

Smart Island: Tecnología Power-to-Gas para una isla de Gran Canaria 100% renovable

Manuel Bailera¹, Alejandro García¹, Pilar Lisbona² and Luis M. Romeo¹

¹ Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Universidad de Zaragoza, María de Luna, 3, 5018, Zaragoza Spain

² Escuela de Ingeniería de la Industria Forestal, Agronómica y de la Bioenergía, Universidad de Valladolid, Campus Duques de Soria, 42004, Soria Spain
mbailera@unizar.es

Resumen. El actual sistema de generación eléctrica de la isla de Gran Canaria se caracteriza por ser un sistema pequeño, poco eficiente, aislado y por estar constituido principalmente por tecnología sustentada en combustibles fósiles. Esta situación conlleva un elevado coste de generación eléctrica así como un elevado nivel de emisiones específicas. Con la finalidad de conseguir un sistema eléctrico más favorable técnica, económica y medioambientalmente se dimensiona un sistema de generación 100% renovable. Se proponen cuatro posibles modelos de entre los que se selecciona uno basado en generación eólica y fotovoltaica. Este sistema implementa un sistema Power to Gas que permite adaptar la generación a la demanda requerida por el sistema, además de considerar limitar la potencia del sistema Power to Gas. Finalmente la alternativa proyectada resulta ser una opción más rentable y sostenible que el sistema de generación actual.

Keywords: Smart island, Energy system, Power to Gas.

1 Introducción

Las Islas Canarias cuentan hoy en día con uno de los sistemas eléctricos menos descarbonizados de Europa. Su parque de generación eléctrica actual es la consolidación de un modelo proyectado hace varias décadas cuando las energías renovables no estaban desarrolladas. Este modelo se proyectó bajo la necesidad de abastecer sistemas aislados y de reducido tamaño en el que se necesitaban tecnologías capaces de adecuarse a la demanda del sistema en pequeños intervalos de tiempo. Por ello, se optó por instalar grupos de reducida potencia, arranque rápido y capacidad de variación de carga. Dicho modelo es capaz de cubrir la demanda pero presenta baja eficiencia, alta dependencia energética (importación de petróleo), elevados costes de generación e inestabilidad de precios [1,2].

En el escenario actual de cambio climático el principal gas de efecto invernadero es el dióxido de carbono (CO₂), producido por el uso de combustibles fósiles para la obtención de energía. Según el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC), la Humanidad no puede emitir más de 1.000 Gt de CO₂ a partir de ahora, si

queremos evitar que la temperatura media mundial se eleve a más de 1,5 o 2 °C: si proyectamos el ritmo actual de consumo, habremos emitido la totalidad de este carbono para el 2040. Por ello se han propuesto objetivos de reducción de emisiones a nivel internacional como se refleja en el Protocolo de Kioto o en las directivas de la Unión Europea [3,4].

Canarias al ser una región con un modelo energético basado principalmente en combustibles fósiles ha sido objeto de numerosos estudios por parte de diversas instituciones. Uno de los estudios realizados fue elaborado por Greenpeace [5]. Sus resultados demostraban la existencia de potencial renovable suficiente para cubrir la demanda energética de Canarias y la viabilidad económica del modelo planteado. Otras instituciones que han analizado la situación energética de Canarias han sido el Centro Atlántico de Pensamiento [6], el Gobierno de Canarias [1] o el Cabildo de Gran Canaria, para la isla de Gran Canaria [7], las cuales han planteado alternativas al actual modelo de generación basándose en el potencial energético de las islas y llegando a la conclusión de que mantener este sistema energético en el sistema insular no es viable a largo plazo. Por ello se plantea la necesidad de dimensionar un sistema eléctrico para Gran Canaria sostenible tanto ambiental como económicamente, en el que se ponga en valor el elevado potencial renovable de la isla.

1.1 El sistema eléctrico en cifras

El sistema eléctrico canario cuenta con seis subsistemas eléctricamente aislados y de pequeño tamaño comparados con el peninsular. En el momento actual y a corto plazo no está prevista la interconexión entre islas debido a las grandes profundidades marinas que impiden el tendido de cables submarinos. Cabe destacar la situación de las islas de Lanzarote y Fuerteventura, que sí están interconectadas.

Los sistemas eléctricos de mayor dimensión en Canarias, corresponden a las islas capitalinas y al compartido por las islas de Lanzarote y Fuerteventura. Los tres restantes son de escala reducida y corresponden a La Palma, La Gomera y El Hierro.

En el sistema actual la penetración de las energías renovables ha sido muy paulatina y meramente testimonial. El retraso del Archipiélago en la implantación de renovables es notable, en el año 2.015 de los 3.059 MW de potencia instalada solo el 11,2 % de la potencia instalada era renovable mientras que en la Península era del 37,3% [1]. Además, un gran número de centrales térmicas utilizan productos derivados del petróleo, fuel y gasoil, que poseen mayores emisiones específicas que el gas natural o el carbón (Tabla 1). Actualmente existe voluntad por parte de las Administración Pública de Canarias para aumentar la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía renovables [8]. Un ejemplo es el Plan Energético de Canarias, PECAN, que contempla importantes aumentos de potencia renovables en las islas. Por otro lado podemos afirmar que la realidad ha diferido de notablemente de los objetivos propuestos hace 5-10 años, pues se ha instalado potencia renovable pero en menor medida de lo esperado.

El consumo per cápita se situó en 4.126 kWh por habitante, quedando por debajo de la media nacional (5.639 kWh/hab). No obstante, el coste medio de generación del MWh fue de 191,93 € [1], un 271% más elevado que el del sistema peninsular. Asi-

mismo, las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica supusieron 6.244,19 kg de CO₂-eq por habitante [1].

Tabla 1. Potencia eléctrica instalada [MW] en las Islas Canarias en el año 2.015. Fuente:[1].

	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gome- ra	El Hierro	Total
Generación fósil								
Turbina de Vapor	304,2	265,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	570,1
Turbina de Gas	173,5	302,7	62,5	79,1	22,5	0,0	0,0	604,3
Ciclo combinado	461,7	456,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	918,5
Motor Diésel	84,7	86,2	169,8	107,9	82,8	22,6	14,9	568,9
Total	1.024,1	1.111,6	232,3	187,0	105,3	22,6	4,9	2.697,8
Generación renovable								
Eólica	86,7	36,7	8,8	13,1	7,0	0,4	0,0	152,6
Fotovoltaica	39,6	114,9	7,8	13,0	4,6	0,0	0,0	179,9
Minihidráulica	0,0	1,2	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	2,0
Hidroeólica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,8	22,8
Biogás	0,0	1,6	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7
Total	126,3	154,4	18,6	26,1	12,4	0,4	2,9	361,1
Total	1.150,4	1.266,0	250,9	213,2	117,7	23,0	37,8	3.059,0

1.2 Gran Canaria 100% renovable

Se pretende dimensionar un sistema eléctrico aislado con tecnología renovable y de tamaño representativo, por ello de las islas que componen el archipiélago canario se elige Gran Canaria. Su población es de 843 mil personas lo que supone el 40% de la población del conjunto insular. La demanda eléctrica de Gran Canaria se caracteriza por su estabilidad a lo largo del año (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), gracias al clima benigno de la isla con temperaturas suaves durante todo el año. La mayor afluencia de turistas en los meses estivales hace que exista un leve incremento de la demanda eléctrica en dicho periodo.

El hecho de tratarse de un sistema aislado, no interconectado, conlleva una menor estabilidad y seguridad en el sistema, debido a la imposibilidad de redirigir los flujos de potencia en caso de apertura de líneas, provocando cortes en el suministro. Por tanto, este aislamiento obliga a mantener una mayor capacidad de generación eléctrica para asegurar adecuadamente el suministro.

Por otro lado, el escaso volumen de demanda de los sistemas energéticos insulares, en comparación con el peninsular, hace complicado el aprovechamiento de las economías de escala lo que conlleva mayores costes de inversión y de explotación. El objetivo del presente proyecto es diseñar y dimensionar un sistema eléctrico 100% renovable para la isla de Gran Canaria. El potencial de fuentes de energía renovables de Gran Canaria es elevado, siendo las energías predominantes en la isla las siguientes tecnologías.

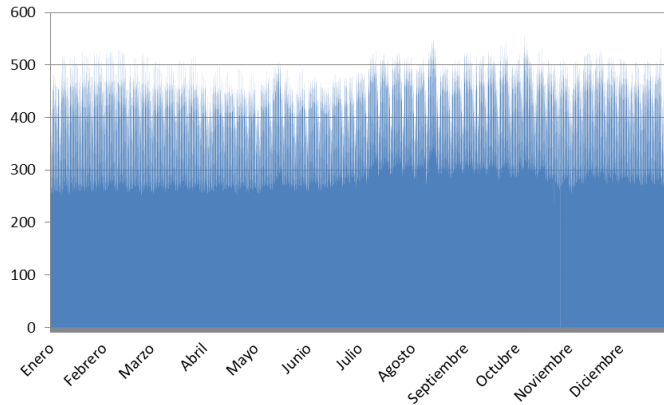


Fig. 1. Demanda eléctrica de Gran Canaria en el año 2015 [MW].

En primer lugar, la energía eólica con un elevado potencial tanto en la modalidad on shore como off shore. Un estudio reciente de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC) asegura que solo con eólica off shore se podría abastecer 22 veces el consumo eléctrico de la isla. El recurso eólico de la isla es elevado, superior al de otras regiones asegurando la rentabilidad de esta tecnología. La energía solar, al igual que la eólica, tiene un alto potencial en la isla, pues presenta un número elevado de horas de Sol al año y a una radiación alta.

Además de las tecnologías renovables de generación es necesario instalar sistemas de almacenamiento capaces de trasladar la energía generada y no demandada por el sistema a momentos en los que la generación es inferior a la demanda. El sistema de almacenamiento adecuado para la isla de Gran Canaria debe presentar gran potencia de transformación para adaptarse a las fluctuaciones de la generación renovable. Por ello el sistema de almacenamiento elegido es el Power to Gas. Esta tecnología se compone de electrolizadores que transforman los excedentes de electricidad en hidrógeno. Posteriormente se transforma este hidrógeno junto con dióxido de carbono en metano mediante un proceso de metanización. De esta forma se obtiene metano que es almacenado. El metano obtenido se transforma en electricidad mediante ciclo combinado en las situaciones donde la generación es inferior a la demanda. Es cierto que esta tecnología, Power to Gas, no presenta altos rendimientos pero permite grandes almacenamientos de energía durante largos periodos de tiempo. Para dimensionar el sistema eléctrico de la isla se van a desarrollar los siguientes puntos: (i) Caracterizar la demanda eléctrica de la isla. Para ello se recurrirá a las bases de datos de Red Eléctrica de España, (ii) evaluar las fuentes de energía renovable idóneas para Gran Canaria y la potencia a instalar. Asimismo, cuantificar la generación asociada a las mismas, (iii) cuantificar la eficiencia energética de un sistema de metanización catalítica. Posteriormente, dimensionar el sistema de almacenamiento Power to Gas necesario, en base a dicha eficiencia, al tamaño del parque de generación y a la demanda en cada periodo y (iv) evaluar técnica y económicamente diferentes configuraciones de potencia eólica, fotovoltaica y PtG para determinar cuál presenta mejores resultados.

2 Diseño y simulación de un sistema Power to Gas de metanización catalítica

Un parque de generación 100% renovable necesita ser gestionado adecuadamente para casar demanda y producción. Las tecnologías de almacenamiento energético permiten desplazar en el tiempo los excesos eléctricos para suplir déficits de producción ocasionados por la variabilidad de las renovables. El mix eléctrico propuesto se compone de eólica y fotovoltaica, e implementa un sistema PtG que permite adaptar la generación eléctrica a la demanda (Fig. 2). Este sistema es el más idóneo dada la potencia instalada en Gran Canaria, se adapta a las fluctuaciones de potencia y el almacenamiento del metano puede ser prolongado.

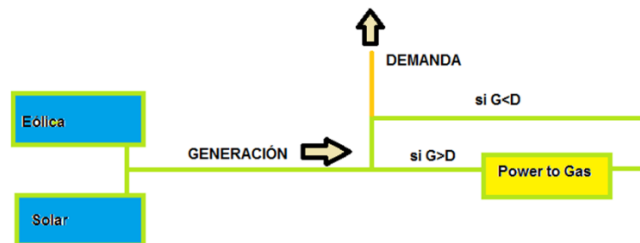


Fig. 2. Configuración del mix eléctrico planteado (G: generación eléctrica y D: demanda).

El sistema diseñado incluye electrolizadores que producen hidrógeno a partir de electricidad excedente; metanización, para generar metano a partir del hidrógeno y de captura de dióxido de carbono; y ciclo combinado que transforma la energía química del metano en energía eléctrica. A pesar de que el ciclo combinado no es una tecnología renovable, en este caso sus emisiones netas son nulas. El CO_2 empleado en la combustión del metano equivale al capturado para la producción del mismo en el proceso de metanización (Fig. 3). De forma global ocurre lo mismo con el agua y el oxígeno empleado en el sistema Power to Gas. El sistema idealmente no requiere aportes externos de agua ni de oxígeno, pues el oxígeno empleado en la combustión equivale al generado en los electrolizadores y el agua requerida por los electrolizadores proviene de la metanización, del vapor de agua de la combustión y de la parte no reaccionada en la reacción de electrólisis. Dada la escasez hídrica de la isla [9] supone una ventaja que el balance neto de agua en el sistema PtG sea nulo.

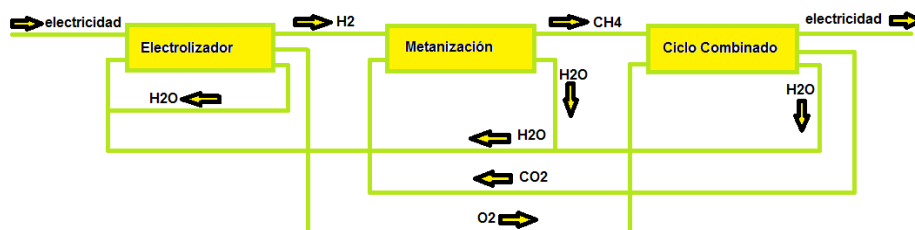


Fig. 3. Diagrama de bloques del sistema Power to Gas.

En el mix eléctrico propuesto se pueden dar tres situaciones. (i) La generación es igual a la demanda; el sistema Power to Gas no actúa y la generación proveniente de la potencia eólica y fotovoltaica es consumida directamente por el sistema. (ii) La generación es menor que la demanda; el sistema Power to Gas no actúa y la demanda es cubierta por la generación eólica-fotovoltaica y el aporte del ciclo combinado. (iii) La generación es mayor que la demanda; el sistema Power to Gas actúa transformando la diferencia entre generación y demanda en metano. La demanda es cubierta directamente por generación eólica-fotovoltaica.

2.1 Electrolizadores

La electrólisis del agua se produce mediante una reacción electroquímica en 2 pasos: en el cátodo con carga negativa tiene lugar la reacción de reducción, mientras que en el ánodo con carga positiva tiene lugar la reacción de oxidación. Existen tres tecnologías principales de electrolizadores. La electrólisis alcalina (AEL) se encuentra en fase comercial. Su electrolito es una solución alcalina y la temperatura de operación en las celdas oscila entre 40-90 °C [10]. La tecnología de Membranas de Electrolitos Poliméricos (PEM) también se encuentra en fase comercial. Como electrolito emplea membranas de polímero sólido y la temperatura de operación en las celdas oscila entre 20-100 °C [10]. La electrólisis de óxido sólido (SOEC) es una tecnología en desarrollo. Su electrolito es ZrO₂ cerámica dopada con Y₂O₃. Esta tecnología presenta alta eficiencia eléctrica y permite la integración de calor residual, pues la temperatura de operación en las celdas oscila entre 800-1000 °C [10].

Para el diseño del sistema PtG se han elegido electrolizadores alcalinos por ser la tecnología más madura y la que implementa mayores potencias en sus equipos. Es una tecnología disponible comercialmente. Los electrolizadores de esta tipología permiten variaciones de carga y toleran hasta un 150% de su capacidad nominal en situaciones de sobrecarga [10]. Es más económica y existen módulos comerciales de 2 MW, por lo que para alcanzar la potencia total se dispondrán los electrolizadores necesarios en serie. En particular se han considerado electrolizadores con un consumo de 3.947 [11] kW/Nm³H₂, un rendimiento de 76% y un coste de 700.000 €/MW [9].

2.2 Metanización

Mediante metanización obtenemos metano a partir del hidrógeno obtenido en la electrólisis y del CO₂ proveniente de la combustión del ciclo combinado o de captura atmosférica. La metanización del CO₂ es un proceso exotérmico dado por la siguiente reacción global [12]:



Se pueden considerar dos tipos de metanización, la catalítica y la biológica. La metanización catalítica ha sido investigada desde hace décadas. Suelen operar a temperaturas comprendidas entre 200 °C y 550 °C y a presiones que van desde 1 a 100 bar. Como catalizador para la reacción de metanización se suelen emplear metales como

Ni, Ru, Rh y Co. En la mayoría de los casos se considera que el Ni es la elección óptima de catalizador debido a su actividad relativamente alta, buena selectividad de CH₄ y a su bajo coste. Los reactores empleados pueden ser adiabáticos o isotermos. Los primeros son más complejos de operar dado que la reacción de metanización es exotérmica, pudiéndose alcanzar temperaturas elevadas que varíen la cinética de la reacción y dañen el catalizador. Los reactores isotermos necesitan refrigeración pero aportan mayor estabilidad al proceso ya que permiten fijar la temperatura de operación [10]. La metanización catalítica isotérmica parece ser la mejor alternativa para el sistema PtG planteado en Gran Canaria. Pues la configuración es relativamente simple y se adapta a grandes potencias, además el calor residual puede ser usado debido a la temperatura a la que se evacua de los reactores.

2.3 Simulación de un sistema de metanización catalítica isoterma

Para la simulación del sistema Power to Gas diseñado se ha empleado el programa EES (Engineering Equation Solver). Los parámetros más influyentes en la conversión del CO₂ a CH₄ son la presión y temperatura. Interesan temperaturas comprendidas entre 200-500 °C y presiones entre 1-100 bar. Dentro de estos rangos son preferibles temperaturas próximas a los 200 °C y presiones reducidas [12].

En el programa EES se ha calculado el equilibrio químico de la reacción que nos aportará la composición de los gases de salida. Para ello se han fijado los parámetros de presión y temperatura de forma aleatoria dentro de los valores propuestos anteriormente. De esta forma el programa resuelve las ecuaciones de equilibrio de las reacciones intermedias, y la total.

$$K_{p1} = (X_{CO} \cdot X_{H_2O}) / (X_{CO_2} \cdot X_{H_2}) \quad (2)$$

$$K_{p2} = (X_{CH_4} \cdot X_{H_2O}) / (X_{H_2}^3 \cdot X_{CO}) (P_{reactor} / P_0)^2 \quad (3)$$

$$K_p = K_{p1} \cdot K_{p2} \quad (4)$$

X_i es la concentración molar final del componente i , P_0 es la presión ambiente y $P_{reactor}$ es la presión del reactor.

$$X_j = i / (a + b + c + d + e) \quad (5)$$

donde $(j, i) = (CO_2, a), (H_2, b), (CH_4, c), (H_2O, d), (CO, e)$

$$K_{pi} = \exp((-G_{o,i}) / (R \cdot T_{reactor})) \quad i=1,2 \quad (6)$$

donde R es la constante de los gases ideales, $T_{reactor}$ es la temperatura del reactor y $G_{o,i}$ es la energía libre de Gibbs de formación de la reacción i a presión ambiente.

Tras realizar los cálculos para distintas condiciones de presión y temperatura, con el objetivo de un contenido en metano superior al 95%db, se llega a la siguiente configuración: dos reactores isotermos a 10 bar y 350 °C. Para mejorar la conversión del CO₂ a CH₄ se elimina el 90% del agua contenido en los productos del primer reactor.

Configuración Sistema Power to Gas.

El metano producido en la metanización es almacenado y se transforma mediante ciclo combinado. Esta tecnología permite transformar la energía química del metano producido en energía eléctrica inyectada a la red en las situaciones en las que la demanda eléctrica es mayor que la generación renovable. Sus características principales son tiempo de arranque reducido y rendimientos elevados, además de conseguirse un balance neto de emisiones de CO₂ en la generación. Para la instalación de ciclo combinado se ha considerado un rendimiento del 56,43%. Tras analizar las distintas tecnologías que componen el Sistema Power to Gas obtenemos los siguientes parámetros de diseño y operación para el mismo (Tabla 2).

Table 2. Parámetros de diseño del sistema PtG.

Parámetros Power to Gas	
Tipo de metanización	Metanización catalítica
Nº reactores	2
Tipo de reactores	Isotermo
Presión	10 bar
Temperatura	350 °C
Conversión	95.48% CH ₄
Rendimiento electrolizador	76
Rendimiento metanización	81.81
Rendimiento ciclo combinado	56.43
Rendimiento Power to Gas	35.09

Se obtiene un rendimiento global para el sistema Power to Gas del 35,09%. Esto implica que de cada 100 MWh de energía producida en situaciones de excedente el sistema obtendrá 35,09MWh para su posterior consumo en situaciones deficitarias.

3 Dimensionamiento y análisis de un sistema eléctrico 100% renovable en Gran Canaria.

Para dimensionar el nuevo sistema eléctrico de la isla de Gran Canaria se han recopilado datos reales publicados por REE. Los datos recopilados corresponden al año 2.014 y 2.015. La demanda eléctrica anual, diaria y horaria se ha calculado como la media de los años 2014 y 2015. La potencia demandada diariamente es relativamente constante a lo largo del año, fluctúa entre los 280 y los 480 MW. Siendo la potencia instantánea máxima registrada de 558 MW en el periodo considerado (Fig. 1).

El parque de generación actual de Gran Canaria se caracteriza por un elevado porcentaje de potencia instalada cuyos combustibles son de origen fósil, en concreto un 89%, frente al 11% de potencia renovable. Ocurre lo mismo con la generación, un 91% es de origen no renovable frente a un 9% renovable (Tabla 1 y 3) [1].

Table 3. Estructura de generación para la isla de Gran Canaria en el año 2.015. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2.015, Red Eléctrica de España

Mix eléctrico 2015	Potencia instalada [MW]	% Potencia instalada	Potencia máxima [%]	Horas equivalentes	% Generación aportado
Motores diesel	84,7	7,36	60	3124,4	7,72
Turbina de gas	173,5	15,08	66	329,9	1,67
Ciclo combinado	461,7	40,13	66	3479,2	46,87
Turbina de vapor	304,2	26,44	79	3902,0	34,63
Eólica	86,7	7,54	89	2993,7	7,57
Solar fotovoltaica	39,6	3,44	83	1326,4	1,53
Total	1.150,4				

El propósito es proyectar un mix eléctrico 100% renovable. Para ello se van a analizar las distintas alternativas renovables de posible implantación en la isla en base a criterios ambientales, geográficos y potencial energético del territorio.

La energía eólica es la que ofrece mayor recurso energético debido al potencial de viento en frecuencia y velocidad que ofrece la isla. Los parques eólicos instalados hasta la fecha registran valores próximos a las 3.000 horas equivalentes de generación al año (Tabla 3), valores superiores a la media de la Península. Además es una tecnología renovable que presenta bajos costes de inversión [13] y de generación.

La energía solar en Canarias dispone del mayor número de horas de sol de toda Europa con la intensidad apropiada para su utilización como fuente de energía [14]. La implantada mayormente hasta el momento es la fotovoltaica, pues no requiere espacios tan amplios como la solar térmica y es más fácil de operar.

Debido al clima de la isla caracterizado por escasas precipitaciones, 160 l/m² [9], no existen caudales regulares de agua por lo que históricamente no se han construido instalaciones hidráulicas.

Para instalar un porcentaje elevado de generación con biomasa habría que aprovisionarse de biomasa externa a la isla, dado el escaso recurso de biomasa en Gran Canaria. Esto crearía una dependencia del sistema eléctrico basada en la fluctuación de los precios de la biomasa, además de añadir un sobrecoste por transporte de la misma.

Actualmente se está realizando un estudio sobre el potencial geotérmico de la isla. Hasta la fecha no existen instalaciones geotérmicas, esta tecnología se encuentra en fase de estudio [7]. No obstante su aprovechamiento se plantea para instalaciones de climatización y de ACS.

Tenerife cuenta con 1,6 MW [1] instalados de biogás. En cualquier caso el porcentaje de energía que podría aportar esta tecnología sería reducido respecto del necesario para un mix 100% renovable.

Tras analizar cada alternativa se concluye que la energía eólica es la más idónea para su instalación de forma masiva, seguida por la energía solar fotovoltaica. Ambas son tecnologías consolidadas, con implantación en la isla y con costes de inversión y generación aceptables. No necesitan materias primas para la generación de electricidad y su impacto ambiental es únicamente paisajístico. El nuevo mix eléctrico se ha dimensionado bajo las siguientes premisas:

El parque de generación se compone de potencia eólica y fotovoltaica, que se complementa con un sistema de almacenamiento Power to Gas.

El sistema se ha dimensionado para abastecer la demanda correspondiente al periodo 2.014-2.015 en Gran Canaria, a partir de los datos de potencia requerida por el sistema en periodos diezminutales extraídos por REE. Para cada uno de los periodos considerados se ha realizado un balance de energía inicial y final. El balance de energía inicial es la resta entre el aporte total y la demanda. Donde el aporte total es la suma del aporte eólico y del aporte fotovoltaico. De esta forma, el balance de energía inicial es positivo si la generación es mayor que la demanda y negativo si la generación es menor que la demanda. Si el balance de energía inicial es positivo la diferencia entre generación y demanda redirecciona al sistema PtG. Si el balance de energía inicial es negativo el déficit entre generación y demanda se cubre con el almacenamiento del sistema PtG. El balance de energía final cuando es positivo equivale al balance de energía inicial tras aplicarle el rendimiento del PtG, 35,09%. El balance de energía final negativo equivale al balance de energía inicial en ese periodo.

Además de los balances inicial y final se han calculado otros valores de interés para aceptar o rechazar una solución. Uno de estos valores de interés calculados ha sido el porcentaje de variación de generación-demanda que permite conocer si el sistema es capaz de aportar la demanda necesaria en la totalidad del periodo considerado mediante la ecuación (12). Si es positivo el sistema será capaz de abastecer la demanda.

$$\% \text{ Variación de generación – demanda} = \frac{\sum_{i=1}^{105120} (\text{Generación directa} + \text{PtG})}{\sum_{i=1}^{105120} \text{Demanda}} - 1 \quad (7)$$

La generación directa refiere a la parte del aporte total que no se destina a PtG y PtG es el balance de energía final positivo. Otro valor de interés es el porcentaje no transformado que se refiere al porcentaje del aporte total que se destina a la demanda del sistema sin pasar por el sistema PtG. Una tercera variable que se ha calculado es el porcentaje de demanda directa que es el porcentaje de la demanda que proviene del aporte total. Cuanto mayor sea menor será el coste de la demanda al operar menos horas el sistema PtG.

Una variable clave es la eficiencia del sistema que expresa la relación entre la demanda y la generación eléctrica necesaria para cubrir esta demanda. Una eficiencia mayor indica menor empleo del sistema PtG. Es decir, cuanto mayor sea la eficiencia más se parece el perfil de generación al de demanda.

La potencia del electrolizador es la asociada al balance de energía inicial positivo. La potencia nominal es el valor máximo de los periodos analizados. La potencia de metanización equivale a la potencia del electrolizador multiplicada por el rendimiento del electrolizador, 76% [11]. Y la potencia del ciclo combinado es la necesaria para cubrir el balance de energía final negativo máximo para los periodos analizados.

Para cada periodo se calcula el valor del almacenamiento anterior más la contribución del sistema Power to Gas en caso de que el balance de energía inicial sea positivo, menos el defecto en caso de que el balance de energía final sea negativo. El almacenamiento mínimo se ha fijado en 20 días [6]. Interesa conocer el valor del almacenamiento máximo por su relación directa con el coste como la diferencia entre el almacenamiento máximo y mínimo que indica la relación entre la demanda y el aporte total a lo largo del periodo considerado.

Para obtener las configuraciones que cumplen los requisitos planteados es necesario ejecutar los cálculos para distintos valores de potencia eólica y fotovoltaica. Por ello se definen el factor eólico, f_e , y el factor fotovoltaico, f_f . El objetivo es dimensionar un sistema alimentado con generación eólica y fotovoltaica. Para calcular las posibles soluciones se multiplica la generación eólica por el f_e y la generación fotovoltaica por el f_f . De esta forma se obtiene un sistema cuya potencia eólica y fotovoltaica es la instalada (Tabla 3) multiplicada por el f_e y el f_f respectivamente. Los valores de f_e y f_f considerados en el dimensionado del sistema han sido los comprendidos entre 0 y el valor mínimo que cubre la demanda instalando únicamente potencia eólica o fotovoltaica. Entre 0 y 23 en el caso de la eólica y entre 0 y 127 en el caso de la fotovoltaica. Obtenidos los posibles valores de f_e y f_f se ejecutan cálculos para las combinaciones de f_e y f_f . Una vez ejecutado el bucle para las posibles combinaciones se seleccionan como configuraciones técnicamente viables las configuraciones cuyo porcentaje de variación de generación-demanda este comprendido entre 0 y 1%. Debe ser mayor que 0% para que el sistema cubra la demanda e inferior a 1% para que no se genere más de lo demandado y el almacenamiento tienda a infinito.

Tras dimensionar el sistema anterior y obtener las configuraciones técnicamente viables se analizó el sistema con el objetivo de optimizar el modelo. Se comprobó que la potencia eólica aportaba por MW instalado más energía que la fotovoltaica, pues las horas equivalentes de funcionamiento de la primera son muy superiores a la segunda (Tabla 3). El almacenamiento de metano era mayor cuanto mayor era el porcentaje de potencia fotovoltaica, pues la generación eólica está más distribuida a lo largo de año y requiere menor almacenamiento. Además la potencia máxima alcanzada sobre la nominal por la tecnología eólica es inferior que en la fotovoltaica, por lo tanto la potencia necesaria del electrolizador para transformar los excedentes es inferior en el caso de la eólica. Se graficó la potencia del sistema Power to Gas en todo el periodo y se comprobó que la potencia instalada se alcanzaba en muy pocos periodos. Por ello se planteó limitar la potencia del Power to Gas, para reducir los MW instalados en detrimento de no transformar parte de la electricidad sobrante en periodos puntuales. La potencia del sistema Power to Gas era de unos 1350 MW y se propuso limitarla a 950MW. La pérdida de energía no transformada asociada a esta limitación era de un 3%. Otra alternativa al modelo dimensionado fue introducir un almacenamiento intermedio de hidrógeno que permitiera reducir la potencia de metanización. De esta forma el hidrógeno producido según la distribución de los excedentes del sistema se puede almacenar y suministrar de forma continua a la metanización. Con esta variante se consigue reducir la potencia de metanización inicial, de 1350 MW a unos 230MW a cambio de instalar un almacenamiento intermedio de hidrógeno.

En base a los comportamientos de la tecnología eólica y fotovoltaica y considerando las modificaciones propuestas se plantean cuatro posibles modelos con la finalidad de comprobar cuál es el más idóneo. El **modelo 1** presentado en la Fig. 4a no considera limitar la potencia del electrolizador y no incluye un almacenamiento intermedio. El **modelo 2** presentado en la Fig. 4b no considera limitar la potencia del electrolizador y con almacenamiento intermedio. Mientras el **modelo 3** correspondería con la Fig. 4a pero considerando limitar la potencia del electrolizador y sin almacenamiento intermedio. El **modelo 4** considerar limitar la potencia del electrolizador y con almacenamiento intermedio, Fig. 4b.

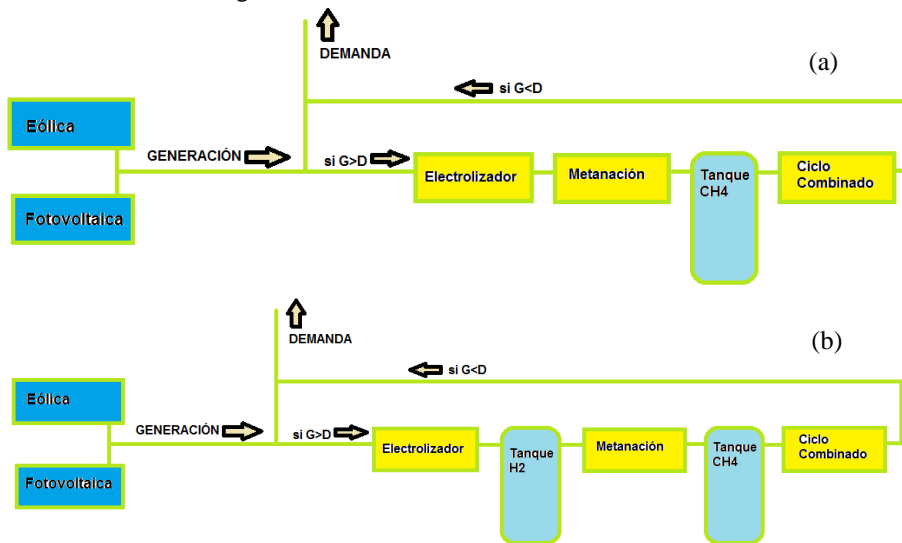


Fig. 4. Diagrama de bloques de los diferentes modelos analizados.

Tras realizar un primer análisis de todos los posibles modelos se obtienen configuraciones válidas para todos ellos en base a los criterios técnicos fijados anteriormente.

4 Evaluación económica y ambiental.

Tras analizar técnicamente los modelos expuestos en el apartado anterior se procede a realizar el análisis económico de los mismos. La finalidad es concluir cuál de los modelos propuestos que cumple las especificaciones técnicas conlleva un coste menor. En definitiva, que modelo es más eficiente y presenta un mayor grado de optimización.

Se van a analizar tanto los modelos propuestos como el correspondiente al mix eléctrico actual. Se pretende conocer si además de satisfacer la condición de ser un sistema renovable es más económico que el actual. Para ello se va a calcular en los modelos obtenidos el Valor Actual Neto (VAN) como cifra económica que permita valorar su rentabilidad económica y el coste de producción del MWh.

El análisis económico se realiza para un plazo de 25 años de vida útil de las tecnologías instaladas en los distintos modelos. A los costes de generación se les aplica un 1% de incremento anual, excepto al modelo actual para el que se considera un incremento anual del 2% dada la repercusión que tiene el coste del combustible en sus costes de generación. Para calcular el VAN y trasladar los costes de generación anuales al año 0 se ha aplicado una tasa de descuento del 2%, siendo este valor la estimación del IPC para los próximos años [15]. El VAN es el resultado de sumar los costes de generación para el periodo considerado, 25 años, y la inversión, ambos valores considerados a año 0. El coste de producción de un MWh para cada una de las configuraciones se obtiene como la relación entre el VAN y el total de energía vertida a la red durante los 25 años. La demanda eléctrica considerada en el análisis económico para cada uno de los 25 años se corresponde con la demanda media de Gran Canaria de los años 2.014-2.015.

Los costes considerados por MW instalado de las tecnologías proyectadas son referidos al año 2.020 (Tabla 4). Se ha supuesto que en caso de materializarse el proyecto este sería el año en el que se instalaría el nuevo parque de generación. Excepto el coste de generación para el ciclo combinado que es referido al año 2.015.

Table 4. Coste de las distintas tecnologías. Fuente: [13, 16, 17, 18, 19, 20, 21]

Tecnología	Coste generación [€/kWh]	Precio MWh instalado
Sistema actual	0,19	
Eólica	0,046	970.000 €/kW
Fotovoltaica	0,102	1.150.000 €/kW
Electrolizador	0,01725	700.000 €/kW
Metanación	0,041	500.000 €/kW
Ciclo combinado	0,02176	650.000 €/kW
Tanque H ₂		4.495 M€/Mm ³
Tanque C H ₄		866,666 M€/Mm ³

Tras analizar los costes de producción eléctrica y el VAN para las diferentes configuraciones se ha seleccionado la más económica de cada una de los modelos (Tabla 5). Los costes de producción se componen de los costes de generación y de los costes de inversión. A su vez los costes de generación incluyen los gastos de operación y mantenimiento.

En base a los costes de producción y al Valor Actual Neto (VAN) obtenidos para los modelos analizados se concluye que el modelo óptimo es el modelo 3 cuya configuración es la siguiente: se compone de 1.907,4 MW de potencia eólica y 118,8 MW de potencia fotovoltaica. El sistema PtG tiene una potencia limitada a 950 MW. La potencia de ciclo combinado es de 541 MW y el almacenamiento de metano una capacidad de 298.050 m³.

Table 5. Costes de producción eléctrica y VAN. Fuente: elaboración propia

Modelo	Coste producción	VAN [M€]
--------	------------------	----------

	[€/kWh]	
Modelo 0	191,93	16.336
Modelo 1	154,42	13.144
Modelo 2	230,60	
Modelo 3	150,96	12.849
Modelo 4	214,18	

El sistema eléctrico dimensionado presenta una eficiencia del 62,97%, un porcentaje de generación transformada del 54% y una demanda directa del 70,22%. El coste de producción obtenido para la presente configuración es de 150,96 € (Tabla 6).

Table 6. Características modelo elegido.

Modelo	3
Potencia eólica [MW]	1.907,4
Potencia fotovoltaica [MW]	118,8
Potencia electrolizador [MW]	950
Potencia metanización [MW]	722
Potencia ciclo combinado [MW]	541
Tanque de metano [m ³]	298.050
% variación generación-demanda	0.31
% transformado	54
% demanda directa	70,22
Eficiencia [%]	62,97
Rendimiento electrolizador [%]	76
Rendimiento metanización [%]	79,6
Rendimiento ciclo combinado [%]	58
Rendimiento Power to Gas [%]	35,09
Coste producción €/MWh	150,96

4.1 Análisis medioambiental

El sistema de generación eléctrica actual en la Isla de Gran Canaria está basado principalmente en fuentes de energía no renovables, en concreto tecnologías cuyos combustibles son fuel y gasoil. Este sistema de generación emite 1,68 kg de CO₂-eq/kWh, en el año 2015 las emisiones totales fueron de 5.749,6 ktCO₂-eq [1].

El sistema de generación que se plantea para la isla es un sistema 100% renovable que no necesita materias primas y cuyas emisiones durante su vida útil son nulas. Es cierto que las tecnologías renovables proyectadas llevan asociadas otros tipos de contaminación aunque de bajo impacto, paisajística y acústica. Aunque a primera vista

pueda parecer un impedimento sobre todo la tecnología eólica dado el impacto que tiene en el paisaje y debido al carácter turístico de la isla, en el futuro próximo puede considerarse como un referente en sostenibilidad cada vez más valorado por la sociedad y por los turistas. Por otra parte los sistemas de generación emisores de CO₂ deben soportar el sobrecoste derivado de las emisiones realizadas que según fuentes de la Comisión Europea alcanzarán valores de 100 €/t CO₂ en 2050 [4].

Destacar que el sistema PtG tampoco tiene emisiones en balance neto ya que la electricidad consumida en los electrolizadores proviene de fuentes de energía renovables y las emisiones generadas en la combustión del metano en el ciclo combinado son empleadas en la metanización. De modo análogo el agua requerida para el sistema PtG, pues el caudal de agua necesario por el electrolizador es el obtenido en la metanización y en la combustión del metano en forma de vapor.

5 Conclusiones

El sistema eléctrico de Gran Canaria se caracteriza por ser un sistema aislado, de tamaño reducido y estar basado mayoritariamente en fuentes de generación de origen térmico. Desde que se proyectó apenas ha evolucionado, en los últimos años ha comenzado a integrar energías renovables (eólica y fotovoltaica), aunque de manera testimonial. Por ello es necesario estudiar medidas que permitan reducir o eliminar la dependencia de los combustibles fósiles, mejorar la estabilidad del sistema y reducir el elevado coste de generación del actual sistema eléctrico.

La solución que se propone es un sistema eléctrico 100% renovable. Constituido por parques eólicos y fotovoltaicos. Para adaptar la generación a la demanda requerida por el sistema se implementa un sistema Power to Gas que permite trasladar los excesos de generación eléctrica a situaciones de déficit. El sistema Power to Gas se compone principalmente de electrolizadores y un proceso de metanización con el cual se transforman los excedentes de electricidad en metano. Este metano es almacenado y transformado mediante ciclo combinado para producir electricidad en las situaciones de déficit.

Por último, se ha constatado que el modelo propuesto basado en potencia eólica y fotovoltaica junto con un sistema Power to Gas es una alternativa viable técnica y económicamente. Presenta una eficiencia del 62,97% y es un 21,35 % más económico que el actual, además de ser renovable y e independiente de mercados exteriores.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Red Temática de la CYTED “CIUDADES INTELIGENTES TOTALMENTE INTEGRALES, EFICIENTES Y SOSTENIBLES (CITIES)” nº 518RT0558.

Bibliografía

- [1] Gobierno de Canarias (2.016). “Anuario Energético de Canarias 2015”. Gobierno de Canarias.
- [2] Gobierno de Canarias (2.016). “Anuario Energético de Canarias 2014”. Gobierno de Canarias.
- [3] IPCC (2.014) “Climate Change 2014 Synthesis Report Summary for Policymakers”. Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático
- [4] Unión Europea (2.014). “Acción por el clima”. Oficina de Publicaciones de la Unión Europea.
- [5] Otto S. Bevacqua M. (2.015). “Revolución energética para las islas Canarias”. Greenpeace.
- [6] Centro Atlántico de Pensamiento Estratégico (2.013). “Política Energética en Canarias horizonte 2030”. Centro Atlántico de Pensamiento Estratégico.
- [7] Ingeniería, Investigación e Innovación para el Desarrollo Sostenible, S.L. (2.016).” Estudio del sistema de generación de energía eléctrica en la isla de Gran Canaria, con gestión eficiente de la producción y bombeo de agua y la movilidad con vehículos eléctricos”. Cabildo de Gran Canaria.
- [8] Gobierno de Canarias (2.012) “REVISIÓN PECAN 2006 - 2015” Gobierno de Canarias.
- [9] “CLIMA: LAS PALMAS DE GRAN CANARIA” (2.017) (08/01/2.018). Disponible online <https://es.climate-data.org/location/583/>
- [10] GÖTZ M (2.016) “Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review” Renewable Energy
- [11] Electrolizadores NEL (2.018) (08/01/2.018). Disponible online <http://nelhydrogen.com/>
- [12] Bailera M. (2.014). “Almacenamiento híbrido de energía y CO2: Análisis económico y medioambiental de un sistema Power to Gas de metanización catalítica”. TFM, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Universidad de Zaragoza
- [13] The Boston Consulting Group (BCG) (2.011) “Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020”. IDAE.
- [14] Rodríguez J (2.014). “Las energías renovables en Canarias”. FACULTAD DE ECONOMÍA, EMPRESA Y TURISMO, Universidad de la Laguna
- [15] “Previsión IPC España” (05/01/2.018). Bankinter. Disponible online <https://blog.bankinter.com/economia/-/noticia/2016/0/5/espana-2016-2017>
- [16] Llera E., Zabalza I.(2.011).” Hidrógeno: producción, almacenamiento y productos energéticos”. Prensas Universitarias de Zaragoza, Universidad de Zaragoza.
- [17] Causapé A. (2.006) “anales de mecánica y electricidad” ICAI
- [18] EE Consultant, HESPUL, SOLAGRO (2.014). “Etude portant sur l’hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l’électricité excédentaire” ADEME
- [19] “NER 300: PRODUCCIÓN CONVENCIONAL DE ENERGÍA” (2.010) (10/11/2.017). Disponible online http://www.mapama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/Planta_de_referencia_-_2%C2%AA_convocatoria_tcm7-272563.pdf
- [20] “BBG- Bahía de Bizkaia” (03/01/2.018). Disponible online <http://www.bbg.es/es/compartiendo-ideas/noticias/bahia-de-bizkaia-gas-inaugura-su-tercer-tanque-de-gnl-y-amplia-su-capacidad-de-almacenamiento-e-implementa-nuevos-servicios-de-carga-de-buques-metaneros/>
- [21] “Las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno en vehículos y su proyección de futuro” (02/01/2.018). ICAI. Disponible online https://www.icaei.es/contenidos/publicaciones/anales_get.php?id=1318