

Jornadas de Automática

Modelado de la integración a gran escala de energías renovables en sistemas eléctricos. Bondades de la incorporación de la energía geotérmica

Montesdeoca-Martínez, Fernando^{a,*}, Velázquez-Medina, Sergio^a

^a Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Campus de Tafira s/n, 35017 Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas, España.

To cite this article: Montesdeoca-Martínez, F., Velázquez-Medina, S. 2024. Modelling the large-scale integration of renewable energies in electricity systems. Benefits of incorporating geothermal energy. *Jornadas de Automática*, 45. <https://doi.org/10.17979/ja-cea.2024.45.10848>

Resumen

El recurso geotérmico es una fuente energética renovable gestionable. Estas cualidades la convierten en una opción atractiva en la integración en la generación eléctrica, especialmente en aquellos sistemas energéticos débiles con una alta penetración de energías renovables no gestionables. Diversos estudios reconocen las altas posibilidades de la existencia de recursos geotérmicos de alta y media entalpía en las Islas Canarias. En este estudio se han implementado dos modelos para la simulación de sistemas energéticos con una alta participación de fuentes energéticas renovables, donde se analizan las bondades de la incorporación adicional de la energía geotérmica. En los modelos se ha aprovechado la cualidad gestionable de la geotermia para adaptar su generación a la demanda de energía. Los resultados confirman que la energía geotérmica es capaz de suministrar electricidad de manera estable y flexible. Su contribución a la parte gestionable de la generación supone que se minimice la dependencia de los sistemas eléctricos a la generación térmica convencional.

Palabras clave: Modelado y simulación de sistemas de potencia, Operación y control óptimos de sistemas de potencia, Control de fuentes energéticas renovables, Sistemas de energía, Estabilidad de sistemas híbridos.

Modelling the large-scale integration of renewable energies in electricity systems. Benefits of incorporating geothermal energy

Abstract

The geothermal resource is a dispatchable renewable energy source. This quality makes it an attractive option for integration into electricity generation, especially in weak energy systems with high levels of penetration of non-dispatchable renewable energies. Several studies have recognized the high potential for the existence of high- and medium-enthalpy geothermal resources in the Canary Islands. In this study, two models are implemented for the simulation of energy systems with a high participation of renewable energy sources in which the benefits of the additional incorporation of geothermal energy are analysed. The models take advantage of the dispatchable nature of geothermal energy to adapt its generation to energy demand. The results confirm that geothermal energy is able to supply electricity in a stable and flexible manner. Its contribution to the dispatchable portion of electricity generation means that the dependence of the systems on conventional thermal generation is minimized.

Keywords: Modeling and simulation of power systems, Optimal operation and control of power systems, Control of renewable energy resources, Energy systems, Stability of hybrid systems.

1. Introducción

Fomentar la integración de la electricidad procedente de fuentes renovables es crucial para lograr que al menos el 32% del consumo final bruto de energía de la Unión Europea en el año 2030 sea procedente de fuentes renovables, tratándose este del objetivo global vinculante de la UE para 2030 establecido en la Directiva (UE) 2018/2001 (Parlamento Europeo y del Consejo, 2018). El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (Gobierno de España, 2020) propone diferentes sistemas de apoyo para promover el uso de nuevas tecnologías renovables, como por ejemplo la geotermia de alta temperatura para generación eléctrica a gran escala, que no dispone de mercado en España a pesar de ser una tecnología madura.

En el PNIEC se presta especial atención a los territorios no peninsulares como el archipiélago canario, dada su elevada dependencia del petróleo y sus características especiales, como la limitación de su territorio, la lejanía del continente, la insularidad y el pequeño tamaño de sus sistemas eléctricos. Además, la alta penetración de energías renovables no gestionables prevista para el archipiélago debería ser complementada con la incorporación de sistemas de almacenamiento energético y otras fuentes de energías renovables gestionables.

La energía geotérmica es controlable, firme, flexible y fiable (Bhagaloo *et al.*, 2022), lo que la convierte en una fuente gestionable. Su respuesta ante perturbaciones producidas en situaciones de contingencia es capaz de alcanzar los estándares logrados por la generación convencional (Gobierno de Canarias, 2020). Además, la geotermia es considerada una fuente de energía limpia al presentar un impacto medioambiental bajo en comparación con otras tecnologías de conversión de energía (Karlsdottir *et al.*, 2020).

Las altas posibilidades de la existencia de recursos geotérmicos de alta y media entalpía en diversas zonas de Canarias (Gobierno de Canarias, 2020), así como las ventajosas particularidades de esta fuente energética, la posicionan como alternativa a incorporar en los sistemas eléctricos canarios para lograr su descarbonización en el horizonte 2040 (Gobierno de Canarias, 2022a).

En el presente trabajo se han desarrollado dos modelos para la simulación de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables en el que, como originalidad, se incorpora adicionalmente la energía geotérmica y se valora su potencialidad, como fuente energética renovable gestionable, a la hora de minimizar la aportación de la generación eléctrica convencional. Los modelos se aplican a siguiente dos casos en diferentes islas del archipiélago canario (España):

- i) Integración geotérmica a gran escala en el sistema eléctrico de la isla de Tenerife;
- ii) Incorporación de una planta geotérmica en un sistema de generación renovable diversificada para el autoconsumo de una planta desalinizadora de agua de mar en la isla de Gran Canaria.

2. Métodos y materiales

Esta sección se divide en las dos siguientes modalidades de integración de energía geotérmica: i) integración a gran escala; ii) integración en sistema de autoconsumo.

2.1. Integración geotérmica a gran escala

En esta subsección se estudia la integración a gran escala de la energía geotérmica en un sistema eléctrico insular. Concretamente, se ha escogido a la isla de Tenerife (España) como caso de estudio particular.

2.1.1. Estimación de la demanda eléctrica insular

Tenerife es la isla más poblada del archipiélago canario. La demanda eléctrica total de Tenerife en 2022 fue de 3412.4 GWh (Red Eléctrica de España, s.f.), equivalente al 40% del consumo total del archipiélago canario. Para el año 2040 se estima que la demanda total ascienda a 3632 GWh (Gobierno de Canarias, 2022b). En este estudio se ha realizado una estimación de la demanda eléctrica horaria de Tenerife para el horizonte del año 2040. Concretamente, se ha construido el perfil de la demanda para cuatro días tipo: laboral de invierno, no laboral de invierno, laboral de verano y no laboral de verano. Para ello se tomaron como referencia los datos horarios de la demanda correspondiente a un total de 24 días representativos del año 2022 (Red Eléctrica de España, s.f.). Por último, dichos perfiles horarios fueron proporcionalmente escalados a la demanda eléctrica total estimada para la isla en 2040.

2.1.2. Capacidad energética del recurso geotérmico

El origen volcánico del archipiélago canario y sus consecuentes actividades volcánicas han derivado en la ejecución de diversos estudios de exploración geotérmica. En este sentido, Tenerife es la isla que cuenta con una fase de exploración más avanzada en Canarias. Los estudios reconocen las altas probabilidades de la existencia de recursos geotérmicos de alta entalpía en reservorios profundos.

Basándose en una interpretación conjunta en 3D de modelos magnetotélúricos y sísmico tomográficos (García-Yeguas *et al.*, 2017), los autores identificaron los reservorios geotérmicos y estimaron el calor bruto almacenado en ellos, el cual asciende a 4,574,942 TJ (Montesdeoca-Martínez and Velázquez-Medina, 2023a).

La potencia eléctrica total instalable P (en kW) se define en (1), donde H (en kJ) es el calor bruto almacenado en los reservorios, FRT (adimensional) es el factor de recuperación térmica, η (adimensional) es la eficiencia de conversión, Lt es la vida útil de las instalaciones geotérmicas (en s) y FC (adimensional) es el factor de capacidad.

$$P = \frac{H \cdot FRT \cdot \eta}{Lt \cdot FC} \quad (1)$$

En la Estrategia de la Geotermia en Canarias (Gobierno de Canarias, 2020) se propone al ciclo orgánico de Rankine (ORC, por sus siglas en inglés) como potencial tecnología a emplear en el archipiélago. Para el horizonte del año 2040 se prevé que esta tecnología geotérmica presentará una eficiencia

de conversión del 14.7% y una vida útil de 30 años (Comisión Europea, 2014).

2.1.3. Estimación de la generación eólica

La estimación del perfil diario de generación eólica se ha realizado a partir de la estimación del FC eólico. Para ello, se ha hecho uso de la aplicación web libre Global Wind Atlas (Universidad de Dinamarca y Banco Mundial, s.f.). Esta aplicación devuelve el FC promedio anual que obtendría un modelo concreto de aerogenerador colocado en una ubicación determinada. En (Montesdeoca-Martínez and Velázquez-Medina, 2023a) se encuentra la información concreta relacionada con los modelos de aerogenerador y ubicaciones seleccionadas para la determinación del FC promedio. Los valores medios obtenidos para el FC eólico onshore y offshore son 0.435 y 0.537, respectivamente. Posteriormente, se ha realizado la distribución horaria de estos para los días tipo de invierno y verano en base a los datos oficiales de producción eólica de Tenerife en el periodo 2019-2021, trienio en el que la potencia eólica instalada se mantuvo en 195.65 MW. La metodología seguida para la realización de la distribución puede consultarse en (Montesdeoca-Martínez and Velázquez-Medina, 2023a).

Las potencias instalables óptimas para el año 2040, según la evolución establecida en el documento estratégico del Gobierno de Canarias, son de 1568 y 505.3 MW, respectivamente (Gobierno de Canarias, 2022b). Teniendo en cuenta los plazos para la ejecución de este tipo de proyectos, incluida su tramitación administrativa, se toman para el presente caso de estudio las potencias contempladas en dicho documento para el año 2030, que son de 568.5 MW y 130 MW, respectivamente.

2.1.4. Generación solar fotovoltaica

El Real Decreto 413/2014 (Gobierno de España, 2014) proporciona, para cada mes y zona climática, valores horarios del FC fotovoltaico. Para calcular el FC promedio en un día tipo de invierno y de verano, se han tomado los valores correspondientes a la zona climática V, donde se encuentra el archipiélago canario y por ende Tenerife.

Al igual que para la energía eólica, se contempla la potencia fotovoltaica establecida en la estrategia de la generación gestionable de Canarias (Gobierno de Canarias, 2022b) para el año 2030, que es de 354 MW.

2.1.5. Modelado y simulación del balance energético

Se ha utilizado Matlab para implementar el modelo del balance energético del sistema eléctrico insular (Figura 1). Dada la naturaleza intermitente de la energía eólica y solar fotovoltaica, el balance ha sido desarrollado con una frecuencia horaria. En este sentido, son datos de entrada tanto las potencias instaladas de la solar fotovoltaica y eólica onshore y offshore, como sus respectivos valores horarios de FC, así como el valor horario de la demanda eléctrica insular. Para los sistemas eléctricos españoles, actualmente la inyección máxima de las energías renovables no gestionables está limitada al 50% de la capacidad de la línea eléctrica de transporte en la que se ubique el punto de conexión (Gobierno de España, 2021). En caso de que este límite no

sea alcanzado por la eólica y la fotovoltaica, el modelo contempla la posible aportación de la geotermia. Por contrario, si exceden de ese límite, la energía excedentaria será almacenada en un sistema hidroeléctrico de bombeo reversible (PHS, por sus siglas en inglés). La capacidad de almacenamiento y la potencia máxima en ciclos de turbinado y de bombeo son parámetros que determinan la cantidad de energía que puede ser acumulada por el sistema PHS, siendo necesario el corte o la reducción forzada de la producción de la energía excedentaria que el sistema no es capaz de almacenar. En este caso de estudio se ha considerado un sistema PHS con una capacidad de 2479 MWh y una potencia de 150 MW (Gobierno de Canarias, 2022b), con eficiencias de ida y vuelta del 85%. El resto de la demanda hasta el 100%, se cubrirá con fuentes energéticas gestionables, como la energía térmica convencional, la energía hidráulica mediante el sistema PHS, y la energía geotérmica (Figura 1). El método desarrollado permite mantener un control de la producción de las diferentes fuentes energéticas con el fin de abastecer a la demanda.

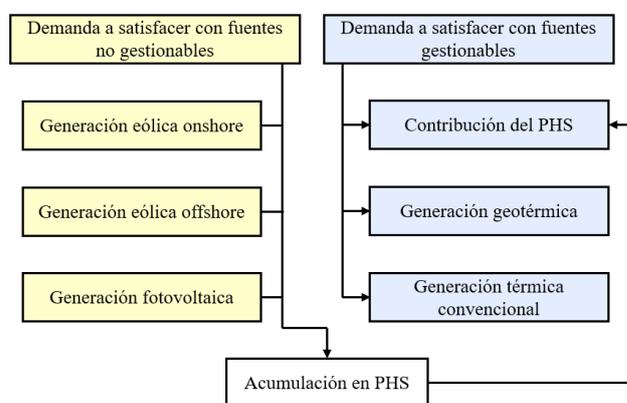


Figura 1: Diagrama de flujo del balance energético con fuentes gestionables y no gestionables.

En este estudio se simulan tres escenarios siguiendo el siguiente proceso de simulación: simulación inicial y resimulación. En la simulación inicial se supone que las fuentes no gestionables cubren el 50% de la demanda, mientras que el 50% restante es cubierto por las gestionables según la Tabla 1. Se supone que el sistema PHS y la geotermia contribuyen de manera equitativa a la demanda y que la potencia geotérmica es ilimitada. De esta manera, se obtiene la generación geotérmica horaria requerida para que no se presenten déficits energéticos en ningún instante del año.

Tabla 1: Condiciones iniciales de contribución de las fuentes gestionables a la demanda.

Escenario	Térmica	Geotermia	Hidráulica
1	35%	7.5%	7.5%
2	20%	15%	15%
3	0%	25%	25%

En la resimulación de los tres escenarios, a diferencia de la simulación inicial, se limita la potencia geotérmica, entendiéndose esta como la potencia total de un conjunto de plantas geotérmicas. Para establecer la potencia geotérmica, se realiza una distribución de frecuencias de los datos horarios

de generación geotérmica resultantes de la simulación inicial, y, posteriormente, se selecciona aquella potencia nominal capaz de satisfacer los requerimientos de generación geotérmica observados en al menos el 80% de los datos obtenidos en la simulación inicial. Con ello se intenta evitar el sobredimensionamiento de las instalaciones geotérmicas y, por ende, de los sobrecostos económicos, asegurando que éstas trabajarían en rangos más próximos a su potencia nominal. Además, para evitar la reducción de la eficiencia experimentada en las turbinas durante el funcionamiento con caudales bajos, se establece en la resimulación, como condición de operación en las plantas, un mínimo técnico igual al 25% de la potencia nominal seleccionada.

2.2. Integración geotérmica en sistema de autoconsumo

2.2.1. Descripción del caso de estudio

En este caso de estudio particular se propone la integración de una planta geotérmica a un sistema de generación renovable para abastecer a una desalinizadora en modalidad de autoconsumo. La planta desalinizadora de agua de mar por osmosis inversa se encuentra en el sureste de la isla de Gran Canaria (España) y su capacidad de producción es de 33,000 m³/día. La propiedad de la desalinizadora ha planificado un abastecimiento de su demanda mayoritariamente a partir de un mix energético compuesto por energía eólica y fotovoltaica (Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria, s.f.). En este estudio se propone la incorporación adicional al mix de una instalación geotérmica con ORC. El objetivo de esta incorporación es aprovechar los recursos geotérmicos de media entalpía reconocidos en la zona sureste de la isla, para los que se estima una temperatura de 130 °C (IDAE, 2011).

2.2.2. Modelado y simulación del balance energético

La Figura 2 muestra el método seguido para determinar la operación de la planta geotérmica en función del resultado del balance energético dado entre el consumo energético de la planta desalinizadora y la generación renovable proveniente de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas. El modelo del balance ha sido implementado en Matlab. Teniendo en cuenta la naturaleza volátil de la energía eólica y fotovoltaica, el modelo ha sido simulado a una resolución temporal horaria. Este método permite mantener un control de la generación geotérmica en base a las necesidades energéticas del sistema.

Los datos de demanda energética han sido aportados por la propiedad de la planta desalinizadora (Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria, s.f.).

Por otro lado, la propiedad tiene proyectado instalar 8.8 MW de energía eólica y 800 kW de energía solar fotovoltaica. La estimación de la generación eólica horaria se ha calculado a partir de los datos de velocidad del viento, obtenidos de una estación anemométrica y aportados por el Instituto Tecnológico de Canarias (Instituto Tecnológico de Canarias, s.f.) y la curva de potencia de los aerogeneradores seleccionados. El cálculo de las velocidades del viento a las alturas correspondientes de cada aerogenerador, y el posterior cálculo de la generación eólica horaria se ha

realizado a partir de una rutina informática elaborada por los autores en Matlab. Por su parte, el potencial fotovoltaico ha sido estimado haciendo uso de la plataforma online PVGIS (Comisión Europea, s.f.). Los materiales y métodos específicos utilizados para estimar la generación eólica y fotovoltaica pueden consultarse en (Montesdeoca-Martínez and Velázquez-Medina, 2023b).

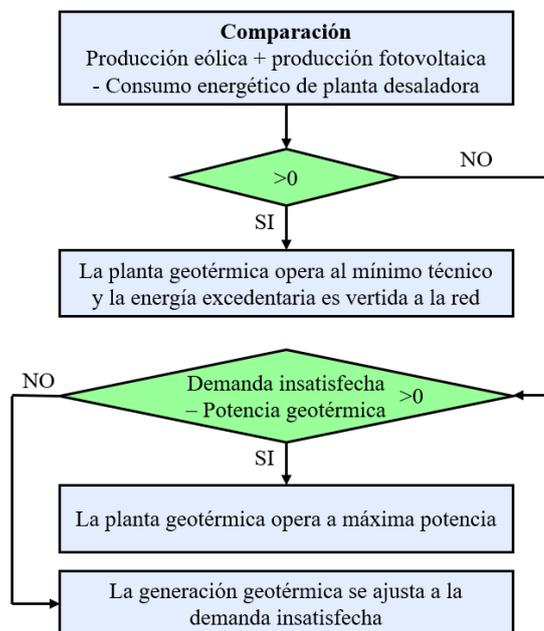


Figura 2: Esquema del modelado de la operación de la planta geotérmica.

En ese estudio se llevó a cabo un diseño preliminar de la planta geotérmica ORC en base a las características del recurso geotérmico. La potencia eléctrica neta resultante de la planta geotérmica es de 4.16 MW. El mínimo técnico de funcionamiento establecido (Figura 2) corresponde con el 25% de dicha potencia. Estos son datos de partida utilizados para el modelo del funcionamiento de la planta geotérmica.

3. Resultados

3.1. Resultados de la integración geotérmica a gran escala

Los resultados de las simulaciones muestran que la generación renovable no gestionable es superior a la parte correspondiente de la demanda a satisfacer durante una gran parte del día, tanto en invierno como en verano. Esto implica que los cortes anuales de producción asciendan a 1284.19, 908.58 y 659.98 GWh en los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente.

La Tabla 2 contiene los valores de la potencia geotérmica nominal adoptada en cada escenario resimulado, que sería la potencia total del complejo de plantas geotérmicas ORC, el FC geotérmico resultante, y la potencia geotérmica máxima instalable según (1). Este último parámetro se ha calculado inicialmente en base a un factor de recuperación térmica de 0.15, a excepción del escenario 3 donde es de 0.17. Estos valores son inferiores al valor máximo creíble basado en la experiencia mundial, que es 0.20 (Garg and Combs, 2015).

Tabla 2: Potencia geotérmica nominal adoptada, P_{nom} , FC geotérmico resultante y potencia máxima instalable, P_{max} , para cada escenario.

Escenario	P_{nom} (MW)	FC	P_{max} (MW)
1	45	0.695	153.4
2	75	0.826	129.1
3	170	0.700	172.6

En cuanto a la contribución final de las diferentes fuentes energéticas a la demanda eléctrica de Tenerife en 2040, las renovables no gestionables consiguen satisfacer un 49.8% de la misma, mientras que la contribución de las fuentes energéticas gestionables varía para cada escenario (Tabla 3).

El escenario 3 resulta ser aquel en el que se da la mayor contribución de la energía geotérmica y del sistema PHS, siendo a su vez el escenario menos dependiente de la generación térmica convencional. Esta última no presenta una contribución nula, que era lo considerado en las condiciones de la simulación inicial, ya que, al limitar la potencia geotérmica nominal, se producen déficits energéticos en determinados instantes del año que deben ser cubiertos por la térmica convencional. En cualquier caso, resulta una participación térmica convencional baja, consiguiendo un escenario altamente descarbonizado.

La Figura 3 muestra la contribución renovable a la demanda en un día tipo de invierno correspondiente al escenario 1, siendo este el que dispone de menor potencia geotérmica instalada.

Tabla 3: Contribución de las fuentes gestionables a la demanda eléctrica anual de Tenerife en 2040.

Escenario	Térmica	Geotermia	Hidráulica
1	35.1%	7.6%	7.5%
2	20.2%	15%	15%
3	1.4%	28.8%	20%

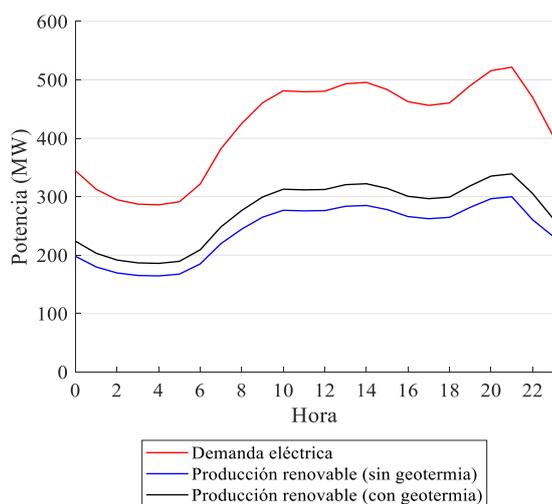


Figura 3: Demanda eléctrica insular y producción renovable en un día tipo de invierno.

3.2. Resultados de la incorporación de la geotermia en el sistema de autoconsumo

Los resultados de la simulación muestran que el sistema de generación renovable diversificada consigue producir

52,481.50 MWh/año, de los cuales 28,954.64 MWh/año provienen del parque eólico, 1,883.67 MWh/año de las instalaciones fotovoltaicas y 21,643.19 MWh/año de la planta geotérmica, alcanzando esta última un FC igual a 0.594. Por su parte, la desalinizadora supone un consumo anual de 49,435.14 MWh.

Como se observa en la Tabla 4, la integración de la planta geotérmica en el sistema de generación renovable original aumenta la energía renovable autoconsumida por la planta desalinizadora, y, por tanto, el grado de autoconsumo renovable (DSC, por sus siglas en inglés), y disminuye el grado de excedentes energéticos renovables (SER, por sus siglas en inglés). Además, incrementa significativamente la contribución de las energías renovables a la demanda (DSD, por sus siglas en inglés), pasando en este último caso del 42% al 79%, gracias al funcionamiento de esta a máxima potencia en momentos de baja generación eólica y fotovoltaica, pudiendo así suministrar de manera segura y estable una cantidad significativa de energía renovable a la planta desalinizadora. Estos indicadores justifican que dicha integración supone una mejora significativa del nuevo sistema energético renovable diversificado.

Tabla 4: Ratios energéticas del sistema de generación renovable.

Indicador	Sin geotermia	Con geotermia
DSC	67.4%	74.4%
DSD	42%	79%
SER	32.6%	25.6%

En la Figura 4 se representan los resultados del balance energético horario del sistema para un día tipo de invierno. Se observa que la energía eólica y fotovoltaica nunca llegan a cubrir la demanda energética de la planta desalinizadora. No obstante, la integración de la planta geotérmica permite adaptar la generación renovable total a la demanda durante una gran parte del día, y disminuye el déficit energético dado en el periodo nocturno debido al aumento de la producción de la planta desalinizadora. Cabe destacar que a medio día coincide el pico de generación eólica y fotovoltaica con un periodo de bajo consumo de la planta desalinizadora, dando lugar a la generación de energía excedentaria, con la planta geotérmica operando al mínimo técnico establecido.

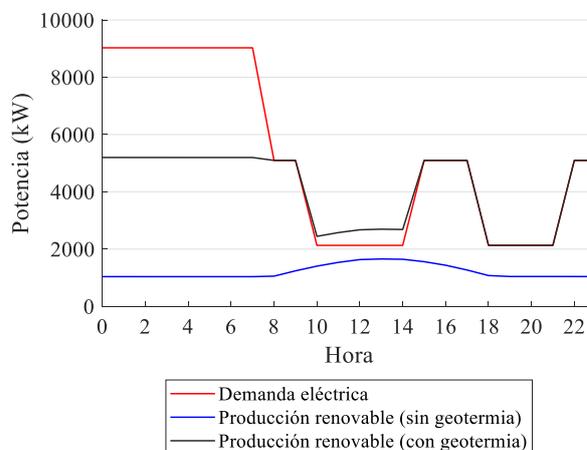


Figura 4: Balance energético del sistema en un día tipo de invierno.

Por otro lado, en el día tipo de verano las energías geotérmica y eólica consiguen satisfacer la totalidad de la energía demandada por la planta desalinizadora durante la noche. Sin embargo, la demanda energética de la planta desalinizadora desciende durante el día y la generación solar fotovoltaica supone un aporte adicional a la generación renovable del sistema, dando lugar a la generación de energía excedentaria (de 8:00 a 23:00), tiempo durante el cual la planta geotérmica opera al mínimo técnico establecido.

4. Conclusiones

En el presente estudio se han implementado dos modelos para la simulación de sistemas eléctricos a los que se incorpora la energía geotérmica, entre otras fuentes energéticas renovables. El primer modelo se ha aplicado al caso particular de la red eléctrica aislada de Tenerife, mientras que el segundo a un sistema de generación renovable para el autoconsumo de una desaladora de Gran Canaria. Con estos modelos se ha buscado aprovechar la cualidad controlable de la energía geotérmica, regulando su generación en función de las necesidades energéticas del sistema en cuestión.

A través de los resultados obtenidos en el primer caso de estudio se verifica que es posible lograr escenarios con una elevada contribución renovable a la demanda eléctrica de la isla. Se ha observado como la geotermia es capaz de aportar estabilidad y flexibilidad a la red eléctrica, llegando a contribuir un 28.8% de la demanda anual insular en el escenario de mayor explotación de su recurso.

En el segundo caso de estudio se observa como la integración adicional de la planta geotérmica al sistema de generación renovable supone un incremento del 37% en el grado de abastecimiento de las energías renovables a la demanda energética de la planta desalinizadora, y una reducción del 7% en el grado de los excedentes energéticos renovables volcados a la red eléctrica insular. El carácter gestionable y flexible de la geotermia ha permitido lograr estas mejoras en el abastecimiento energético del sistema renovable.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido cofinanciado a través del programa INTERREG MAC 2014-2020, en el marco de los proyectos ACLIEMAC (MAC2/3.5b/380) y E5DES (MAC2/1.1a/309). Además, F. Montesdeoca-Martínez es beneficiario de la ayuda (FPI2024010028) del programa predoctoral de formación del personal investigador dentro de programas oficiales de doctorado en Canarias, de la Consejería de Universidades, Ciencia e Innovación y Cultura del Gobierno de Canarias, con la cofinanciación del Fondo Social Europeo Plus (FSE+). Estas fuentes de financiación no han tenido ninguna influencia en el diseño, la recopilación, el análisis o la interpretación de los datos del estudio.

Los autores desean expresar adicionalmente su agradecimiento a la Mancomunidad de municipios del sureste de la isla de Gran Canaria por su colaboración en la

aportación de información relevante para el estudio desarrollado.

Referencias

- Bhagaloo, K., Ali, R., Baboolal, A., Ward, K., 2022. Powering the sustainable transition with geothermal energy: a case study on Dominica. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 51, 101910. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101910
- Comisión Europea, 2014. ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC92496> DOI: 10.2790/057687
- Comisión Europea, s.f. Photovoltaic Geographical Information System. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- García-Yeguas, A., Ledo, J., Piña-Varas, P., Prudencio, J., Queral, P., Marcuello, A., Ibañez, J.M., Benjumea, B., Sánchez-Alzola, A., Pérez, N., 2017. A 3D joint interpretation of magnetotelluric and seismic tomographic models: the case of the volcanic island of Tenerife. *Computers & Geosciences* 109, 95–105. DOI: 10.1016/j.cageo.2017.08.003
- Garg, S., Combs, J., 2015. A reformulation of USGS volumetric “heat in place” resource estimation method. *Geothermics* 55, 150–158. DOI: 10.1016/j.geothermics.2015.02.004
- Gobierno de Canarias, 2020. Estrategia de la geotermia en Canarias. URL: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/ocean/images/Documentos/Estudios/D5_Estrategia_Geotermia_Canarias.pdf
- Gobierno de Canarias, 2022a. Plan de transición energética de Canarias (PTECAN-2030). Versión inicial. URL: https://www.gobiernodecanarias.org/energia/descargas/SDE/Portal/PTECan2030_V1/1-VersionInicial_PTECan_diligenciado.pdf
- Gobierno de Canarias, 2022b. Estrategia de la generación gestionable de Canarias (edición v1). URL: https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/ocean/images/Documentos/Estudios/D4_Estrategia_Generaci%C3%B3n_Gestionable.pdf
- Gobierno de España, 2014. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. URL: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2014/BOE-A-2014-6123-consolidado.pdf>
- Gobierno de España, 2020. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. URL: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pniec_completo_tcm30-508410.pdf
- Gobierno de España, 2021. Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. URL: <https://www.boe.es/boe/dias/2021/01/22/pdfs/BOE-A-2021-904.pdf>
- IDAE, 2011. Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio técnico PER 2011-2020. URL: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e9_geotermia_A_db72b0ac.pdf
- Instituto Tecnológico de Canarias, s.f. URL: <https://www.itccanarias.org/web/es/>
- Karlsdottir, M., Heinonen, J., Palsson, H., Palsson, O., 2020. Life cycle assessment of a geothermal combined heat and power plant based on high temperature utilization. *Geothermics* 84, 101727. DOI: 10.1016/j.geothermics.2019.101727
- Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria, s.f. URL: <https://surestegc.org/>
- Montesdeoca-Martínez, F., Velázquez-Medina, S., 2023a. Geothermal energy exploitation in an island-based 100% renewables strategy. Case study of Tenerife (Spain). *Journal of Cleaner Production* 426, 139139. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.139139
- Montesdeoca-Martínez, F., Velázquez-Medina, S., 2023b. Integration of a Geothermal Plant in a System with High Renewable Energy Penetration for Desalination Plant Self-Consumption. *Journal of Marine Science and Engineering* 11, 2. DOI: 10.3390/jmse11020353
- Parlamento Europeo y del Consejo, 2018. Directiva (UE) 2018/2001. URL: <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf>
- Red Eléctrica de España, s.f. Demanda y producción en tiempo real. URL: <https://www.ree.es/es/actividades/demanda-y-produccion-en-tiempo-real>
- Universidad de Dinamarca y Banco Mundial, s.f. Global Wind Atlas (GWA 3.1). URL: <https://globalwindatlas.info/>