existencia de fluido geotérmico de alta entalpía aprovechable para generación eléctrica. El Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan-2030), basado en los mencionados estudios previos, sugiere en su hoja de ruta la implantación de hasta 10 MW de capacidad geotérmica [2]. Por lo tanto, con el objeto de analizar el impacto que tendría desplegar energía geotérmica en la isla, se realizará el nuevo despacho de generación para los tres casos siguientes: 5 MW, 7,5 MW y 10 MW.

Es importante recordar que la geotermia se incluye dentro de las unidades de categoría A, por tratarse de energía gestionable. Por lo tanto, participará en el despacho como cualquier otra unidad generadora convencional. Sin embargo, a diferencia de éstas, al tratarse de energía renovable no hace uso de combustible, por lo que en este caso los costes variables relacionados con el combustible ($c_{i,h}^{comb}$, $c_{i,h}^{reg_band}$, $c_{i,h}^{CO_2}$) serán cero. Con respecto al resto de costes variables, se han tenido que tomar una serie de consideraciones, ya que el RD738/2015 no incorpora datos de geotermia, por no existir en España. Los costes de operación y mantenimiento ($c_{i,h}^{O\&M}$) se han extraído de la literatura: “ESMAP. Manual de geotermia” [24]. Con respecto a los costes de arranque ($c_{i,h}^{start-up}$) y parada ($c_{i,h}^{shut-down}$), se han relacionado con los mínimos costes de arranque y parada que presentan el conjunto de unidades que compone el sistema. El resto, los costes de combustible ($c_{i,h}^{comb}$), de la banda de regulación ($c_{i,h}^{reg_band}$) y de los derechos de emisión de CO₂ ($c_{i,h}^{CO_2}$), son nulos.

Los parámetros de entrada al despacho se completan con el rango de operación y las rampas de subida y bajada. Para el primer caso, se ha considerado una bajada de carga máxima del 20% sobre la potencia nominal, mientras que se considera que la planta puede regular su carga dentro del tiempo de paso considerado de 1 hora por el modelo de despacho.

6.1. Estudio paramétrico

A continuación se detalla el estudio paramétrico realizado para entender cómo evoluciona el despacho económico, y en consecuencia el sistema de generación, gracias a la incorporación de geotermia. La Tabla 16 resume los casos estudiados, así como su abreviatura futura para su indicación en tablas y gráficas.

Tabla 16. Definición de cada caso de estudio del modelo de despacho económico.

CASOS DE ESTUDIO			
REF	G1	G2	G3
No incluye geotermia	5 MW de geotermia	7,5 MW de geotermia	10 MW de geotermia

De la misma manera que se hizo para analizar el despacho, además de datos anuales promedios, se hará uso de los periodos de estudio mostrados en la Tabla 17.

Tabla 17. Casos de estudio del modelo de despacho económico.

Caso	Días de estudio			Horas anuales	Descripción
1	139	al	145	3.313 - 3.480	Demanda media y generación renovable media (mayo, semana 23)
2	330	331	332	7.897 - 7.968	Mínima generación convencional (mismo día, anterior y posterior)
3	255	256	257	6.097 - 6.168	Máxima generación convencional (mismo día, anterior y posterior)

Finalmente, en la Tabla 18 se detallan los parámetros de entrada al modelo para el caso de estudio seleccionado. Reproducir de forma precisa los principios de operación de una planta geotérmica, estableciendo todos sus parámetros y restricciones, requiere de un trabajo adicional que excede los límites de un Trabajo Fin de Grado. Por esa razón se han realizado la siguiente serie de suposiciones:

- No se ha establecido la consideración de “must-run” para la geotermia. Es decir, se da libertad al optimizador para dar la consigna de desconexión si su presencia, junto al resto de unidades, conlleva mayores costes para el sistema.
- Se ha asumido un límite de 3 horas para volver a introducir la geotermia al sistema una vez se haya dado la instrucción de parada (si es el caso).
- Los costes de arranque/parada, tal como se comentó anteriormente, han sido supuestos tomando como base los costes más bajos del sistema insular.

Tabla 18. Parámetros técnicos de la planta geotérmica.

PLANTA GEOTÉRMICA			
Caso de estudio	G2	G3	G4
Potencia nominal [MW]	5	7,5	10
Mínimo técnico [MW]	1	1,5	2
Coste O&M [€/MWh]	2,0		
Coste arranque/parada [€]	según Ecuación (8)*		
Tiempo de operación mínimo [h]	2		
Tiempo de parada mínimo [h]	2		

(*) Se ha considerado la unidad con el coste de arranque más bajo.

Por razones de brevedad los casos singulares no se han detallado en el estudio, sino simplemente el caso general (caso 1). No obstante, se adjuntan las gráficas correspondientes a dichos casos de estudio en el Anexo III.

6.1.1. Despacho económico: capacidad geotérmica instalada de 5 MW

Los resultados horarios de la simulación del despacho de generación para una semana representativa, considerando la incorporación de 5 MW de potencia geotérmica, se muestran en la Figura 23 y Figura 24. Como se puede apreciar, la planta geotérmica opera en base, despachada a su potencia nominal. La tipología de motores que complementan la inyección de potencia depende de la demanda. En valle, los motores de mayor tamaño deben salir del sistema por razones de mínimo técnico, trabajando por tanto con unidades de menor tamaño. Una vez se demanda más generación convencional, el despacho consigna la entrada de unidades de mayor tamaño manteniendo las de baja potencia a mínimo técnico para el aprovisionamiento de reserva a subir.

En términos del número de unidades conectadas, se aprecia una reducción especialmente en demandas medias-altas. Sin embargo, en valle, esta unidad sustituye la operación de uno de los motores de potencia media, sin lograr reducir el número de unidades en operación. A pesar de que, por lo general, el número de unidades convencionales en operación no se reduce, sí se reduce la carga a la que operan y por tanto, el consumo de combustible.

6.1.1.1. Demanda media y generación renovable media

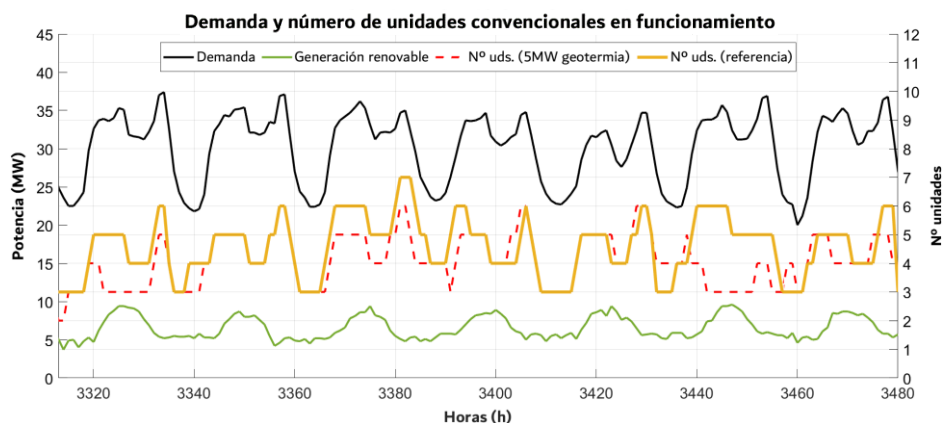


Figura 23. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Demanda media y generación renovable media (5 MW de geotermia).

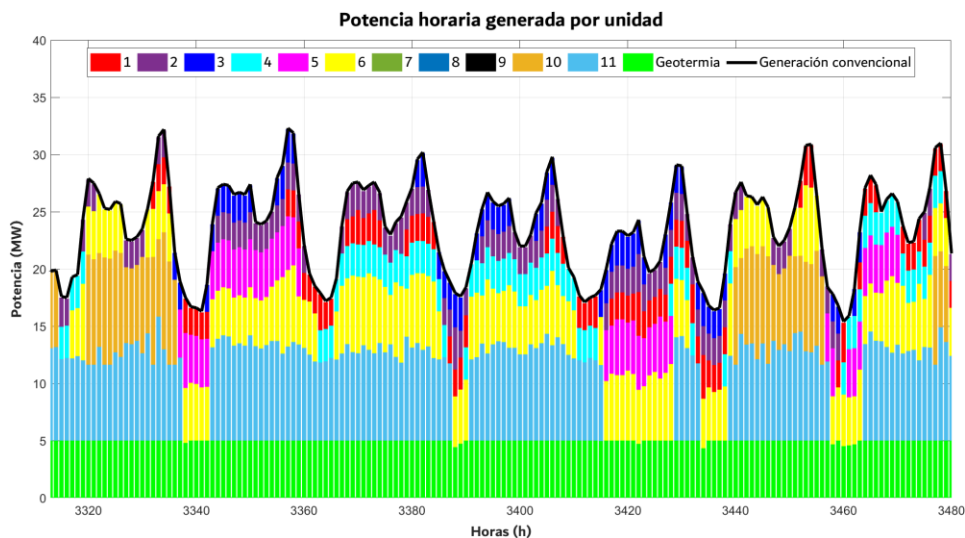


Figura 24. Potencia horaria generada por unidad. Demanda media y generación renovable media (5 MW de geotermia).

6.1.2. Despacho económico: capacidad geotérmica instalada de 7,5 MW

El rango de potencia ahora considerado comienza a ser equivalente a las unidades de mayor tamaño. Por lo tanto, a la hora de dar cobertura en niveles de demanda medios, disponer de geotermia permite evitar la entrada al sistema de uno de los motores de gran tamaño. Esto se traduce en una diferencia significativa del número de unidades convencionales despachadas, tal como se desprende de la Figura 25 y la Figura 26.

Asimismo, el nivel de potencia considerado hace que en determinados momentos la unidad de geotermia pueda pasar a ser la unidad de mayor tamaño conectada, siendo por tanto el elemento que fija el objetivo de establecimiento de reserva a subir. Se verifica entonces que, en lugar de introducir una nueva unidad para proporcionar reserva de subida, el despacho establece en ciertos momentos una carga inferior de la geotermia, para así cumplir con los requisitos de aprovisionamiento de reserva rodante sin necesidad de incorporar nuevas unidades. Esto se puede ver claramente en la Figura 26, en los periodos valles, donde se puede apreciar bajadas del nivel de carga de la unidad geotérmica hasta el 80% aproximadamente.

6.1.2.1. Demanda media y generación renovable media

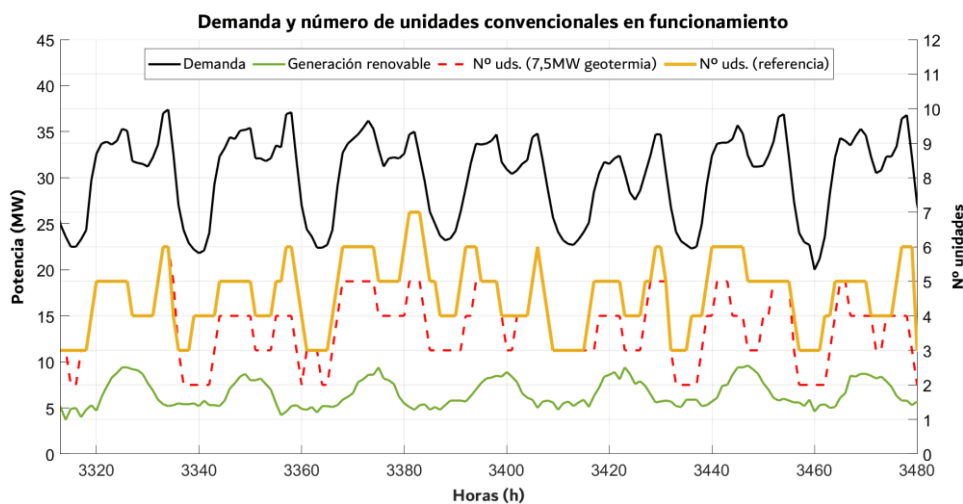


Figura 25. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Demanda media y generación renovable media (7,5 MW de geotermia).

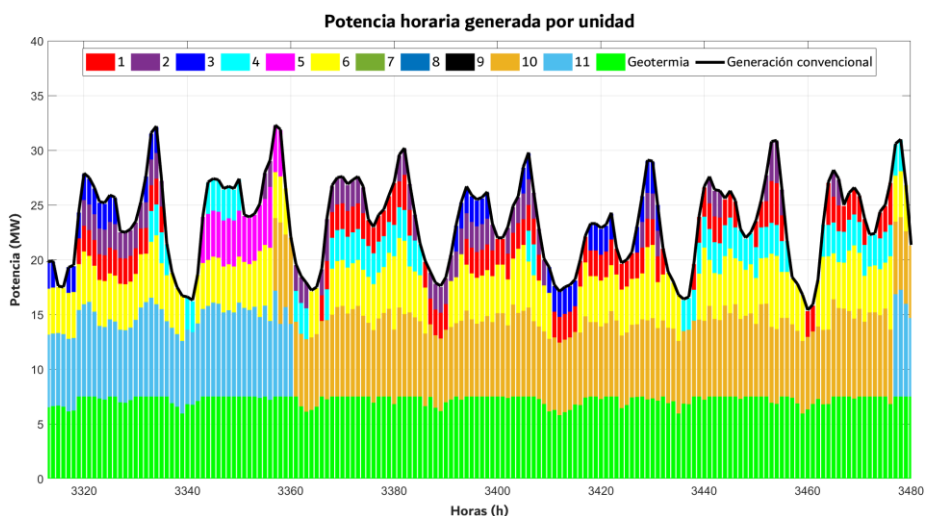


Figura 26. Potencia horaria generada por unidad. Demanda media y generación renovable media (7,5 MW de geotermia).

6.1.3. Despacho económico: capacidad geotérmica instalada de 10 MW

La máxima potencia geotérmica instalada sujeta a estudio es del orden de 10 MW, magnitud muy próxima a la potencia nominal de las unidades convencionales mayores del sistema. Es por ello que esta unidad es capaz de suplir completamente la operación de uno de estos motores, lo cual se traduce en un menor número de unidades en operación prácticamente en todo momento a lo largo del año, tal y como muestra la Figura 27. Sin embargo, al ser una potencia tan elevada, la reserva de subida que ello implica al sistema cuando opera a carga máxima es importante, acrecentándose la problemática que se mostró anteriormente referida a la necesidad de desconexión de la unidad del sistema. Por esa razón, tal como se aprecia en la Figura 28, el modelo despacha la geotermia a menor carga una mayor parte del tiempo.

En este caso, a diferencia de todos los anteriores, la operación de las unidades de baja potencia sí se reduce. El aporte principal de reserva de subida al sistema lo lleva a cabo una unidad de alta potencia junto con una de potencia media, lo cual beneficia enormemente al despacho, pues los costes finales se reducen hasta un 30% frente al caso de referencia.

6.1.3.1. Demanda media y generación renovable media

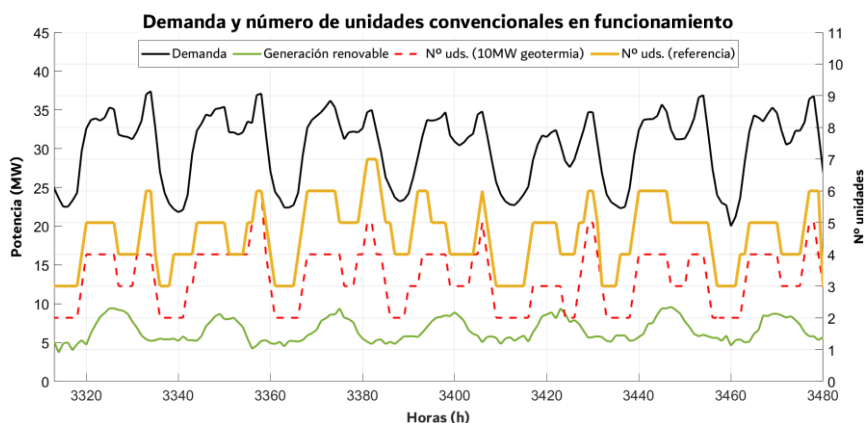


Figura 27. Demanda y número de unidades en funcionamiento. Demanda media y generación renovable media (10 MW de geotermia).

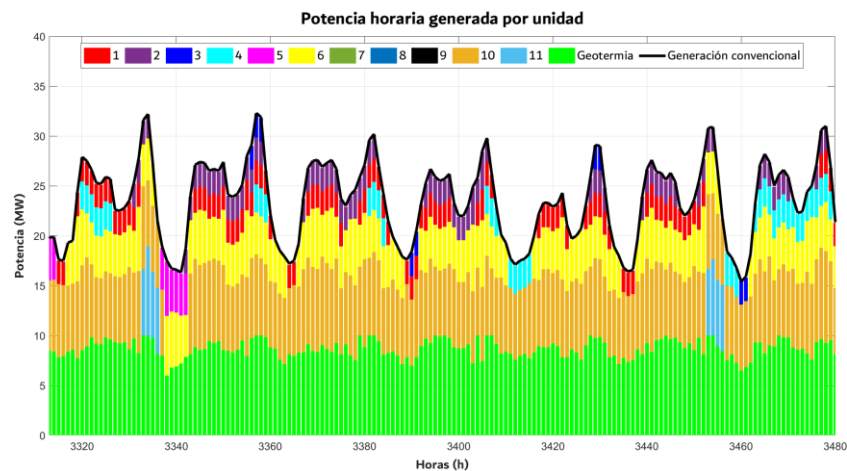


Figura 28. Potencia horaria generada por unidad. Demanda media y generación renovable media (10 MW de geotermia).

6.2. Análisis de los casos de estudio

6.2.1. Costes de generación

La introducción de geotermia reduce los costes de operación del sistema, pues una de las unidades generadoras de potencia presenta costes variables de combustible nulos. En la Tabla 19 se desglosan las diferentes contribuciones al coste variable total, tanto para el caso de referencia como para las potencias geotérmicas consideradas.

Tabla 19. Comparación de los costes variables de despacho en cada caso de estudio.

COSTES VARIABLES DE DESPACHO [M€]				
	REF	G1	G2	G3
O&M	4,64	3,79	3,43	3,16
Arranque	0,89	1,26	0,98	0,89
Parada	1,07	1,39	1,08	0,98
Combustible	27,89	25,47	22,74	19,88
Banda de regulación	0,25	0,22	0,20	0,18
Emisiones CO ₂	10,01	7,85	7,01	6,46
TOTAL	44,77	40,01	35,45	31,55

Los resultados de los casos G1, G2 y G3 reflejan una reducción significativa de los costes total variables de operación, presentando ahorros de 4,76, 9,32 y 13,22 M€, respectivamente. Esta reducción se atribuye principalmente al consumo de combustible y las emisiones de CO₂, derivada no solo de una mera sustitución de generación, sino a un reemplazo de las unidades de menor potencia que consumen gasoil (coste superior) y presentan eficiencias más bajas.

A fin de proporcionar unos costes variables promedio, la Tabla 20 incluye los valores anuales para todos los casos, donde se puede ver una reducción significativa de €/MWh en los casos G1, G2 y G3.

Tabla 20. Desglose de costes de generación eléctrica anual promedio por caso de estudio.

COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ANUAL PROMEDIO [€/MWh]			
REF	G1	G2	G3
195,11	173,56	152,40	135,53

En términos de costes de arranque y parada, solo se aprecia una ligera reducción para el caso de mayor potencia. La razón se debe al mayor número de eventos de arranque/parada necesarios para incluir la geotermia cumpliendo con los principios de reserva impuestos por el sistema. Esto se puede apreciar de forma clara en la Tabla 21, que muestra los costes de arranque por unidad en todos los casos de estudio. Una ligera modificación de los límites de trabajo de las unidades que recoge el RD738/2015, muy superiores a los que la tecnología diésel puede proporcionar, permitiría reducir de forma notable las consignas de arranque/parada.

Tabla 21. Comparación del número de arranques por unidad en cada caso de estudio.

NÚMERO DE ARRANQUES POR UNIDAD				
	REF	G1	G2	G3
Unidad 1	464	619	553	509
Unidad 2	474	630	479	467
Unidad 3	177	464	350	179
Unidad 4	158	320	205	140
Unidad 5	60	96	60	68
Unidad 6	455	342	329	368
Unidad 7	8	4	1	0
Unidad 8	27	41	25	17
Unidad 9	0	0	0	0
Unidad 10	161	165	128	145
Unidad 11	167	168	108	107
Unidad 12	-	7	0	0
TOTAL	2.151	2.856	2.238	2.000

6.2.2. Reservas de subida y bajada

Como apoyo al análisis anterior, en la Figura 29 se muestra la reserva objetivo cuando se consideran 5 y 10 MW, respecto a la que tiene lugar en el caso de referencia.

Entre los diferentes casos de estudio, la reserva de subida no sufre importantes cambios. Si bien, en el caso con 5 MW de geotermia esta impone la reserva a subir en las demandas valle, pues opera junto a unidades de potencias bajas y medias, durante las demandas pico, la reserva objetivo se mantiene similar a la del caso de referencia. De igual manera, el caso con 10 MW de geotermia presenta un comportamiento muy similar, donde la unidad de geotermia impone prácticamente siempre el objetivo de reserva a subir, tanto en valle como en pico. Esta presenta valores similares al caso de referencia, pues tal y como se mencionó anteriormente, lo que ofrece una unidad de tal magnitud es sustituir la operación de una unidad convencional de alta potencia.

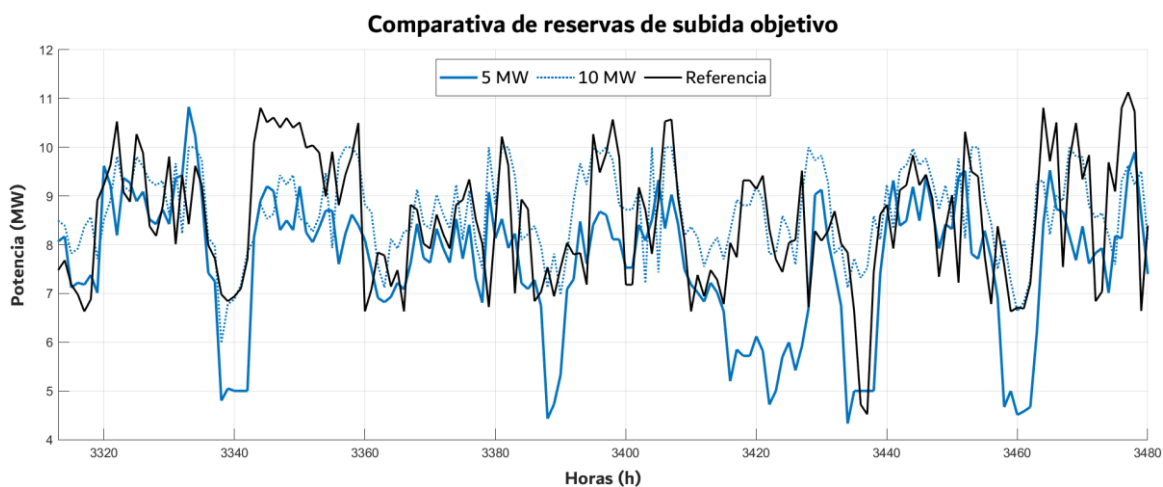


Figura 29. Comparativa de las reservas de subida objetivo de los casos de estudio con 5 MW y 10 MW de geotermia.

Por otro lado, la reserva de bajada aportada por el conjunto de unidades de generación se ve en aumento a medida que la unidad de geotermia es de mayor potencia (véase Figura 30). Esto es evidente, pues la unidad geotérmica prácticamente siempre opera a máxima potencia, lo cual ofrece un rango de reserva de bajada más elevado a medida que esta potencia máxima aumenta. Esto es un punto beneficioso en condiciones valle, cuando la reserva a bajar toma un papel crítico.

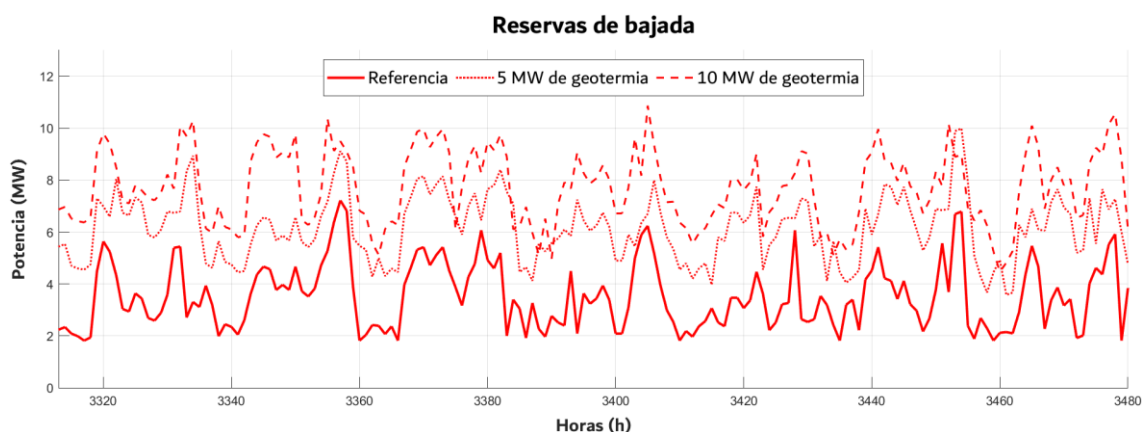


Figura 30. Comparativa de las reservas de bajada entre el caso de referencia, 5 MW de geotermia y 10 MW de geotermia.

6.2.3. Consumo de combustible

La Tabla 22 muestra el consumo de combustible anual del sistema eléctrico para todos los casos de estudio. Como tendencia general se aprecia una reducción del consumo de fueloil, que indica que la energía geotérmica está reemplazando principalmente energía proporcionada por las unidades 5-11.

Sin embargo, en términos globales, el consumo de gasoil no se reduce. Al contrario, cuando se introduce la geotermia, se incrementa respecto al caso de referencia, especialmente en el caso G1, debido a los aspectos comentados anteriormente. Se sigue apreciando una mayor energía entregada por unidades de tamaño bajo hasta el caso G3, que presenta un consumo similar al caso de referencia.

Tabla 22. Consumo de combustible por caso de estudio.

CONSUMO DE COMBUSTIBLE [kt]				
	REF	G1	G2	G3
Gasoil	6,79	10,45	9,08	6,69
Fueloil	40,24	28,73	25,79	24,97
TOTAL	47,03	39,18	34,87	31,67

6.2.4. Emisiones de CO₂

La Tabla 23 proporciona la estimación de las emisiones de CO₂ en base al factor de emisiones empleado en el estudio, establecido en 0,776 tCO₂/MWh [25]. Partiendo de aproximadamente 180 ktCO₂, el despliegue de tecnología geotérmica permitiría reducir en un 18,9%, 27,6% y 34,2%, para los casos G1, G2 y G3, respectivamente.

Tabla 23. Emisiones de CO₂ por caso de estudio.

EMISIONES CO ₂ [kt]			
REF	G1	G2	G3
180,08	146,27	130,33	118,41

6.2.5. Factor de capacidad

Una vez estudiada la respuesta del sistema a la introducción de geotermia en términos económicos y de emisiones, es conveniente analizar el factor de capacidad, tanto de la geotermia como del resto de unidades convencionales, en cada caso. Esto permitirá ofrecer un indicador de eficiencia desde el punto de vista del generador actual (unidades convencionales) y el posible generador que explote la central geotérmica. Para la estimación del factor de capacidad no se han tenido en cuenta posibles paradas programadas, sino las relativas al despacho de generación.

A fin de facilitar el análisis, se ha realizado el agrupamiento de todas las unidades de generación, que se describe en la Tabla 24. De esta manera, se podrán evaluar los cambios de operación por grupo de unidades.

Tabla 24. Descripción de cada grupo de potencia.

UNIDADES DE CADA GRUPO DE POTENCIA			
Baja potencia	Potencia media	Alta potencia	Geotermia
1	5	7	12
2		8	
3	6	10	
4		11	

Las unidades de 5 MW (G1) y 7,5 MW (G2) presentan factores de capacidad cercanos a la unidad (véase Tabla 25), que quiere decir que la consigna durante todo el año es su operación a potencia nominal. Finalmente, el caso con mayor potencia instalada (10 MW), aunque ofrece el mayor ahorro económico del despacho, no es la opción más eficiente desde el punto de vista de aprovechamiento de la tecnología.

Tabla 25. Factor de capacidad por unidad de generación por caso de estudio.

FACTOR DE CAPACIDAD POR UNIDAD				
	REF	G1	G2	G3
Unidad 1	0,29	0,36	0,37	0,29
Unidad 2	0,32	0,35	0,35	0,30
Unidad 3	0,09	0,21	0,17	0,08
Unidad 4	0,12	0,28	0,19	0,09
Unidad 5	0,04	0,09	0,07	0,06
Unidad 6	0,61	0,61	0,58	0,55
Unidad 7	0,17	0,01	0,01	0,01
Unidad 8	0,41	0,19	0,23	0,33
Unidad 9	0	0	0	0
Unidad 10	0,58	0,45	0,37	0,32
Unidad 11	0,51	0,42	0,33	0,26
Unidad 12	-	0,99	0,98	0,91

Se confirma en la Tabla 26 el análisis realizado anteriormente con las unidades que usan gasoil (unidades de baja potencia). Solo en el caso de mayor potencia geotérmica se aprecia un factor de capacidad similar al de referencia, siendo mayor en los otros casos. Con respecto a los otros grupos de unidades, queda evidenciado que la geotermia tiende a desplazar las unidades de gran potencia, reduciendo su capacidad de forma significativa en todos los casos. Por lo tanto puede decirse, por comparativa con el caso de referencia, que introducir geotermia permitiría dar de baja del sistema unidades de gran potencia, reduciendo las retribuciones por capacidad, y por ende, del sistema eléctrico.

Tabla 26. Factor de capacidad por grupo de potencia por caso de estudio.

FACTOR DE CAPACIDAD POR GRUPO DE POTENCIA				
	REF	G1	G2	G3
Baja potencia	0,21	0,29	0,27	0,19
Potencia media	0,32	0,35	0,32	0,30
Alta potencia	0,42	0,27	0,24	0,23
Geotermia	-	0,99	0,98	0,91

6.2.6. Horas equivalentes

El término de horas equivalentes se refiere a la energía total generada en el periodo estudiado, en este caso anual, frente a la potencia total instalada. Este valor se estudia en las fuentes de energía renovable no gestionables, que dependen del recurso disponible.

Un mayor número de horas equivalentes supondrá una mayor eficiencia de la planta. En este caso, el sistema de obtención de energía estudiado, la geotermia, a pesar de ser gestionable, puede ser comparado con estas otras dos tecnologías (véase Tabla 27) para verificar así ese mayor rendimiento energético, dentro del grupo de las técnicas de obtención de energía renovable.

Tabla 27. Horas equivalentes de la unidad geotérmica por caso de estudio.

HORAS EQUIVALENTES [h]		
G1	G2	G3
8.713	8.544	7.944

Según los valores obtenidos, se extrapola de la Tabla 27 un valor medio de unas 8.400 horas, muy por encima de los valores que ofrecen las unidades de generación renovable (fotovoltaica y eólica) dispuestas en las islas (véase Tabla 28).

Tabla 28. Comparativa del número de horas equivalentes de cada tecnología de generación renovable en La Palma.

HORAS EQUIVALENTES [h]		
EÓLICA	FOTVOLTAICA	GEOTERMIA
3.167	1.140	8.400

Las horas equivalentes por unidad (Tabla 29) confirman la información ofrecida por el factor de capacidad de cada unidad, pues están relacionados. Las horas equivalentes de las unidades convencionales ponen de manifiesto la problemática y la ineficiencia de los sistemas aislados, que requieren reservas importantes de capacidad. Aun pudiendo alcanzar valores altos de horas equivalentes, en la mayoría de los casos el valor obtenido es similar al que proporcionan las renovables instaladas en la isla.

Tabla 29. Horas equivalentes de generación por unidad de generación por caso de estudio.

HORAS EQUIVALENTES DE GENERACIÓN POR UNIDAD				
	REF	G1	G2	G3
Unidad 1	2.554	3.112	3.281	2.567
Unidad 2	2.817	3.052	3.023	2.633
Unidad 3	828	1.861	1.513	699
Unidad 4	1.039	2.483	1.664	861
Unidad 5	334	846	609	517
Unidad 6	5.344	5.337	5.062	4.779
Unidad 7	1.493	89	94	46
Unidad 8	3.565	1.685	1.997	2.895
Unidad 9	0	0	0	0
Unidad 10	5.082	3.922	3.282	2.809
Unidad 11	4.449	3.695	2.887	2.287
Unidad 12	(-)	8.713	8.544	7.944

6.2.7. Perfil de operación medio anual de las unidades

Se muestra a continuación el perfil de operación medio anual de cada unidad, demostrando así el funcionamiento y/o función que desempeña cada tipo de unidad en el despacho.

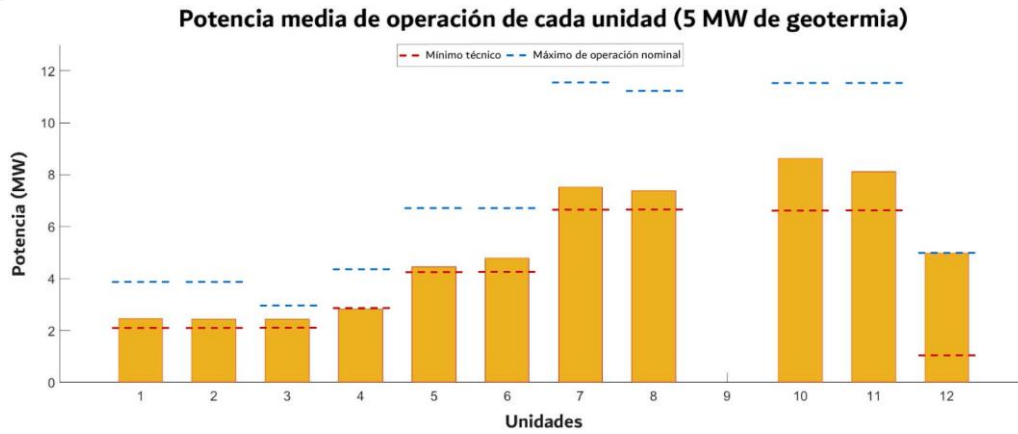


Figura 31. Potencia media de operación anual de cada unidad (5 MW de geotermia).

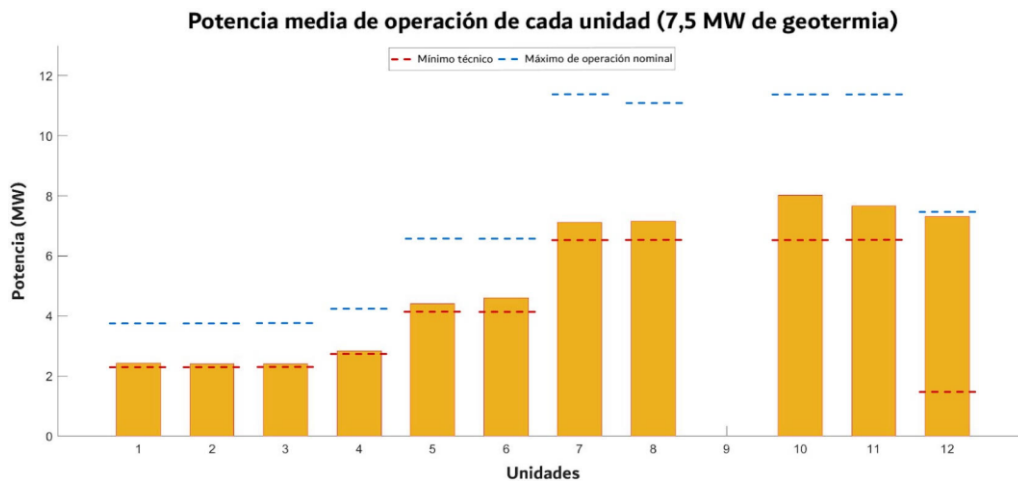


Figura 32. Potencia media de operación anual de cada unidad (7,5 MW de geotermia).

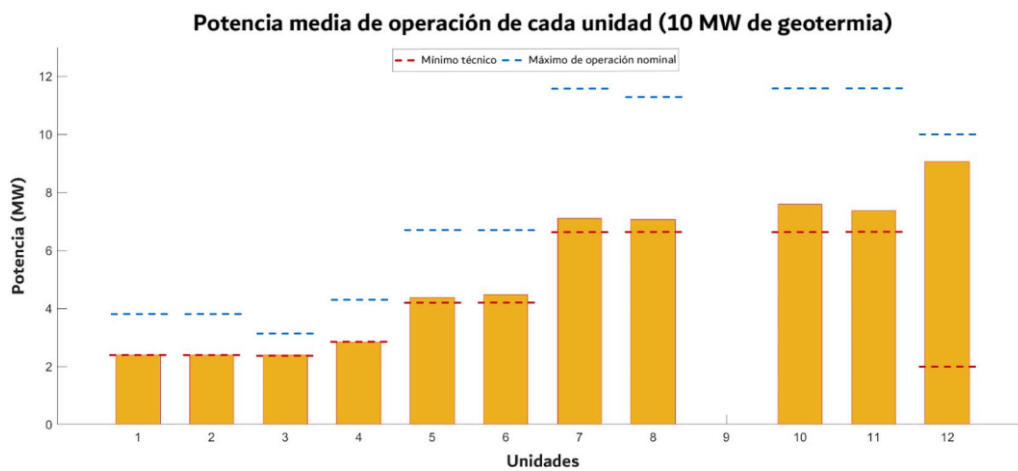


Figura 33. Potencia media de operación anual de cada unidad (10 MW de geotermia).



Se verifica que las unidades de potencia baja operan principalmente en su mínimo técnico de operación, aportando así reserva de subida al sistema. Seguido de estas, las unidades de potencia media operan a mínima potencia o muy cercanas a esta. Finalmente, las unidades de mayor potencia operan próximas al 75% de carga, aportando así también reserva de bajada al sistema, lo cual se va reduciendo a medida que aumenta el aporte energético por parte de la geotermia, pues su función es prácticamente sustituir la operación de las unidades de alta potencia.

Se puede observar también el comportamiento de la unidad de geotermia, lo cual representa lo indicado por el factor de capacidad en todos los casos de implantación de geotermia estudiados. En los casos de 5 MW (Figura 31) y 7,5 MW (Figura 32), la potencia media de operación es su punto nominal o muy próxima a él. Sin embargo, en el caso de 10 MW (Figura 33) la potencia media de operación dista en cierta manera de la potencia máxima, verificando entonces una mayor eficiencia de la planta en los dos casos anteriores.

7. Conclusiones

En este Trabajo de Fin de Grado se ha desarrollado un modelo de despacho económico que permite realizar estudios de cara a cuantificar los beneficios de implantación de energía renovable en la isla de La Palma, en este caso, geotermia.

El modelo de despacho trata de reproducir el despacho real que realiza el Operador del Sistema, tomando como base el RD738/2015, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos insulares y extrapenínsulares (SEIE). Este puede ser empleado como una herramienta de planificación y toma de decisiones para futuros proyectos de energía renovable, proporcionando un enfoque adaptable a diversas condiciones y escenarios energéticos.

El sistema de generación de La Palma cuenta con 11 unidades: 10 motores diésel y 1 turbina de gas. De estos motores diésel se pueden extraer tres grupos principales:

- Unidades de baja potencia: Unidad 1, Unidad 2, Unidad 3 y Unidad 4.
- Unidades de potencia media: Unidad 5 y Unidad 6.
- Unidades de alta potencia: Unidad 7, Unidad 8, Unidad 10 y Unidad 11.

Cada una de ellas presenta una serie de costes variables de generación calculados por medio de unos parámetros estipulados en el Real Decreto mencionado anteriormente, los cuales deberían ser los mismos que emplea el Operador del Sistema.

Los resultados obtenidos reflejan ciertas diferencias con los modos de operación de REE, que finalmente derivan en un coste de generación medio anual superior al que se estipula en las liquidaciones. Sin embargo, la gran similitud entre los resultados de consumo de combustible modelado y real, tanto a nivel absoluto como por tipo de combustible, da indicios de la validez y robustez del modelo.

En cuanto al estudio acerca de la introducción de la geotermia como una unidad más de generación dentro del parque de generación de la isla, se ha valorado la posibilidad de instalar potencias desde 5 hasta 10 MW de geotermia, en base a los datos ofrecidos por el PTECan-2030 [2]. Los resultados demuestran la gran capacidad que tiene la geotermia para reducir el número de unidades convencionales que deben operar, lo cual incide directamente en los costes de arranque y parada. Asimismo, la sustitución de energía convencional por geotermia permite reducir los costes del despacho de forma significativa, pasando de 195,11 €/MWh hasta 135,53 €/MWh para el caso de 10 MW. Asimismo, los resultados indican una reducción de 5-30% en el consumo de combustible, lo cual deriva en una bajada significativa de las emisiones del parque de generación.

Aunque los resultados constatan que las reducciones en términos económicos y de emisiones más notables se encuentran para el caso de mayor potencia instalada (10MW), lo cierto es que desde el punto de vista de un posible agente generador no es la opción más eficiente. En este caso la geotermia pasa a ser la unidad restrictiva desde el punto de vista de establecimiento de la reserva a subir. Por esa razón en determinados momentos se despacha la unidad de geotermia a menor carga, para evitar la entrada de otra unidad y encarecer el sistema. Esto se traduce en una bajada del factor de capacidad hasta un 90%. Esto no es el caso de las potencias a instalar de 5 MW y 7,5 MW, que presentan factores de capacidad cercanos al 100%.

7.1. Conclusions

In this Bachelor's Degree Final Project, an economic dispatch model has been developed in order to support studies on the implementation of renewable energy on the island of La Palma, in this case, geothermal energy.

The dispatch model attempts to reproduce the real dispatch carried out by the System Operator, based on RD738/2015, which regulates the activity of electricity production and the dispatch procedure in the electricity systems of the insular and extra-peninsular territories. This can be used as a planning and decision-making tool for future renewable energy projects, providing a robust and adaptable approach to various energy conditions and scenarios.

The electricity generation system of La Palma has 11 units, 10 of them are diesel engines and the last one, an aeroderivative gas turbine. Within these ten diesel engines, there are three main groups:

- Low power units: Unit 1, Unit 2, Unit 3 and Unit 4.
- Medium power units: Unit 5 and Unit 6
- High power units: Unit 7, Unit 8, Unit 10 and Unit 11.

Each of them presents certain costs, which are calculated by means of parameters stipulated in the Royal Decree mentioned above, which should be the same as those used by the System Operator to calculate the costs.

The results obtained reflect certain differences with REE's operating modes, with particular differences in costs, which ultimately result in an average annual generation cost that is somewhat distant from that offered by the operator. However, the great similarity between the modelled and real fuel consumption results, both at the absolute level and by fuel type, is an indication of the validity and robustness of the model. However, the results obtained with the dispatch model that has been created are considerably acceptable and consistent with the information collected from REE.

Regarding the study on the introduction of geothermal energy as another generation unit within the island's generation park, the possibility of installing power from 5 MW to 10 MW of geothermal energy has been assessed, based on the data provided by the PTECan-2030 [2]. The results prove the great capacity of geothermal energy to reduce the number of conventional units to be operated, which has a direct impact on start-up and shut-down costs. Likewise, the substitution of conventional energy by geothermal energy allows for a significant reduction in dispatch costs, from 195,11 €/MWh to 135,53 €/MWh for the 10 MW case. The results also indicate a 5-30% reduction in fuel consumption, which results in a significant reduction in emissions from the generation plant.

Although the results show that the most notable reductions in economic and emission terms are found for the case of the largest installed capacity (10MW), from the point of view of a potential generator it is not the most efficient option. In this case, geothermal energy becomes the restrictive unit from the point of view of establishing the reserve to be increased. For this reason, at certain times, the geothermal unit is dispatched at a lower load to avoid the entry of another unit and make the system more expensive. This results in a lowering of the capacity factor by up to 90%. This is not the case for the installed capacities of 5 MW and 7,5 MW, which have capacity factors close to 100%.

8. Referencias

- [1] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Real Decreto 738/2015. BOE-A-2015-8646, 2023, 14 de junio.
- [2] Instituto Tecnológico de Canarias, S.A., «Canarias. Por la transición,» *Plan de Transición Energética de Canarias*, p. 168, 2023.
- [3] I. Arrizabalaga, M. De Gregoria, C. García de la Noceda, R. Hidalgo y J. Urchueguia, «Country update for the geothermal sector,» *Proceedings, World Geothermal Congress*, pp. 19-24.
- [4] F. Rodríguez, N. M. Pérez, G. V. Melián, E. Padrón, P. A. Hernández, M. Asensio-Ramos, G. D. Padilla, J. Barrancos y L. D'Auria, «Exploration of deep-seated geothermal reservoirs in the Canary Islands by means of soil CO₂ degassing surveys,» *Renewable Energy*, vol. 164, pp. 1018-1019, febrero 2021.
- [5] F. Montesdeoca-Martínez y S. Velázquez-Medina, «Energy capacity of the geothermal resource and its integration in the electrical energy demand of the island of Tenerife (Spain),» *Renewable Energy and Power Quality*, vol. 21, julio 2023.
- [6] F. Montesdeoca-Martínez y S. Velázquez-Medina, «Geothermal energy exploitation in an island-based 100% renewables strategy. Case study of Tenerife (Spain),» *Journal of Cleaner Production*, vol. 426, 10 noviembre 2023.
- [7] F. Montesdeoca-Martínez y S. Velázquez-Medina, «Integration of a Geothermal Plant in a System with High Renewable Energy Penetration for Desalination Plant Self-Consumption,» *Marine Science and Engineering*, 2023.
- [8] Instituto Geológico y Minero de España; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Manual de geotermia,» p. 59, junio 2008.
- [9] U.S. Department of Energy, «Geothermal Technologies Program,» 2008.
- [10] MyA Ingeniería, «Estudio en profundidad sobre las posibilidades de aprovechamiento geotérmico en Navarra e identificación de las zonas con mayor potencial,» p. 23, 2018.
- [11] Instituto Tecnológico de Canarias, S.A., «Estrategia de la geotermia en Canarias,» *Canarias. Por la transición energética*, p. 78, 2020.
- [12] P. Piña-Varas, J. Ledo y P. Queralt, «3-D Magnetotelluric Exploration of Tenerife Geothermal System (Canary Islands, Spain),» *Surv Geophys*, pp. 5-6, 07 febrero 2014.
- [13] Instituto Tecnológico de Canarias, S.A., «Estrategia de la geotermia en Canarias,» *Canarias. Por la transición energética.*, p. 80, 2020.
- [14] P. Piña-Varas, J. Ledo, P. Queralt, A. Marcuello, H. Mitjanas y D. M. V. Dorth, «Magnetotélurica aplicada a la exploración geotérmica profunda: Islas Canarias,» *Boletín Geológico y Minero*, vol. 134, pp. 49-58, 2023.

- [15] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Orden TED/1021/2021, 2021, 27 de septiembre.
- [16] Red Eléctrica de España, S.A.U., «Red Eléctrica,» Redeia Corporación, S.A., [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>. [Último acceso: 25 Mayo 2023].
- [17] Gobierno de Canarias, «Transición Ecológica comprueba el avance de las obras del enlace eléctrico Tenerife-La Gomera,» *Portal de Noticias. Gobierno de Canarias*, 2023.
- [18] Red Eléctrica de España, «Sistema eléctrico canario,» *Red Eléctrica de España*, pp. 2-3, 2012.
- [19] U. Fritsche, G. Berndes, A. Cowie, F. Johnson, V. Dale, H. Langeveld, N. Sharma, H. Watson y J. Woods, «ENERGY AND LAND USE - GLOBAL LAND OUTLOOK WORKING PAPER,» p. 9, septiembre 2017.
- [20] J. F. López, «Modelo de despacho económico incluyendo restricciones de red,» 2018, 30 de junio.
- [21] The MathWorks, Inc., «MathWorks,» [En línea]. Available: <https://es.mathworks.com/help/index.html>. [Último acceso: 09 06 2024].
- [22] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistema insulares y extrapeninsulares. Resolución 9613. Suplemento 129, 2006, 31 de mayo.
- [23] L. Sigrist, E. Lobato, F. M. Echavarren, I. Egido y L. Rouco, «Island Power Systems,» 2016.
- [24] Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, «Anuario energético de Canarias 2021,» p. 38, 2021.
- [25] S. Red Eléctrica de España, «ESIOS,» Redeia Corporación, S.A., [En línea]. Available: https://www.esios.ree.es/es/descargas?date_type=datos&start_date=17-09-2020&end_date=17-09-2020&taxonomy_terms%5B%5D=Liquidaciones. [Último acceso: 2 junio 2024].
- [26] ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program), «Manual de geotermia: cómo planificar y financiar la generación de electricidad. Informe técnico: 002/12,» p. 56, 2012.
- [27] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Gobierno de España, «Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios de España,» *Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)*, p. 17, 14 enero 2016.
- [28] V. D. Parra, «My Tips,» 26 noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.mytips.es/electricidad-de-origen-renovable-y-cambio-climatico/#:~:text=El%20factor%20de%20capacidad%20de,mismo%20periodo%2C%20expresado%20en%20%25..> [Último acceso: 12 junio 2024].



**Universidad
de La Laguna**

Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Grado en Ingeniería Mecánica

ANEXOS

**Desarrollo de un modelo de despacho
económico para evaluar el potencial
geotérmico en Canarias: La Palma
como caso de estudio**

- TRABAJO FIN DE GRADO -

Autor: Carlos Guillermo Cabrera

Tutor: Óscar García Afonso

Junio 2024



Índice

Anexo I. Parámetros técnicos de entrada de las unidades de generación eléctrica de la Palma	70
Anexo II. Descripción de los motores que emplea cada unidad de generación eléctrica de La Palma	71
Anexo III. Resultados de cobertura horaria para los casos singulares en el estudio de la geotermia	72
1. Demanda media y generación renovable media.....	72
2. Mínima generación convencional	74
3. Máxima generación convencional.....	77



Anexo I. Parámetros técnicos de entrada de las unidades de generación eléctrica de la Palma

Denominación Central	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	GEOTERMIA
Tecnología	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Turbinas de gas aeroderivadas	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	(-)
Combustible	Gasoil	Gasoil	Gasoil	Gasoil	Gasoil	Fuel Oil BIA 0,73% S	Fuel Oil BIA 0,73% S	Fuel Oil BIA 0,73% S	Gasoil	Fuel Oil BIA 0,73% S	Fuel Oil BIA 0,73% S	(-)
Potencia Neta [MW]	3,82	3,82	2,9	4,3	6,69	6,69	11,5	11,2	21,6	11,5	11,5	5 - 10
Mínimo Técnico [MW]	2,35	2,35	2,35	2,82	4,2	4,2	6,63	6,63	4,85	6,63	6,63	1 - 2
A [th/h]	1.631,39	1.631,39	1.631,39	3.019,65	2.423,19	2.778,04	3.447,32	3.336,70	9.905,96	4.994,68	4.994,68	0,00
B [th/h.MW]	1.405,49	1.405,49	1.405,49	644,60	1.782,88	1.362,41	1.319,63	1.608,30	1.883,84	1.180,39	1.180,39	0,00
C [th/h.MW]	128,84	128,84	128,84	236,01	29,96	69,37	33,48	18,47	12,85	36,50	36,50	0,00
A' [th]	3.724,20	3.724,20	3.724,20	4.605,00	5.836,78	7.558,00	14.210,17	10.040,00	3.278,12	8.670,86	8.670,86	3.724,20
B' [horas]	1,50	1,50	1,50	1,60	1,86	4,11	3,07	1,56	0,82	1,73	1,73	1,50
D [Euros/arranque]	77,12	77,12	77,12	64,92	160,05	128,71	145,52	263,62	236,28	225,00	225,00	77,12
prar [€/th]	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,05	0,05	0,05	0,10	0,05	0,05	0,10
pr [€/th]	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,05	0,05	0,05	0,10	0,05	0,05	0,0
pci [th/t]	10.373,00	10.373,00	10.373,00	10.373,00	10.373,00	9.850,00	9.850,00	9.850,00	10.373,00	9.850,00	9.850,00	0,0
Pco2 [€/tCO₂]	54,66	54,66	54,66	54,66	54,66	54,66	54,66	54,66	54,66	54,66	54,66	0,0
fie [tCO₂/MWh]	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,82	0,82	0,82	0,58	0,82	0,82	0,0
O&MVD [€/MWh]	20,0530	20,0530	20,0530	15,2489	19,5997	18,2328	21,3963	19,4309	13,1830	20,7292	20,7292	2,0
Min. Up Time	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2
Min. Down Time	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2
Rampa subida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rampa bajada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Anexo II. Descripción de los motores que emplea cada unidad de generación eléctrica de La Palma

Denominación Central	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	LOS GUINCHOS 16, DIÉSEL 14	LOS GUINCHOS 17, DIÉSEL 15	LOS GUINCHOS 15 , GAS MÓVIL 2
Tecnología	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Grupos Diésel - 4T	Turbinas de gas aeroderivadas
Potencia Neta [MW]	3,82	3,82	2,9	4,3	6,69	6,69	11,5	11,2	11,5	11,5	21,6
Descripción	MAN V40/54 4-Stroke CI Eng						MAN V48/60 4-Stroke CI Eng				Gas turbine



Anexo III. Resultados de cobertura horaria para los casos singulares en el estudio de la geotermia

Se añade una comparativa de las gráficas aportadas para cada caso de estudio, para poder realizar la revisión de los mismos de manera más visual y comparar así las diferencias.

1. Demanda media y generación renovable media

Tabla 30. Comparativa casos de estudio. Demanda media y generación renovable media. Demanda y número de unidades diésel en funcionamiento.

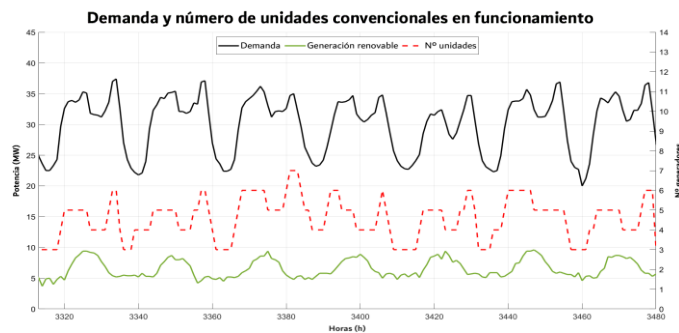


Figura 34. Caso 1. Comparativa 1 (referencia).

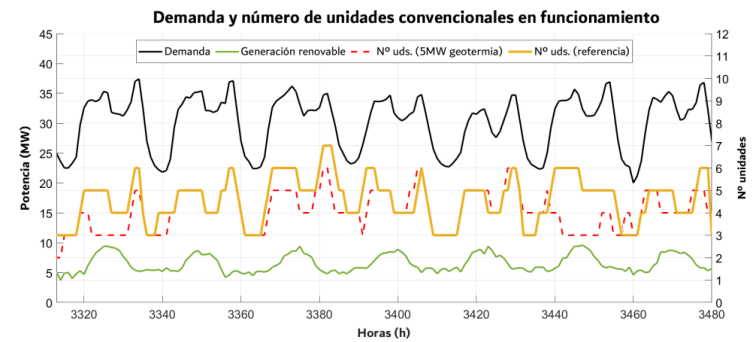


Figura 35. Caso 1. Comparativa 1 (G1).

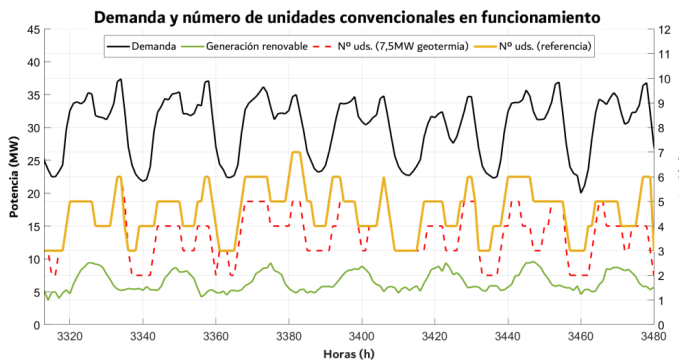


Figura 36. Caso 1. Comparativa 1 (G2).

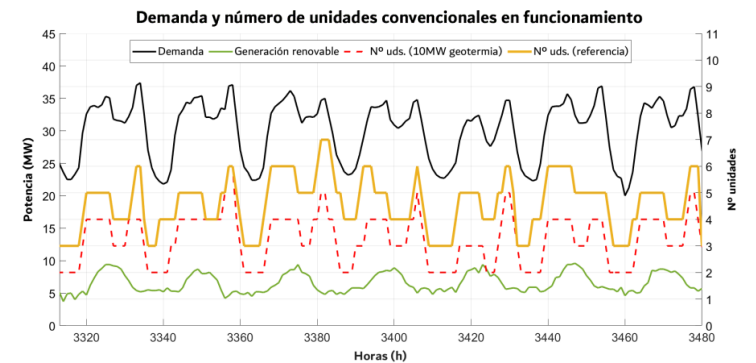


Figura 37. Caso 1. Comparativa 1 (G3).



Desarrollo de un modelo de despacho económico para evaluar el potencial geotérmico en Canarias: La Palma como caso de estudio

Tabla 31. Comparativa casos de estudio. Demanda media y generación renovable media. Potencia horaria generada por unidad.

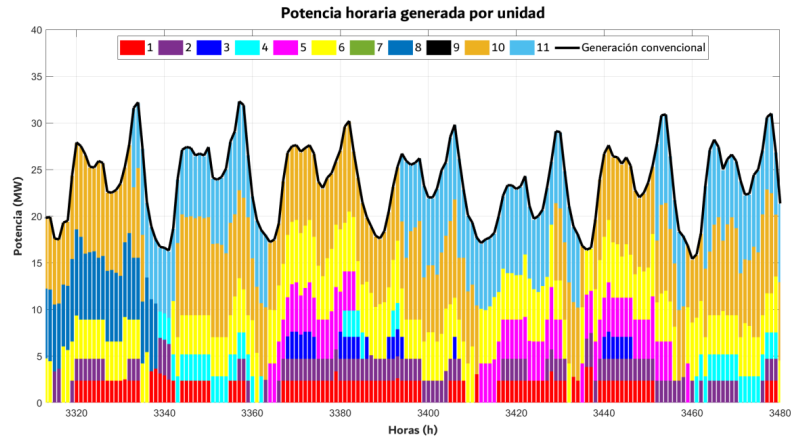


Figura 38. Caso 1. Comparativa 2 (referencia).

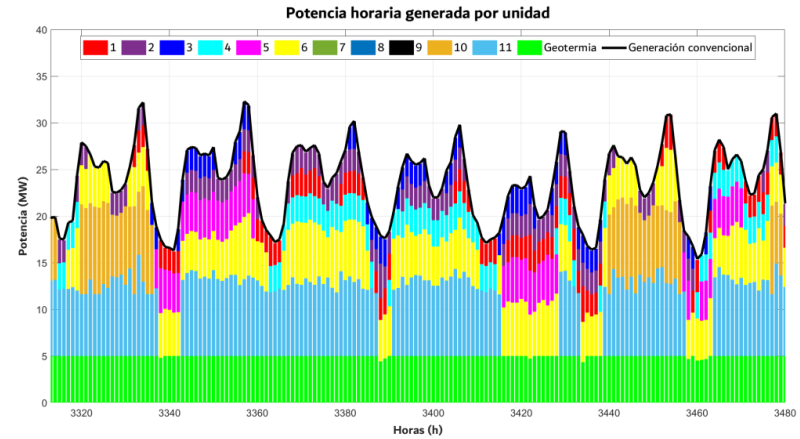


Figura 39. Caso 1. Comparativa 2 (G1).

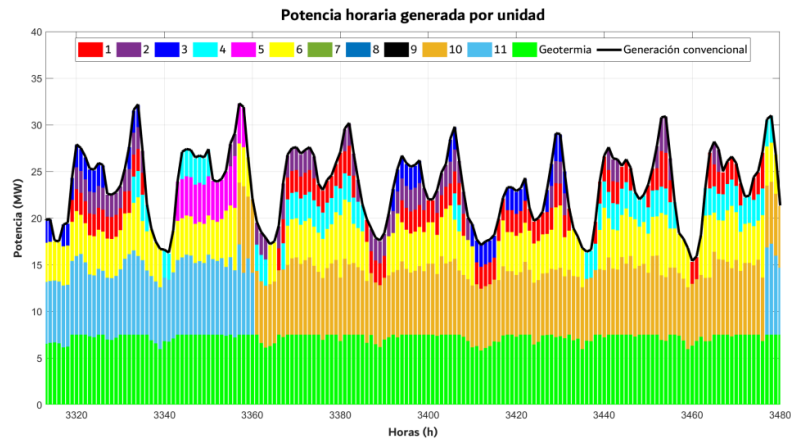


Figura 40. Caso 1. Comparativa 2 (G2).

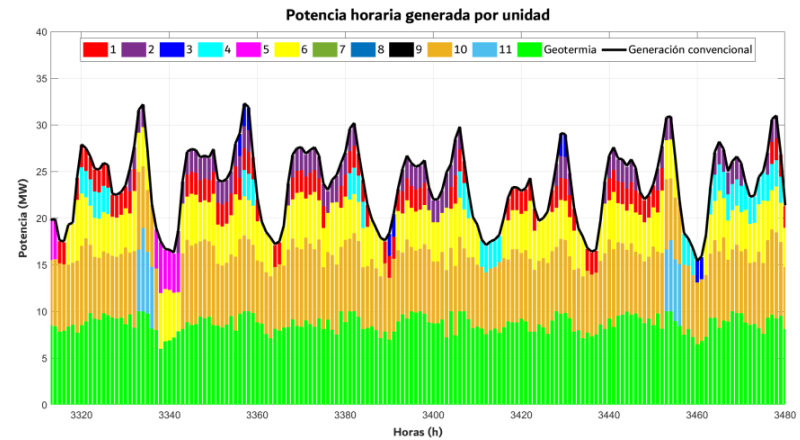


Figura 41. Caso 1. Comparativa 2 (G3).



2. Mínima generación convencional

Tabla 32. Comparativa casos de estudio. Mínima generación convencional. Demanda y número de unidades diésel en funcionamiento.

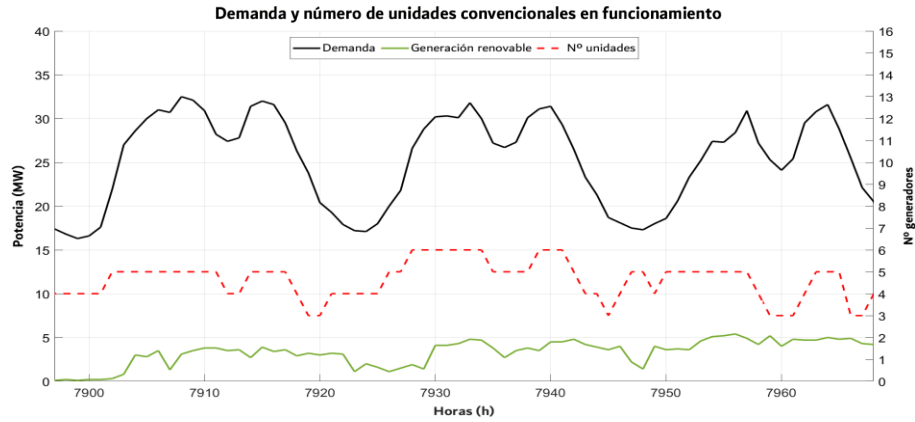


Figura 42. Caso 2. Comparativa 1 (referencia).

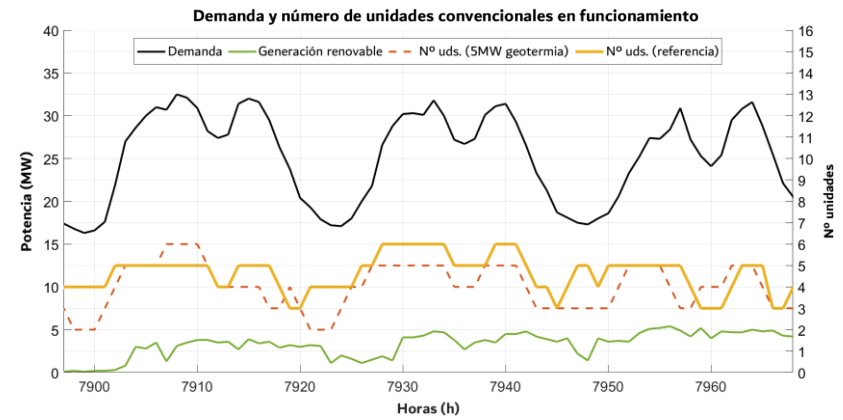


Figura 43. Caso 2. Comparativa 1 (G1).

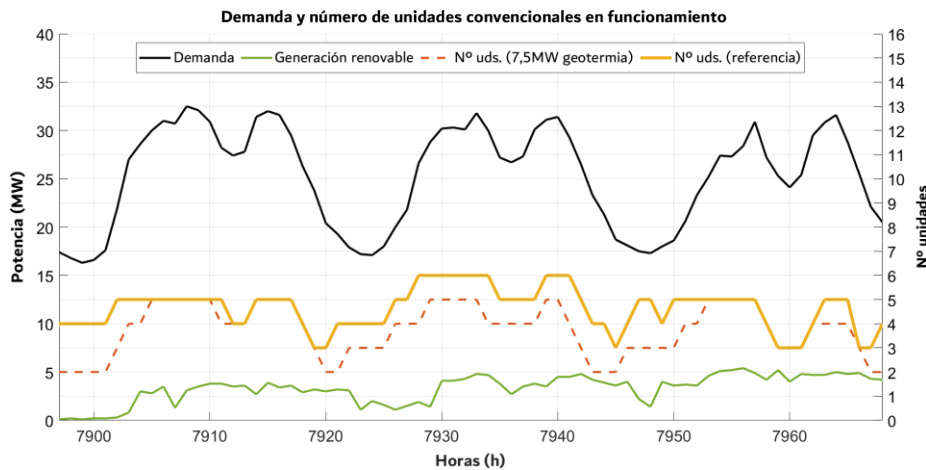


Figura 44. Caso 2. Comparativa 1 (G2).

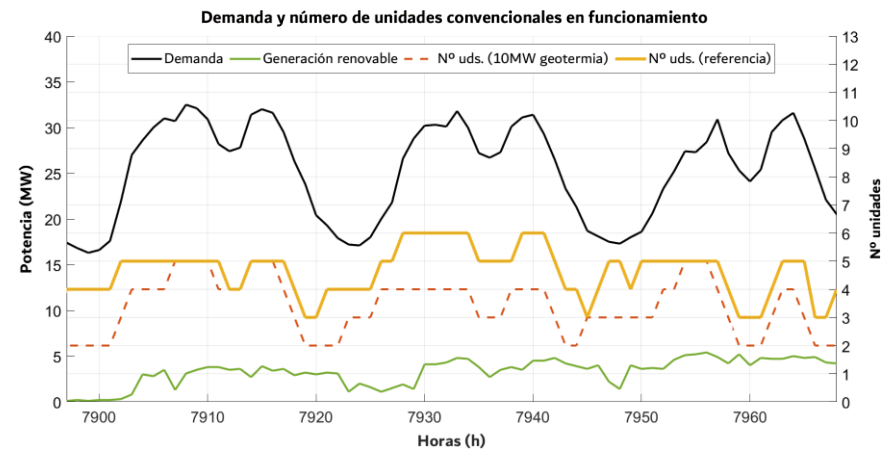


Figura 45. Caso 2. Comparativa 1 (G3).



Desarrollo de un modelo de despacho económico para evaluar el potencial geotérmico en Canarias: La Palma como caso de estudio

Tabla 33. Comparativa casos de estudio. Mínima generación convencional. Potencia horaria generada por unidad.

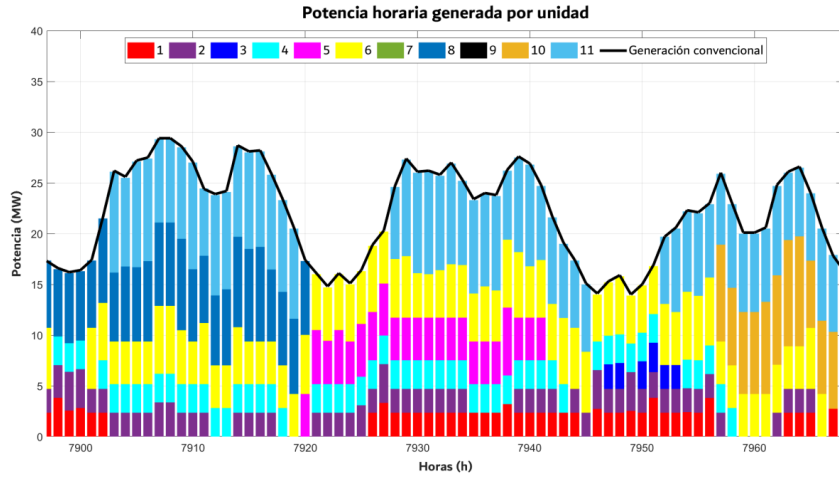


Figura 46. Caso 2. Comparativa 2 (referencia).

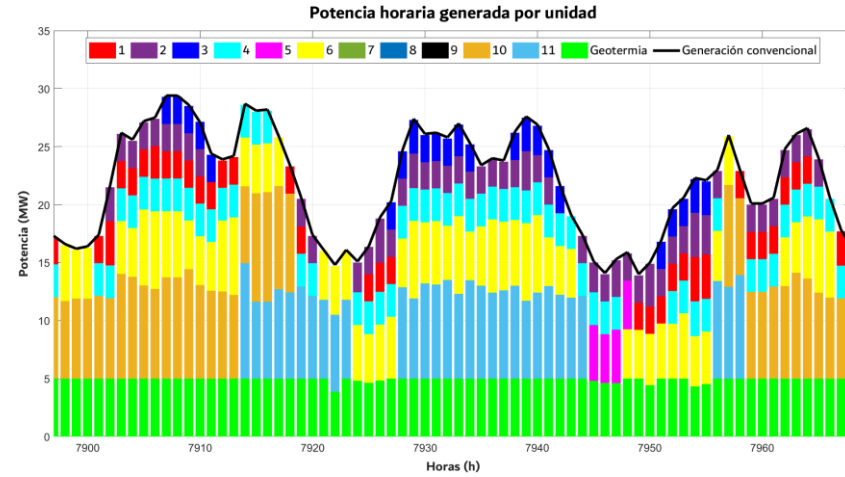


Figura 47. Caso 2. Comparativa 2 (G1).

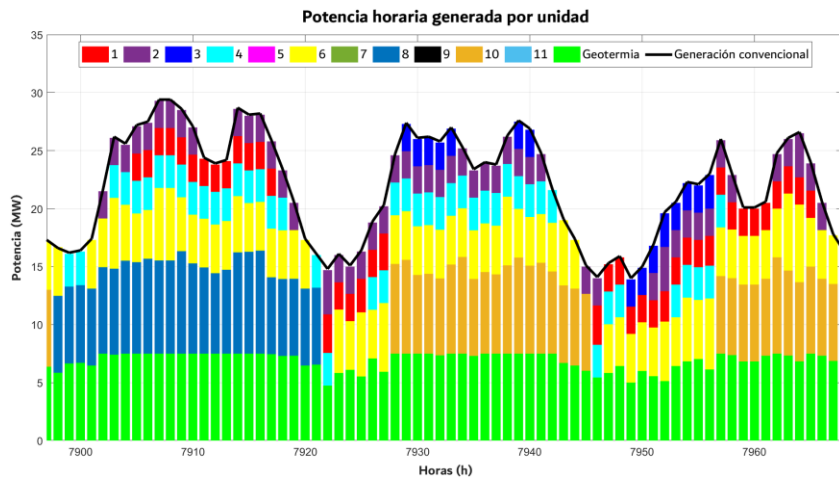


Figura 48. Caso 2. Comparativa 2 (G2).

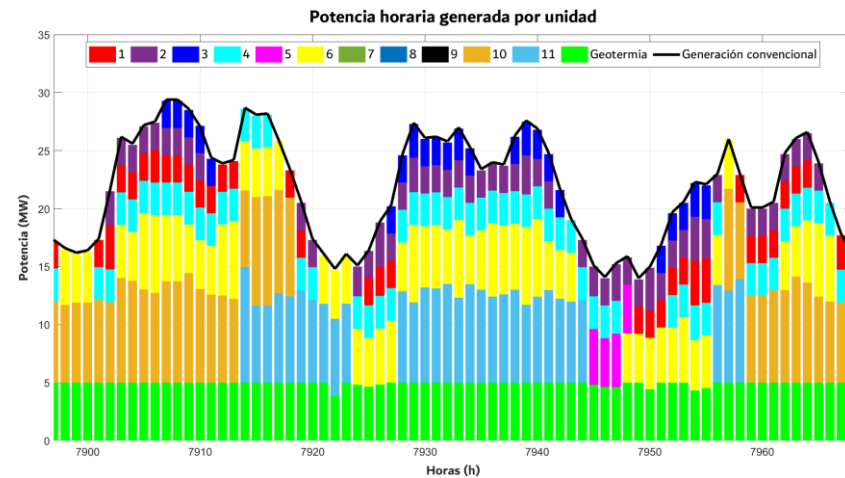
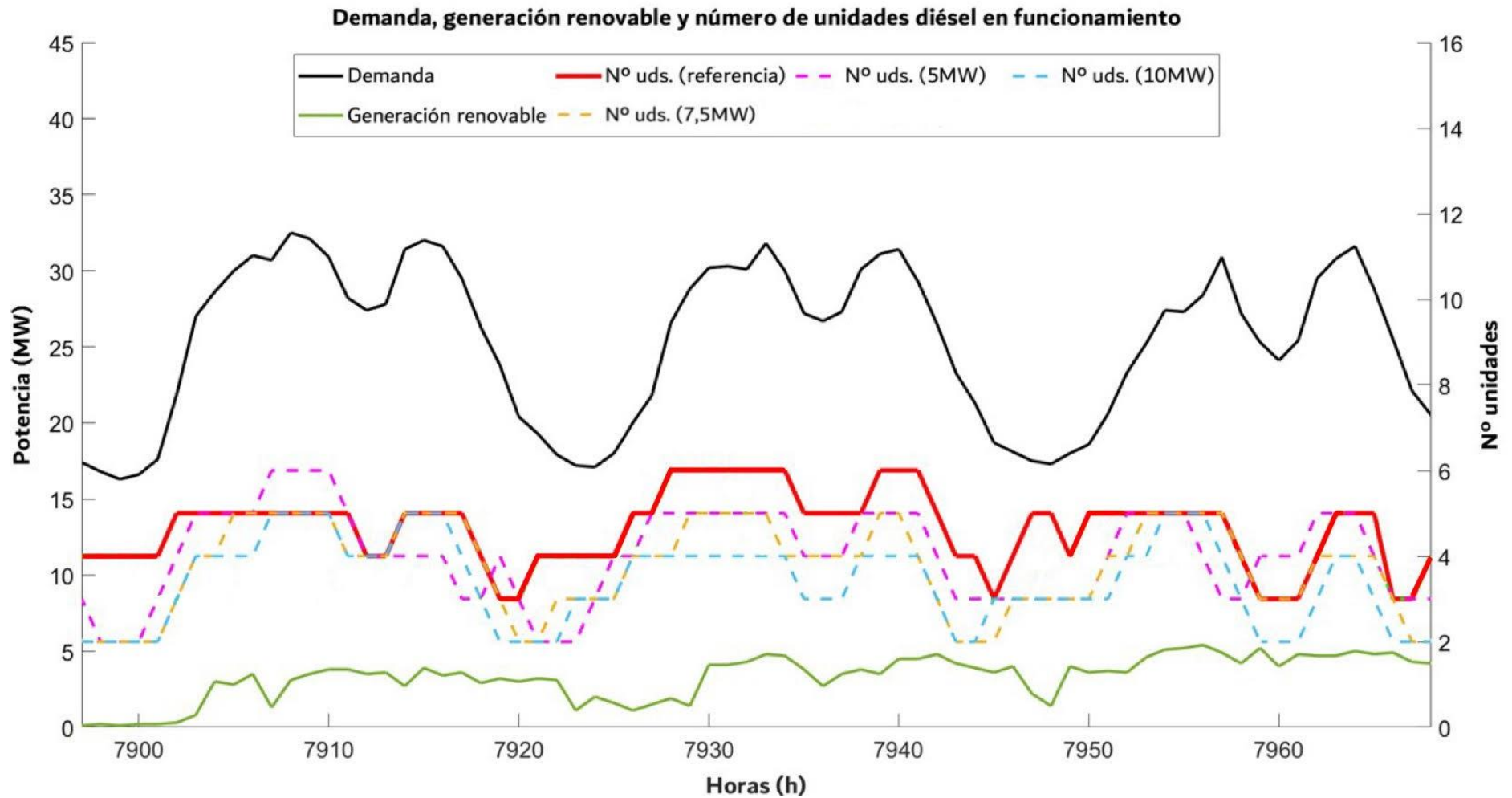


Figura 49. Caso 2. Comparativa 2 (G3).



Figura 50. Comparativa casos de estudio. Mínima generación convencional. Demanda, generación renovable y número de unidades diésel en funcionamiento.





3. Máxima generación convencional

Tabla 34. Comparativa casos de estudio. Máxima generación convencional. Demanda y número de unidades diésel en funcionamiento.

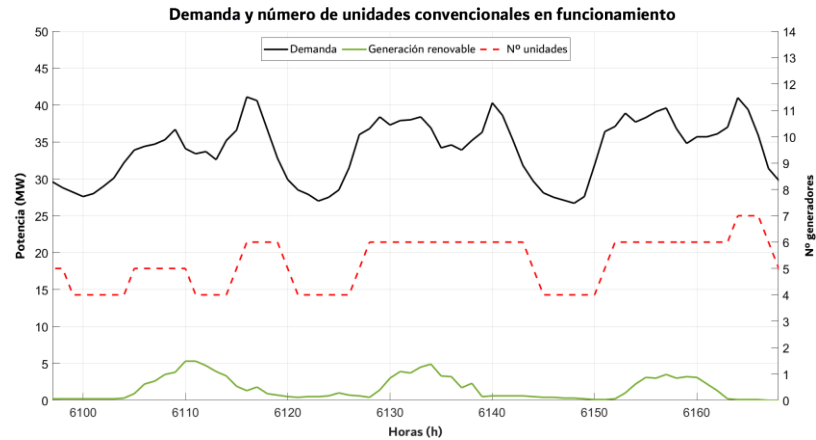


Figura 51. Caso 3. Comparativa 1 (referencia).

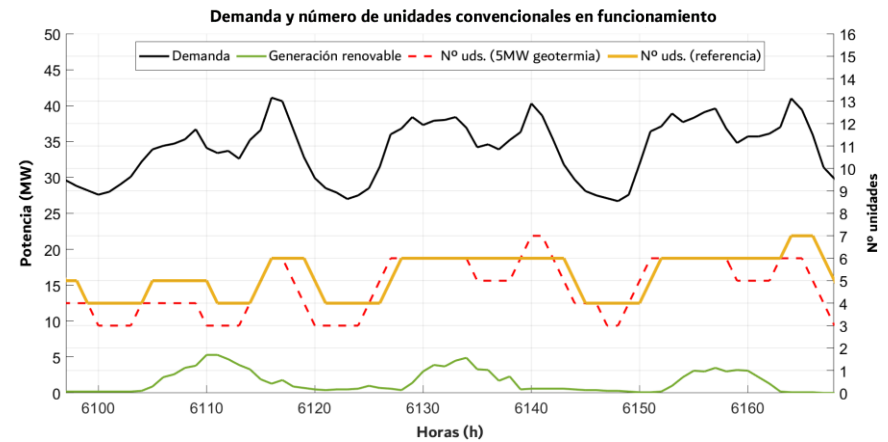


Figura 52. Caso 3. Comparativa 1 (G1).

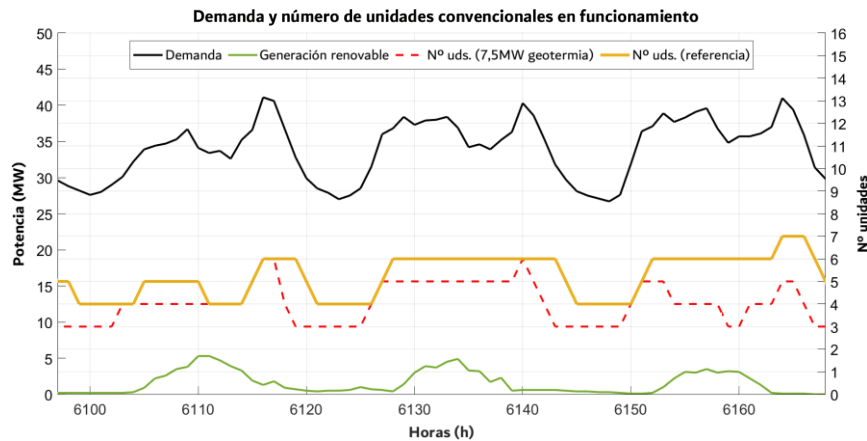


Figura 53. Caso 3. Comparativa 1 (G2).

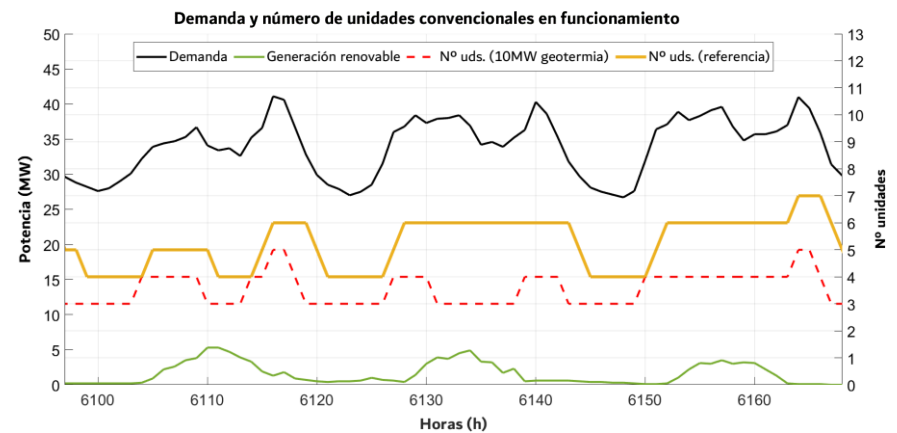


Figura 54. Caso 3. Comparativa 1 (G3).



Desarrollo de un modelo de despacho económico para evaluar el potencial geotérmico en Canarias: La Palma como caso de estudio

Tabla 35. Comparativa casos de estudio. Máxima generación convencional. Potencia horaria generada por unidad.

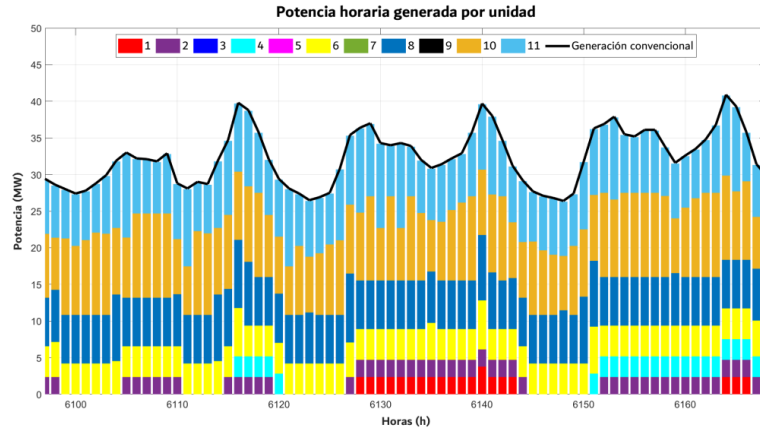


Figura 55. Caso 3. Comparativa 2 (referencia).

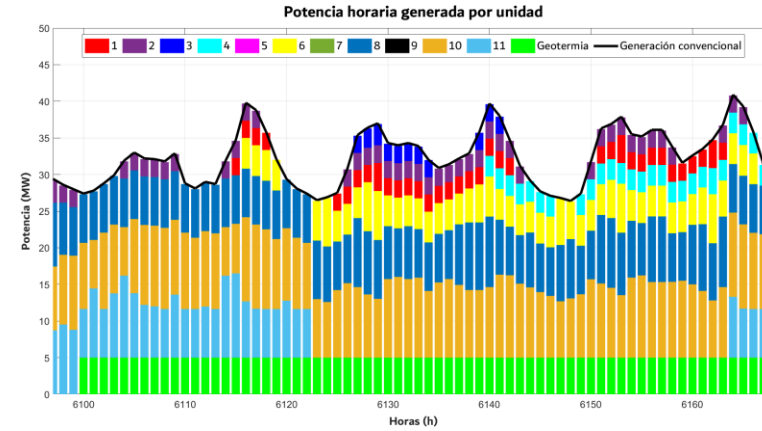


Figura 56. Caso 3. Comparativa 2 (G1).

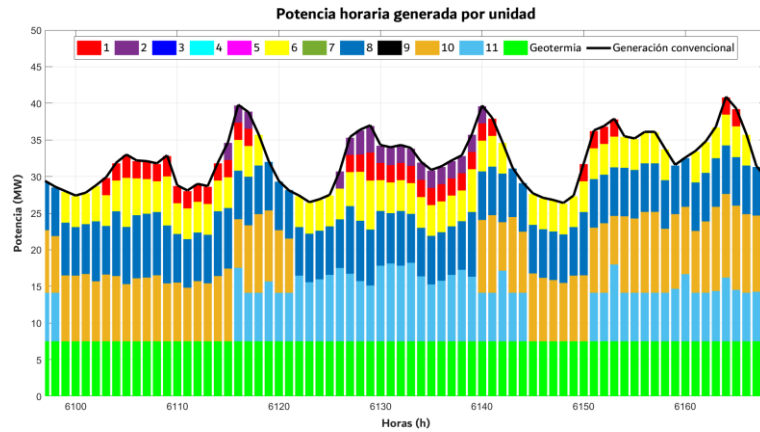


Figura 57. Caso 3. Comparativa 2 (G2).

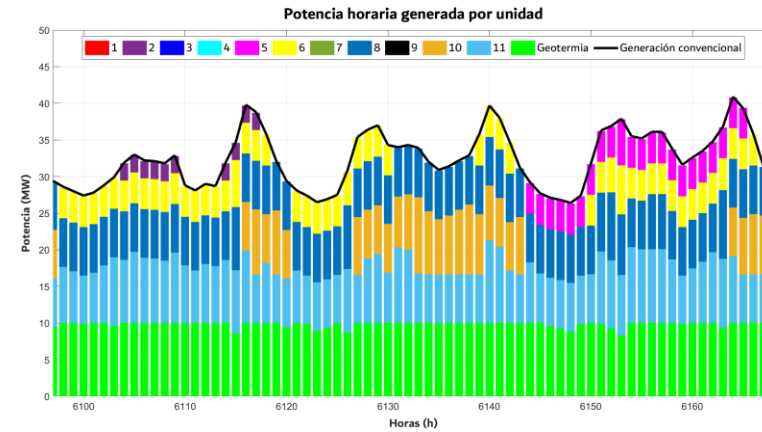


Figura 58. Caso 3. Comparativa 2 (G3).



Figura 59. Comparativa casos de estudio. Máxima generación convencional. Demanda, generación renovable y número de unidades diésel en funcionamiento.

