

## ESTUDIO

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, con máximo aprovechamiento de las energías renovables y mínimo coste de generación



## PETICIONARIO

CABILDO INSULAR DE GRAN CANARIA

## AUTORES

Ingeniería, Investigación e Innovación para el Desarrollo Sostenible, S.L.

OCTUBRE 2016







## BLOQUE DE CONTENIDOS

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PROPÓSITO GENERAL DEL TRABAJO .....</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....</b>	<b>2</b>
<b>4</b>	<b>EL ESCENARIO ENERGÉTICO GLOBAL: MUNDIAL Y DE LA UE .....</b>	<b>3</b>
4.1	<i>SITUACIÓN MUNDIAL .....</i>	3
4.2	<i>SITUACIÓN ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA .....</i>	5
<b>5</b>	<b>EL ESCENARIO ENERGÉTICO PRÓXIMO. CANARIAS.....</b>	<b>6</b>
5.1	<i>EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EN CANARIAS.....</i>	6
5.2	<i>LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DE CANARIAS .....</i>	8
5.3	<i>PERSPECTIVAS A MEDIO Y LARGO PLAZO DE LA ENERGÍA EN CANARIAS .....</i>	9
5.4	<i>PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS.....</i>	11
5.5	<i>PREMISAS DE UNA NUEVA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA PARA CANARIAS.....</i>	12
<b>6</b>	<b>EL MODELO ENERGÉTICO ACTUAL DE LA ISLA DE GRAN CANARIA.....</b>	<b>14</b>
6.1	<i>LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES PROPIOS DE GRAN CANARIA.....</i>	17
6.1.1	<i>Energía eólica.....</i>	17
6.1.2	<i>Energía solar .....</i>	19
6.1.3	<i>Otros recursos energéticos renovables .....</i>	20
6.2	<i>EL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL DE GRAN CANARIA.....</i>	22
6.2.1	<i>Agentes existentes.....</i>	22
6.2.2	<i>Demanda de energía eléctrica .....</i>	23
6.2.3	<i>Sistema de generación de energía eléctrica.....</i>	24
6.2.4	<i>Red de transporte y distribución .....</i>	29
6.2.5	<i>Balance de energía eléctrica.....</i>	30
6.2.6	<i>Costes de generación de energía eléctrica.....</i>	31
6.2.7	<i>Precio de venta de la energía eléctrica.....</i>	34
6.3	<i>SISTEMA HIDRÁULICO ACTUAL DE GRAN CANARIA .....</i>	36
6.3.1	<i>Balance hídrico .....</i>	36
6.3.2	<i>Agentes existentes.....</i>	36
6.3.3	<i>Recursos hídricos .....</i>	37
6.3.4	<i>Demanda de agua de abasto .....</i>	38
6.3.5	<i>Infraestructuras hidráulicas.....</i>	40
6.3.6	<i>Sistemas de almacenamiento y distribución de agua .....</i>	44
6.3.7	<i>Costes actuales de generación de agua.....</i>	47
6.3.8	<i>Precio de venta del agua .....</i>	47

6.4	<i>TRANSPORTE TERRESTRE</i> .....	49
6.4.1	Agentes existentes en el sector de hidrocarburos .....	49
6.4.2	Parque móvil actual .....	50
6.4.3	Consumo de combustibles .....	51
6.4.4	Costes del combustible.....	51
6.4.5	Costes de movilidad con vehículo térmico y eléctrico .....	53
6.5	<i>AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA</i> .....	53
6.6	<i>SEGURIDAD ENERGÉTICA</i> .....	54
<b>7</b>	<b>SOWES: SOFTWARE DE OPTIMIZACIÓN EMPLEADO EN EL ESTUDIO</b> .....	<b>56</b>
7.1	<i>MÓDULOS DEL SOWES</i> .....	57
7.1.1	Módulo de Generación de Energía Eléctrica .....	57
7.1.2	Módulo de Producción de Agua .....	58
7.1.3	Módulo de Movilidad con Vehículos Eléctricos.....	58
7.2	<i>MODO DE OPERACIÓN DEL SOWES</i> .....	59
7.3	<i>VARIABLES DE ENTRADA</i> .....	61
7.4	<i>RESULTADOS</i> .....	62
7.4.1	Salidas gráficas.....	62
7.4.2	Tablas resumen de datos de salida.....	69
7.5	<i>RESULTADOS GLOBALES DEL SOWES</i> .....	72
<b>8</b>	<b>METODOLOGÍA DE TRABAJO EMPLEADA PARA EL DESARROLLO DE ESTE ESTUDIO</b> .....	<b>74</b>
<b>9</b>	<b>SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2014</b> .....	<b>75</b>
9.1	<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	75
9.2	<i>DATOS DE PARTIDA. TÉCNICOS Y ECONÓMICOS</i> .....	75
9.2.1	El sistema de generación de energía eléctrica en el año 2014 .....	75
9.2.2	La demanda horaria de energía eléctrica en el año 2014 .....	91
9.2.3	El marco regulatorio, normativo y económico .....	92
9.2.4	Estimación de los costes de generación reconocidos en el año 2014.....	93
9.3	<i>RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2014</i>	95
9.4	<i>COMPARATIVA CON EL SISTEMA ELÉCTRICO REAL DEL AÑO 2014</i> .....	101
<b>10</b>	<b>SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PREVISTO PARA EL AÑO 2018</b> .....	<b>103</b>
10.1	<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	103
10.2	<i>DATOS DE PARTIDA. TÉCNICOS Y ECONÓMICOS</i> .....	103
10.2.1	El sistema de generación de energía eléctrica previsto para el año 2018 .....	103
10.2.2	La previsión de la demanda anual de energía eléctrica en el año 2018.....	113
10.2.3	El marco regulatorio, normativo y económico .....	114
10.2.4	Estimación de los costes de generación reconocidos en el año 2018.....	115

10.3	RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PREVISTO PARA EL AÑO 2018.....	117
------	-------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

**11 SIMULACIONES DEL SISTEMA ENERGÍA-AGUA-MOVILIDAD PREVISTO PARA EL AÑO 2038.. 125**

11.1	INTRODUCCIÓN .....	125
11.2	DATOS DE PARTIDA. TÉCNICOS Y ECONÓMICOS .....	125
11.2.1	El sistema de generación de energía eléctrica previsto para el año 2038 .....	125
11.2.2	Sistema de almacenamiento y recuperación en central hidráulica reversible ..	131
11.2.3	El sistema de almacenamiento en baterías eléctricas estáticas.....	131
11.2.4	El sistema de producción y almacenamiento de agua .....	133
11.2.5	Sistema de recarga de baterías de vehículos eléctricos .....	133
11.2.6	La previsión de la demanda anual de energía eléctrica .....	134
11.2.7	La previsión de la demanda anual de agua .....	134
11.2.8	La previsión de la demanda de turismos .....	135
11.2.9	El marco regulatorio, normativo y económico .....	135
11.2.10	Estimación de los costes de generación reconocidos en el año 2038.....	135
11.3	ALTERNATIVAS ANALIZADAS PARA EL AÑO 2038.....	136
11.4	ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	139
11.4.1	Introducción.....	139
11.4.1	Resultados de las alternativas analizadas .....	140
11.4.2	Resultados pormenorizados de la simulación del sistema eléctrico óptimo-económico	146
11.5	ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCLUYENDO	
CHR	153	
11.5.1	Introducción.....	153
11.5.2	Resultados de las alternativas analizadas .....	154
11.5.3	Resultados pormenorizados de la simulación del sistema eléctrico óptimo con máxima penetración renovable (Con CHR) .....	157
11.6	ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMPLEANDO	
BATERÍAS ELÉCTRICAS ESTÁTICAS.....	167	
11.6.1	Introducción.....	167
11.6.2	Resultados de las alternativas analizadas .....	168
11.6.3	Resultados pormenorizados de la simulación del sistema eléctrico óptimo con máxima penetración renovable (Con baterías).....	172
11.7	ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCLUYENDO	
LA MOVILIDAD CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	181	
11.7.1	Introducción.....	181
11.7.2	Resultados de las alternativas analizadas .....	181
11.7.3	Resultados pormenorizados de la simulación del sistema eléctrico incluyendo movilidad con vehículos eléctricos .....	183
11.8	ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
INCLUYENDO LA GESTIÓN EFICIENTE DE PRODUCCIÓN DE AGUA.....	190	

11.8.1	Introducción.....	190
11.8.2	Resultados de las alternativas analizadas .....	190
11.8.3	Resultados pormenorizados de la simulación del sistema eléctrico incluyendo gestión eficiente de producción de agua .....	192
11.9	<i>ALTERNATIVA ÓPTIMA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ENERGÍA-AGUA-MOVILIDAD (TRINOMIO)</i> .....	199
11.9.1	Introducción.....	199
11.9.2	Resultados pormenorizados de la simulación del sistema de generación Energía-Agua-Movilidad (Trinomio).....	199
11.10	<i>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD</i> .....	207
<b>12</b>	<b>IMPACTO EN EL EMPLEO</b> .....	<b>215</b>
<b>13</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>216</b>

## 1 INTRODUCCIÓN

Desde hace ya algunos años el mundo es consciente de los graves efectos que la utilización de los combustibles fósiles para la generación de electricidad y para el accionamiento de vehículos está significando para el equilibrio del ecosistema planetario, especialmente a través del cambio climático sobre cuya realidad ya no cabe ninguna duda.

Por otra parte también se han vivido en los últimos años graves convulsiones en el suministro y costes de las energías fósiles, tanto del petróleo como del gas natural y del carbón, que se supone van a continuar agravándose en los tiempos futuros. Estas convulsiones se han manifestado en fuertes oscilaciones del precio de estos combustibles, tanto al alza como a la baja, pero siempre en una curva ascendente, llegándose incluso en la actualidad a que el precio del gas natural ha superado por primera vez el del petróleo.

Todas estas circunstancias han suscitado diversas acciones, desde reuniones internacionales impulsadas por Naciones Unidas hasta la toma de conciencia de que se hace preciso un nuevo enfoque del desarrollo si se quiere preservar el planeta que hoy se conoce para las generaciones futuras. Se habla ahora, en este contexto, de una nueva economía, una “economía verde”

Además también se es consciente en todo el mundo que el cambio necesario ha de sustentarse en múltiples acciones en la dirección correcta, de manera que todas las comunidades, por pequeñas que sean, deben sentirse concernidas y responsables de tomar medidas que preserven el ecosistema y un futuro de la humanidad que sea sostenible

En este contexto global el Cabildo de Gran Canaria, a través de su Consejo Insular de la Energía, ha mostrado su deseo de ser partícipe de los cambios necesarios, introduciendo como marco global de su desarrollo el concepto de “eco isla”, en su más amplio sentido (dentro del cual ha de contemplarse, en forma prioritaria, tres aspectos íntimamente relacionados con un desarrollo sostenible: la energía, el agua potable y la movilidad.

La situación actual de estos tres pilares del desarrollo (energía, agua y movilidad) es el resultado de una serie de decisiones que si bien en el pasado suponían progreso, modernidad y calidad de vida, hoy se ha convertido en una seria amenaza para el futuro de Gran Canaria (y de toda Canarias).

Por suerte, Gran Canaria posee abundantes recursos energéticos, tecnologías y saber hacer para realizar un rápido giro hacia un nuevo modelo que la conviertan en una isla sostenible (no solo en estos tres pilares de su desarrollo, sino en todos los demás conectados con ellos como es la producción de alimentos, el turismo, etc.) sino además en un ejemplo a imitar en otras muchas comunidades del mundo.

Ello requiere una adecuada planificación de tales cambios, basados en los oportunos estudios técnicos, económicos, medioambientales, territoriales y jurídicos.

## 2 PROPÓSITO GENERAL DEL TRABAJO

El propósito general del presente estudio es definir el sistema óptimo a medio plazo y los sistemas de transición para la generación de energía eléctrica en la isla de Gran Canaria, integrando la gestión eficiente de la producción y bombeo de agua y la movilidad con vehículos eléctricos, reduciendo al máximo el uso de combustibles fósiles y maximizando la penetración de energías renovables en todas sus posibilidades, de cara a reducir sustancialmente los costes de generación de electricidad, de producción de agua y de movilidad terrestre, disminuir los impactos medioambientales (GEI) así como incrementar el nivel de autosuficiencia energética y de agua para uso interno.

## 3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para dar respuesta al propósito general se han identificado los siguientes objetivos:

1. Analizar en profundidad el sistema energético actual de Gran Canaria para la generación de electricidad, producción y almacenamiento de agua y transporte interior, desde los puntos de vista técnico, económico y medioambiental.
2. Simular el sistema de generación de energía eléctrico actual y compararlo con el real, con la finalidad de validar los datos de partida introducidos.
3. Simular el sistema energético (y sus posibles modificaciones) ante los cambios previstos en un futuro próximo en el mismo (nuevos parque eólicos y central hidráulica reversible)
4. Definir el sistema de generación de electricidad, de agua potable y de movilidad a medio plazo que permita la máxima autonomía energética, de agua potable y de movilidad para la isla de Gran Canaria, al tiempo que se genere el mínimo impacto medioambiental. El plazo de simulación debe ser compatible con su posible ejecución (por ejemplo, cuadro el valor residual de los equipos actuales sea cero o próximo a cero). Esta simulación debe permitir que las decisiones sobre la sustitución de nuevos equipos (de generación de electricidad, de producción de agua potable y de movilidad) a lo largo del tiempo en un futuro próximo se tomen de acuerdo a una planificación que conduzca a alcanzar el propósito general.

## 4 EL ESCENARIO ENERGÉTICO GLOBAL: MUNDIAL Y DE LA UE

El modelo energético de las Islas Canarias en general, y de Gran Canaria en particular, planificado o no, está totalmente condicionado por la evolución de los recursos energéticos fósiles en todo el mundo en el futuro en cuanto a disponibilidades, a costes y a impactos medioambientales.

### 4.1 SITUACIÓN MUNDIAL

Tal como se aprecia en todas las previsiones, todos los combustibles fósiles alcanzarán su pico de producción alrededor de los años 2030 y a partir de ese momento entrarán en un declive más o menos rápido pero definitivo.

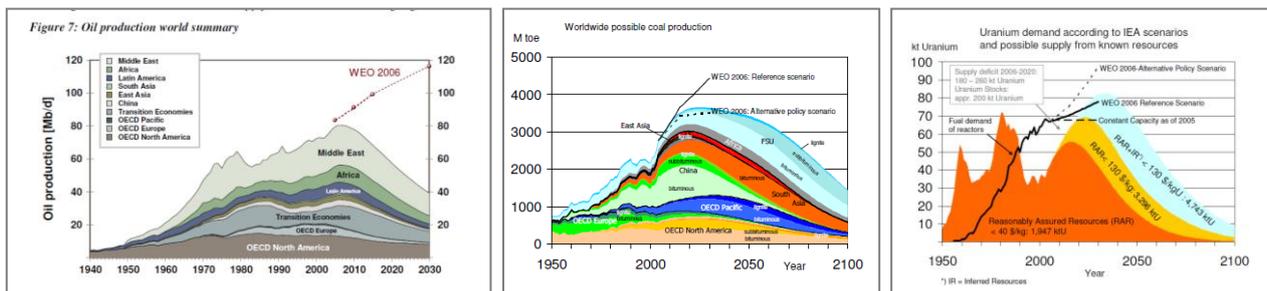


Figura 4.1. Previsiones futuras de los combustibles fósiles

En particular, el agotamiento de los depósitos convencionales de petróleo y de gas está siendo sustituido por pozos en profundidades marinas crecientes y en depósitos de petróleo y gas no convencional, en ambos casos con unos altos costes de extracción (solo soportados por altos precios de estos combustibles) y elevados impactos medioambientales y sabiendo de antemano que solo suponen un corto alargamiento de la vida de estos combustibles (por ejemplo, un yacimiento de petróleo de 1.000 millones de barriles en las proximidades de Canarias solo suponen 12 días de consumo mundial).

En cuanto a la posible sustitución del declive de los recursos fósiles por los recursos de uranio, los problemas residen no sólo en la escasez de éstos, sino en la imposibilidad de sustituir la generación de electricidad a partir del gas natural y del petróleo por centrales nucleares en un periodo de tiempo tan corto. En efecto, tal sustitución exigiría la construcción de más de 1.500 centrales en los próximos 20 años, a razón de 6 centrales cada mes, además de la sustitución de las más de 400 centrales nucleares hoy existentes gran parte de las cuales están a punto de superar su límite de vida, lo cual obviamente es imposible. Además, si ello pudiera conseguirse las reservas de uranio de bajo coste desaparecerían en muy pocos años y también las de alto coste, convirtiendo esta opción en inviable.

La única alternativa de más largo plazo en este contexto es la utilización masiva de reactores reproductores, siempre que se asumieran los altos riesgos que esta opción comporta, y teniendo en cuenta que tales reactores aún no están listos para entrar en producción.

Si al próximo cenit de todos los recursos convencionales se le añade la lentitud en la implantación de las energías renovables y el incremento desmesurado de la demanda por parte de las nuevas economías emergentes (y, además, con la característica común con las ya desarrolladas de formas de consumo energético auténticamente despilfarradores) las consecuencias inevitables en un plazo entre 10 y 15 años

será la cadena de hechos ya conocida: aumento de los precios de la energía, aumento de los precios de todos los productos y servicios a ella asociados (agua, alimentos, producción industrial, transporte de personas y mercancías, etc.), tensiones sociales, contracción de la demanda, desabastecimiento de mercados y nuevos aumentos de precios, tensiones sociales y políticas, etc.

El otro aspecto que pone en entredicho la continuidad del uso indiscriminado de los combustible fósiles lo constituye el incremento del CO<sub>2</sub> y del metano en la atmósfera, que está incrementando el efecto invernadero y con él, las temperaturas del aire y de los océanos (en el año 2013 se alcanzó por primera vez en la historia de la Humanidad un nivel de CO<sub>2</sub> en la atmósfera de 400 ppm).

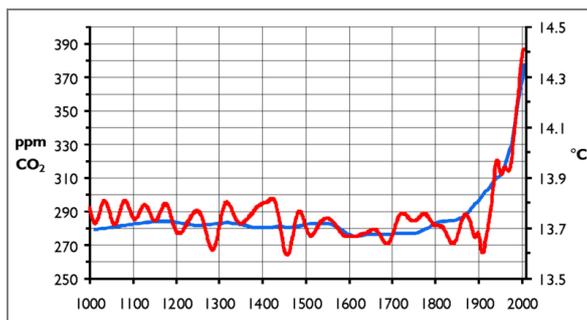


Figura 4.2. Evolución de las ppm de CO<sub>2</sub> en la atmósfera

En la Cumbre de la ONU de París (Conferencia para un Gobierno Ecológico Mundial), 2.500 expertos en el clima de 130 países, señalaron que en el año 2.100 la temperatura podría elevarse entre 1,8 y 4 grados centígrados, lo cual implicaría una subida del nivel del mar entre 18 y 59 cm solo por efecto del derretimiento de las masas glaciales continentales y polares.

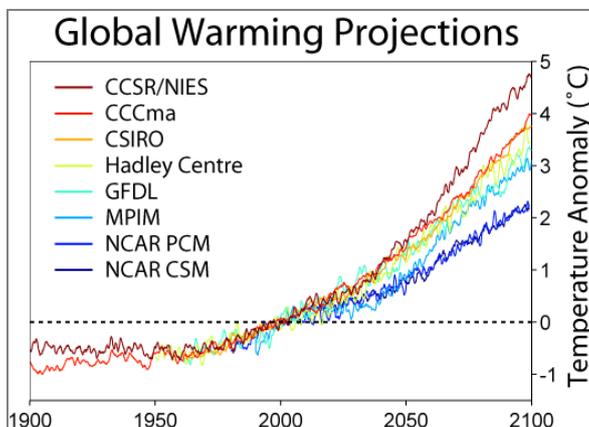


Figura 4.3. Proyecciones del Calentamiento Global según la Cumbre de la ONU de París

Para los expertos del ICPP a la Humanidad le quedan 10 años para diseñar y poner en marcha un plan que corrija esta deriva climática, pues en caso contrario el punto de no retorno se alcanzaría en el año 2050. Tal punto de no retorno se caracterizará por el “disparo” de las temperaturas, en un bucle de realimentación positiva donde se sumarían los efectos de la emisión del metano retenido en las tundras (turberas congeladas o permafrost), la extinción de grandes masas boscosas y selváticas producidas por incendios y sequías, la pérdida de reflexión de la luz solar que suponen las masas glaciales, etc.

En resumen el panorama que presenta el modelo energético actual a escala mundial no puede ser más desolador y supondrá, casi con toda certeza, una nueva era para la humanidad.

## 4.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA

El segundo escenario en el que ha de contemplarse la cobertura de las necesidades de energía en Canarias en general y en Gran Canaria en particular es el de la propia Unión Europea, de la que políticamente forma parte.

La situación energética de la Unión Europea es sumamente delicada al carecer de recursos energéticos fósiles suficientes para cubrir sus necesidades. En mayo del año 2010 se presentó al Consejo Europeo un informe del Grupo de Reflexión sobre el futuro de la UE en 2030 titulado Proyecto Europa 2030: Retos y oportunidades.

El informe señala que si no se hace nada de aquí a 2030 la situación de la energía en Europa será de creciente necesidad y descenso de los suministros. La dependencia de unas importaciones de petróleo, gas y carbón, a precios elevados, de terceros países, aumentará del 50% actual a un 60%, pudiendo llegar a representar los combustibles fósiles el 80% de la combinación energética de Europa.

El informe señala:

*“Los desafíos que tenemos ante nosotros son enormes y exigen una reacción urgente, además de una movilización de recursos inmensa.*

*Las posibilidades de desestabilización social, económica y política son, por lo tanto, reales. Y sin embargo, para realizar estos trabajos hercúleos no podemos limitarnos a confiar en el mercado. Por el contrario, son necesarios unas intervenciones y un apoyo públicos de gran alcance para iniciar una "nueva revolución industrial". La UE debe transformar este desafío en una oportunidad real.*

*Debe potenciarse la búsqueda de fuentes de energía renovables que sean viables. Existe una serie de opciones prometedoras disponibles, como son la energía eólica, la energía solar y la biomasa. Europa debe también apartarse del petróleo como fuente primaria de combustible para los transportes, fomentando las normas relativas a los biocombustibles y los vehículos eléctricos e híbridos.*

*La era del petróleo barato parece haber tocado a su fin, al ser los nuevos suministros cada vez más lejanos, inaccesibles y caros de explotar. Al mismo tiempo, la UE seguirá dependiendo de las fuentes externas para su suministro de energía durante un tiempo considerable”.*

Como puede verse, una gravísima situación, que de forma directa va a afectar a Canarias (y a Gran Canaria) de forma directa, en todos los órdenes.

## 5 EL ESCENARIO ENERGÉTICO PRÓXIMO. CANARIAS

### 5.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EN CANARIAS

Canarias posee un nivel de autosuficiencia energética muy bajo, inferior al 1%. Prácticamente todas las necesidades energéticas en las islas (Transporte, Energía Eléctrica, Calor,...) se cubren “quemando” productos derivados del petróleo (fueloil, gasoil, gasolina, queroseno y GLPs principalmente). Es un hecho un tanto inexplicable, ya que las islas cuentan con recursos energéticos renovables propios suficientes para alcanzar un elevado nivel de autosuficiencia energética a bajo coste.

En el año 2014 (tomado como referencia al ser el último del que se dispone de datos oficiales), Canarias importó un total de 6,4 millones de toneladas de crudo. El 10,4% de las toneladas importadas, es decir 666.360 t fueron crudo (para la refinería), lo que significa una reducción del 66,4% sobre la reducción ya producida en el año anterior del 37,5%, debido a las paradas de la Refinería de Tenerife durante el año 2014. La procedencia de este crudo fue de Camerún, Angola y Nigeria, exclusivamente.

El coste anual en el año 2014 de este crudo ascendió a 366,2 millones de euros (a 99,00 \$/barril equivalente a 549,58 €/t).

Por tipos de consumo, 1.925.500 t (30,02%) se dedicaron a la producción de electricidad (para consumos domésticos, turísticos, comerciales e industriales), 1.191.300 t (18,58%) al resto del consumo interior (transporte terrestre, uso industrial, GLP), 973.500 t (15,18%) al transporte aéreo y 2.322.900 t (36,22%) al transporte marítimo, de acuerdo con los datos obtenidos del Anuario Energético de Canarias.

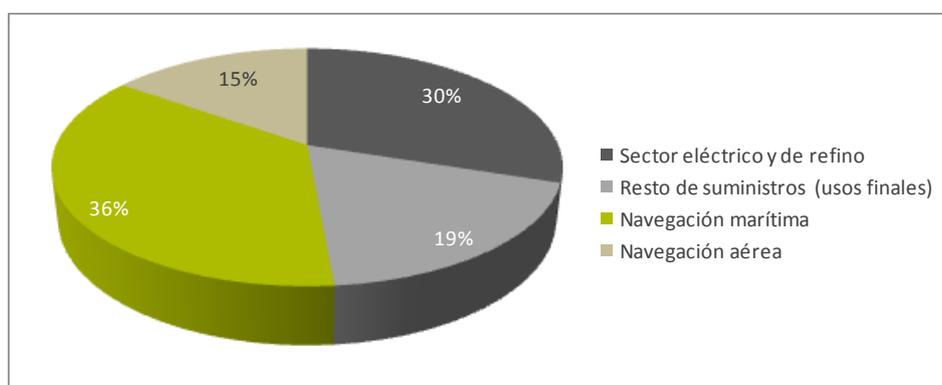


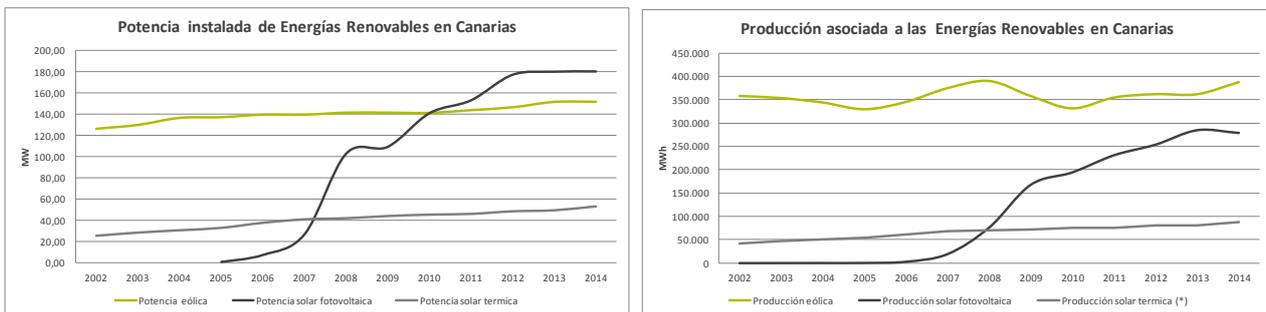
Figura 5.1. Distribución energética por tipo de consumo (Año 2014)  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Los recursos renovables que se están aprovechando actualmente en las islas se están destinando por un lado a la producción de electricidad (parques eólicos y solares fotovoltaicos) y por otro a la generación de calor (instalaciones solares térmicas).

En el año 2014 las islas contaban con una potencia eólica instalada de 151,8 MW, que produjeron 388 GWh/año de energía eléctrica (2.410 horas equivalentes de media) y una potencia solar fotovoltaica de 180,2 MWp, con una producción de energía eléctrica de 279,4 GWh/año (1.556 horas equivalentes de media). Entre ambas aportaron el 7,6% de la energía eléctrica total que se generó en el archipiélago. Por otro lado, según el Anuario Energético de Canarias 2014, se estima que en ese año habían instaladas

104.049 m<sup>2</sup> de placas solares térmicas, con una producción estimada de 86 GWh/año térmicos aproximadamente.

Si analizamos la evolución de la implantación de las energías renovables en las Islas Canarias en los últimos años, se aprecia el estancamiento de la energía eólica, prácticamente la misma que hace 10 años, motivado principalmente por la paralización de los expedientes de los parques eólicos concedidos en los concursos eólicos de los años 2007 y 2008, y por otro lado se aprecia un incremento sustancial de la energía solar fotovoltaica, que se ha multiplicado por 25 en el periodo 2006-2012, motivada por una política de incentivos que primaban sustancialmente su instalación y que fue suprimida para nuevas instalaciones tanto eólicas como fotovoltaicas a principios del año 2012. Paradójicamente, siendo los parques eólicos los que producen la energía eléctrica a menor coste, tal como se verá más adelante, son los que han sufrido mayor retraso en su implantación.



(\*) La producción solar térmica se representa en MWh térmicos.

Figura 5.2. Evolución de la potencia instalada y producción asociada a las energías renovables en Canarias  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

El nivel de autosuficiencia para cubrir las necesidades energéticas de uso interno, entendida como la relación entre la energía primaria obtenida de recursos energéticos propios frente a la energía primaria total consumida, ha pasado del 1% en el año 2006 al casi el 5% en el año 2014, siendo aún bastante bajo ya que como se ha podido constatar no se está aprovechando el enorme potencial eólico que existe en las islas.

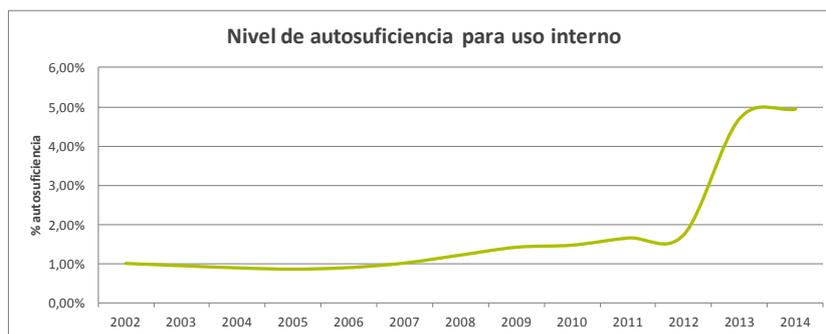


Figura 5.3. Nivel de autosuficiencia para uso interno en Canarias  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

El consumo per cápita de energía primaria para uso interno en el año 2014 fue de 1,54 tep/hab, con un fuerte descenso del 2% en el periodo 2005-2010. Este descenso, ha continuado de forma más pronunciada en el periodo 2012-2014 con un 3,6% de media anual, motivado por la actual crisis económica. En cualquier caso, el consumo per cápita en Canarias es inferior a la media nacional, que se sitúa en 2,66 tep/hab, entre otros motivos por disponer de un clima más benigno, que permite por ejemplo prescindir de

calefacción en invierno, aunque podría aún ser menor si existiera una mayor concienciación de ahorro y eficiencia energética.

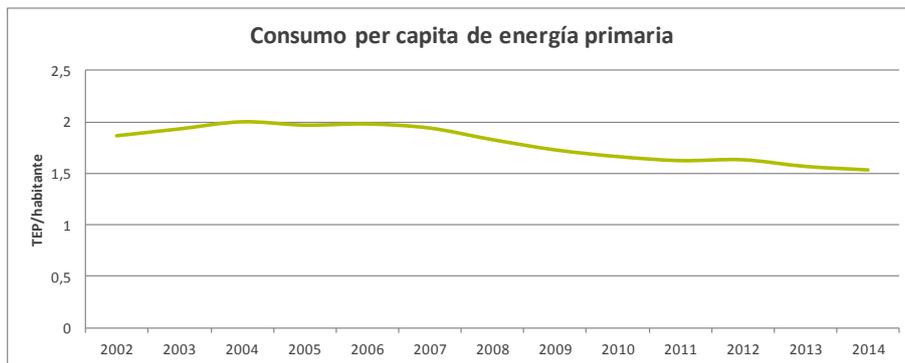


Figura 5.4. Consumo per cápita de energía primaria en Canarias  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

A nivel medioambiental, el consumo de combustibles en Canarias genera al año 22 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Por tanto en la situación energética actual de Canarias destacan dos aspectos:

- El bajo nivel de autosuficiencia energética, motivado por la escasa explotación de las muy abundantes energías renovables existentes en todas las islas: eólica (los mayores potenciales del mundo se dan en Canarias), solar (térmica, termoeléctrica y fotovoltaica), geotérmica, oleaje, térmica marina, minihidráulica, biomasa, etc.
- Un alto impacto medioambiental, por la enorme cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> que se vierten a la atmósfera por no emplear las energías renovables.

## 5.2 LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DE CANARIAS

Las Islas Canarias son una de las zonas del mundo de mayor potencial eólico explotables debido a la constancia de los vientos, sin grandes periodos de calmas ni grandes temporales (de hecho, los parques eólicos de mayor producción de todo el mundo se encuentran en Canarias). En cuanto a la energía solar también las Islas Canarias presentan un elevado potencial, especialmente en las zonas del sur de las islas de mayor altura, libres de nubes prácticamente todo el año.

Ambas energías se benefician de su aplicación por la cercanía entre los puntos de generación y de demanda de energía eléctrica.

También disponen de otros recursos renovables como pueden ser la energía de las olas (20 kW/m lineal de ola), la energía geotérmica o la biomasa, aún cuando en cantidades más reducidas.



Figura 5.5. Mapa eólico de Canarias  
Fuente: ITC



Figura 5.6. Mapa solar de Canarias  
Fuente: GRAFCAN

### 5.3 PERSPECTIVAS A MEDIO Y LARGO PLAZO DE LA ENERGÍA EN CANARIAS

Tal como se desprende del análisis de la situación energética mundial, las perspectivas de Canarias, en cuanto a la continuidad a largo plazo del consumo de energías fósiles en los términos actuales, no puede ser más crítica, especialmente si se consideran las previsibles escaladas del precio de todos los combustibles fósiles, los posibles problemas de suministro y las posibles penalizaciones por los impactos medioambientales.

Observando la evolución de las cotizaciones del crudo de Brent en los últimos 30 años, se observa que hasta el año 2004, el precio del crudo se mantuvo por debajo de los 40 \$/barril, y a partir de ahí comienza una escala sin precedentes hasta alcanzar los 111,67 \$/barril en el año 2012, habiendo experimentado un incremento medio interanual del 12,6 % en los últimos 10 años (2004-2014). En julio del 2008 se produjo el pico máximo, llegando a alcanzar los 146 \$/barril, seguido de una caída hasta los 40

\$/barril en septiembre de ese mismo año. A primeros del 2011, coincidiendo con la primavera árabe, vuelve a remontar hasta los 120 \$/barril, manteniéndose por encima de los 100 \$/barril hasta junio de 2014. A partir de ese momento sufre una fuerte caída hasta los 49 \$/barril en enero de 2015, experimentando desde ese momento una subida hasta los 67 \$/barril en mayo de 2015, sin embargo en 2016 el precio del Brent continua su descenso hasta los 42,57 \$/barril. En la actualidad, octubre de 2016 el precio del barril ha remontado hasta los 45 \$/barril y por primera vez en la historia el precio del gas natural supera al del petróleo. Entre los expertos existen variadas opiniones sobre la evolución futura del precio del crudo coincidiendo la mayoría en que volverá a alcanzar más pronto que tarde los 100 \$/barril, pudiendo subir desde ahí hasta los 200 \$/barril al final de la próxima década.

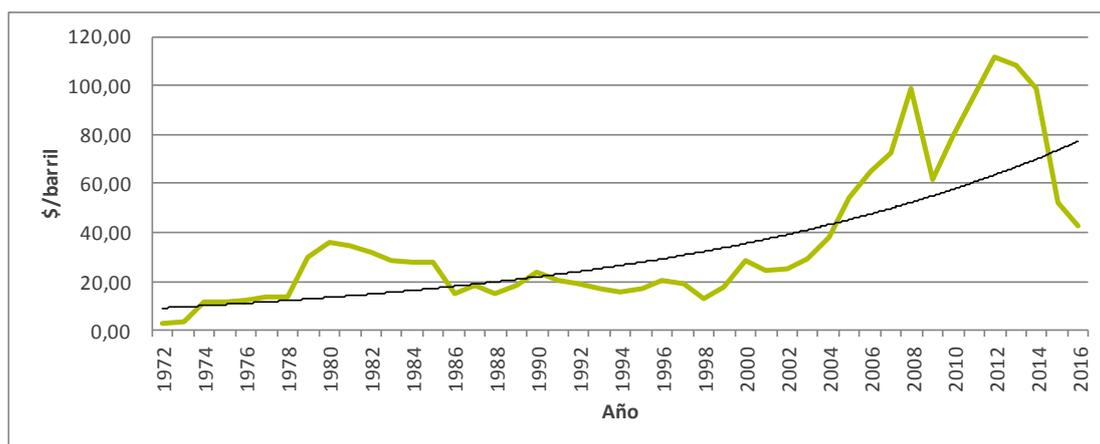


Figura 5.7. Evolución de las cotizaciones del crudo de Brent y su línea de tendencia  
Elaboración propia. Fuente: CNE y MITYC

Esta escala de precios en el pasado próximo se ha notado especialmente en las islas Canarias dada su dependencia casi absoluta del crudo para satisfacer sus necesidades energéticas, reflejada en un incremento sustancial del precio de los combustibles empleados para la generación de electricidad, con un incremento medio interanual del 0,5 % en el periodo 2006-2015 (El incremento medio del 0,5% se debe a la fuerte caída de los precios de los combustibles entre el año 2014 y 2015, ya que hasta el año 2014 el incremento interanual medio era de un 5%), y del precio de la gasolina y el gasoil de automoción, con un incremento medio interanual del 5% en el periodo 2007-2015 (lo que ha motivado un incremento sustancial en los costes de movilidad). Esta tendencia se ha visto atemperada a finales del año 2014 y principios del 2015 por la bajada del precio del crudo.

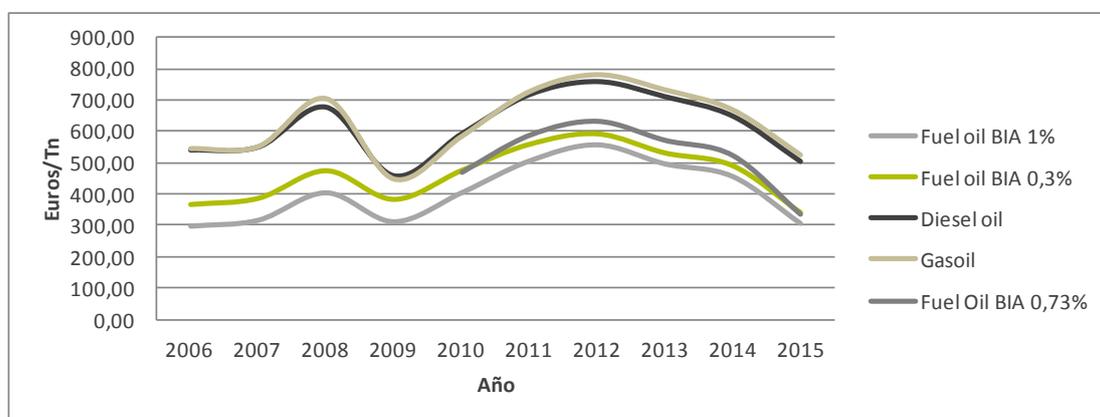


Figura 5.8. Evolución precios combustibles asociados a la producción de electricidad en Canarias (€/t)  
Elaboración propia. Fuente: MITYC

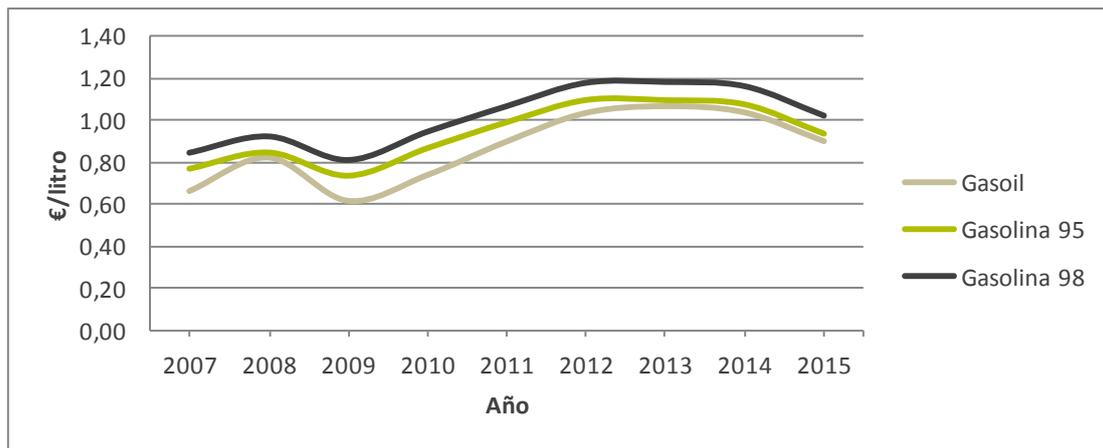


Figura 5.9. Evolución precios combustibles asociados a la automoción en la provincia de Las Palmas (€/l)  
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

Un incremento futuro del precio del crudo como el que se ha experimentado en el periodo 2004-2014, con una tasa de crecimiento interanual superior al 12%, podría provocar la quiebra de la economía del archipiélago en todos sus sectores de continuar con la actual política energética.

En efecto, el bajo nivel de autosuficiencia del archipiélago sumado a un incremento sustancial de los precios de los combustibles provocaría un elevado coste de la energía eléctrica para todos los consumidores, un elevado coste del agua (bombeada y desalada en grandes cantidades en la mayoría de las islas), un elevado coste de los alimentos en su mayor parte importados desde largas distancias (y por tanto con una fuerte incorporación de energía para su transporte y conservación en frío), un elevado coste del mantenimiento del confort climático en las viviendas y establecimientos turísticos, un elevado coste del transporte interior terrestre, marítimo y aéreo (con la consecuente disminución de todos ellos) y el muy probable final del modelo turístico actual (barato y de alta rotación) derivado no solo de la carestía del transporte hasta Canarias sino también de la disminución de las rentas disponibles de los propios visitantes.

Como puede verse, el modelo energético de Canarias, y con él su modelo de desarrollo, es claramente insostenible y ha de ser modificado cuanto antes, para evitar que el posible derrumbe económico y social de las islas impida iniciar y acometer los cambios necesarios.

## 5.4 PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS

A lo largo de los últimos años se han venido desarrollando sucesivos Planes Energéticos de Canarias (PECAN) que en gran parte han sido subsidiarios de los planes energéticos Peninsulares, de los recursos y tecnologías disponibles en cada momento y de la casuística de la empresa generadora y operadora regional.

Así se pensó en la introducción del carbón en centrales convencionales de vapor, luego se pasó a la introducción del gas natural de manos del desarrollo de las centrales de ciclo combinado y siempre con unas perspectivas muy bajas de ahorro energético y de introducción de energías renovables (debido inicialmente a las pobres tecnologías de estas últimas y a la falta de acomodación del parque energético convencional a la penetración de las mismas).

El último paso en la planificación energética de Canarias lo constituyen las Directrices de Ordenación Sectorial de la Energía en Canarias (DOSE), documento que si bien en términos generales siguen fielmente las premisas de un modelo energético sostenible para Canarias, en sus propuestas concretas ponen de manifiesto elevadas dosis de continuismo con los modelos anteriores, lo que produce importantes contradicciones en el mismo.

Al margen de las razones diversas que han limitado el desarrollo de los sucesivos PECAN, en las que no procede entrar en este trabajo, sí es preciso resaltar las importantes diferencias que existen entre las planificaciones a escala continental de aquellas otras a escala insular.

	PENÍNSULA	CANARIAS
Integración del sistema eléctrico	Sistemas integrados	Sistemas aislados
Tamaño del sistema eléctrico	Grande	Pequeños y fraccionados
Disponibilidad de recursos energéticos renovables	Media	Muy alta
Capacidad (relativa) de almacenamiento de energía	Baja	Alta
Necesidad de flexibilidad en el sistema eléctrico	Baja	Alta
Acceso a energías fósiles	Alta en gas natural y petróleo	Alta en petróleo (refinería) Baja en gas natural (sólo licuado)

*Tabla 5.1. Sistemas de planificación energética peninsular y canario  
Elaboración propia. Fuente: Varias*

## 5.5 PREMISAS DE UNA NUEVA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA PARA CANARIAS

Al margen de los aciertos (y desaciertos) del PECAN, y su escaso éxito a la hora de llevarlo a cabo, la planificación energética de Canarias exige la confección de un nuevo PECAN desde dos nuevos escenarios básicos:

- La muy probable crisis energética en un futuro no muy lejano.
- La crisis medioambiental que ya está presente
- La necesidad de enfocarlo bajo el prisma de la sostenibilidad integral de la región.

El primer punto que ha sido analizado con anterioridad muestra la necesidad de disminuir a toda costa la dependencia de Canarias de los combustibles fósiles, mientras que el segundo muestra la necesidad de “ver” el planeamiento energético como parte de un todo, más aún, como subsidiario del modelo de desarrollo económico, social, medioambiental, etc. que la región asuma como sostenible para los tiempos futuros.

En este contexto para que las energías renovables contribuyan a la sostenibilidad de Canarias, además de su explotación a todas las escalas estos recursos energéticos tienen que ser empoderadas por la población de toda la región, y especialmente por las entidades locales y las empresas. Solo así se conseguiría que sus beneficios económicos y sociales se repartan por toda la región, impidiendo la extradición de los beneficios de unos recursos totalmente endógenos.

A falta de un modelo canario de desarrollo sostenible integral (ya iniciado en algunos puntos de las islas), está claro a la vista de los datos expuestos en puntos anteriores que se precisa una “ruptura total” con el actual modelo energético (y de desarrollo), incidiendo sobre tres aspectos que pueden converger hacia la sostenibilidad energética a largo plazo: el ahorro energético masivo, la generación distribuida a

pequeña escala y también masiva mediante las energías renovables y la producción de energía eléctrica a partir de las energías renovables a gran escala.

Las posibilidades de ahorro energético en las Islas Canarias son enormes, dado el alto derroche en el consumo actual y la bondad del clima a lo largo de todo el año. También son enormes las posibilidades de uso de las energías renovables a pequeña escala, tanto para generación térmica (agua caliente y acondicionamiento de aire) como para la producción de electricidad (incluyendo las micro-redes).

En cuanto a la explotación de las energías renovables a gran escala, es decir, su máxima penetración en los sistemas eléctricos insulares, se precisan un conjunto de acciones que el nuevo PECAN debe definir y priorizar y entre las que cabe mencionar:

- Redefinición de las centrales de generación (térmica y renovables) para maximizar la producción de electricidad a partir de estas últimas y minimizar los costes globales de generación. Ello exige que los grupos térmicos sean eficientes, modulares y flexibles, capaces de adaptarse rápidamente a las potencias fluctuantes de las energías renovables sin perder por ello sus rendimientos, mientras que las energías renovables (eólica y solar principalmente) deben concentrarse en auténticas plataformas energéticas de energías renovables.
- La implantación masiva de sistemas de acumulación y regulación de tales energías variables (gestión de demandas), para lo cual existen múltiples posibilidades en todas las islas: bombeo de agua entre embalses, desalación de agua de mar a gran escala, producción de hidrógeno, almacenamiento en baterías eléctricas estáticas de gran capacidad, almacenamiento en las baterías para flotas de vehículos eléctricos, etc.
- Reestructuración de los sistemas de transporte de energía eléctrica, incluyendo la conexión entre todas las islas que sea posible (ya lo es entre Fuerteventura y Lanzarote), así como la ubicación de las centrales térmicas y las plataformas eólico-solares en los puntos óptimos de cada isla.
- La necesidad de gestionar, conjuntamente, los sistemas de generación de electricidad, de producción y bombeo de agua potable y la movilidad mediante vehículos eléctricos. Solo así se podrá maximizar el empleo de las energías renovables y minimizar el consumo de recursos energéticos fósiles.

En todo caso es clara la imposibilidad de un abastecimiento energético del 100% a partir de los recursos renovables para el consumo interior. (El exterior, es decir, la energía consumida en el transporte aéreo y marítimo es obvio que nada puede hacerse para sustituir a los combustibles fósiles).

Lo que sí se puede conseguir es que en las Islas Canarias los combustibles fósiles pueden pasar a ser los “combustibles de reserva”, los que sirvan para mantener la estabilidad de los sistemas eléctricos y cubrir el déficit de las energías renovables.

Todo ello supondrá independizarse en gran medida de las futuras fluctuaciones (en precio y abastecimiento) de los combustibles fósiles, disminuir el impacto sobre el medioambiente, y mantener una economía más competitiva. En suma, aumentar los niveles sostenibilidad del conjunto de la economía canaria y de solidaridad de la región con el resto del mundo.

## 6 EL MODELO ENERGÉTICO ACTUAL DE LA ISLA DE GRAN CANARIA

El modelo energético actual de la isla de Gran Canaria, al igual que el de Canarias como se comentó en el apartado anterior, se sustenta sobre el consumo de productos derivados del petróleo para cubrir prácticamente todas las necesidades energéticas de la isla, disponiendo de un nivel de autosuficiencia energética muy bajo y una penetración de energías renovables insignificante.

El siguiente gráfico muestra la situación en el año 2014 del sistema energético global (consumo interior y exterior).

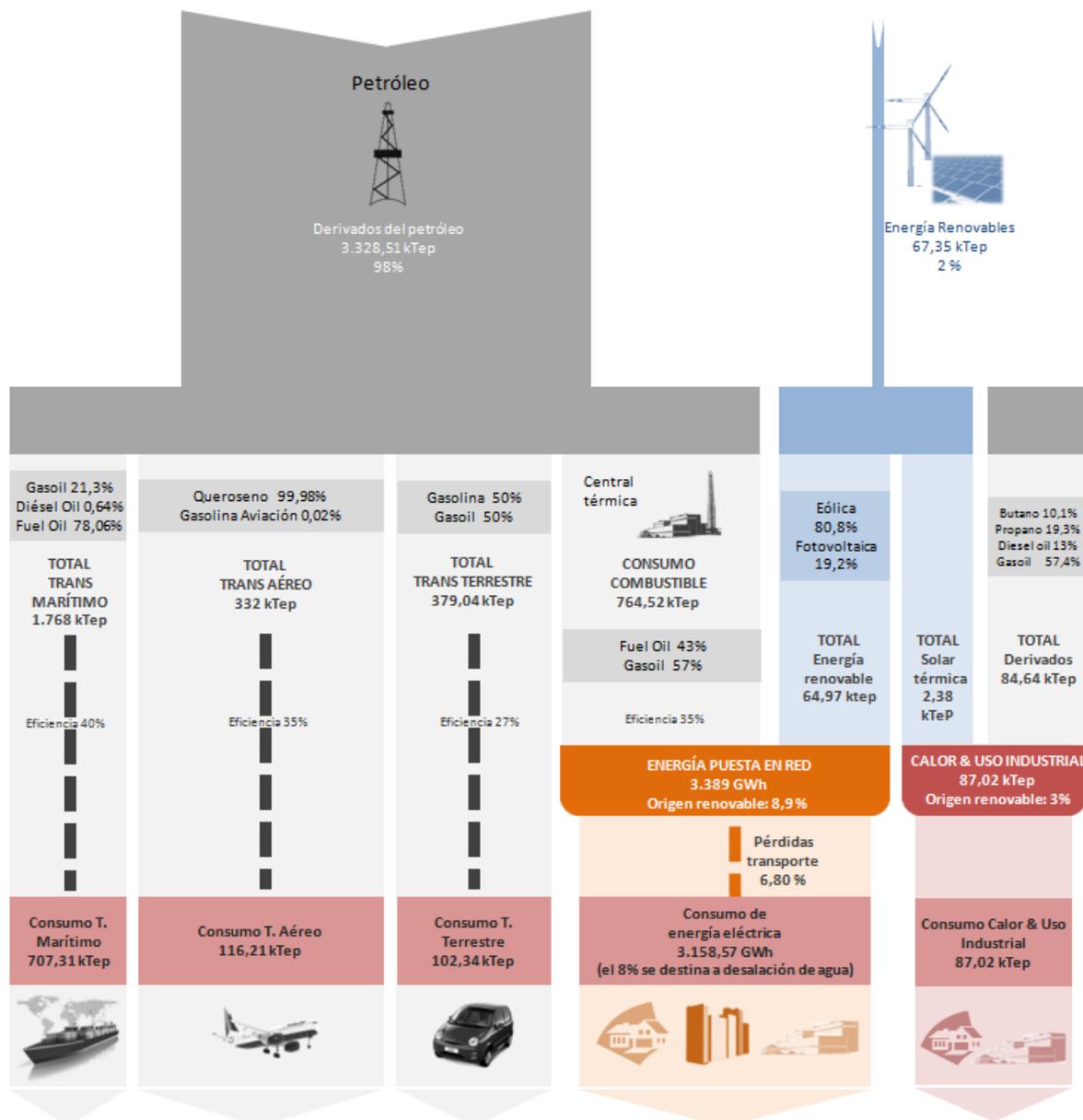


Figura 6.1. Balance Energético de Gran Canaria 2014  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. GOBCAN

Si se observa el balance de energía de la isla en el año 2014, el consumo de energía procedente de combustibles fósiles es del 98%. En total se consumieron 3,4 millones de toneladas equivalentes de

petróleo, de los cuales un 38,2% (1,3 millones de tep) fue destinado a uso interno. Las energías renovables se concentran principalmente en la producción de electricidad, aportando el 8,9% de la energía eléctrica que se genera en la isla.

A nivel medioambiental, el consumo de combustibles en la isla genera 11,1 millones de toneladas de gases de efecto invernadero al año.

SECTOR	EMISIONES (MILLONES TON. DE GEI)
Generación de energía eléctrica (Centrales térmicas)	2,6
Transporte terrestre	1,3
Transporte marítimo nacional y aéreo	7,2
Complejos ambientales (RSU)	-
<b>TOTAL</b>	<b>11,1</b>

Tabla 6.1. Emisiones de gases de efecto invernadero, por sector, en la isla de Gran Canaria 2014  
Fuente: Anuario Energético de Canarias. GOBCAN

Un análisis más detallado de lo que se considera el consumo interior, es decir, descontando el suministro de energía a barcos y aviones), refleja los siguientes valores (año 1014):

- Para atender la demanda de energía eléctrica se consumieron 823,5 toneladas equivalentes de petróleo (64% de la demanda interna). La baja penetración de energías renovables existente (eólica y solar fotovoltaica) sólo permitió que se ahorraran 64.970 tep y que se evitara verter a la atmósfera 222.657 t de CO2 equivalente.
- Aproximadamente un 8% de la energía eléctrica generada se empleó para producir 70 hm<sup>3</sup> de agua desalada con la que se abastece a casi la totalidad de la isla.
- Para satisfacer las necesidades de transporte interior, se consumieron 379.040 toneladas equivalentes de petróleo (29% de la demanda interna).
- Para satisfacer el resto de necesidades (calor principalmente), se consumieron 87.020 toneladas equivalentes de petróleo y se ahorraron 2.379 toneladas (un 3%) por el empleo de las energías renovables (solar térmica).
- El nivel de autosuficiencia energética para uso interno en Gran Canaria es del 2 %, encontrándose por debajo de la media de Canarias, que se sitúa en el 4,3%.

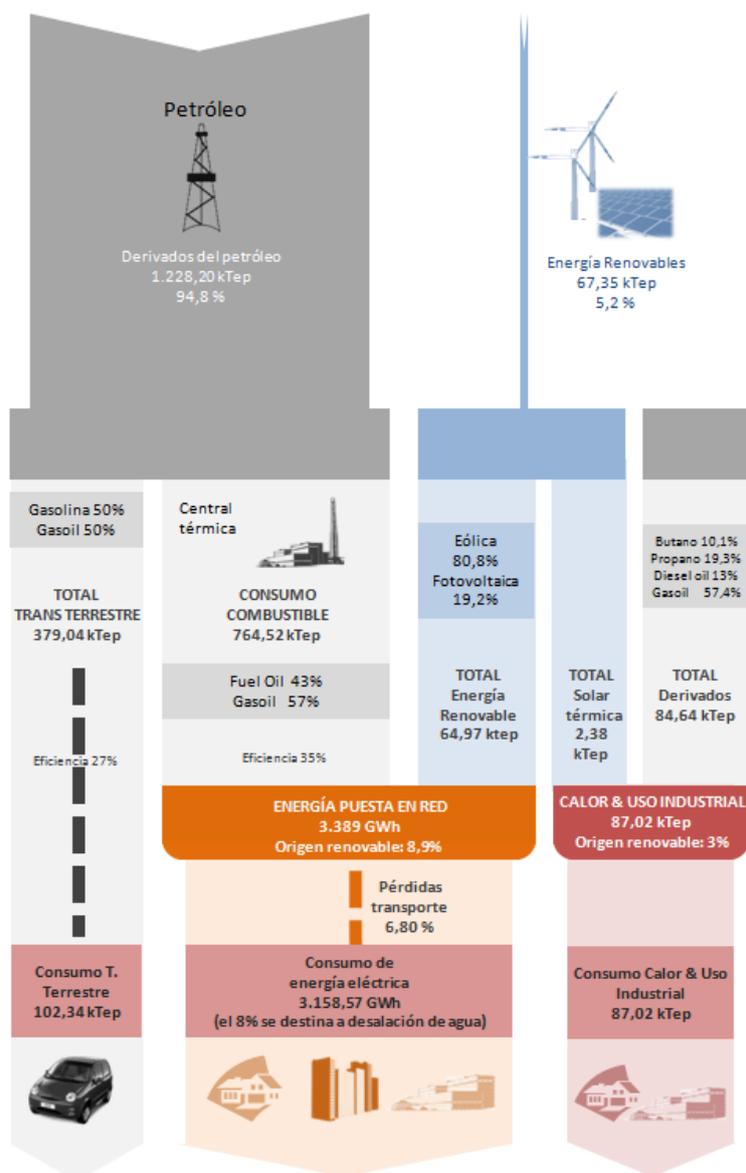


Figura 6.2. Balance Energético de uso interno de Gran Canaria 2014  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias. GOBCAN

Como puede observarse, y a la luz de todo lo expuesto en los puntos anteriores, se trata de una situación claramente insostenible que requiere la confección de un nuevo modelo energético para la isla de Gran Canaria (al que este trabajo ayuda a definir) que básicamente debe incorporar:

- Un sistema de generación de energía eléctrica de alta eficiencia, con una alta penetración de energías renovables (nuevos parques eólicos, instalaciones solares fotovoltaicas y otras fuentes de origen renovable).
- Un sistema de producción de agua de alta eficiencia, con la utilización de los depósitos y embalses que permitan poder gestionar la demanda de cara a producir en las horas de menor coste de generación de energía eléctrica y aprovechar posibles excedentes de energías renovables.
- Un parque móvil de vehículos eléctricos, que irá sustituyendo al actual parque móvil de vehículos térmicos, en el que se permita gestionar la recarga de las baterías de cara a producir en las horas

de menor coste de generación de energía eléctrica y aprovechar posibles excedentes de energías renovables.

- Sistemas de almacenamiento energéticos que permitan incrementar la penetración de energías renovables en el sistema.
- Generación distribuida (principalmente minieólica y fotovoltaica).
- Ahorro y eficiencia energética.

## 6.1 LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES PROPIOS DE GRAN CANARIA

La isla de Gran Canaria es una de las Islas Canarias con mayor potencial eólico y solar, presumiendo de ser una de las regiones con mayor potencial a nivel nacional.

### 6.1.1 ENERGÍA EÓLICA

Gran Canaria es una de las regiones con mayor potencial eólico y solar de toda España. Las zonas de mayor potencial eólico se encuentran en el Sureste y Noroeste de la isla, donde actualmente se encuentran la mayoría de los parques eólicos. En el año 2014, la potencia eólica instalada en la isla era de 85,65 MW, con una media anual de 2.584 horas equivalentes de funcionamiento a 60 metros de altura.

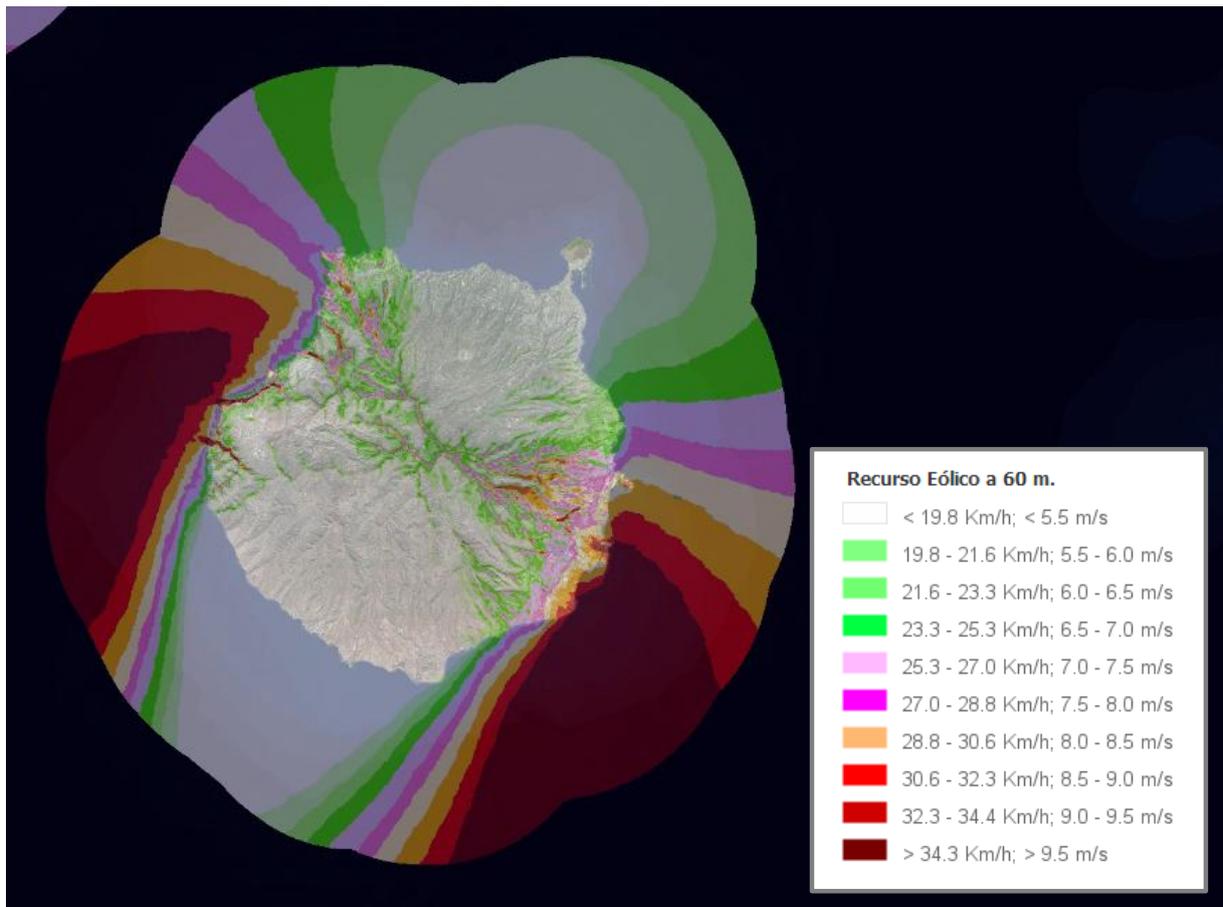


Figura 6.3. Mapa eólico de Gran Canaria  
Fuente: Instituto Tecnológico de Canarias

El mayor potencial eólico se encuentra off-shore y aunque aún no se ha implantado ningún parque eólico en esta zona, dado que sus costes de instalación y mantenimiento son superiores a los de las instalaciones en tierra, la empresa Gamesa ha instalado un aerogenerador experimental marino de 5 MW (con perspectivas de repotenciar a 8 MW) en el muelle de Arinaga, convirtiéndose en el primero que se construye en España.

Para poder determinar la producción horaria de los nuevos parques eólicos que se pretenden instalar, se dispone de datos de viento diezminutales de varios años de la torre anemométrica ubicada en Pozo Izquierdo, cuyos datos han sido cedidos por el ITC. Por otro lado, se cuenta con dos estimaciones de viento en base a datos recopilados del recurso eólico del ITC, que representan las estaciones anemométricas 1 y 3. A continuación se representa un resumen de estos datos de viento.

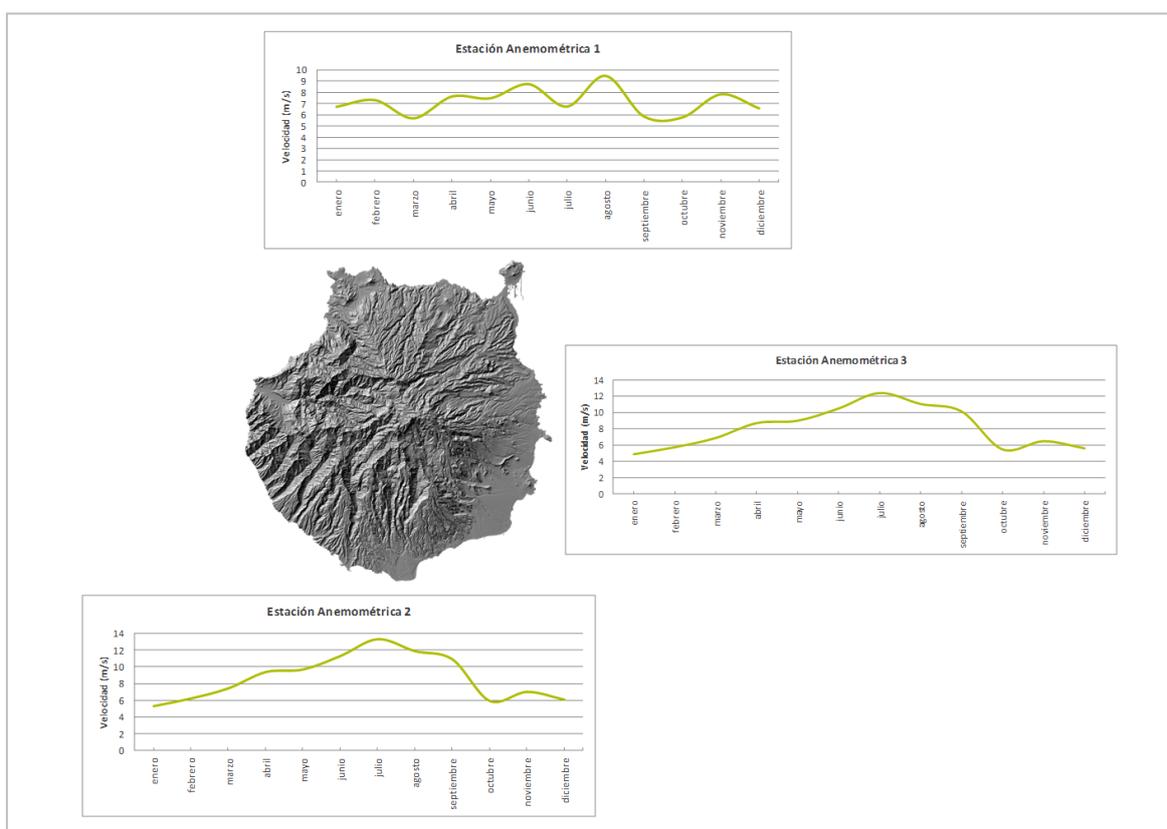


Figura 6.4. Curvas anuales de velocidad media de viento en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC.

En la siguiente tabla se representan las velocidades medias de viento a nivel mensual y anual de los diferentes anemómetros indicados en la anterior figura:

VELOCIDAD MEDIA DE VIENTO MENSUAL Y ANUAL 2013													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
Estación anemométrica 1	6,71	7,31	5,69	7,62	7,46	8,71	6,73	9,45	5,85	5,77	7,82	6,57	<b>7,14</b>
Estación anemométrica 2	5,26	6,17	7,39	9,34	9,65	11,26	13,28	11,85	10,87	5,89	6,97	6,04	<b>8,67</b>
Estación anemométrica 3	4,92	5,77	6,91	8,73	9,02	10,53	12,42	11,07	10,16	5,51	6,51	5,64	<b>8,10</b>

Tabla 6.2. Datos de velocidad media de viento mensual y anual en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC.

## 6.1.2 ENERGÍA SOLAR

Respecto al potencial solar, las zonas con mayor radiación se concentran en el sur de la isla, donde la irradiación global media diaria oscila entre los 5.000 y los 5.500 Wh/m<sup>2</sup>.

Actualmente hay instalados 39,32 MWp fotovoltaicos repartidos por toda la isla, (39,20 conectados a red y 0,12 aislados de la red), con una media anual de 1.480 horas equivalentes de funcionamiento y 25,90 MW térmicos repartidos en una superficie de 37.003 m<sup>2</sup>.

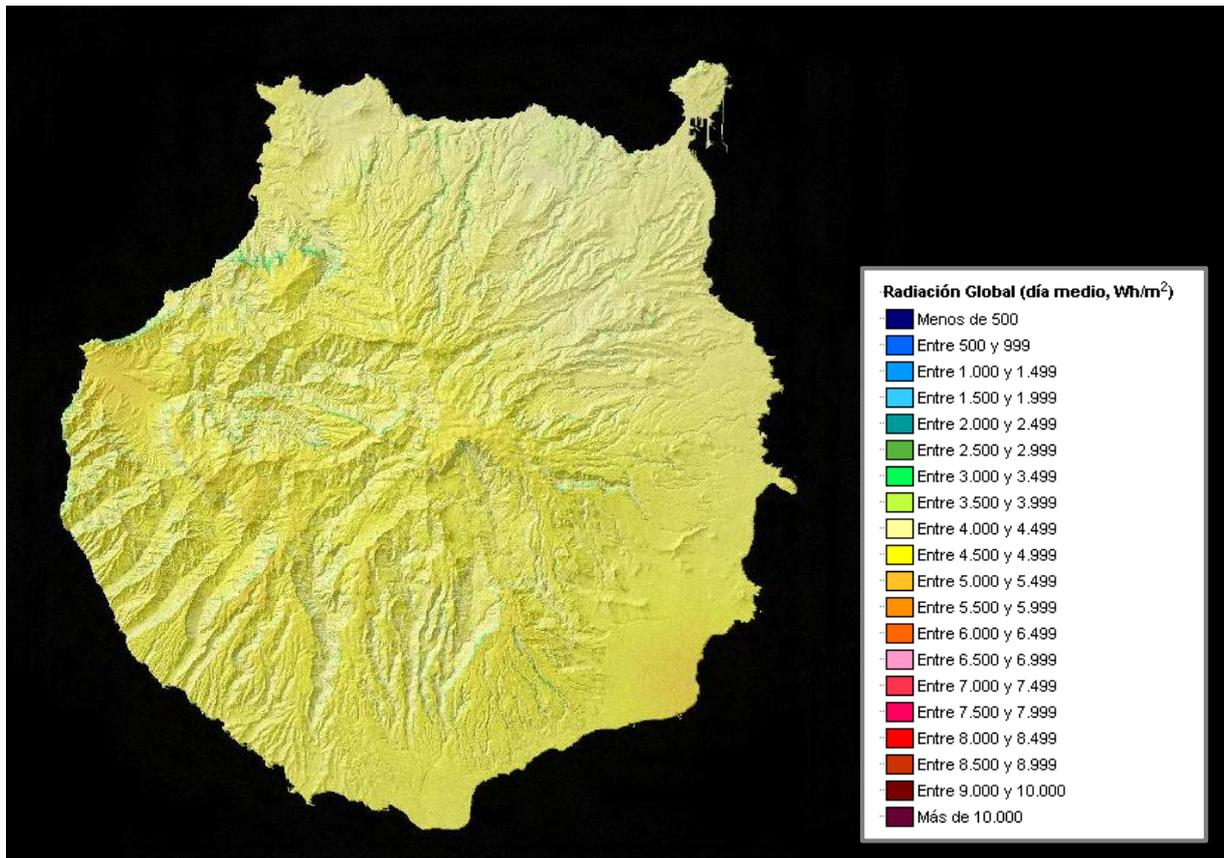


Figura 6.5. Mapa Solar de Gran Canaria  
Fuente: Instituto Tecnológico de Canarias

Para poder determinar la producción horaria de las nuevas instalaciones solares fotovoltaicas que se pretenden instalar en la isla, se han recopilado datos horarios de radiación solar de una estación climatológica en Vecindario y se han estimado los valores de la radiación solar de una segunda estación (zona 2).

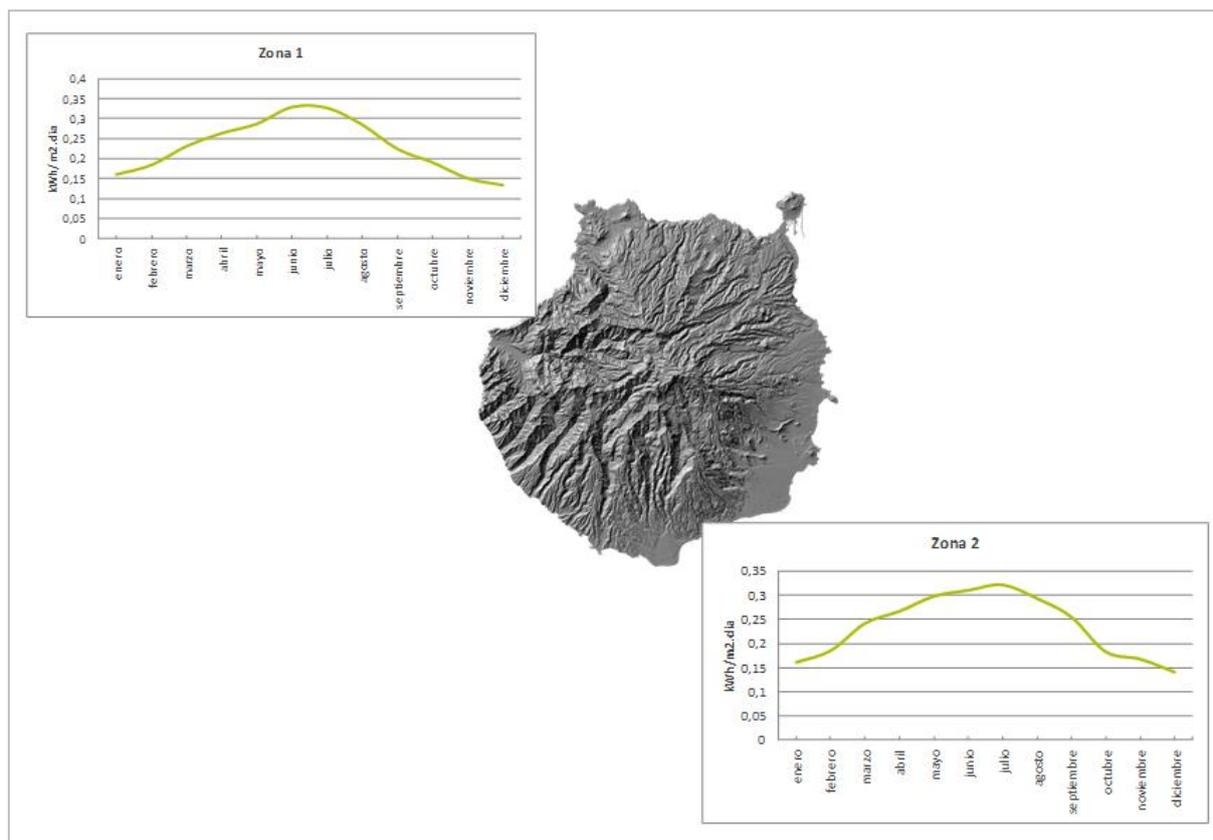


Figura 6.6. Datos de irradiación global media diaria en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Varios

En la siguiente tabla se representan la irradiación global media diaria a nivel mensual y a nivel anual de los diferentes emplazamientos indicados en la anterior figura:

IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA (kWh/m <sup>2</sup> -dia)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
Zona 1	0,16	0,18	0,23	0,26	0,29	0,33	0,33	0,29	0,22	0,19	0,15	0,13	<b>0,23</b>
Zona 2	0,16	0,19	0,24	0,27	0,30	0,31	0,32	0,29	0,26	0,18	0,17	0,14	<b>0,24</b>

Tabla 6.3. Datos de irradiación global media diaria en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Varios

### 6.1.3 OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Actualmente no se están aprovechando los recursos **energéticos marinos**, ya que se encuentran en fase de experimentación y sus costes de implantación son superiores actualmente a los de las instalaciones eólicas y solares. Los proyectos experimentales de energías del mar que existen actualmente en Canarias, se están llevando a cabo en un banco de ensayos marino de la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) con sede en Taliarte, en el este de la isla de Gran Canaria.

En relación a la **energía hidráulica**, en Gran Canaria existen saltos de agua que podrían ser aprovechados, utilizando infraestructuras existentes (presas y embalses), para minigeneración eléctrica o como sistema de apoyo para la estabilidad de la red eléctrica con alta penetración de energías renovables. En cualquier caso su potencial como sistema de almacenamiento energético es bajo. Actualmente está en fase de proyecto la central hidráulica Chira-Soria.

En relación a la **energía geotérmica**, según el “*Estudio de la Energía Geotérmica en Canarias y de la Viabilidad de la Geotermia de Baja Entalpía y Somera*” elaborado por el Clúster RICAM, dentro de las diferentes formas de aprovechamiento, la de baja entalpía se presenta como un complemento ideal para establecimientos turísticos y el sector residencial. Tal es el caso que en otras islas del Archipiélago Canario, como es el caso de Lanzarote, se ha llevado a cabo varios proyectos en establecimientos hoteleros y comerciales en los que se emplea la energía geotérmica de baja entalpía para atender a sus instalaciones de aire acondicionado, climatización de piscinas y preparación del agua caliente sanitaria (ACS). Aún así, en la isla de Gran Canaria no se ha llevado, hasta la fecha, ningún estudio de este tipo.

Con lo que respecta a la **biomasa y al tratamiento de Residuos Sólidos Urbanos (RSU)**, en el Anuario Energético de Canarias, se indica el potencial energético de la biomasa de origen agrícola, forestal, animal y urbano en Gran Canaria, estimándose entre 35 ktep y 58 ktep, según el sistema de aprovechamiento empleado, lo que equivale aproximadamente al 3,6% del consumo interno actual de Gran Canaria. Sin embargo, actualmente estos recursos no se están aprovechando.

## 6.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL DE GRAN CANARIA

### 6.2.1 AGENTES EXISTENTES

La isla de Gran Canaria forma parte de los sistemas eléctricos insulares de Canarias, disponiendo de los mismos agentes en todo el archipiélago.

El sistema eléctrico lo conforman los siguientes agentes:

- El operador del sistema, único para todo el territorio nacional: Red Eléctrica de España, S.A. (REE), es la responsable de la gestión técnica del sistema incluyendo la red de transporte, debiendo garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico de tal forma que la demanda se cubra con los recursos de generación al mínimo coste de producción considerando las limitaciones que impongan las restricciones de red o medioambientales.
- El operador del Mercado, único para todo el territorio nacional: Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A., es el responsable de la gestión económica del sistema, realizando la liquidación económica de la energía y publicando el precio horario final de generación en base a la información proporcionada por el operador del sistema (REE).
- El productor de energía eléctrica en régimen ordinario: Endesa Generación, S.A., es el único productor en régimen ordinario conteniendo todos los equipos de generación térmicos de la isla (Ciclos combinados, grupos diesel, turbinas de vapor y turbinas de gas). Produce el 96% de la energía eléctrica consumida. Sus procedimientos de operación y acceso al despacho de la generación establecido por el operador del sistema (REE) están regulados por normativa.
- Los productores de energía eléctrica en régimen especial, son principalmente pequeños productores de parques eólicos e instalaciones solares fotovoltaicas. Al igual que en el régimen ordinario los procedimientos de operación y acceso al despacho de la generación establecido por el operador del sistema (REE) están regulados por normativa.
- El distribuidor: Es el encargado del suministro de energía desde la red de transporte al punto de consumo dentro de lo que se conoce como red de distribución. Su gestión está totalmente controlada por el Operador de red (REE) y el gobierno regula sus tarifas. Por ley sólo puede existir un único distribuidor por zona y en Canarias el estado se la concedió a Endesa Distribución.
- Comercializadores: Se encargan de la venta de la energía eléctrica al consumidor final, facturándole todos los costes derivados de la generación y suministro de la electricidad. Estos costes son pagados por la comercializadora en nombre del cliente a la empresa de Suministro (Endesa) y al operador de red responsable del transporte (REE). En este caso existe libre mercado y el consumidor puede elegir entre varias compañías, pudiendo mantener la tarifa de último recurso (TUR) fijada por el Gobierno u optando a una tarifa no regulada. (Véase la tabla siguiente)
- Consumidores: Actualmente existen 462.863 abonados en Gran Canaria (a fecha de diciembre de 2015), incrementándose en los últimos cinco años en un 6%.

A pesar de que el sector está liberalizado, una única entidad, ENDESA, posee más del 96% de la producción, el 100% de la distribución y más del 70% de la comercialización, tanto en Gran Canaria como en todo el archipiélago.

COMERCIALIZADORAS	CUOTA COMERCIALIZADORA (%)	CUOTA ACUMULADA (%)
Endesa Energía, S.A.U.	49,1201%	49,12%
Endesa Energía XXI, S.L.U.	24,2965%	73,42%
Iberdrola Generación, S.A.U.	8,2951%	81,71%
Gas Natural Comercializadora, S.A.	6,0374%	87,75%
Axpo Iberia S.L.U.	3,3282%	91,08%
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	2,3455%	93,42%
Hidrocantábrico Energía, S.A.	1,4712%	94,89%
Acciona Green Energy Developments, S.L.	1,0730%	95,97%
EON Energía, SL	1,0475%	97,01%
Energya VM Gestión de Energía, S.L.	0,8598%	97,87%
Audax Energía S.L.	0,7049%	98,58%
Nexus Energía, S.A.	0,5471%	99,13%
Fenie Energía	0,4527%	99,58%
Nexus Renovables, S.A.	0,1491%	99,73%
Sunair One Energy, S.L.	0,1478%	99,88%
On Demand Facilities S.L.	0,0750%	99,95%
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.	0,0176%	99,97%
Gesternova, S. A.	0,0127%	99,98%
Cía. Escandinava de Electricidad en España, S.L.	0,0061%	99,99%
Gestiner Ingenieros, S.L.	0,0053%	99,99%
Gas Natural Sur,S.A.	0,0033%	100,00%
Aura Energía, S.L.	0,0016%	100,00%
Factor Energía, S.A.	0,0014%	100,00%
Sampol Ingeniería y Obras, S.A.	0,0004%	100,00%
Dreue Electric, S.L.	0,0002%	100,00%
Cide HC Energía, S.A.	0,0002%	100,00%
Alcanza Energía, S.L.	0,0002%	100,00%
Enara Gestión y Mediación, S.L.	0,0001%	100,00%
EDP Comercializadora de último Recurso, S.A.	0,0000%	100,00%

Tabla 6.4. Cuotas de mercado por comercializadora de energía eléctrica en Canarias (Año 2014)  
Fuente: Anuario Energético de Canarias 2014

## 6.2.2 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica en la isla de Gran Canaria fue de 3.389 GWh/año en el año 2014, con un consumo per cápita de 3,71 MWh/hab-año.

	Energía Gran Canaria (MWh)						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Energía puesta en red	3.703.670	3.629.360	3.593.750	3.564.550	3.510.000	3.413.550	3.389.020
Pérdidas transporte	6,0%	5,5%	7,0%	5,9%	6,0%	6,2%	6,8%
Consumo	3.483.088	3.431.344	3.342.347	3.355.255	3.301.040	3.201.512	3.158.596

Tabla 6.5. Evolución anual de la demanda de energía eléctrica en Gran Canaria  
Fuente: Anuario Estadístico 2014

El consumo de energía ha ido disminuyendo en los últimos años, reduciéndose un 1,6% de media anual en el periodo 2008-2014.

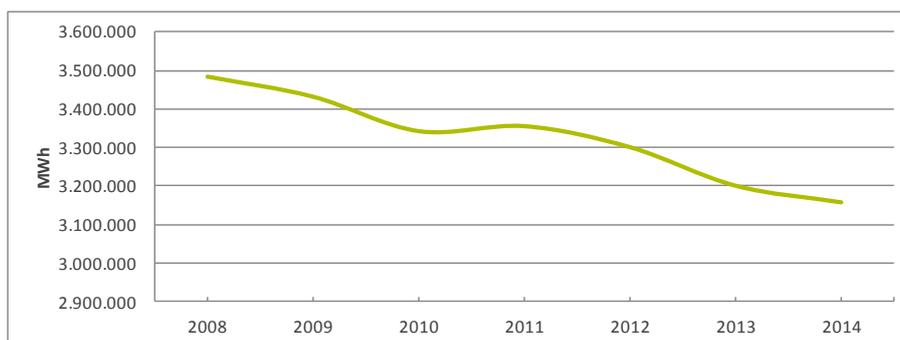


Figura 6.7. Evolución del consumo de energía en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Estadístico 2014

De la energía demanda en 2014 en Gran Canaria, el 36,4% fue consumido por el sector doméstico, el 20,0% por la administración y servicios públicos, el 15,9% por el comercio y servicios, el 11,8% por la hostelería y un 15,9% por el resto de sectores.

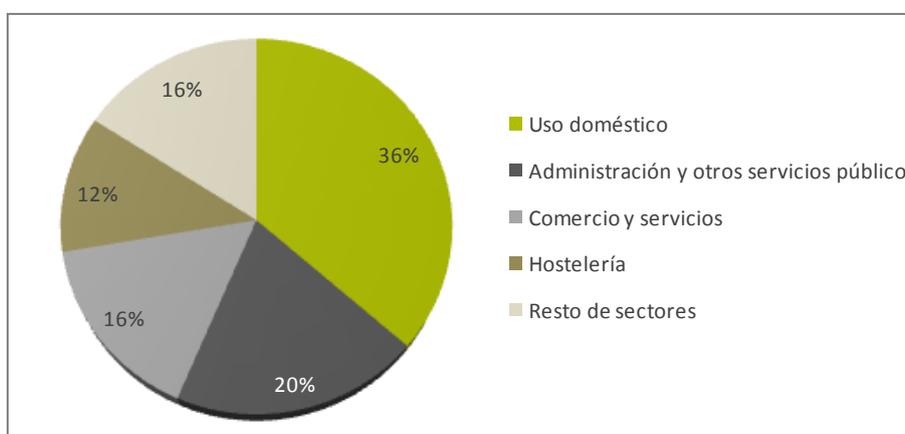


Figura 6.8. Distribución porcentual de la demanda eléctrica por sectores en Gran Canaria 2014  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2014.

### 6.2.3 SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El sistema de generación de energía eléctrica en la isla de Gran Canaria está compuesto, en un 90% por grupos de generación de origen térmico (ciclos combinados, turbinas de vapor, turbinas de gas y grupos diesel) y el resto de origen renovable (eólica y solar fotovoltaica). Los grupos de generación térmicos se engloban dentro de lo que se denomina régimen ordinario y las renovables en el régimen especial. La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

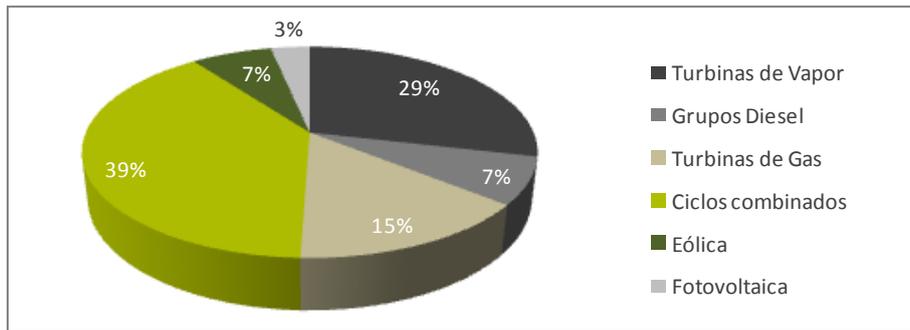


Figura 6.9. Potencia neta de generación de energía eléctrica instalada en Gran Canaria en 2012 por tecnología  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2012

## RÉGIMEN ORDINARIO

La isla de Gran Canaria cuenta con equipos de generación térmica en régimen ordinario repartidos en dos centrales térmicas, propiedad de Endesa-Unelco ubicadas en Jinámar y Juan Grande (denominados grupos Bco. Tirajana), con una potencia bruta total instalada de 1.000,6 MW.

GRUPOS TÉRMICOS EN LA CENTRALES TÉRMICAS DE GRAN CANARIA							
Central	Grupo	Número	Pot. Neta unitaria (kW)	Pot. Bruta unitaria (kW)	Pot. Neta Total (kW)	Pot. Bruta Total (kW)	Año entrada
Jinámar 8 y 9	Vapor 4 y 5	2	55.560	60.000	111.120	120.000	1.982-85
Jinámar 1, 2 y 3	Diesel 1,2 y 3	3	8.510	12.000	25.530	36.000	1.973-74
Jinámar 12 y 13	Diesel 4 y 5	2	20.510	24.000	41.020	48.000	1.990
Jinámar 7	Gas 1	1	17.640	23.450	17.640	23.450	1.981
Jinámar 10 y 11	Gas 2 y 3	2	32.340	37.500	64.680	75.000	1.989
<b>JINÁMAR</b>		<b>10</b>			<b>259.990</b>	<b>302.450</b>	
Barranco Tirajana 3 y 4	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000	1.996
Barranco Tirajana 1 y 2	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000	1.992
Barranco Tirajana 5 y 6	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000	2.003
Barranco Tirajana 7	Vapor 3 (CC1)	1	74.100	79.650	74.100	79.650	2.004
Barranco Tirajana 8 y 9	Gas 5 y 6 (CC2)	2	75.000	75.500	150.000	151.000	2.006
Barranco Tirajana 10	Vapor 4 (CC2)	1	77.000	82.500	77.000	82.500	2.008
<b>BARRANCO TIRAJANA</b>		<b>10</b>			<b>651.660</b>	<b>698.150</b>	
<b>TOTAL GRAN CANARIA</b>		<b>20</b>			<b>911.650</b>	<b>1.000.600</b>	

Tabla 6.6. Grupos de generación de energía eléctrica en Gran Canaria en régimen ordinario  
Fuente: Anuario Estadístico de Canarias 2014

Todos estos grupos disponen de una vida útil estimada de 25 años, por lo que como se puede apreciar, algunos grupos diesel, turbinas de gas y de vapor ya han finalizado su ciclo de vida y al resto le quedan pocos años, exceptuando los ciclos combinados que fueron adquiridos recientemente.

Según se indican en el documento de revisión del PECAN del año 2009 "...los grupos Jinámar Diesel 1,2 y 3 están obsoletos desde un punto de vista tecnológico, lo que significa que han agotado su vida útil, por lo que se ha adoptado la hipótesis de considerar su baja para el año 2011. Estas bajas de grupos deberían compensarse con la instalación de nuevos equipos generadores más eficientes en los mismos emplazamientos."

En el documento de revisión del PECAN del año 2009, los grupos Diesel 1,2 y 3 de la central de Jinámar se consideraban obsoletos y se planteaba su baja para el año 2011, sin embargo aún se encuentran activos.

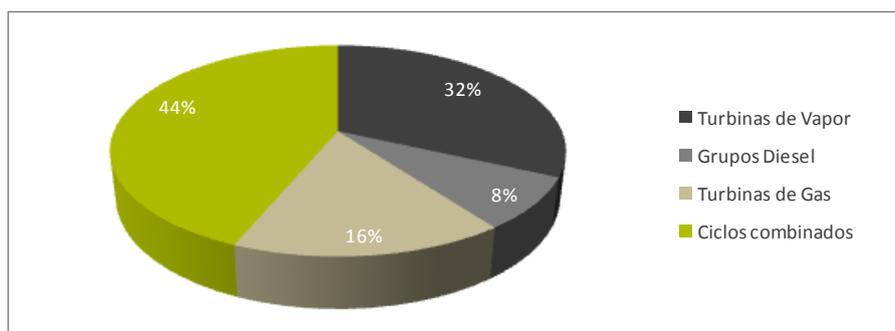


Figura 6.10. Potencia neta instalada en régimen ordinario en Gran Canaria en 2014  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

La mayoría de los equipos disponibles en la central térmica son de baja eficiencia incurriendo en mayores costes de operación y mantenimiento (mayoritariamente en consumo de combustible) debido a su antigüedad o a la tecnología empleada, siendo los ciclos combinados los más eficientes cuando trabajan a potencia nominal.

Si analizamos el reparto de generación por tecnología en el año 2014, tal como se muestra en la tabla, se observa que los Ciclos Combinados y las Turbinas de Vapor representan la térmica base (generando el 88,9% de la energía total producida en régimen ordinario) y los grupos diesel y las turbinas de gas, actúan como térmica de apoyo. Los equipos con mayor rendimiento (y que a su vez generan menos CO<sub>2</sub> por kWh producido) son los ciclos combinados (44%) y los grupos diesel (43%). El motivo de que los grupos diesel no participen como térmica base, siendo los que presentan mejor rendimiento, es porque están prácticamente obsoletos.

Tecnología	Consumo térmico (MWh térmicos)	CEB (th/kWh)	Rendimiento térmico	Consumo combustible (t)
Vapor	3.549.465	2,87	0,33	292.656
Diesel	668.204	2,02	0,43	55.069
Gas	339.330	3,83	0,22	26.458
Ciclo combinado	3.826.779	1,94	0,44	298.377

Tabla 6.7. Sistema de Generación en régimen ordinario en Gran Canaria en el año 2014  
Fuente: Gobierno de Canarias

## RÉGIMEN ESPECIAL

Los sistemas de generación en régimen especial en Gran Canaria lo componen los **parques eólicos**, con una potencia total instalada de 85,89 MW y los **parques solares fotovoltaicos** con una potencia total instalada de 39,29 MW, aportando entre ambos el 8,9% de la energía eléctrica total generada.

### Parques Eólicos

Los parques eólicos lo componen un total de 207 aerogeneradores de pequeña y mediana potencia, ninguno de los cuales supera el MW (exceptuando el de la carretera de Arinaga con 2MW y el

aerogenerador experimental de 5 MW ubicado en el muelle de Arinaga). Del total de potencia instalada, 14,2 MW se encuentran en régimen de autoconsumo.

En el año 2014, los parques eólicos de Gran Canaria produjeron un total de 244,06 GWh.

A continuación se detallan las instalaciones eólicas más relevantes.

PARQUES EÓLICOS INSTALADOS EN GRAN CANARIA							
NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	FABRICANTE	NÚM.	POT. AERO. kW	POT P.E. kW	TIPO	MUNICIPIO	AÑO
P.E. Arinaga-GC01	VESTAS	4	90	360	VTR	AGÜIMES	1990
P.E. Arinaga-Depuradora	VESTAS	1	200	200	VTR	AGÜIMES	1991
Aerogenerador Fábrica ACSA	VESTAS	1	225	225	VTR	AGÜIMES	1992
Aerogenerador Pozo Piletas	VESTAS	1	225	225	VTR	AGÜIMES	1992
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	VESTAS	4	225	900	CA	AGÜIMES	1998/2002
P.E. Lomo El Cabezo	ENERCON	3	600	1800	VTR	AGÜIMES	1999
P.E. Montaña Francisco-Fase 1	VESTAS	5	225	1125	VTR	AGÜIMES	2001
P.E. La Florida. Solaires Canarias	GAMESA	4	600	2500	CA	AGÜIMES	2002
P.E. Carretera de Arinaga	VESTAS/ MADE	1 7 y 1	2.000 660/300	6920	VTR	AGÜIMES	2002/2012
P.E. Concasur	IZAR BONUS	1	600	600	CA	AGÜIMES	2004
P.E. Pesban, Arinaga	GAMESA	1	850	850	CA	AGÜIMES	2005
P.E. Seinco, Arinaga	VESTAS	1	100	100	CA	AGÜIMES	2008
Plataf. Ensayo Muelle Arinaga	GAMESA	1	5.000	5.000	I+D	AGÜIMES	2013
P.E. Cominidad de Roque Aguayro	VESTAS	1	225	225	CA	AGÜIMES	2014
P.E. Tenefé	VESTAS	5	225	1125	VTR	SANTA LUCÍA	1992
P.E. Santa Lucía	MADE	16	300	4800	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. Bahía de Formas II	ENERCON	4	600	2000	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. ITC Tenefé (CIEA)	ENERCON	2	230	460	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. Punta Tenefé Ampliación	VESTAS	1 y 1	230/225	455	VTR	SANTA LUCÍA	1999
P.E. Bahía de Formas III	ENERCON	10	600	5000	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. Bahía de Formas IV	ENERCON	10	600	5000	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. La Punta	ENERCON	11	500	5500	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. La Gaviota	ECOTECNIA	11	630	6930	VTR	SANTA LUCÍA	2001
P.E. Finca San Antonio	MADE	5	300	1500	VTR	SANTA LUCÍA	1999
P.E. Barranco de Tirajana	MADE	7	180	1260	VTR	S.B.TIRAJANA	1994
P.E. Llanos de Juan Grande	DESA	67	300	20100	VTR	S.B.TIRAJANA	1996
P.E. Las Salinas del Matorral	GAMESA	3	850	2550	CA	S.B.TIRAJANA	2008/2012
P.E. La Florida- Juliano Bonny	GAMESA	1	850	850	CA	S.B.TIRAJANA	2011
P.E. Aguatona	VESTAS	2	100	200	VTR	INGENIO	1992
P.E. Lomo Ramirez. Muescanarias	ENERCON	1	330	330	CA	INGENIO	2008
P.E. C. de conreo Canarias AENA	MADE	1	660	660	CA	TELDE	2003
P.E. Montaña Pelada	MADE	7	660	4620	CA	GALDAR	2001
P.E. Cueva Blanca	MADE	4	330	1320	VTR	AGAETE	1997
P.E. Aerogenerador La Aldea	VESTAS	1	225	225	VTR	LA ALDEA DE S.N.	1996

Tabla 6.8. Parques eólicos instalados en Gran Canaria

Fuente: Anuario Energético de Canarias 2014

La evolución a lo largo de los últimos años, tanto de la potencia instalada como de la energía producida en estos parques, se muestra en las siguientes gráficas:

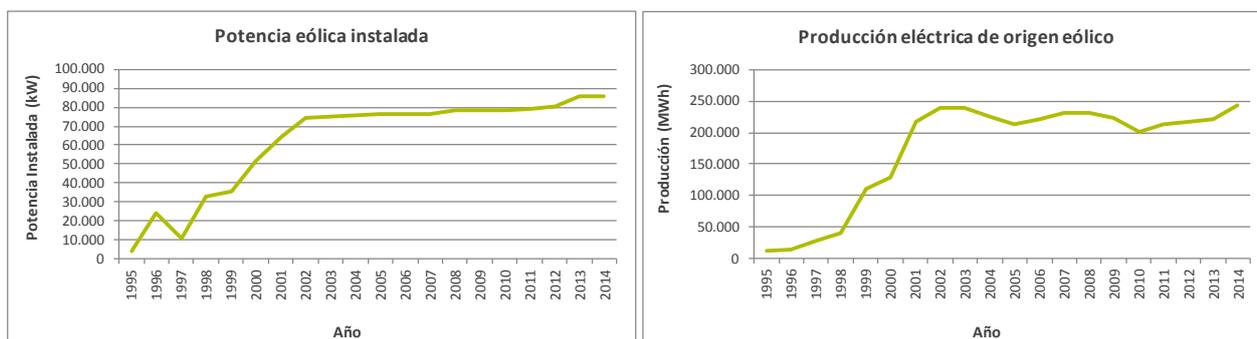


Figura 6.11. Evolución de la potencia instalada y de la energía producida por los parques eólicos de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2014

Tal y como se aprecia en las figuras anteriores, desde el año 2007 la instalación de aerogeneradores en la isla se ha parado prácticamente, motivado, como ya se comentó en un apartado anterior, por la paralización de los expedientes de los parques eólicos concedidos en los concursos eólicos de los años 2007 y 2008 y la problemática surgida tras la eliminación de las primas a nuevas instalaciones de energías renovables en el año 2012.

### Instalaciones Solares Fotovoltaicas

Respecto a la solar fotovoltaica existen más de 580 instalaciones repartidos por la mayoría de los municipios de la isla, con una potencia media instalada de 60 kWp. Sólo un 5% superan los 100 kWp de potencia instalada.

A continuación se detallan las instalaciones de energía solar fotovoltaica más relevantes:

INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS INSTALADAS EN GRAN CANARIA			
NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	MUNICIPIO DE LA INSTALACIÓN	CÓDIGO REGISTRO	POTENCIA NOMINAL DE LA FASE (kW)
Planta solar fotovoltaica de 1800 kW	Las Palmas de GC	RE-12/0118	1800
Instalación fotovoltaica de conexión a red en nave "EMICELA"	Agüimes	RE-11/0041	1590
Instalación fotovoltaica sobre cubierta nave industrial de 800 kW	Telde	RE-12/0090	800
Central fotovoltaica de 420 kW Cayest Turísticas, S.L. (VII)	Telde	RE-08/526	420
Instalación fotovoltaica de conexión a red de 400 kW	Las Palmas de GC	RE-10/1099	400
I.F. DE 399 kW EBAMO	Telde	RE-08/529	399
Instalación fotovoltaica de conexión a red de 300 kW	Telde	RE-10/1232	300
Instalación fotovoltaica de 250 kW e infraestructura de media tensión de evacuación "El Goro 2"	Telde	RE-11/0119	250
Inst. fotovoltaica de 216 kW de conexión a red en Parque San Juan	Telde	RE-11/0122	216
Instalación fotovoltaica de conexión a red de 200 kW	Telde	RE-11/0085	200
Inst. fotovoltaica de conexión a red de 108 kW SORE Cubierta de depósito de aguas Barranco Silva	Telde	RE-11/0123	108
Instalación fotovoltaica de 100 kW	Agüimes	RE-08/935	102,6
Instalación fotovoltaica de conexión a red de 100 kW, EN cubierta de Edif. de Formación del Profesorado U.L.P.G.C.	Las Palmas de GC	RE-10/1228	102,6

Tabla 6.9. Instalaciones fotovoltaicas en Gran Canaria

Fuente: Registro de productores de energía fotovoltaica (más importantes) en régimen especial del MITYC.

La evolución a lo largo de los últimos años, tanto de la potencia instalada como de la energía producida en estas instalaciones, se muestra en las siguientes gráficas:

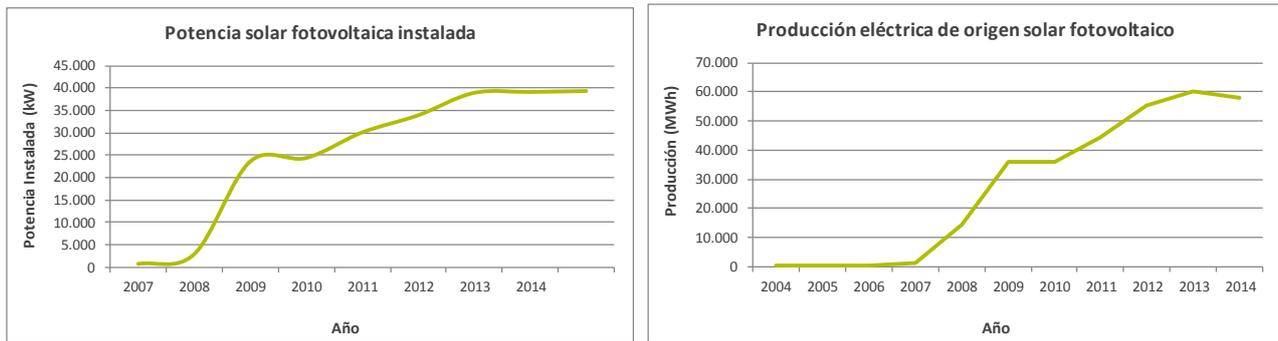


Figura 6.12. Evolución de la pot. instalada y de la energía producida por las instalaciones fotovoltaicas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2014

Se aprecia un incremento sustancial de la potencia solar fotovoltaica instalada en el periodo 2008-2012 motivada como ya se comentó en un apartado anterior por una política de incentivos que primaban sustancialmente su instalación y que fue suprimida para nuevas instalaciones tanto eólicas como fotovoltaicas a principios del año 2012.

#### 6.2.4 RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

La isla de Gran Canaria dispone de unos sistemas de generación y transporte que actualmente garantizan el suministro continuo de energía eléctrica y la estabilidad de la red.

Debido a la disminución de la demanda en los últimos años, incluyendo una disminución de la punta máxima, se ha reducido el índice de cobertura de los sistemas de generación térmico hasta 1,6.

Según un informe de Red Eléctrica, en los últimos años se ha registrado un menor número de incidentes con pérdida de mercado y se ha reducido el tiempo de interrupción medio en la red de transporte y en generación siendo inferior a los cinco minutos, con ausencia de ceros, a la vez que se ha aumentado el porcentaje de planificación semanal y anual de mantenimiento de la Red de Transporte, traduciéndose en una mejora notable de la calidad de suministro.

Las pérdidas en la red de transporte y distribución se han mantenido en el periodo 2007-2015 entre el 6,1 y el 6,8%.

Aún así existen municipios con riesgo de corte de suministro, principalmente los del norte y sur de la isla, que requieren mejoras en la red de transporte.

De acuerdo con la planificación vigente establecida en el PECAN, en el sistema eléctrico de Gran Canaria las mayores necesidades de red se concentran en la zona de la capital. Por ello, se ha propuesto la creación de un nuevo eje (doble circuito) de 220 kV Jinámar-Las Palmas Oeste (subestación futura), que permita reforzar la alimentación de la capital así como facilitar el transporte desde la generación de Jinámar y Barranco de Tirajana hacia el norte de la isla. En lo referente a la red de 66 kV, en el sur es necesario aumentar la capacidad de transporte entre Arguineguín 66 kV y Santa Águeda 66 kV con una nueva línea y la repotenciación de otra y remodelar el conexionado de las líneas de la zona de Matorral-

Aldea Blanca, mientras que en la zona capitalina se incluye una nueva línea entre Guanarteme y Buenavista con E/S en la futura subestación de Sebadal.

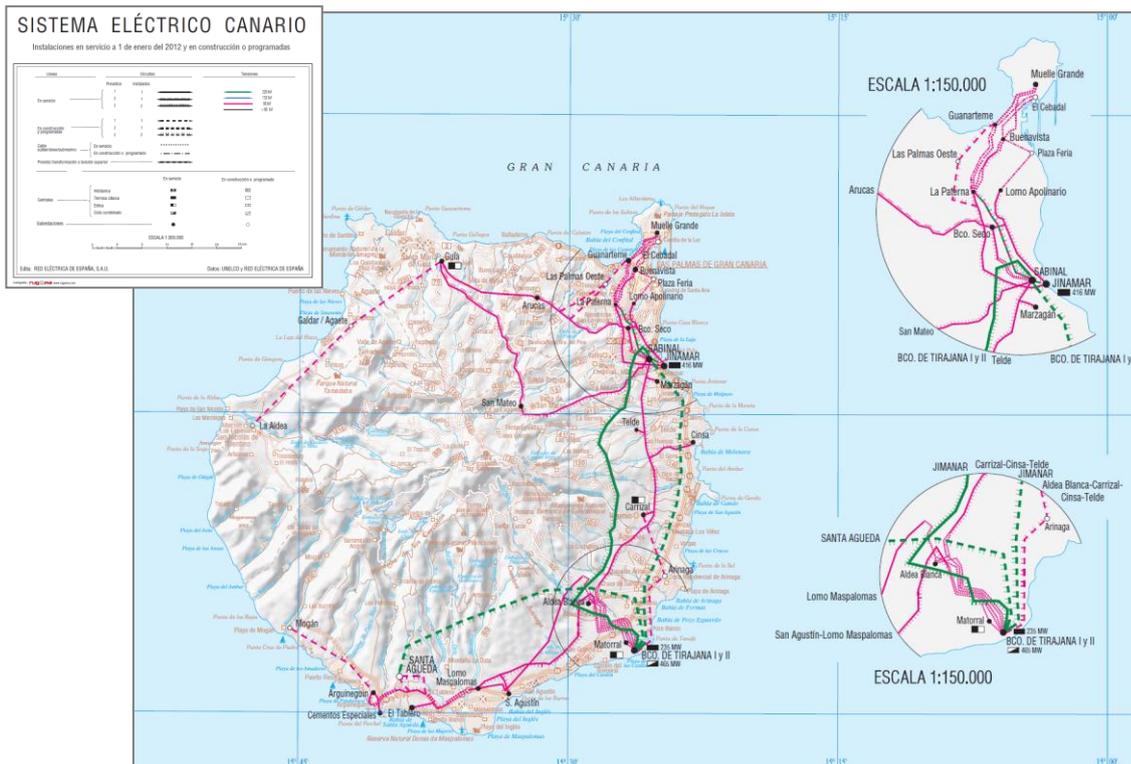


Figura 6.13. Esquema eléctrico de la red de transporte de energía eléctrica de Gran Canaria.  
Fuente: REE

Asimismo se recomienda la creación de nuevos puntos de evacuación de generación que reduzcan la vulnerabilidad del sistema eléctrico de Gran Canaria e incluso la incorporación de un tercer ciclo combinado en la central térmica de Barranco de Tirajana.

También analiza las necesidades de red necesarias derivadas de la integración de generación eólica. A este respecto, han considerado los 410 MW eólicos que el PECAN 2006 prevé que se instalen en Gran Canaria hasta 2015, considerando en los estudios 82 MW instalados en cada una de las siguientes subestaciones: Guía, Carrizal, Arinaga, Aldea Blanca y Matorral.

No obstante las infraestructuras adicionales necesarias para poder verter la energía de estos aerogeneradores (requiriendo seis nuevas subestaciones), no se incluían hasta el año 2013 en la planificación energética insular, lo cual podría provocar un retraso en su implantación.

## 6.2.5 BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La producción bruta de energía eléctrica térmica en Gran Canaria en el año 2014 fue de 3.246,13 GWh. La energía puesta en red, descontando unas pérdidas de autoconsumo del 4,9% asociadas principalmente a servicios auxiliares de las centrales térmicas, fue de 3.389,02 GWh, de los cuales el 91,1% de la misma fue producida por las centrales térmicas y el resto se corresponde con energía renovable procedente de los parques eólicos y fotovoltaicos. La energía eléctrica consumida finalmente, descontando unas pérdidas de transporte y distribución del 6,8%, fue de 3.158,6 GWh.

En global el sistema de generación eléctrica posee una eficiencia del 35%, bastante baja principalmente debido a la baja penetración de renovables.

Distinguiendo por tecnologías de producción, los ciclos combinados y las turbinas de vapor fueron los que aportaron mayor cantidad de energía eléctrica con un 47,7% y un 33,3% respectivamente, seguidos de los grupos diesel (7,9%), turbinas de gas (2,1%), eólica (7,2%) y solar fotovoltaica (1,7%).

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	1.186.610	
Motor Diesel	284.248	
Turbina Gas	76.260	
Ciclo Combinado	1.699.007	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>3.246.125</b>	
Consumos en generación	-159.298	4,90% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	244.055	
Fotovoltaica	58.138	
Central Hidroeléctrica Reversible (CHR)	-	
Baterías	-	
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>302.193</b>	8,92% (penetración renovables)
Consumos en bombeo	-	
Saldos Intercambios (impor+;expor-)	-	
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.389.020</b>	
Pérdidas en transporte	-230.424	6,8% (pérdidas transporte)
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.158.596</b>	

Tabla 6.10. Balance anual de energía eléctrica en Gran Canaria (año 2014)  
Fuente: Anuario Energético de Canarias 2014

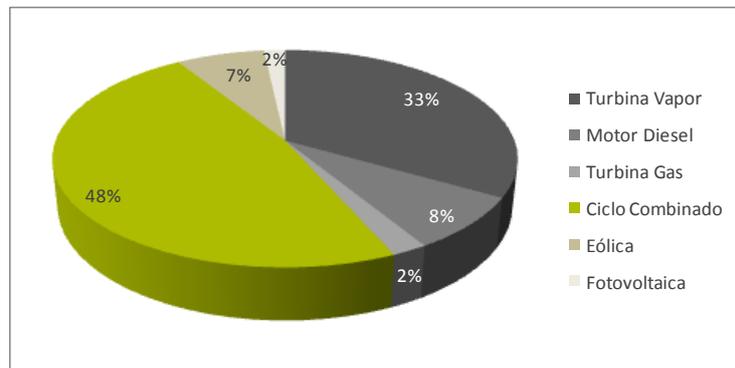


Figura 6.14. Energía bruta producida por tecnologías de producción  
Elaboración propia. Anuario energético 2014

## 6.2.6 COSTES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las actividades para el suministro de energía eléctrica en Canarias, al igual que en Baleares, Ceuta y Melilla, se rigen por una reglamentación singular debida fundamentalmente al tamaño reducido de estos territorios y a su aislamiento. Estas particularidades obligan a limitar el tamaño de los grupos de generación así como las tecnologías a emplear y a incrementar la reserva de potencia rodante, superior a la de la península.

El resultado es que los costes de generación en régimen ordinario en Canarias resultan más altos que los del sistema peninsular, por lo que, dado que el sistema de tarifas es único para toda España, se ha establecido un mecanismo de compensación del extracoste que es financiado en parte por los peajes de acceso y el resto a través de los presupuestos generales del Estado.

Como ejemplo, de acuerdo con los datos obtenidos en Red Eléctrica, en Mayo de 2015 el precio de generación del kWh en Canarias era de 19,40 c€/kWh y en península de 6,3 c€/kWh, apreciándose una clara diferencia entre ambos.

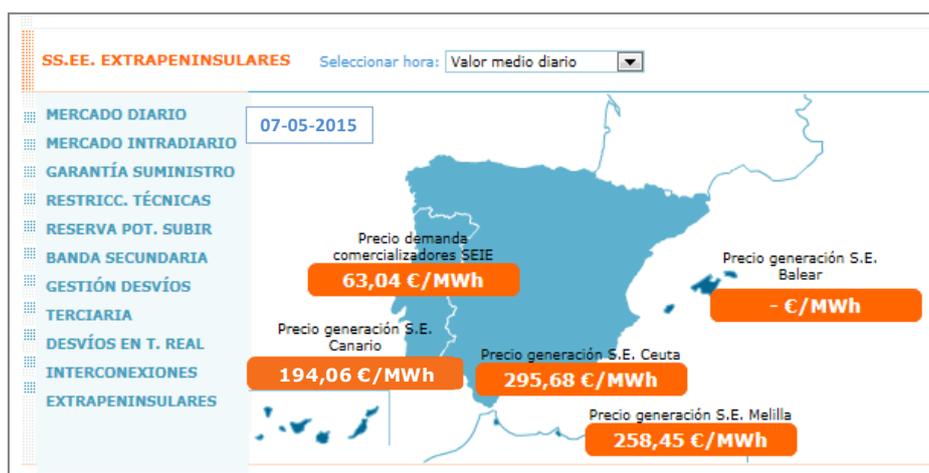


Figura 6.15. Precio de generación del MWh en España  
Fuente: SEIE. Red Eléctrica de España

El coste medio de generación unitario en Canarias en régimen ordinario en el año 2014 fue de 22,33 c€/kWh. El coste total fue de aproximadamente de 1.755 millones euros, con un extracoste de 1.442 millones de euros, el 82% del total.

COSTES DE GENERACIÓN UNITARIOS EN RÉGIMEN ORDINARIO EN CANARIAS										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
Coste total unitario Canarias (c€/kWh)	15,35	14,93	18,83	14,59	17,07	20,58	22,29	22,38	22,33	22,41
Coste total unitario en península (c€/kWh)	-	-	-	-	4,58	6,02	5,96	5,77	5,20	4,71
Coste total (millones €)	1.273	1.280	1.650	1.236	1.402	1.694	1.843	1.914	1.755	1.819
Compensación extracoste (millones €)	743	874	1.047	823	1.026	1.198	1.350	1.421	1.442	1.568
Prod. en Régimen Ordinario Canarias (GWh/año)	8.297	8.576	8.761	8.475	8.216	8.233	8.269	8.556	7.860	8.117

(\*) Previsión para el año 2015

Tabla 6.11. Evolución de los costes de generación unitarios y totales en régimen ordinario en Canarias  
Elaboración propia. Fuente: CNE, REE

Si se analiza la evolución de los costes de generación en régimen ordinario en Canarias en el periodo 2006-2014, se observa que ha experimentado un incremento del 5,3% de media anual.

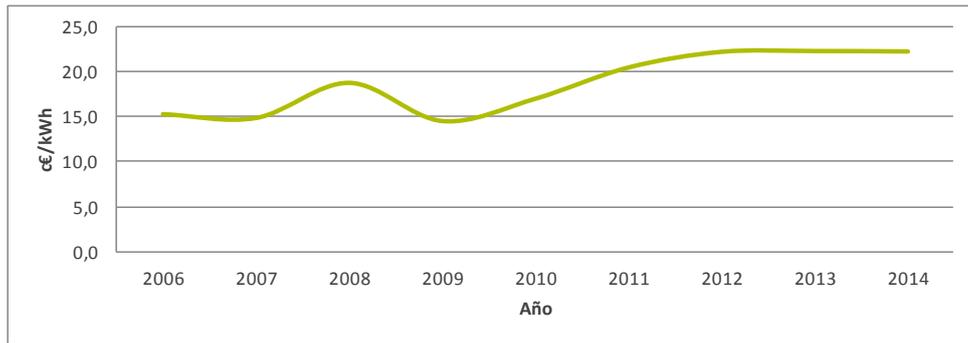


Figura 6.16. Evolución de los costes de generación unitarios en régimen ordinario en Canarias  
Elaboración propia. Fuente: CNE, REE

En régimen especial, el precio medio de retribución a nivel nacional de la eólica en 2015 fue de 7,07 c€/kWh (con una prima media de 2,63 c€/kWh) y de la solar fotovoltaica de 34,9 c€/kWh (con una prima media de 31,23 c€/kWh).

RETRIBUCIÓN ANUAL TOTAL RECIBIDA POR LOS PRODUCTORES DEL RÉGIMEN ESPECIAL EN ESPAÑA									
AÑO	TECNOL.	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Núm. Instalac.	Retribución Total (miles €)	P.M. Retribución Total (c€/kWh)	Prima equiv. (miles €)	Prima - Ret. Reg. Unit. (c€/kWh)
2006	SOLAR FV	147,77	106,65	106,65	9.875,00	45.589,40	42,75	39.891,30	37,41
	EÓLICA	11.896,61	23.167,98	23.167,98	509	2.103.682,40	9,08	865.814,50	3,74
2007	SOLAR	704,5	496,79	496,79	20.285,50	215.578,60	43,39	194.819,30	39,22
	EÓLICA	14.536,55	27.603,32	27.603,32	637,5	2.157.034,10	7,81	1.003.574,60	3,64
2008	SOLAR FV	3.463,16	2.548,63	2.548,63	51.312,50	1.155.067,80	45,32	990.829,60	38,88
	EÓLICA	16.322,84	32.130,80	32.130,80	731,5	3.226.384,20	10,04	1.155.817,50	3,6
2009	SOLAR	3.630,20	6.203,49	6.203,49	52.105,00	2.868.256,20	46,24	2.634.188,10	42,46
	EÓLICA	18.860,91	38.232,35	38.232,35	1.098,00	3.061.773,80	8,01	1.619.203,40	4,24
2010	SOLAR FV	3.841,92	6.404,75	6.404,75	55.024,00	2.899.688,90	45,27	2.653.041,80	41,42
	EÓLICA	19.705,62	43.141,17	43.141,17	1.138,00	3.366.308,40	7,8	1.965.514,50	4,56
2011	SOLAR FV	4.251,93	7.424,67	5.862,75	57.997,00	2.668.094,40	35,94	2.284.090,60	30,76
	EÓLICA	21.069,11	41.861,13	41.861,13	1.216,00	3.657.106,40	8,74	1.710.982,60	4,09
2012	SOLAR FV	4.540,78	8.158,77	6.707,39	60.160,00	3.008.777,80	36,88	2.615.199,00	32,05
	EÓLICA	22.618,06	48.309,82	48.309,82	1.300,00	4.096.179,90	8,48	2.053.157,50	4,25
2013	SOLAR FV	4.622,22	8.262,00	8.259,00	60.555,00	2.937.485,00	35,66	2.549.630,00	30,86
	EÓLICA	22.776,20	54.437,00	47.884,00	1.324,00	4.477.779,00	8,23	2.208.585,00	4,06
2014	SOLAR FV	4.652,00	8.179,00	8.142,00	62.092,00	2.807.146,00	34,32	2.289.738,00	31,17
	EÓLICA	23.020,00	51.010,00	37.544,00	1.357,00	3.007.490,00	5,896	1.253.752,00	2,47
2015	SOLAR FV	4.671,00	8.196,00	8.142,00	61.346,00	2.860.372,00	34,901	2.288.973,00	31,226
	EÓLICA	23.020,00	48.035,00	34.721,00	1.357,00	3.396.427,00	7,07	1.253.570,00	2,625

Tabla 6.12. Retribución anual total recibida por los productores del régimen especial en España, según tecnología  
Elaboración propia. Fuente: CNMC

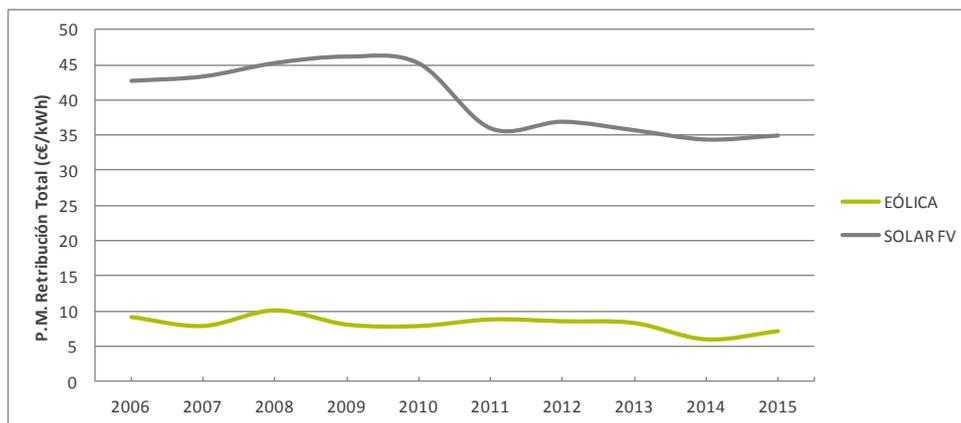


Figura 6.17. Evolución del precio medio de la retribución a nivel nacional  
Elaboración propia. Fuente: CNMC

Aunque no se disponen de datos oficiales de los costes de generación de la isla de La Palma, se estima que son similares a los de Canarias.

### 6.2.7 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En España existe el principio de tarifa única, que hace que entre todas las regiones exista un sistema intrínseco de compensaciones para unificar costes, los cuales varían en cada región de acuerdo a sus condiciones. Por lo tanto, las variaciones de costes de unas regiones a otras son soportadas por el conjunto de los consumidores de toda España.

Aunque en Canarias por ejemplo, el coste de generación sea de 22,33 c€/kWh (año 2014), las tarifas eléctricas se fijan en base a los costes de generación en península que son de 5,20 c€/kWh (año 2014).

En la tarifa eléctrica se incluyen por tanto los costes de generación a nivel peninsular y los costes de peaje (este último incluye entre otros los costes de transporte y distribución, las primas a las renovables y el extracoste de los sistemas insulares y extrapeninsulares).

Por tanto, un nuevo modelo energético que reduzca los costes de generación en Canarias, no sólo va a beneficiar a los canarios sino que contribuiría a reducir la tarifa eléctrica a nivel nacional.

En el año 2014 el precio medio a nivel nacional de la electricidad para uso doméstico fue de 21,65 c€/kWh y de 11,85 c€/kWh para uso industrial (incluyendo en ambos el término de potencia y de energía). La tarifa eléctrica en el periodo 2006-2014 se ha incrementado en un 8,4% de media anual para uso doméstico y en un 6,7% de media anual para uso industrial, estando en ambos casos por encima de la media europea (a excepción de Alemania en el caso del consumo doméstico), cuando hace diez años España era uno de los países con los precios más bajos de Europa.

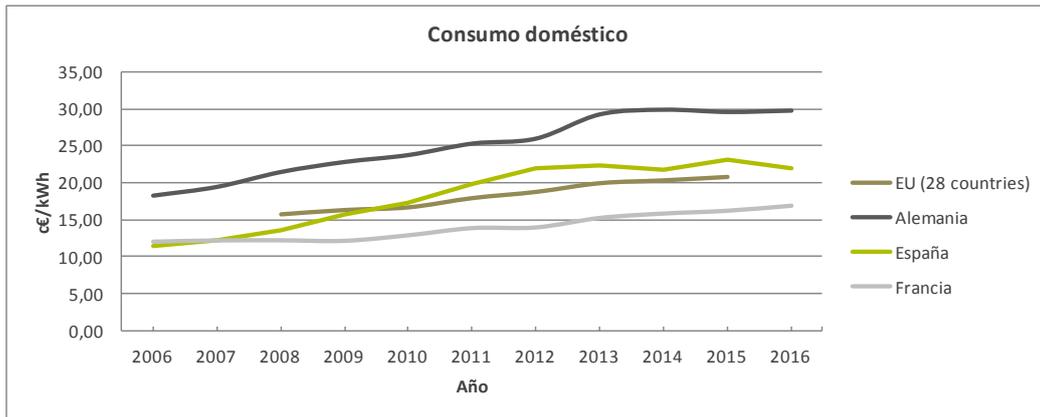


Figura 6.18. Evolución del precio medio de la electricidad a nivel doméstico  
Elaboración propia. Fuente: Eurostat

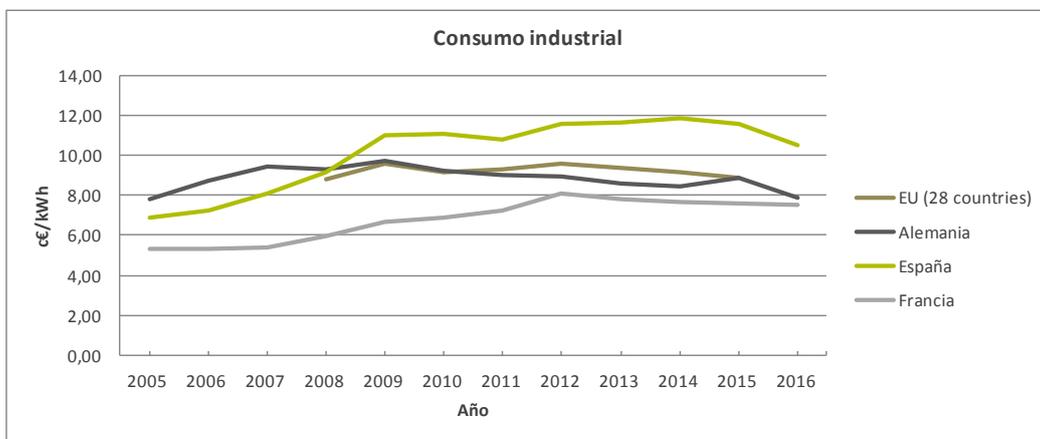


Figura 6.19. Evolución del precio medio de la electricidad a nivel industrial  
Elaboración propia. Fuente: Eurostat

## 6.3 SISTEMA HIDRÁULICO ACTUAL DE GRAN CANARIA

### 6.3.1 BALANCE HÍDRICO

A continuación se muestra un balance hídrico que resume la situación de los recursos y las necesidades en la isla de Gran Canaria en el año 2007, realizado por el Consejo Insular de Aguas:

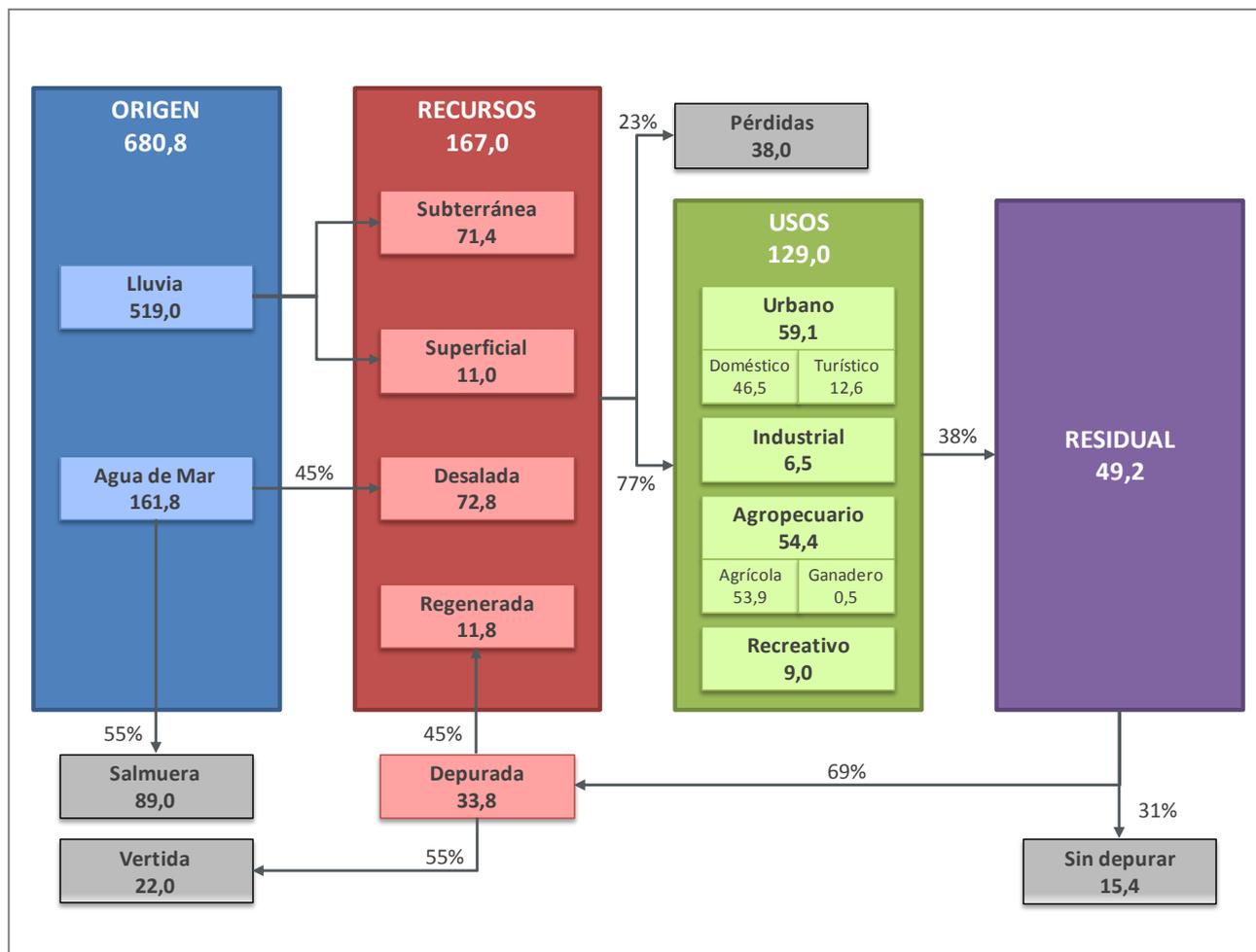


Figura 6.20. Balance hidrológico de 2007 (Datos en  $hm^3$ )  
Elaboración propia. Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

### 6.3.2 AGENTES EXISTENTES

Son varios los organismos que intervienen en la gestión y transporte de los recursos en la isla de Gran Canaria, destacando la labor del Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria que lleva a cabo parte del suministro de agua en alta, la protección contra avenidas, la protección del medio ambiente hídrico y la administración del agua en general.

Las principales entidades que operan en la isla, según los servicios, son las siguientes:

SERVICIO DE AGUA	OPERADORES	TASAS Y CÁNONES
Extracción aguas subterráneas (galerías y pozos)	- Comunidades de aguas - Comunidades de regantes - Particulares	Cuotas fijas al m <sup>3</sup> , según tipo de explotación.
Embalses y transporte en alta (aguas subterráneas y superficiales)	- CIAGC - Empresas mixtas o afines - Comunidades de aguas - Comunidades de regantes	Canon de transporte Tarifa de utilización de agua
Distribución de agua para riego	- CIAGC - Comunidades de regantes - Empresas - Particulares	Tarifa o precio del agua, fijado por la comunidad o mercado del agua
Abastecimiento urbano	- Ayuntamientos - Empresas - Mancomunidades	Tarifa de abastecimiento
Recogida de aguas residuales urbanas	- Ayuntamientos - Empresas - Mancomunidades	Tasa / tarifa de alcantarillado
Tratamiento de aguas residuales urbanas	- CIAGC - Ayuntamientos - Empresas - Mancomunidades	Tasa / tarifa de depuración
Ordenación de los recursos hídricos	- CIAGC	Cánones y tasas

Tabla 6.13. Principales entidades referidas a agua que operan en la isla  
Fuente: Varias

### 6.3.3 RECURSOS HÍDRICOS

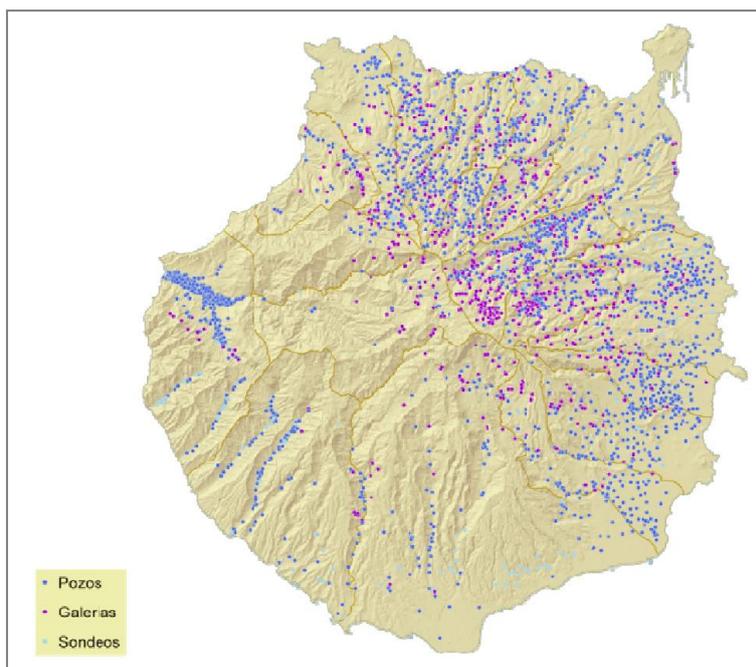
#### ■ CAPTACIÓN DE AGUAS SUPERFICIALES

Gran Canaria cuenta con más de 69 grandes presas con una capacidad de almacenamiento total de 77,96 hm<sup>3</sup>, y más de 110 presas pequeñas o sin clasificar, además de numerosas infraestructuras como tomaderos, azudes, albarradas, canales, tuberías de transporte, depósitos y balsas, que ocupan todos los cauces de la isla para interceptar las ocasionales escorrentías.

8 de estas grandes presas forman parte del Patrimonio del Cabildo de Gran Canaria, y son gestionadas por el Consejo Insular de Aguas, permitiendo almacenar 42,8 hm<sup>3</sup> de aguas superficiales. Estas son: Chira, Ayagaures, Gambuesa, Candelaria, Fataga, Vaquero, El Mulato y Soria.

#### ■ APROVECHAMIENTO DE AGUAS SUBTERRÁNEAS

En la isla existen más de 2.800 captaciones inventariadas, ubicándose el mayor número de ellas en La Aldea de San Nicolás (15%) y en Telde (10%), tal y como se muestra a continuación:



*Captaciones de agua subterránea*  
*Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC*

El 51% de estas captaciones no se encuentran en funcionamiento actualmente por descensos en el nivel del acuífero, baja rentabilidad en su explotación o merma de la calidad del agua.

#### 6.3.4 DEMANDA DE AGUA DE ABASTO

En el año 2007, la demanda urbana (volumen facturado) osciló en torno a los 59 hm<sup>3</sup> anuales, constituyendo casi el 46% del total de la demanda en la isla. Si consideramos también el volumen no facturado, el total de agua producida en ese mismo año fue 76,5 hm<sup>3</sup>.

Dentro de esta demanda urbana, si se considera la **demanda doméstica**, con 46,5 hm<sup>3</sup>/año y un suministro de agua promedio de 203 litros diarios por habitante permanente y la **demanda turística**, con 12,6 hm<sup>3</sup>/año y 513 litros diarios por turista, resulta un valor promedio de 233 litros por habitante. Se ha considerado una población total equivalente en ese año de 926.324 habitantes (839.369 habitantes permanentes y 86.955 turistas).

La demanda doméstica se concentra principalmente en los núcleos que se encuentran en la zona costera, destacando los municipios de Las Palmas de Gran Canaria con una dotación media neta de 163 l/hab/día y el de Telde con una dotación media neta de 150 l/hab/día, en el año 2007.

La demanda turística se concentra especialmente en el sur de la isla, en los municipios de San Bartolomé de Tirajana y de Mogán. Esta demanda turística no presenta una estacionalidad muy acusada, pues el grado de ocupación turística es bastante constante.

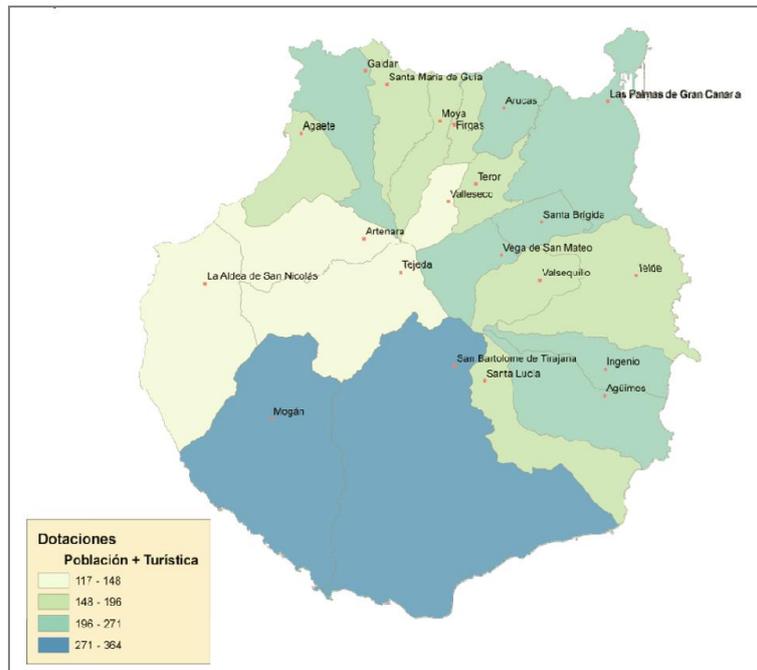


Figura 6.21. Dotaciones de agua suministrada por habitante equivalente  
Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

La distribución de agua según municipios en el año 2007, fue la siguiente:

MUNICIPIO	VOLUMEN APORTADO (m <sup>3</sup> )	VOLUMEN FACTURADO (m <sup>3</sup> )	VOLUMEN NO FACTURADO * (m <sup>3</sup> )	
Agaete	379.572	279.009	100.563	26%
Agüimes	3.111.133	2.530.914	580.219	19%
Artenara	79.498	47.169	32.329	41%
Arucas	3.235.177	1.879.402	1.355.775	42%
Firgas	505.196	356.215	148.981	29%
Gáldar	1.797.214	1.239.427	557.787	31%
Ingenio	2.034.409	1.606.436	427.973	21%
La Aldea de S. Nicolás	432.000	324.000	108.000	25%
Las Palmas de GC	29.289.768	23.285.383	6.004.385	20%
Mogán	5.460.570	3.755.128	1.705.442	31%
Moya	645.455	427.132	218.323	34%
Sta. M <sup>a</sup> de Guía	954.193	668.217	285.976	30%
S. B. Tirajana	14.256.895	11.869.665	2.387.230	17%
Santa Brígida	1.518.784	1.136.957	381.827	25%
Santa Lucía	3.627.383	2.822.104	805.279	22%
Tejeda	114.700	83.627	31.073	27%
Telde	6.940.128	5.375.823	1.564.305	23%
Teror	702.653	415.232	287.421	41%
Valleseco	306.682	190.143	116.539	38%
Valsequillo	595.292	427.717	167.575	28%
Vega de San Mateo	588.553	411.987	176.566	30%
<b>TOTAL</b>	<b>76.575.255</b>	<b>59.131.687</b>	<b>17.443.568</b>	<b>23%</b>

\* El volumen no facturado incluye las pérdidas reales, y las aparentes (errores de medida en contadores, fraudes, etc.)

Tabla 6.14. Volumen del suministro de agua a población del año 2007  
Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

A continuación se muestra el reparto en porcentajes de la demanda de agua de abasto, tanto diaria, como anual en la Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria, únicos datos disponibles, y que puede ser considerada representativa del conjunto de toda la isla:



Figura 6.22. Reparto diario en porcentajes de la demanda de agua de abasto  
Fuente: Mancomunidad del Sureste de GC



Figura 6.23. Reparto anual en porcentajes de la demanda de agua de abasto  
Fuente: Mancomunidad del Sureste de GC

### 6.3.5 INFRAESTRUCTURAS HIDRÁULICAS

#### ■ INSTALACIONES DESALADORAS DE AGUA DE MAR (IDAM)

En la actualidad la gran mayoría de la población de la isla de Gran Canaria es abastecida con agua desalada, particularmente en cotas bajas, pero también se abastece al regadío, existiendo desaladoras de agua de mar privadas con fines agrícolas.

La capacidad total de **desalación de agua de mar** en la isla es de 104 hm<sup>3</sup>/año (285.626 m<sup>3</sup>/día), procedente de un total de 46 desaladoras públicas y privadas. La producción real se estima en unos 72,80 hm<sup>3</sup>/año, lo que supone un coeficiente de utilización del 86%.

Estas 46 desaladoras se ubican en 20 complejos de desalación diferentes distribuidos en el territorio insular. Estos son:

ZONA	COMPLEJO	EMPLAZAMIENTO	C. NOMINAL (m <sup>3</sup> /día)	SISTEMA
01-NO	Bocabarranco	Gáldar	10.000	O.I.
01-NO	Aragua	Bocabarranco, Gáldar	15.000	O.I.
01-NO	Roque Prieto	Guía	10.000	O.I.
01-NO	Conagrican	Roque Prieto, Guía	5.000	O.I.
02-N	Fuentes Quintanilla	Arucas	800	
02-N	Arucas-Moya	El Puertillo-Bañaderos, Arucas	15.000	O.I.
03-NE	Piedra Santa	Piedra Santa, Las Palmas GC	114.600	O.I./M.E.D
03-NE	Varias Las Palmas	Las Palmas de GC	1.092	O.I.
04-E	Salinetas	Salinetas, Telde	15.000	O.I.
05-SE	Unelco	Bco. Tirajana, Sta Lucía	600	V.C.
05-SE	Sureste	Pozo Izquierdo, Sta Lucía	33.000	O.I.
05-SE	Soslares	Vargas, Agüimes	5.000	O.I.
05-SE	Gando	Gando, Agüimes	2.550	O.I.
06-S	Bahía Feliz	Tarajalillo, S. B. Tirajana	600	O.I.
06-S	Las Burras	Las Burras y Morro Besudo	32.184	O.I.
06-S	Las Salinas-Bonny	Juan Grande, S. B. Tirajana	8.000	O.I.
07-SO	Anfi del Mar	Varios, Mogán	2.000	O.I.
07-SO	Puerto Rico	Puerto Rico, Mogán	4.000	O.I.
07-SO	Bco. de la Verga	Mogán	500	O.I.
08-O	La Aldea	La Aldea de San Nicolás	10.700	O.I.
<b>TOTAL</b>		<b>20 emplazamientos</b>	<b>285.626 m<sup>3</sup>/día</b>	

Tabla 6.15. Relación de desaladoras de agua de mar en la isla de Gran Canaria  
Fuente: Plan Hidrológico de Gran Canaria

El municipio que más agua desala es Las Palmas de Gran Canaria, con más de 100.000 m<sup>3</sup>/día, seguido de los municipios de San Bartolomé, Santa Lucía y Gáldar, todos con más de 25.000 m<sup>3</sup>/día de capacidad en sus plantas desaladoras.

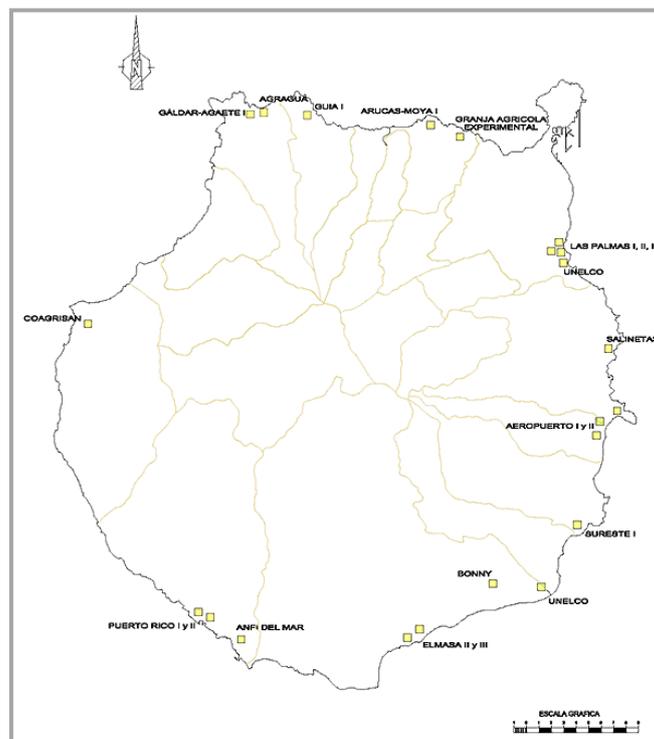


Figura 6.24. Plantas desaladoras de agua de mar  
Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

En las siguientes gráficas se muestra la capacidad de desalación de agua de mar en la isla de Gran Canaria y su evolución en los últimos años:

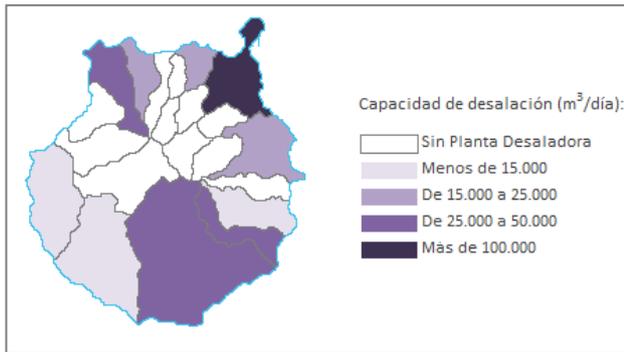


Figura 6.25. Capac. de desalación en GC según municipios. Elaboración propia. Fuente: Plan Hidrológico de GC

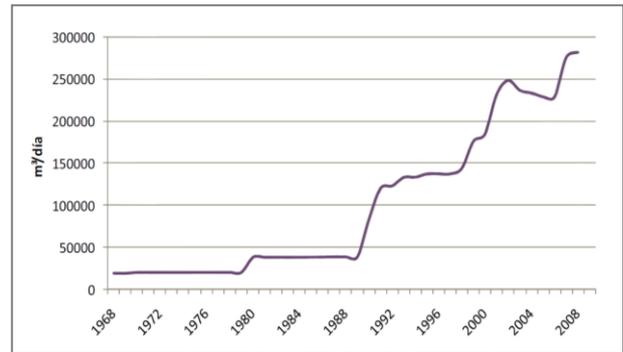


Figura 6.26. Evolución de la capac. de desalación en GC. Elaboración propia. Fuente: Consejo Insular de Aguas GC

La capacidad total de **desalación de agua salobre** es de 31,6 hm<sup>3</sup>/año (86.441 m<sup>3</sup>/día), procedente de un total de unas 90 desalinizadoras. A pesar de que no se dispone de datos sobre su producción real se estima que su coeficiente de utilización oscila en torno al 20% de la capacidad instalada, dando una producción total de 6,3 hm<sup>3</sup>/año (17.261 m<sup>3</sup>/día).

La mayor parte del agua obtenida se emplea para la agricultura, generalmente para uso propio.

Las desaladoras de agua salobre se distribuyen en la isla de la siguiente forma:

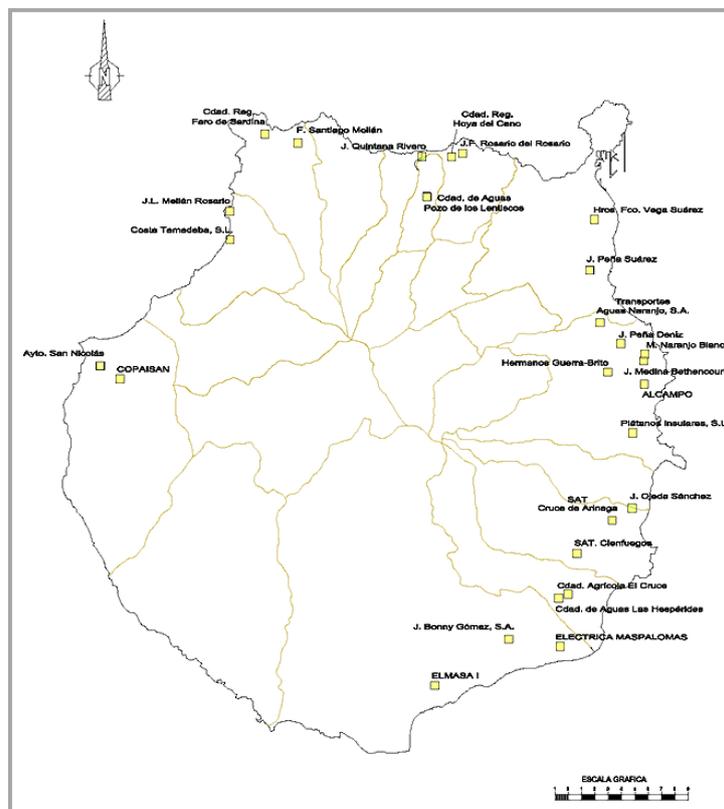


Figura 6.27. Plantas desaladoras de agua salobre Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

## ESTACIONES DEPURADORAS DE AGUA RESIDUAL (EDAR)

En Gran Canaria en el año 2008, se reutilizaban de manera directa un total de 11,8 hm<sup>3</sup> /año, suponiendo un 7% de los recursos hídricos propios de la isla. Casi la totalidad de las aguas regeneradas corresponde a aguas residuales urbanas e industriales depuradas.

El destino de estos volúmenes de agua reutilizadas es fundamentalmente para el regadío de zonas agrícolas (3,8 hm<sup>3</sup> – 32%), usos recreativos (campos de golf 3,3 hm<sup>3</sup> – 28%) y para usos de agua no potable urbanos: baldeo de calles, riego de parques y jardines, etc. (4,7 hm<sup>3</sup> – 40%).

En el año 2005, y según datos del Centro Canario del Agua, la isla de Gran Canaria contaba con 49 depuradoras en funcionamiento, con una capacidad total de 147.490 m<sup>3</sup>/día.

Muchas de ellas pertenecen al CIAGC y son las que se muestran a continuación:

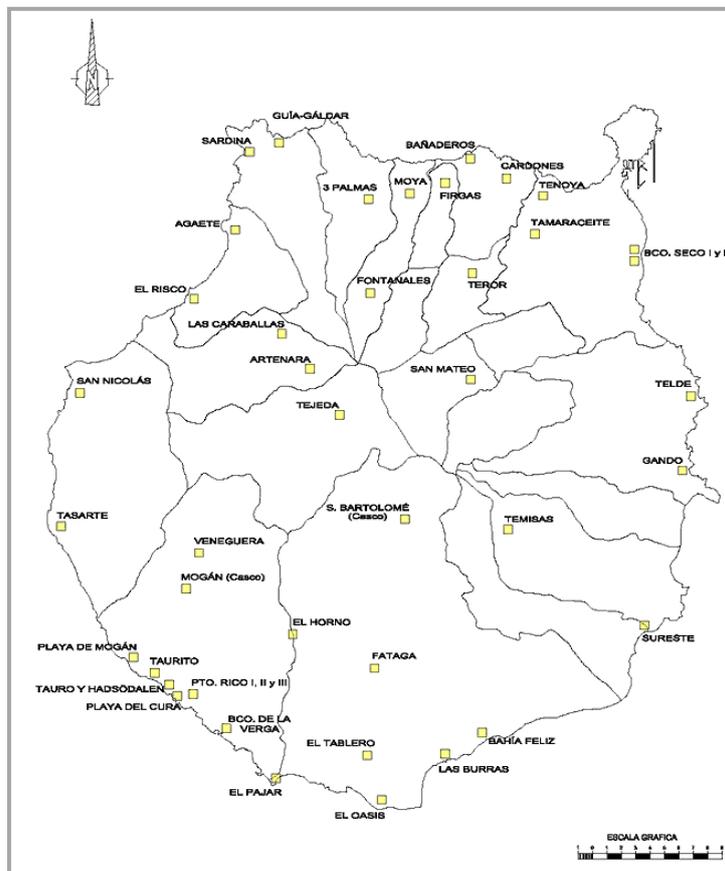


Figura 6.28. Estaciones depuradoras de aguas residuales  
Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

Se muestra a continuación el volumen de agua regenerado, producido por las principales depuradoras frente a los caudales de abastecimiento que se manejaban en su cuenca de aportación en el año 2008:

DEPURADORA	ABASTECIMIENTO		DEPURACIÓN		REGENERACIÓN		
	Aportado	Facturado	Depurado	% dep.	Terciario	Producción	% reg.
Barranco Seco	29.289.768	23.285.383	10.950.000	47%	Osmosis	0	0%
Barranco Seco					EDR	1.280.000	12%
Hoya del Pozo	6.203.460	4.981.378	3.285.000	66%	Osmosis	765.000	23%
Sureste	7.930.458	6.225.984	4.489.500	72%	Osmosis	1.613.000	36%
Bahía Feliz			191.625			191.625	100%
Las Burras	15.811.672	12.333.104	4.015.000	70%	EDR	5.000.000	125%
El Tablero			4.380.000			680.000	16%
San Bartolomé de T			12.775				
Arguineguín	1.145.198	920.000	693.000	75%			
Puerto Rico	2.352.224	1.856.116	1.400.000	75%		1.095.000	78%
Mogán	658.806	435.824	255.000	59%			
San Mateo	615.649	411.696	91.250	22%		35.000	38%
Teror	780.000	534.271	328.500	61%		170.000	52%
Valsequillo	605.999	436.319	83.950	19%		25.000	30%
Agaete	379.572	279.009	312.440	112%		31.667	10%
Guía Gáldar	2.708.978	1.855.000	1.277.500	69%	Osmosis	390.000	31%
Cardones			857.75	46%	EDR		
Bañaderos	3.235.177	1.879.402	304.775	16%	EDR	362.000	31%
Firgas	467.202	284.200	255.500	90%		140.000	55%
Cabo Verde-Moya	559.656	341.057	255.500	75%		42.000	16%
La Aldea de San Nicolás	550.000	357.500	226.300	63%		60.000	27%
	73.293.819	56.416.243	33.665.365	60%		11.880.292	35%

Tabla 6.16. Volúmenes de agua regenerada producidos por las principales depuradoras frente a los caudales de abastecimiento que se manejan en su cuenca de aportación (año 2008)

Fuente: Plan Hidrológico de Gran Canaria

Como se puede ver en la tabla, existen grandes diferencias entre el volumen aportado a las redes de abastecimiento y el retorno de aguas regeneradas al sistema. La diferencia entre el volumen aportado y el volumen facturado se atribuye principalmente a las pérdidas en la distribución de agua. La diferencia entre el volumen facturado y el depurado se produce en parte por el consumo efectivo del agua y en parte por las pérdidas en el saneamiento y vertidos directos. La diferencia entre el volumen depurado y el volumen regenerado es debida a limitaciones técnicas de las instalaciones, calidad de la depuración e inestabilidad de la demanda de agua regenerada.

### 6.3.6 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA

#### ALMACENAMIENTO DE AGUA EN BALSAS Y ESTANQUES

Como se comentó anteriormente, Gran Canaria cuenta con más de 69 grandes presas con una capacidad de almacenamiento total de 77,96 hm<sup>3</sup>. El 88,5% (68,99 hm<sup>3</sup>) se concentra en los municipios de Artenara, Tejeda, Mogán, San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía. Además existen 117 pequeñas presas, tomaderos, azudes, etc.

8 de estas grandes presas forman parte del Patrimonio del Cabildo de Gran Canaria, y son gestionadas por el Consejo Insular de Aguas, permitiendo almacenar 42,8 hm<sup>3</sup> de aguas superficiales. Estas son: Chira, Ayagaures, Gambuesa, Candelaria, Fataga, Vaquero, El Mulato y Soria.

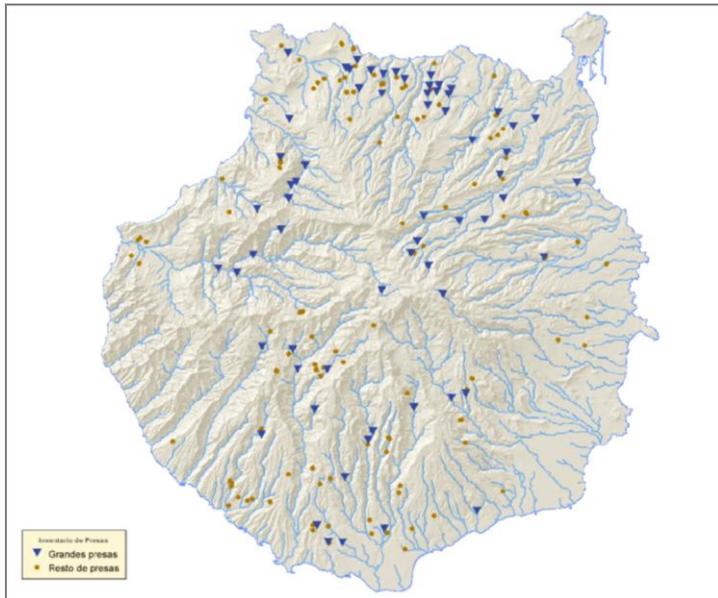


Figura 6.29. Presas de Gran Canaria  
Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

De los 77,96 hm<sup>3</sup> de capacidad total de embalse en grandes presas, el 88,5% (68,99 hm<sup>3</sup>) se concentra en los municipios de Artenara, Tejeda, Mogán, San Bartolomé de Tirajana y Santa Lucía, y el 11,5% restante (8,97 hm<sup>3</sup>), corresponde a la zona al norte, tal y como se aprecia en la gráfica adjunto.

Cabe destacar que aunque las presas de la isla satisfacen menos del 10% de la demanda total anual, en algunas cuencas como la de la Aldea, son la principal y segura fuente de suministro para la agricultura.

La totalidad de las grandes presas de Gran Canaria, se muestra en la siguiente tabla:

Barranco o Intercuenca	Nº de embalses	Capacidad de embalse (m <sup>3</sup> )	Capacidad media (m <sup>3</sup> )	Altura media (m)
Tenoya- Guinguada	6	1.628.055	271.343	24
Guinguada	8	1.236.098	154.512	24
Guinguada - Telde	1	90.200	90.200	20
Telde	1	70.000	70.000	16
Tirajana	3	4.033.900	1.344.633	35
Tirajana - Maspalomas	2	676.425	338.213	23
Maspalomas	9	5.693.865	632.652	26
Arguineguín	4	41.550.055	10.387.514	50
Mogán	1	1.068.387	1.068.387	40
La Aldea	5	12.429.000	2.485.800	45
La Aldea - Agaete	1	364.041	364.041	41
Agaete	5	4.075.609	815.122	33
Agaete - Galdar	2	459.000	229.500	23
Galdar	3	735.573	245.191	27
Galdar - Moya	4	621.188	155.297	24
Moya	1	475.000	475.000	36
Moya - Azuaje	2	77.680	38.840	18
Azuaje - Tenoya	9	1.904.283	211.587	28
Tenoya	2	772.000	386.000	30
<b>TOTAL</b>	<b>69</b>	<b>77.960.359</b>	<b>1.040.202</b>	<b>30</b>

Tabla 6.17. Número de embalses por cuenca y capacidad. Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC  
Fuente: Plan Hidrológico de Gran Canaria

En lo que al trasvase se refiere, existe una línea estratégica de abastecimiento insular, que une el sur de la isla con la capital a través de 13,8 kilómetros de recorrido, de los cuales, 10,2 son de túneles. Esta línea estratégica, dividida en tres tramos, consta de dos canales importantes en la isla, el TRASVASUR y el ACASA; La finalidad del canal hidráulico TRASVASUR es unir los embalses del sur de la isla entre sí y a su vez con el canal ACASA que distribuye el agua a los distintos puntos de consumo a lo largo de 60 kilómetros. Además, está programada su prolongación hasta el norte de la isla para uso agrícola, en un futuro próximo.

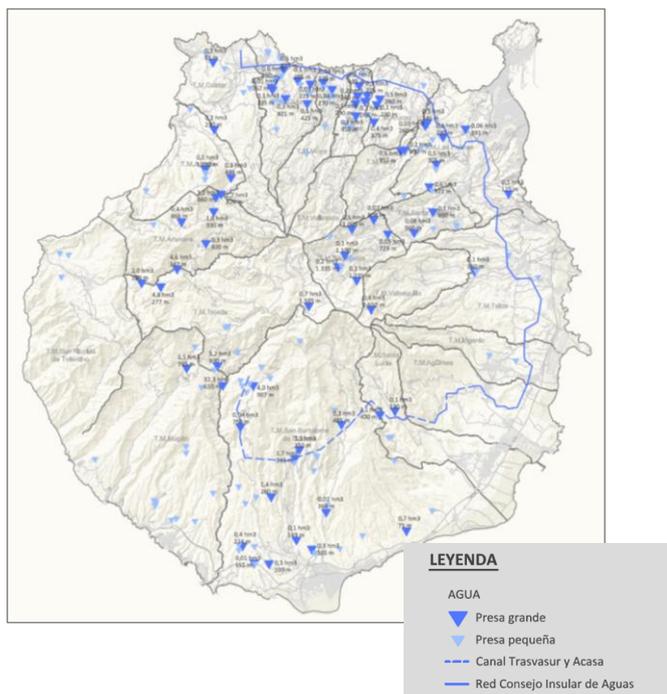


Figura 6.30. Situación hidráulica de la isla de GC  
Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

## ALMACENAMIENTO DE AGUA (POTABLE) EN DEPÓSITOS DE ABASTO

Gran Canaria cuenta con 353 depósitos de almacenamiento distribuidos a lo largo de los 21 municipios.

Los municipios con mayor número de depósitos y mayor capacidad de almacenamiento son Las Palmas de Gran Canaria, con 47 depósitos capaces de almacenar 492.930 m<sup>3</sup> de agua y Telde, con 20 depósitos capaces de almacenar 149.628 m<sup>3</sup> de agua. Por el contrario, Artenara y Firgas, aún contando con un buen número de depósitos, son los municipios con menor capacidad de almacenamiento.

San Bartolomé de Tirajana y Mogán presentan una particularidad, y es que siendo municipios con un alto consumo, tienen una capacidad de almacenamiento relativamente baja. Todo lo contrario pasa con Tejeda, que tiene una alta capacidad de almacenamiento comparado con el consumo.

Con respecto a la garantía de almacenamiento, el Consejo Insular de Aguas de GC, considera que es deseable tener una reserva de al menos 5 días. Este valor coincide con la media de la isla de Gran Canaria, que oscila entre los 72 días de Tejeda y los 0,6 de San Bartolomé de Tirajana.

MUNICIPIO	PRODUCCIÓN ANUAL (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD DEPÓSITOS (m <sup>3</sup> )	COTA MEDIA (m)	Nº DE DEPÓSITOS	DÍAS DE RESERVA
Agaete	379.572	11.645	289	10	11,2
Agüimes	3.111.133	32.280	207	9	3,8
Artenara	79.498	4.650	1.246	16	21,3
Arucas	3.235.177	48.100	332	19	5,4
Firgas	505.196	6.375	504	7	4,6
Gáldar	1.797.214	22.140	242	15	4,5
Ingenio	2.034.409	30.060	163	23	5,4
Aldea S. Nicolás	432.000	7.668	200	12	6,5
Las Palmas GC	29.289.768	492.930	129	47	6,1
Mogán	5.460.570	11.130	391	19	0,7
Moya	645.455	15.560	584	9	8,8
Sta. M <sup>a</sup> de Guía	954.193	89.497	149	34	34,2
S B. Tirajana	14.256.895	22.200	668	8	0,6
Santa Brígida	1.518.784	42.480	217	7	10,2
Santa Lucía	3.627.383	18.070	393	16	1,8
Tejeda	114.700	22.674	1.232	20	72,2
Telde	6.940.128	149.628	188	20	7,9
Teror	702.653	29.258	765	18	15,2
Valleseco	306.682	10.190	1.107	13	12,1
Valsequillo	595.292	7.559	830	10	4,6
Vega S. Mateo	588.553	18.138	1054	21	11,2
<b>TOTAL</b>	<b>76.575.255</b>	<b>1.092.232</b>	<b>260</b>	<b>353</b>	<b>5</b>

Tabla 6.18. Capacidad de almacenamiento y garantía de suministro de agua en días de reserva para el consumo medio.

Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

### 6.3.7 COSTES ACTUALES DE GENERACIÓN DE AGUA

Los municipios de Ingenio, Agüimes y Santa Lucía cuentan con los costes de producción de agua desalada más bajos, llegando a los 60 c€/m<sup>3</sup> (no incluye las amortizaciones) gracias a su gestión mancomunada para la producción de agua desalada y reutilización de la misma, además de la existencia de un complejo sistema de gestión integral del agua de manera autónoma en cada municipio.

El coste medio de producción de agua desalada en Gran Canaria se estima en 90 c€/m<sup>3</sup>. No obstante si incluyéramos los costes de inversión (que en muchos casos han sido subvencionados) y el extracoste de la electricidad (dado que los costes de generación de electricidad en la isla son aproximadamente un 52% más elevados que la tarifa eléctrica para uso industrial), el coste real de producción de agua desalada estaría en torno a 181 c€/m<sup>3</sup>.

### 6.3.8 PRECIO DE VENTA DEL AGUA

Para poder estimar el precio de venta del agua y poder compararlo entre los diferentes municipios de la isla, se ha supuesto una media de consumo de agua de 20 m<sup>3</sup>/bimestral y otra de 40 m<sup>3</sup>/bimestral, tanto para un hogar como para una industria determinada como para el resto de consumos. Los datos obtenidos se representan en la tabla siguiente:

CONSUMO MEDIO (TARIFAS DE APLICACIÓN BIMESTRAL)						
Municipio	Doméstico (20 m <sup>3</sup> /bim)	Doméstico (40 m <sup>3</sup> /bim)	Industrial (20 m <sup>3</sup> /bim)	Industrial (40 m <sup>3</sup> /bim)	Comercial y/o Turístico Construcción, Agrícola, Ganadero y/o Dársenas Pesqueras (20 m <sup>3</sup> /bimestral)	Comercial y/o Turístico Construcción, Agrícola, Ganadero y/o Dársenas Pesqueras (40 m <sup>3</sup> /bimestral)
					Agaete	45,20
Agüimes	19,70	70,70	60,87	109,47		
Artenara	-	-	-	-	-	-
Aucas	33,89	66,49	46,69	92,09		
Firgas	-	-	-	-	-	-
Gáldar	39,80	136,40	87,80	175,60	68,20	136,40
Ingenio	22,80	106,80	61,40	110,00	61,40	252,80
Las Palmas G.C.	32,80	87,28	32,80	87,28		
Mogán	51,86	94,46	51,86	94,46	26,26	43,26
Moya	-	-	-	-	-	-
San B. Tirajana	21,20	57,20	48,40	96,80	48,40	96,80
La Aldea de S.N.	33,60	96,00	33,60	96,00		
Santa Brígida	36,00	89,60	36,00	89,60	89,40	169,20
Santa Lucía	30,40	88,00	30,40	88,00		
Santa M <sup>a</sup> Guía	32,80	111,20	71,80	143,60		
Tejeda	31,20	84,00	36,00	96,00		
Telde	46,60	104,80	58,80	100,80		
Teror	32,55	70,95	36,35	72,15		
Valleseco	26,64	66,64	34,64	86,64		
Valsequillo	42,98	106,78	70,97	126,77	31,78	55,98
Vega S. Mateo	36,10	71,50	54,92	97,12		
<b>IMPORTE (€)</b>	<b>34,23</b>	<b>92,02</b>	<b>52,81</b>	<b>108,71</b>	<b>54,24</b>	<b>125,74</b>
<b>PRECIO (€/m<sup>3</sup>)</b>	<b>1,71</b>	<b>2,30</b>	<b>2,64</b>	<b>2,72</b>	<b>2,71</b>	<b>3,14</b>

Tabla 6.19. Tarifas de aplicación bimestral por consumo medio en los diferentes municipios de la isla  
Fuente: Boletín Oficial de Canarias

El precio medio del agua para uso doméstico se encuentra por tanto entre 1,71 €/m<sup>3</sup> y 2,30 €/m<sup>3</sup>, el industrial entre 2,64 €/m<sup>3</sup> y 2,72 €/m<sup>3</sup> y el resto de usos (comercial, turístico, agrícola,...) entre 2,71 y 3,14 €/m<sup>3</sup>.

El precio público por distribución y venta de agua depurada y superficial del Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, varía entre 4,8 €/h y 15,00 €/h (una hora de agua equivale a 36 m<sup>3</sup>), según tipo de aprovechamiento, tal como se muestra en la siguiente tabla:

PRECIOS €/HORA DE AGUA (36 m <sup>3</sup> )		
TIPO DE APROVECHAMIENTO	ZONAS BAJAS	ZONAS MEDIANÍAS <sup>(1)</sup>
	Cota <300 m	Cota >300 m
Agua de Presas	15,00 €/hora	15,00 €/hora
Terciarios Propios	15,00 €/hora	15,00 €/hora
Otros Terciarios	17,50 €/hora	17,50 €/hora
Agua Depurada <1500 us/cm	12,00 €/hora	9,50 €/hora
1500 us/cm < A.D. < 2300 us/cm	9,00 €/hora	7,20 €/hora
Agua Depurada > 2300 us/cm	6,00 €/hora	4,80 €/hora

(1) Se entiende a estos efectos por Zonas de Medianías, la zona de suministro situada por encima de la cota 300 donde predominan los cultivos de papas, zanahorias, otras hortalizas y frutales.

Tabla 6.20. Precio público por distribución y venta de agua depurada y superficial  
Fuente: Consejo Insular de Aguas de GC

## 6.4 TRANSPORTE TERRESTRE

### 6.4.1 AGENTES EXISTENTES EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Los agentes existentes en Gran Canaria en el sector de los hidrocarburos lo representan los operadores petrolíferos y la red logística de almacenamiento y suministro de combustibles, lideradas por compañías como DISA, CEPSA y BP.

Hasta el año 2014, una elevado porcentaje de los productos petrolíferos con destino el mercado interno de Gran Canaria eran producidos por la refinería de Tenerife. Debido al cierre “temporal” de la misma, prácticamente el total de los productos petrolíferos consumidos en Gran Canaria se importaron a través de varios operadores petrolíferos.

El almacenamiento de los combustibles es gestionado por 10 compañías: Aegean Bunkering Combustibles Las Palmas, BP Oil España, CMD Aeropuertos Canarios, CEPSA, DISA, PETROCAN, Petrologis Canarias, Terminales Canarios. Oryx Iberia y ENDESA (empresa no operadora pero incluida por ser titular de los almacenamientos en las centrales térmicas). La isla de Gran Canaria dispone de una capacidad operativa de almacenamiento de hidrocarburos de 850.390 m<sup>3</sup>, el 36,6% del total de almacenaje de Canarias.

El suministro de combustibles, a través de estaciones de servicio, es operado por 7 compañías, cuya relación se muestra a continuación:

COMPAÑÍAS SUMINISTRADORAS DE COMBUSTIBLE EN GRAN CANARIA EN 2014								
MUNICIPIO	Nº EESS	RÓTULOS						
		BP	CEPSA	DISA	PCAN	REPSOL	SHELL	TEXACO
Agaete	2	1	1	-	-	-	-	-
Agüimes	10	3	-	2	-	3	2	-
Arucas	8	2	3	1	-	-	2	-
Firgas	1	-	1	-	-	-	-	-
Gáldar	2	-	1	-	-	-	1	-
Ingenio	4	-	2	1	-	-	1	-
La Aldea de San Nicolás	2	1	-	1	-	-	-	-
Las Palmas de Gran Canaria	50	12	10	15	-	6	6	1
Mogán	3	1	-	1	-	-	1	-
Moya	4	3	-	-	-	-	1	-
San Bartolomé de Tirajana	10	1	2	3	1	-	2	1
Santa Brígida	1	1	-	-	-	-	-	-
Santa Lucía de Tirajana	9	3	-	-	-	1	2	1
Santa María de Guía	5	1	1	1	-	2	-	-
Tejeda	1	1	-	-	-	-	-	-
Telde	22	4	6	5	-	6	1	-
Teror	4	1	1	1	-	1	-	-
Valleseco	1	1	-	-	-	-	-	-
Valsequillo	2	-	1	1	-	-	-	-
Vega de San Mateo	2	1	-	-	-	-	1	-
<b>GRAN CANARIA</b>	<b>143</b>	<b>37</b>	<b>29</b>	<b>32</b>	<b>1</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>3</b>

Tabla 6.21. Relación de Estaciones de Servicio en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias (2014)

## 6.4.2 PARQUE MÓVIL ACTUAL

El parque móvil en la isla de Gran Canaria en el año 2014 ascendía a 586.620 vehículos. De estos vehículos, el 69% eran turismos, el 21% eran camiones y furgonetas, el 0,4% guaguas, el 8% motocicletas, el 0,3% tractores industriales y el 1% remolques y semi-remolques. El 1,1% restante se consideran vehículos sin clasificar.

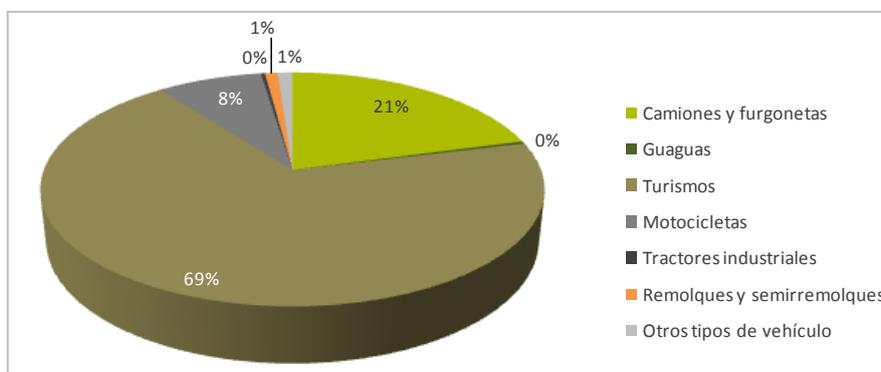


Figura 6.31. Distribución según tipo de vehículos, 2015  
Elaboración propia. Fuente: ISTAC

A continuación se presenta una tabla detallada con el número de vehículos por tipo en Gran Canaria, entre los años 2005 y 2015 y una gráfica con la evolución del número total de vehículos en la última década:

	PARQUE MÓVIL DE GRAN CANARIA										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Camiones y furgonetas	115.218	121.544	127.737	128.570	127.870	127.079	126.438	125.004	122.697	121.443	121.977
Guaguas	1.896	1.948	2.012	2.001	2.022	2.022	2.021	1.986	1.981	1.985	2.097
Turismos	339.750	353.608	368.749	375.001	374.319	378.830	384.362	384.907	384.893	390.673	402.033
Motocicletas	24.305	28.944	34.319	38.492	40.083	41.641	42.887	43.624	43.968	45.032	46.640
Tractores industriales	1.958	2.143	2.142	2.065	2.000	1.961	1.882	1.804	1.714	1.727	1.766
Remolques y semirremolques	5.218	5.629	5.751	5.792	5.739	5.663	5.563	5.526	5.454	5.513	5.583
Otros tipos de vehículo	5.783	6.342	6.808	6.851	6.881	6.731	6.683	6.569	6.527	6.615	6.524
<b>TOTAL</b>	<b>494.128</b>	<b>520.158</b>	<b>547.518</b>	<b>558.772</b>	<b>558.914</b>	<b>563.927</b>	<b>569.836</b>	<b>569.420</b>	<b>567.234</b>	<b>572.988</b>	<b>586.620</b>

Tabla 6.22. Parque móvil de Gran Canaria (2005-2015)  
Elaboración propia. Fuente: ISTAC

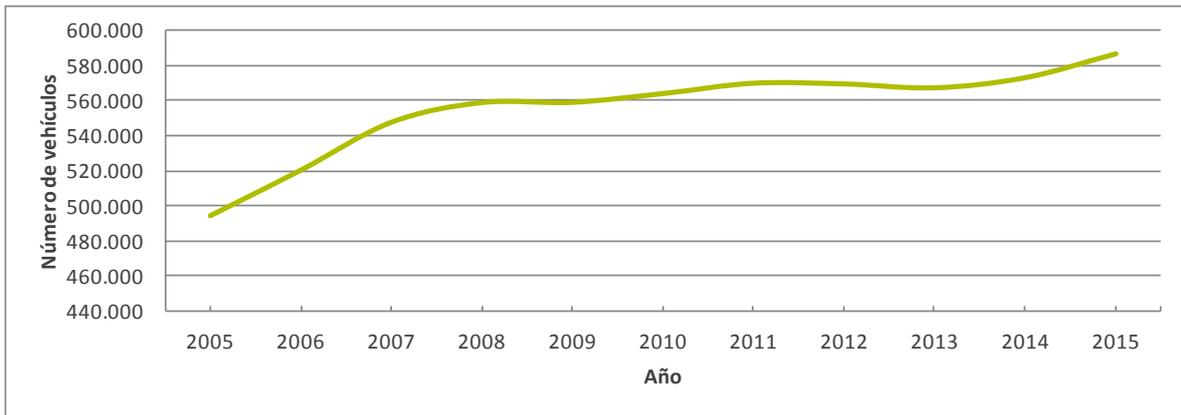


Figura 6.32. Evolución del parque móvil en Gran Canaria (2005-2015)  
Elaboración propia. Fuente: ISTAC

### 6.4.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

En el año 2014 se consumieron en Gran Canaria 183.556 t de gasoil y 176.690 t de gasolina, destinados a transporte interior, representando el 30% del consumo total de combustible empleado para uso interno de la isla.

Tal y como se observa en la gráfica presentada a continuación, el consumo de gasolina ha descendido en un 2,3% de media anual en el periodo 2009-2014 y el de gasoil, en el periodo 2009-2013 también descendió una media anual del 1,1%, sin embargo en el último año su consumo experimentó un ascenso del 9% con respecto al año anterior.

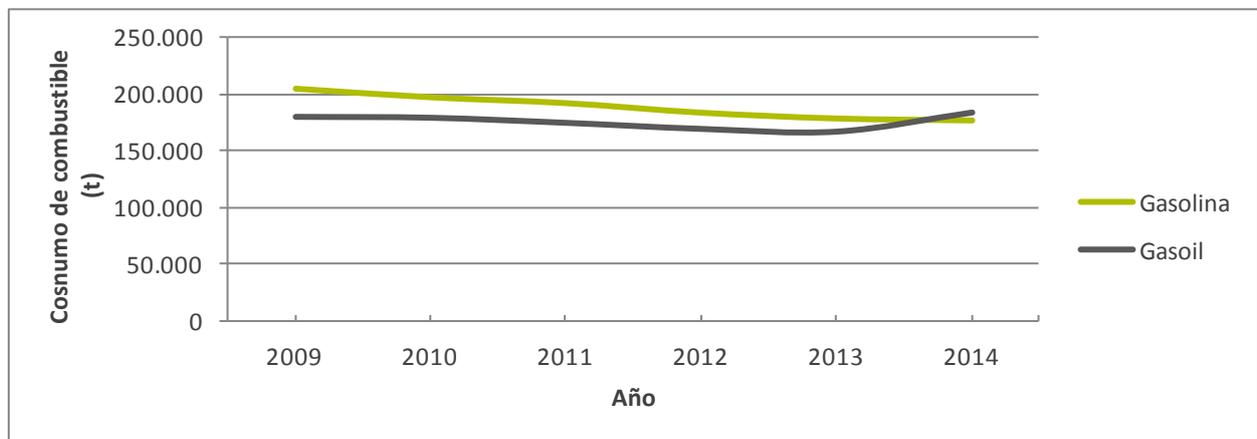


Figura 6.33. Evolución consumo de combustibles para el transporte terrestre en Gran Canaria (2009-2014)  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias (2014)

### 6.4.4 COSTES DEL COMBUSTIBLE

El incremento del precio del barril de petróleo, así como el incremento del gravamen a los combustibles, ha generado que el precio de los combustibles destinados a la automoción se haya incrementado en el periodo 2007-2015 en más de un 26%, siendo el gasóleo el que mayor subida ha experimentado, con casi un 36,7%.

Los precios de venta al público en el año 2015 en la Provincia de Las Palmas eran de 0,90 €/l para el gasóleo, de 0,94 €/l para la gasolina 95 y de 1,02 €/l para la gasolina 98, habiendo experimentado durante los últimos 8 años un incremento medio interanual del 5,4%, 3,14% y 3% respectivamente.

EVOLUCIÓN DEL PVP MEDIO DE LOS COMBUSTIBLES DE AUTOMOCIÓN EN LA PROVINCIA DE LAS PALMAS											
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Variac. media anual 2007-2015	Variac. total 2007-2015
Gasóleo A	0,66	0,82	0,62	0,74	0,9	1,04	1,07	1,04	0,90	5,38%	36,36%
Gasolina 95	0,77	0,85	0,74	0,87	0,99	1,1	1,1	1,08	0,94	3,14%	22,08%
Gasolina 98	0,84	0,92	0,81	0,94	1,07	1,18	1,18	1,16	1,02	3,00%	21,43%

Tabla 6.23. Evolución del PVP medio de los combustibles de automoción en la Provincia de Las Palmas  
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

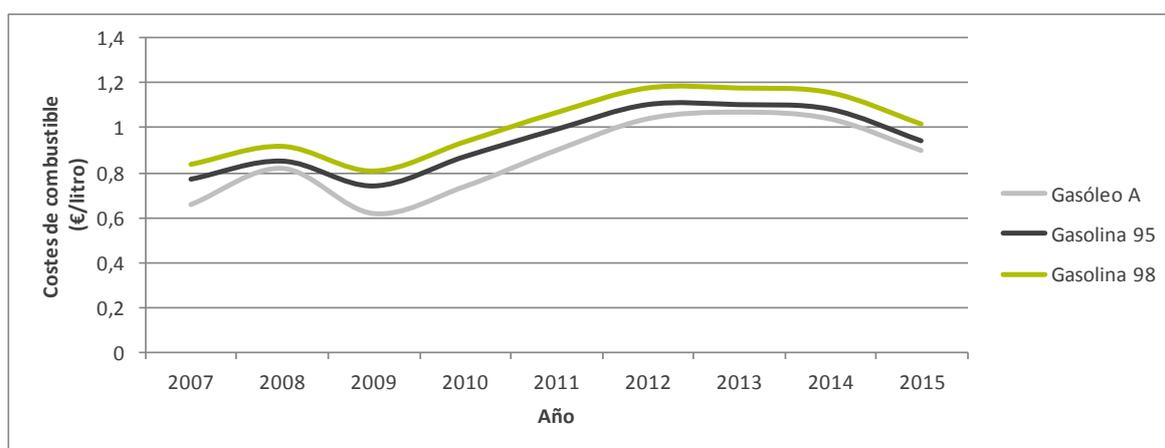


Figura 6.34. Evolución precios combustibles asociados a la automoción (€/l)  
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

En ese mismo año 2015, los impuestos al gasoil representaban el 24,6% respecto al PVP, mientras que los impuestos a las gasolinas 95 y 98, representaban el 28,3 y el 25,9% respectivamente. La evolución en los últimos años se representa en la gráfica siguiente:

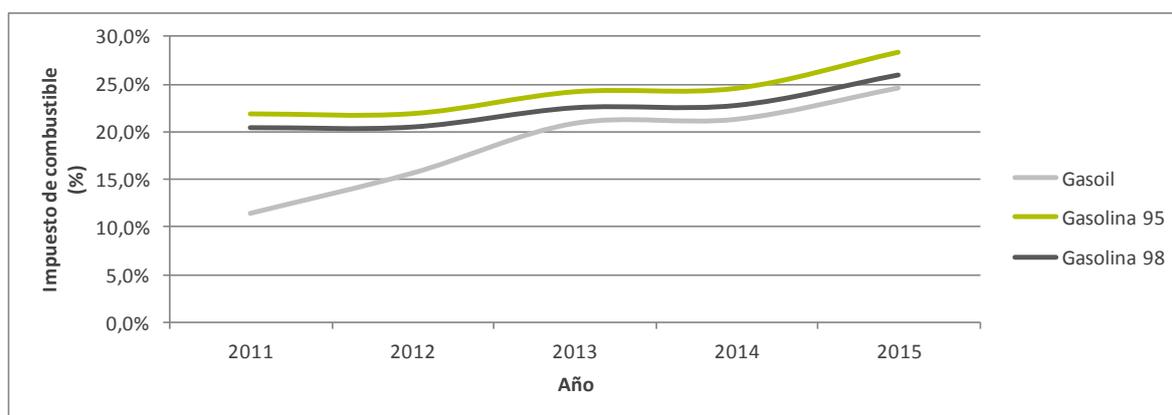


Figura 6.35. Evolución de los impuestos a los combustibles asociados a la automoción  
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

#### 6.4.5 COSTES DE MOVILIDAD CON VEHÍCULO TÉRMICO Y ELÉCTRICO

Actualmente el precio de adquisición de un vehículo eléctrico es superior al de un vehículo equivalente en prestaciones con motor de combustión interna, tal y como comenta un informe elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Sin embargo, en los próximos años se estima que el precio comenzará a bajar (derivado de la reducción del coste de la batería y del incremento de la demanda) y si se tienen en cuenta otros costes, como los operativos y de utilización durante el ciclo de vida que tendrá el vehículo, estos son inferiores respecto al vehículo térmico.

En el vehículo eléctrico, es la batería el elemento que provoca el encarecimiento de este con respecto al vehículo convencional, llegando a suponer el 60% del coste del vehículo eléctrico. Por otro lado, la arquitectura del vehículo eléctrico cuenta con un 90% menos de componentes que un vehículo de combustión interna, lo que permite que los costes de mantenimiento sean muy inferiores.

En lo que respecta al coste energético, la diferencia de precio entre la gasolina o gasóleo y el kWh es que este último es hasta 8 veces inferior que los derivados del petróleo.

El consumo de un vehículo eléctrico depende del tamaño del mismo. Varía entre los 10kWh/100km para un vehículo urbano y los 30kWh/100km de un microbús. Para un consumo medio de 15kWh/100km, recargando en horario nocturno, puede suponer un coste de unos 1,5€/100km, frente a un mínimo de 8,45€/100km de un vehículo de combustión interna tradicional.

### 6.5 AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

De acuerdo con el Anuario Energético de Canarias del año 2014:

*“La convocatoria para la concesión de subvenciones destinadas a favorecer el ahorro y la eficiencia energética en el sector del transporte terrestre, para el año 2014, se efectuó mediante la Orden de 3 de marzo de 2014 (BOC Nº 50, jueves 13 de marzo de 2014), en el marco de la Orden de 2 de enero de 2014, por la que se aprueban las bases reguladoras por las que se regirán las subvenciones destinadas a favorecer el ahorro y la eficiencia energética en el sector del transporte terrestre (BOC Nº 11, viernes 17 de enero de 2014).*

*El importe de los créditos presupuestarios que se destinan a la financiación de dicha convocatoria asciende a 500.000 €, con cargo a la aplicación presupuestaria 15.03.425A.75 €, Proyecto de Inversión 14.7000.12 denominado “Impulso al transporte bajo en carbono en Canarias”.*

*“El crédito existente se repartirá entre las siguientes cuatro líneas de acción definidas de la siguiente forma:*

- 100.000 € para la adquisición de vehículos turismos y vehículos comerciales, eléctricos, de hasta 3.500 kg de MMA.
- 75.000 € para la adquisición de vehículos industriales eléctricos.
- 300.000 € para el desarrollo de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos.

- 25.000 € para la sustitución de vehículos turismos, por otros que usen como combustible GLP, o adaptación de existentes para usar este combustible.

*Mediante Resolución de 21 de julio de 2014, (BOC Nº 144, lunes 28 de julio de 2014), se resuelve de manera definitiva la convocatoria concediendo subvenciones por importe de 168.323,29 €."*

Se desconocen los resultados de la aplicación de las medidas adoptadas.

Por otro lado, el Gobierno de Canarias en el año 2008 creó el Programa de Uso Racional de la Energía (PURE), un proyecto que se está ejecutando en el seno de la Dirección General de Energía, como consecuencia de un mandato recogido en el Plan Energético de Canarias. No obstante se desconoce si se está implantando y los resultados que se han obtenido.

## 6.6 SEGURIDAD ENERGÉTICA

Existe un marco regulador de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en España. En este sentido la norma vigente es el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) es la responsable de la gestión de estas reservas estratégicas de productos petrolíferos y del control de las existencias mínimas de hidrocarburos (productos petrolíferos y gas natural).

Las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos (exceptuando GLPs) están formadas por un lado, por las reservas estratégicas constituidas, mantenidas y gestionadas por CORES con un stock equivalente no inferior a 42 días de consumo o venta de productos petrolíferos y, por otro, por los stocks mínimos de los operadores y grandes consumidores que deben garantizar unas existencias mínimas de seguridad equivalente a 50 días de consumo o venta, sumando entre ambos un stock total de 92 días. Con respecto a los GLPs, los operadores, distribuidores y grandes consumidores deben garantizar una reserva equivalente a 20 días de ventas nacionales.

Hay que señalar que aunque la obligación se refiere al conjunto de España, según se indica en el PECAN, la especial situación de Canarias obliga a que el Gobierno de Canarias exija que dichos stocks se mantengan igualmente en dicha Comunidad Autónoma y además que cada isla cuente con un stock mínimo de 15 días en todo momento y de acuerdo con sus consumos del año anterior, para aquellos productos considerados como mercado interior y de navegación aérea y marítima de cabotaje, de acuerdo con la definición de la Agencia Internacional de la Energía, excluyendo combustibles destinados a la generación de electricidad en régimen ordinario que siguen una regulación propia que exige a la empresa generadora de electricidad (Endesa) un stock mínimo de 45 días.

Para determinar los niveles de reserva con los que cuenta la isla de Gran Canaria, se han considerado 42 y 92 días de reserva estratégica, excluyendo el consumo asociado a navegación marítima internacional.

Para disponer de 42 días de reserva estratégica

En la gráfica se pueden observar las reservas disponibles en la isla, frente a la capacidad mínima requerida de almacenamiento. En la tabla adjunta, se recogen las capacidades sobrantes (la diferencia entre la capacidad disponible y la requerida) de cada uno de los combustibles, comprobando que todos ellos cuentan con capacidad más allá de la requerida.

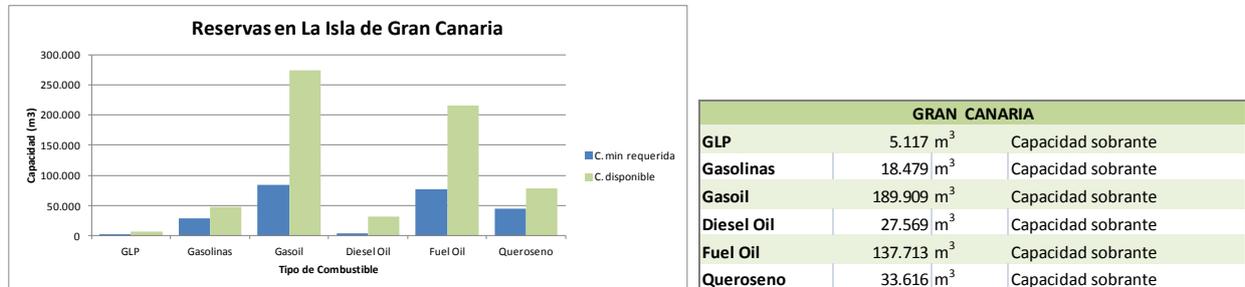


Figura 6.36. Reservas en la isla de Gran Canaria para disponer de 42 días de reserva estratégica  
Elaboración propia. Fuente: Varias

Para disponer de 92 días de reserva estratégica

En esta gráfica se representan las capacidades disponibles de combustibles y las mínimas requeridas. Para disponer de 92 días de reserva estratégica, se requeriría capacidad adicional a la ya existente en la isla de gasolinas y queroseno.

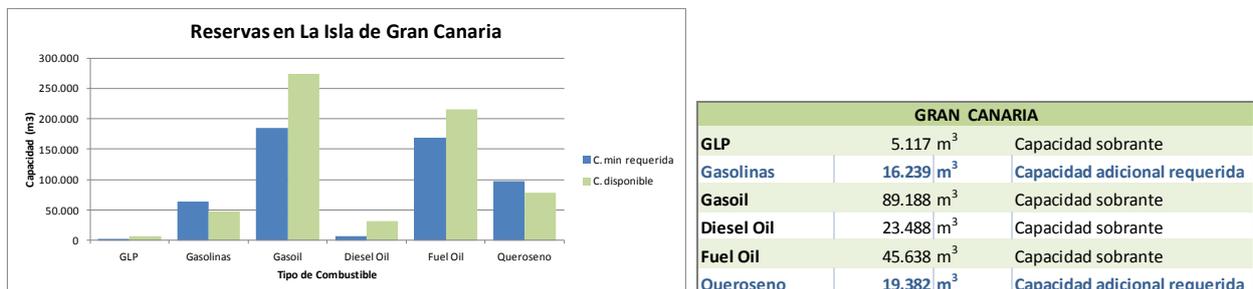


Figura 6.37. Reservas en la isla de Gran Canaria para disponer de 92 días de reserva estratégica  
Elaboración propia. Fuente: Varias

A la luz de los datos anteriores se concluye que Gran Canaria dispone de reservas suficientes de todos los combustibles para cubrir los 92 días a excepción de las gasolinas y el queroseno, mientras que cubre las reservas los 42 días estipuladas por CORES en todos los casos.

Hay que destacar que Canarias en su conjunto, cuenta con las reservas exigidas por CORES para el consumo interior. Solamente en lo que respecta a las reservas de queroseno (transporte aéreo internacional), Canarias no dispondría de las reservas mínimas exigidas a 92 días.

## 7 SOWES: SOFTWARE DE OPTIMIZACIÓN EMPLEADO EN EL ESTUDIO

Para la elaboración del presente estudio, 3iDS ha empleado una aplicación informática de elaboración propia denominada SOWES (Software for the Optimization of Water and Electricity System).

SOWES es el primer software capaz de optimizar de forma conjunta los sistemas de generación de energía eléctrica, de producción de agua y de carga de baterías de vehículos eléctricos, en régimen aislado, con máxima penetración de energías renovables y mínimo coste de generación, realizando la optimización mediante un adecuado despacho de cargas en todo momento.

SOWES, además de poder aplicarse a sistemas existentes como a nuevos, permite la transición de sistemas energéticos, de agua y de movilidad insostenibles, a sistemas sostenibles.

La aplicación dispone de los siguientes módulos (todos ellos aplicados en este estudio):

- **Módulo de previsión de demanda:** Simula la demanda de energía eléctrica y agua en ausencia de datos históricos.
- **Módulo de ahorro y generación distribuida:** Efectúa una previsión de ahorro de agua y energía en base a las políticas de ahorro y eficiencia energética que se pretendan implantar. Además estima la producción asociada a la generación distribuida de pequeñas instalaciones renovables eólicas, fotovoltaicas y térmicas (autoconsumo).
- **Módulos interconectados de optimización** de energía, agua y movilidad mediante vehículos eléctricos.
- **Módulo de gestión del sistema en conjunto:** Efectúa despacho de generación horaria asignando los grupos de generación o producción necesarios para garantizar el suministro al mínimo coste de generación.

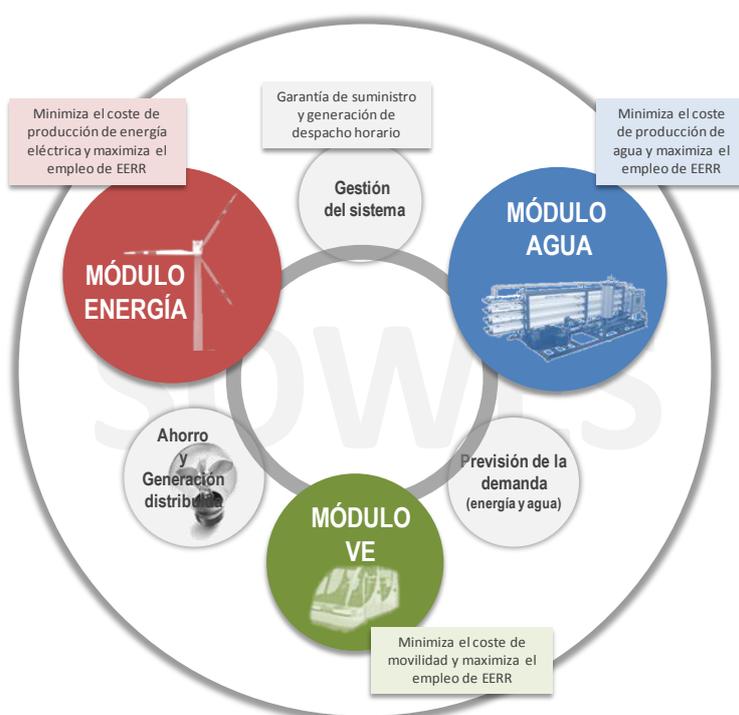


Figura 7.1. Módulos del SOWES

## 7.1 MÓDULOS DEL SOWES

### 7.1.1 MÓDULO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El programa de simulación de este módulo actúa como el operador del sistema eléctrico, estableciendo un despacho de generación en el que se decide los equipos que se van a conectar en cada momento en base a criterios técnicos y económicos. Para la gestión del sistema se tienen en cuenta los índices de cobertura y reserva caliente para garantizar suministro continuo y estabilidad de red.

El programa permite introducir la previsión de la demanda horaria de energía eléctrica por sectores (doméstico, industrial, comercial,...), distinguiendo entre cargas gestionables y no gestionables (Previa eliminación de los ahorros y generación distribuida). A su vez, admite la introducción de diferentes tipos de sistemas de generación tanto de origen térmico (ciclos combinados, turbinas de gas, turbinas de vapor, grupos diesel,...) como de origen renovable (aerogeneradores, paneles solares fotovoltaicos,...), así como diferentes sistemas almacenamiento (centrales hidráulicas reversibles, baterías de flujo, pilas de combustible, etc...).

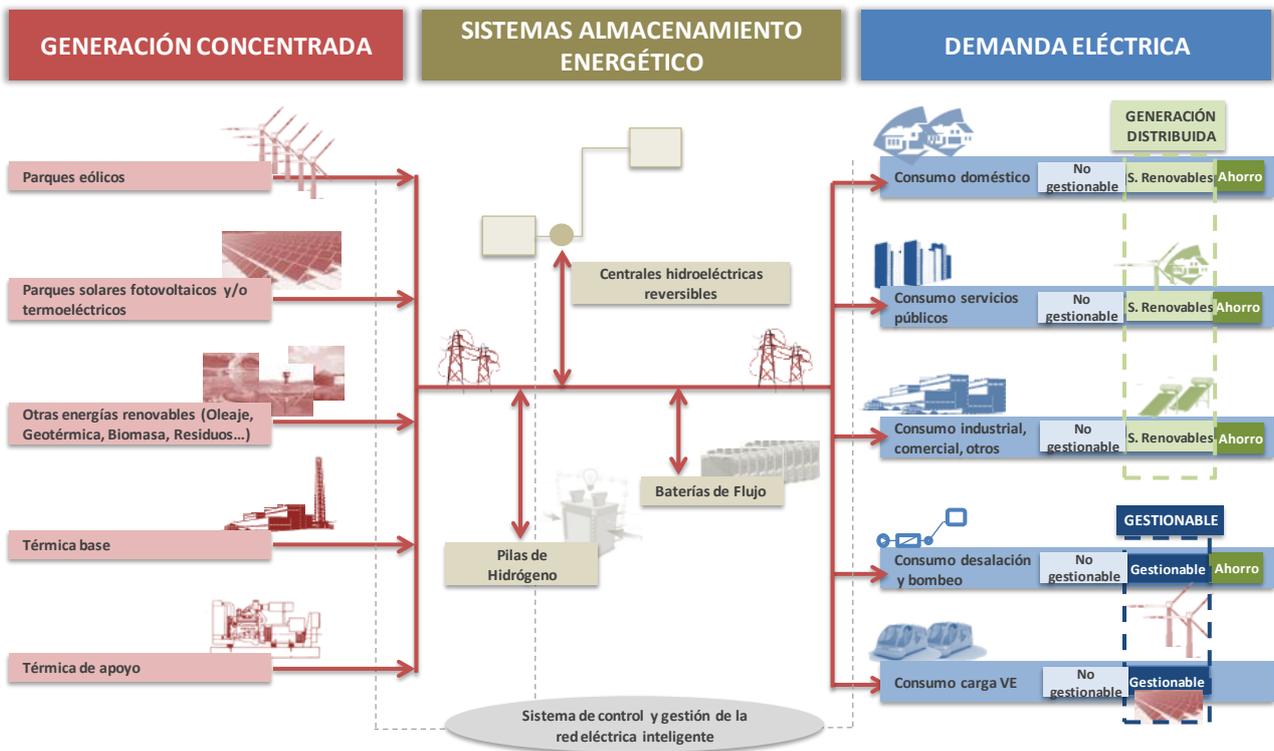


Figura 7.2. Optimización del Sistema Energético

El resultado de este módulo es un sistema eléctrico compuesto por un mix de energías renovables y no renovables que producen un mínimo valor del coste de generación (con una máxima penetración de las EERR) en el intervalo de tiempo considerado.

### 7.1.2 MÓDULO DE PRODUCCIÓN DE AGUA

En este módulo, el programa simula la producción y el consumo de agua de abasto en el intervalo temporal que se desee, activando y desactivando los equipos de producción de agua potable, tanto con recursos fósiles como con recursos renovables, en base a análisis técnicos y económicos. Para la gestión del sistema se tiene en cuenta un nivel mínimo de reserva para garantizar un suministro continuo.

El programa permite introducir la previsión de la demanda horaria de agua global y por sectores (doméstico, industrial, agrícola, comercial,...). A su vez, admite la introducción de diferentes sistemas de almacenamiento de agua potable y/o depurada, así como la introducción de diferentes sistemas de producción, tales como pozos y galerías, plantas desaladoras y plantas depuradoras. El programa permite incluso la introducción de sistemas de producción de agua gestionables, aquellos que sólo producen agua cuando existen energías renovables.



Figura 7.3. Optimización del Sistema de Producción de Agua

El resultado de este módulo es un sistema de producción de agua potable accionado a partir de un mix de energías renovables y no renovables, con sistemas de acumulación incluidos, que produce un mínimo valor del  $m^3$  de agua (con una máxima penetración de las EERR) en el intervalo de tiempo considerado.

### 7.1.3 MÓDULO DE MOVILIDAD CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En este último módulo, el programa simula la generación eléctrica asociada a la recarga de baterías de vehículos eléctricos de una flota dada, activando y desactivando los equipos de generación de energía eléctrica, tanto con recursos fósiles como con recursos renovables, en base a análisis técnicos y económicos.

El programa permite introducir la previsión de la demanda de energía eléctrica asociada a la carga de baterías en una flota de vehículos eléctricos (en número y tipología previamente fijados). A su vez, permite introducir diferentes tipos de baterías de los vehículos eléctricos y de estaciones de carga, así como diferentes tipos de vehículos, tanto para uso público como privado. Para el correcto funcionamiento de la simulación, es conveniente indicar también los sistemas de generación que deben atender esta demanda.

El programa permite la opción de que una parte del parque móvil se alimente exclusivamente con energías renovables, convirtiéndola en demanda gestionable.

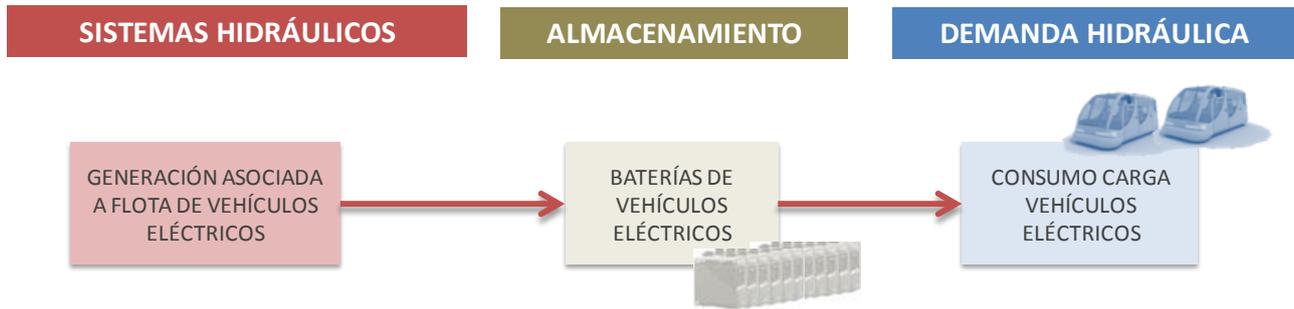


Figura 7.4. Optimización del Sistema de Movilidad de Vehículos

El resultado final es una flota de vehículos eléctricos accionado a partir de un mix de energías renovables y no renovables (o sólo renovables), que produce un mínimo valor del km recorrido (con una máxima penetración de las EERR) en el intervalo de tiempo considerado.

## 7.2 MODO DE OPERACIÓN DEL SOWES

La aplicación del SOWES requiere la definición y análisis previo de los siguientes parámetros:

- Determinación de la escala de tiempo que se desea utilizar para efectuar el estudio (segundos, minutos, horas, días,...), dependiendo de la serie de datos que se dispongan de demanda de generación anual.
- Definición de las demandas gestionables y no gestionables
  - Demanda no gestionable: Análisis de los consumos de la energía eléctrica en el sistema (doméstico, industrial, agrícola, del sector servicios...) y previsión futura de los mismos. *(El consumo no gestionable implica todos aquellos consumos que no se puedan interrumpir).*
  - Demanda gestionable: Evaluación de las estaciones de carga de vehículos eléctricos, bombeos gestionados, demanda gestionada de agua, desalación en su caso, sistemas de acumulación... y definición de las curvas de demanda actuales y futuras. *(El consumo gestionable implica la posibilidad de interrumpir el suministro en un periodo de tiempo estimado, cubriéndose la demanda del sistema en cuestión con el almacenamiento obtenido a partir de energías renovables).*
- Análisis de los recursos energéticos renovables disponibles y definición de las potencias a implantar y posibles ubicaciones en la zona en que opera el sistema aislado.
- Valoración de las infraestructuras eléctricas e hidráulicas existentes y mejoras previstas, así como las nuevas infraestructuras necesarias y su posible ubicación.
- Evaluación de los sistemas de almacenamiento que podrían implantarse (centrales hidroeléctricas reversibles, baterías de diversos tipos...) y su posible ubicación.
- Previsión de ahorro en consumo por implantación de políticas de eficiencia y ahorro energético en la zona en la que opera el sistema aislado.

Una vez realizado este análisis previo, e introducidos todos los parámetros en el SOWES, se establecerán diferentes hipótesis de partida conformando diferentes alternativas (con diferentes supuestos para cada una de ellas) de sistemas de generación de energía eléctrica (variando el número de aerogeneradores, empleando diferentes modelos de equipos de generación térmicos, variando la potencia instalada de las instalaciones solares fotovoltaicas,...), de producción de agua (variando las capacidades y el número de bastidores, modificando los modos de operación de la planta,...), de sistemas de almacenamiento de agua (añadiendo nuevos depósitos y variando sus capacidades, modificando los grupos de bombeo,...) y de movilidad mediante vehículos eléctricos (variando la cantidad y el tipo de vehículos eléctricos, la capacidad de los sistemas de almacenamiento,...) para el sistema aislado objeto de estudio.

El SOWES se ejecuta en este momento para simular cada una de las alternativas predefinidas y obtener resultados generales (inversión total, potencia total instalada y producción por tecnología, costes de generación, LCOE, LCOW,...) y específicos por equipo (potencia instalada, energía producida, nº de horas equivalentes, factor de utilización, emplazamiento, costes de generación,...), a nivel horario, diario, semanal, mensual y anual, en base a unos criterios técnicos y económicos determinados:

#### Criterios técnicos

Los criterios técnicos se basan en maximizar la penetración de renovables e intentar que el resto de grupos de generación trabajen en zona de alta eficiencia, siempre garantizando la reserva caliente requerida.

Para determinar la mejor solución desde el punto de vista técnico se evaluará, por cada supuesto de cada alternativa planteada, su eficiencia global, el factor de utilización y el número de horas equivalentes de cada equipo, el consumo de combustibles, las instalaciones e infraestructuras requeridas y los emplazamientos.

#### Criterios económicos

Los criterios económicos se basan en seleccionar en cada momento los equipos de generación que minimizan el coste de generación de energía eléctrica (€/kWh) y de producción de agua (€/m<sup>3</sup>).

Para determinar la mejor solución desde el punto de vista económico se comparan los costes de generación de energía eléctrica (c€/kWh) de las diferentes alternativas analizadas y se escoge el de menos valor.

En su cálculo se tienen en cuenta los costes de inversión de los equipos, instalaciones e infraestructuras eléctricas e hidráulicas requeridas, los gastos fijos, los gastos de O&M, los gastos de combustible, los gastos por derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, los gastos financieros, la amortización técnica, el valor residual y la energía anual producida para abastecer a la demanda y al sistema de almacenamiento.

Dado que el estudio se efectúa en un espacio temporal establecido (p.ej. 25 años), se tendrá en cuenta una tasa de descuento anual, una tasa de impuesto anual, el IPC y un incremento del precio de combustible anual.

Posteriormente se efectuará un análisis de sensibilidad con las mejores alternativas para evaluar entre otros, la influencia que pueden tener sobre el coste de generación incrementos del precio del combustible, incrementos de la demanda no gestionable, incrementos de la demanda gestionable, incremento de la penetración de renovables, variación del dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento y variación de la financiación obtenida.

Finalmente se indicará la solución técnica y económica más viable.

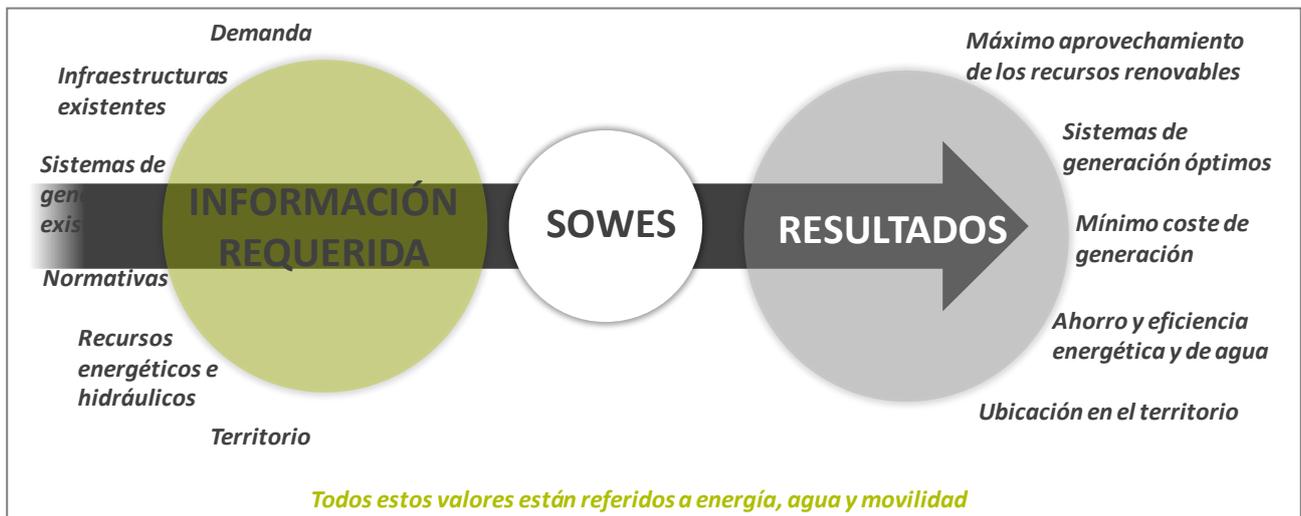


Figura 7.5. Esquema general del SOWES con las principales entradas y salidas de datos

### 7.3 VARIABLES DE ENTRADA

Las variables de entrada más relevantes que se deben introducir en el programa son las siguientes:

#### Módulo de Generación de Energía Eléctrica

- Datos generales: Perfil de demanda actual, Incremento IPC anual, Tasa de descuento anual, Tasa de impuestos anual, Incremento del precio del combustible anual, Incremento de la demanda anual...
- Localización (emplazamientos de equipos): Latitud, Longitud, Cota, Radiación solar, Potencial eólico...
- Equipos térmicos: Vida útil, Fecha de alta, Potencia Bruta, Potencia Neta, Combustible, Rango inferior, Rango superior, Coste de inversión, Coste fijo, Coste variable, Curva de operación, Precio del combustible, Poder Calorífico inferior del combustible, Función de costes de regulación, Costes de arranque...
- Parques eólicos: Rendimiento, Factor de ocupación, Marca, Modelo, Altura del buje, Diámetro, Potencia nominal unitaria, Curva del aerogenerador, Numero de aerogeneradores, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Parques solares fotovoltaicos: Rendimiento, Factor de ocupación, Marca del panel, Modelo del panel, Numero de paneles, Potencia nominal unitaria, Rango inferior, Rango superior, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...

- Centrales hidráulicas Reversibles: Salto hidráulico, Rendimiento total (valor global aplicado), Localización del depósito bajo, Localización del depósito alto, Capacidad depósito bajo, Capacidad depósito alto, Coste de inversión, Coste fijo, Coste variable, Vida útil, Rugosidad de la tubería forzada, Diámetro de la tubería forzada, Longitud de la tubería forzada, Modelo bomba, Fabricante bomba, Número de bombas, Potencia nominal unitaria, Rendimiento de la bomba, Rendimiento del motor, Caudal nominal, Rango inferior, Rango superior, Modelo de la turbina, Fabricante de las turbinas, Número de turbinas, Potencia nominal unitaria, Rendimiento de la turbina, Rendimiento del generador, Caudal nominal, Rango inferior, Rango superior...

#### Módulo de Producción de Agua

- Datos generales: Perfil de demanda actual, Incremento de la demanda anual...
- Instalaciones desaladoras de agua de mar: Fecha de alta, Potencia Bruta, Potencia Neta, Rango inferior, Rango superior, Capacidad, Número de bastidores, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Grupos de bombeo: Fecha de alta, Potencia Bruta, Potencia Neta, Rango inferior, Rango superior, Capacidad, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Grupos de turbinado: Fecha de alta, Potencia Bruta, Potencia Neta, Rango inferior, Rango superior, Capacidad, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización, Vida útil...
- Depósitos de almacenamiento de agua: Capacidad, Inversión específica, Localización...
- Tuberías de trasvase de agua: Diámetro, Longitud, Material, Inversión específica, Coste fijo, Coste variable, Localización...

#### Módulo de Movilidad de Vehículos Eléctricos

- Número de VE, Tipo de batería, Potencia, Inversión específica, Consumo, Coste fijo, Coste variable, Vida útil...

## 7.4 RESULTADOS

### 7.4.1 SALIDAS GRÁFICAS

SOWES permite obtener salidas gráficas anuales, mensuales, semanales, diarias y horarias, tanto de la producción energética y de la demanda energética en el módulo de generación eléctrica, como de datos varios en el módulo de producción de agua.

En este apartado se mostrarán algunos ejemplos de los resultados más relevantes que se pueden obtener para cada uno de los supuestos analizados.

## SALIDA ANUAL

### Producción Energética

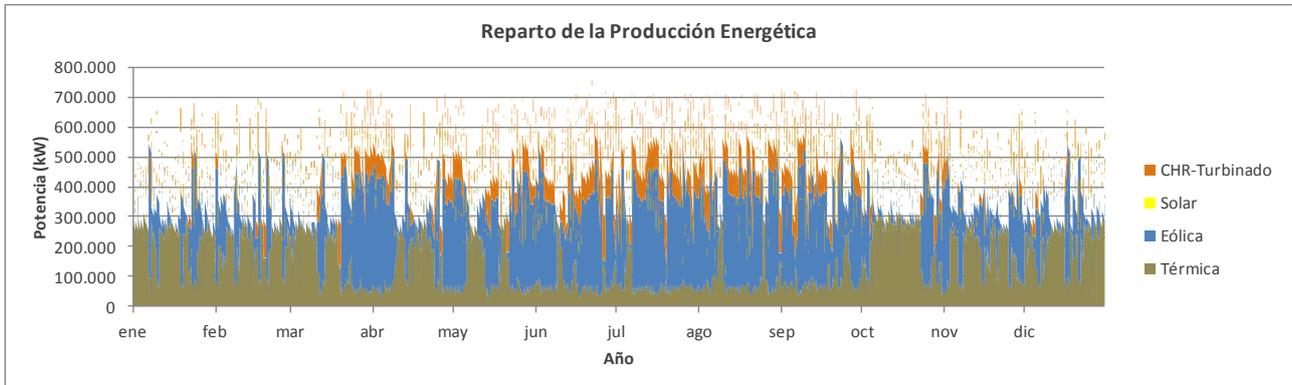


Figura 7.6. Evolución anual del reparto de la producción energética (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

En esta salida gráfica se representa la producción de energía eléctrica (en kW) para las 8.760 horas de un año según tecnología de generación (térmica, eólica, solar y central hidráulica reversible). En verde se representan los excedentes eólicos y solares.

Como se observa, el gráfico no tiene verdadero valor analítico más allá de observar someramente la distribución de generación por épocas del año.

### Gestión de la Demanda Energética

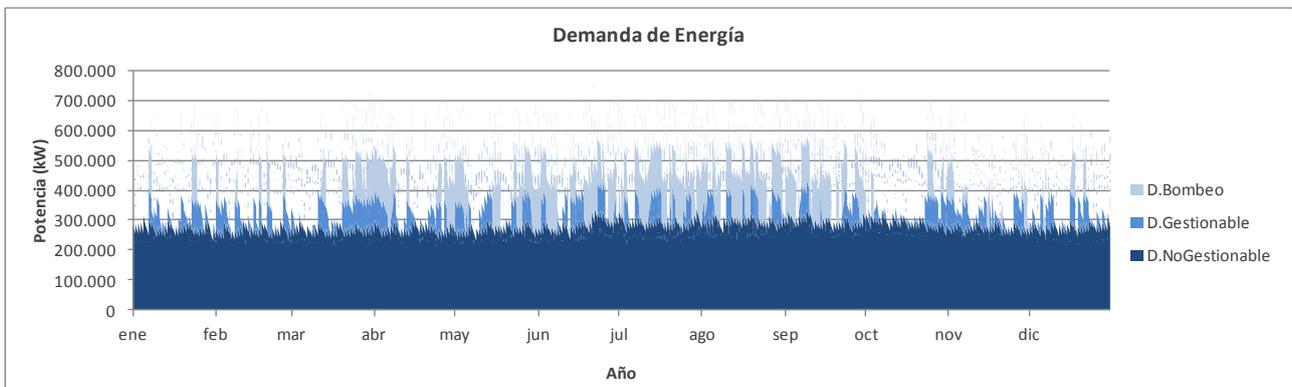


Figura 7.7. Evolución anual de la demanda energética (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

En esta salida gráfica se representa la demanda anual, que evidentemente debe coincidir con la producción anual reflejada en la gráfica anterior (a excepción de los excedentes).

En este caso se representa la demanda según consumidor (demanda no gestionable, demanda gestionable o bombeo).

### Sistema de Producción de Agua

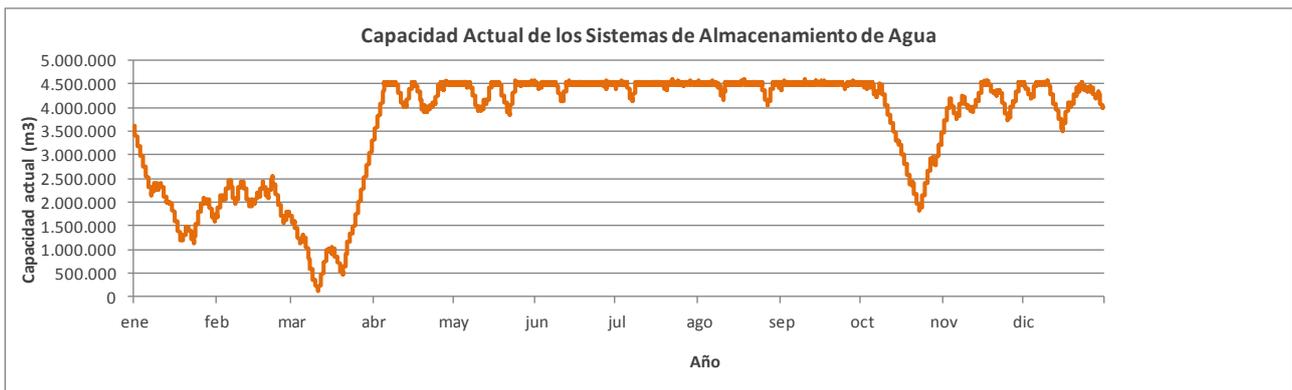


Figura 7.8. Evolución anual de la capacidad de los sistemas de almacenamiento de agua (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

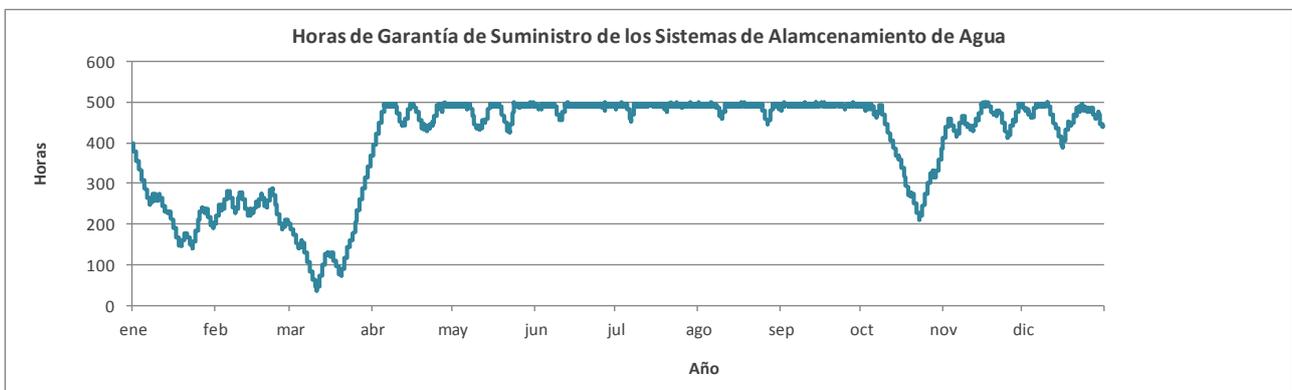


Figura 7.9. Evolución anual de las horas de garantía de suministro de los sistemas de almac. de agua (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

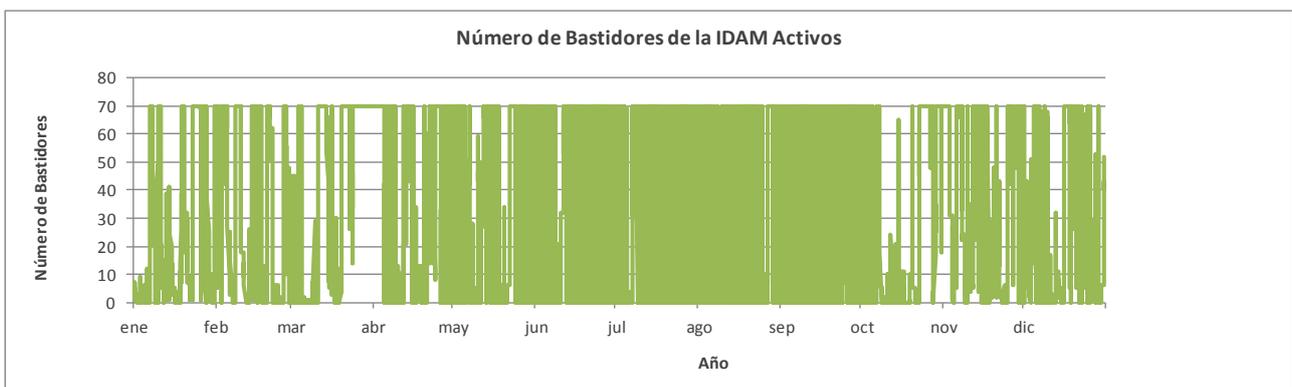


Figura 7.10. Evolución anual del número de bastidores de la IDAM activos (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

Al analizar el módulo del agua, el software grafica tanto la capacidad de los depósitos, como las horas de garantía de suministro, así como el número de bastidores activos de la IDAM.

- La capacidad de los depósitos representa los  $m^3$  existentes en el conjunto de depósitos de almacenamiento en cada momento del año, apreciándose en las gráficas anuales el llenado y vaciado de los mismos durante dicho periodo. En la figura de referencia se aprecia un periodo de llenado durante los meses de primavera y verano en una zona de Canarias, donde las energías

renovables son más abundantes, y otro periodo de vaciado durante el resto de estaciones del año.

- Las horas de garantía de suministro de los sistemas de almacenamiento muestran el número de horas durante las cuales la demanda de agua está garantizada. El software garantiza que a lo largo del año, nunca puede darse el caso de que las horas de garantía de suministro estén por debajo de un valor fijado previamente.
- El número de bastidores de la IDAM activos representa, como su propio nombre indica, el número de bastidores que se ponen en marcha en cada momento para la producción de agua desalada.

Así como en el módulo de electricidad los datos anuales no tienen un valor analítico, en el módulo del agua ocurre todo lo contrario, ya que la evolución a lo largo de un año del vaciado y llenado de los depósitos, nos da una idea general del comportamiento de los depósitos en el caso concreto que se esté analizando.

## SALIDAS MENSUALES

No se representan en este ejemplo por su bajo valor analítico.

## SALIDAS SEMANALES

No se representan en este ejemplo por su bajo valor analítico.

## SALIDAS DIARIAS

### Producción Energética

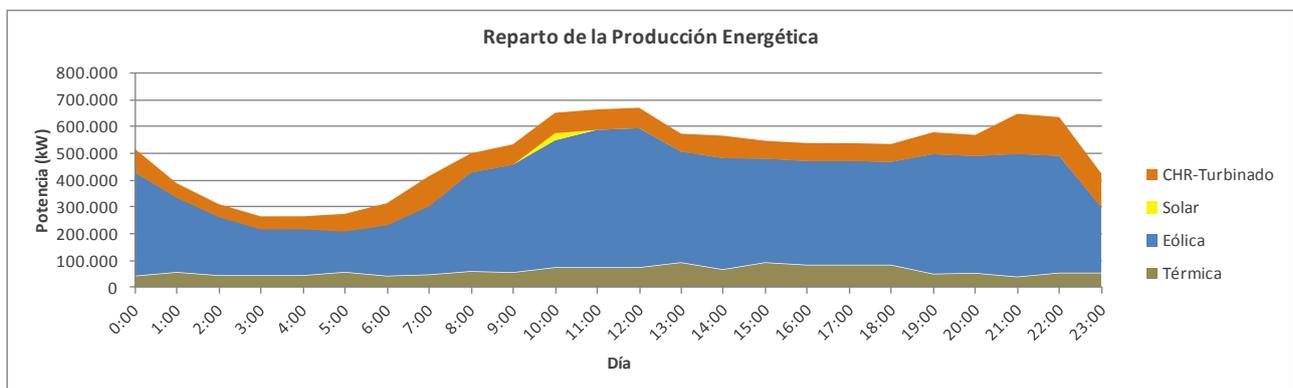


Figura 7.11. Evolución diaria del reparto de la producción energética (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

En las salidas gráficas diarias (de mayor valor analítico que las anuales o semanales) se aprecian con claridad las entradas y salidas de los diferentes componentes del sistema eléctrico, hora a hora, y las aportaciones al conjunto de cada uno.

En la figura se presenta la generación para las 24 horas del día 5 de mayo y por tecnologías de producción. En marrón se representa el aporte térmico, en azul el aporte eólico, en amarillo el aporte solar

y en naranja el aporte de la central hidráulica reversible (se representa sólo el turbinado, puesto que durante el bombeo se demanda energía, no se produce).

Puede observarse la gran producción eólica, así como la pequeña aportación de los grupos térmicos y la pequeña aportación de las turbinas hidráulicas.

### Demanda Energética

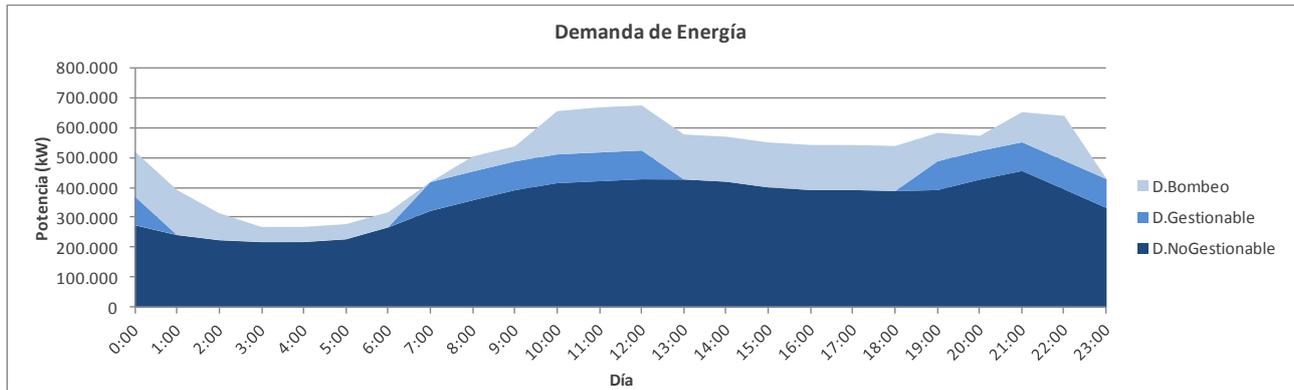


Figura 7.12. Evolución diaria de la demanda energética (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

Al comparar la gráfica de demanda de energía con la gráfica de producción de un día del año, se observa claramente cómo se comienza a producir agua (como demanda gestionable destinada a desalación) y a bombear con la CHR exclusivamente cuando hay energía renovable, ya sea solar o eólica.

### Sistema de Producción de Agua

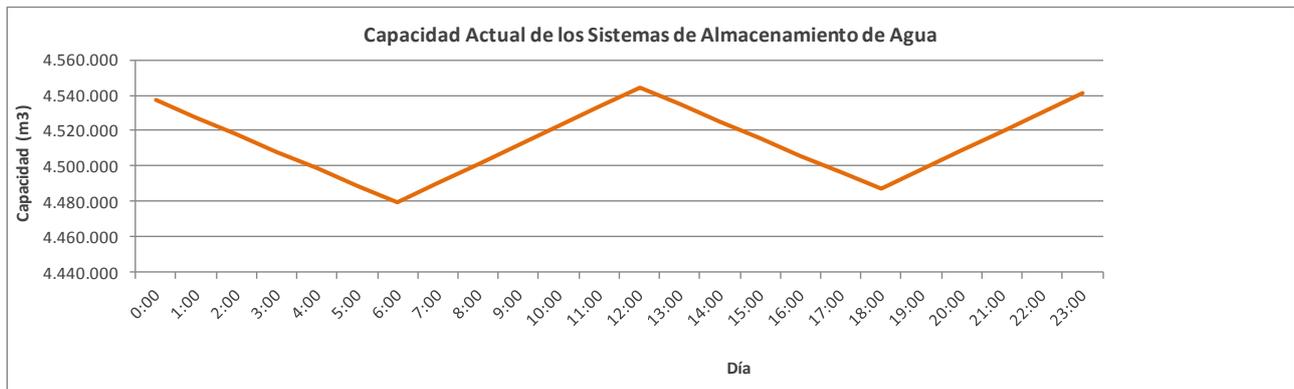


Figura 7.13. Evolución diaria de la capacidad de los sistemas de almacenamiento de agua (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

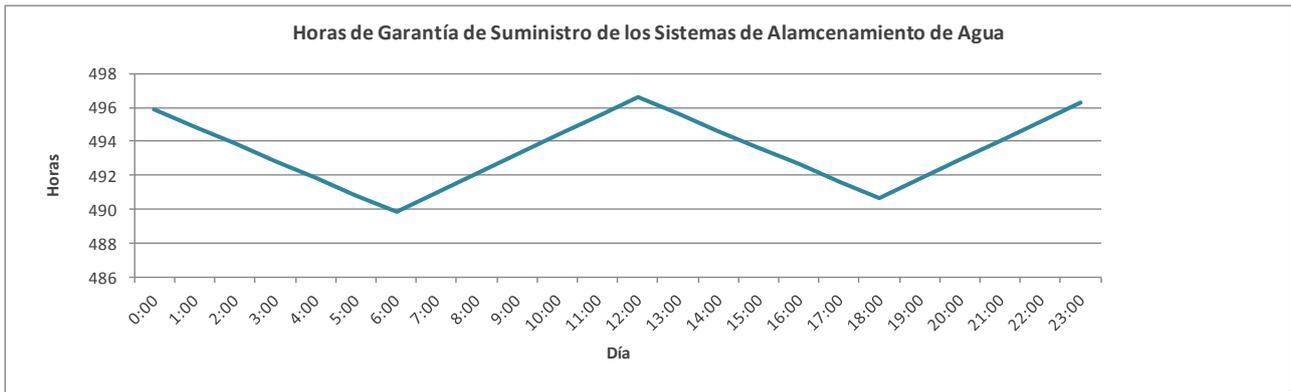


Figura 7.14. Evolución diaria de las horas de garantía de suministro de los sistemas de almac. de agua (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

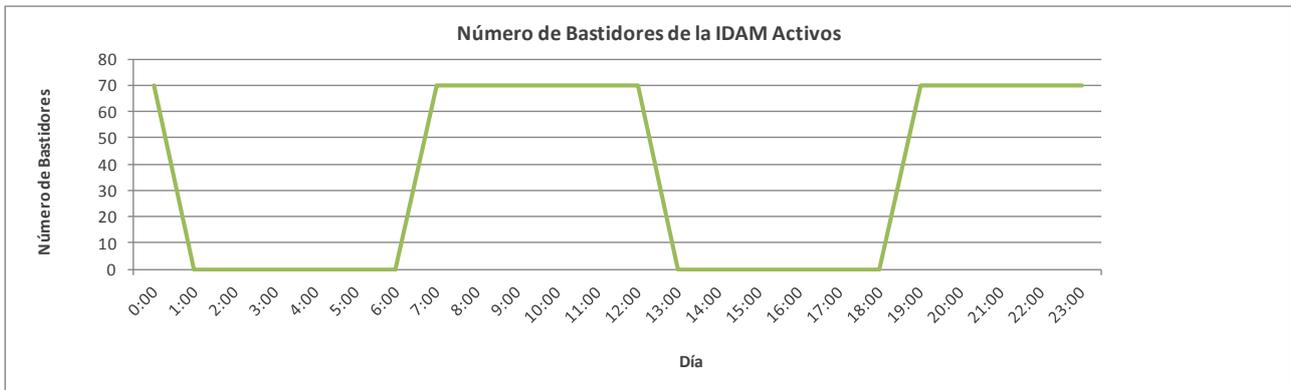


Figura 7.15. Evolución diaria del número de bastidores de la IDAM activos (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

En las salidas diarias, las gráficas de la capacidad de los sistemas de almacenamiento y de las horas de garantía de suministro no llegan a resultar tan interesantes como puede ser la gráfica del número de bastidores, pues comienza a distinguirse en esta última los arranques y paradas de los mismos, y es posible verificar el número de horas que está continuamente activo un bastidor. El software permite definir el número mínimo de horas de funcionamiento en continuo de cada bastidor una vez se ponen en marcha.

## SALIDAS HORARIAS

### Producción y Demanda Energética

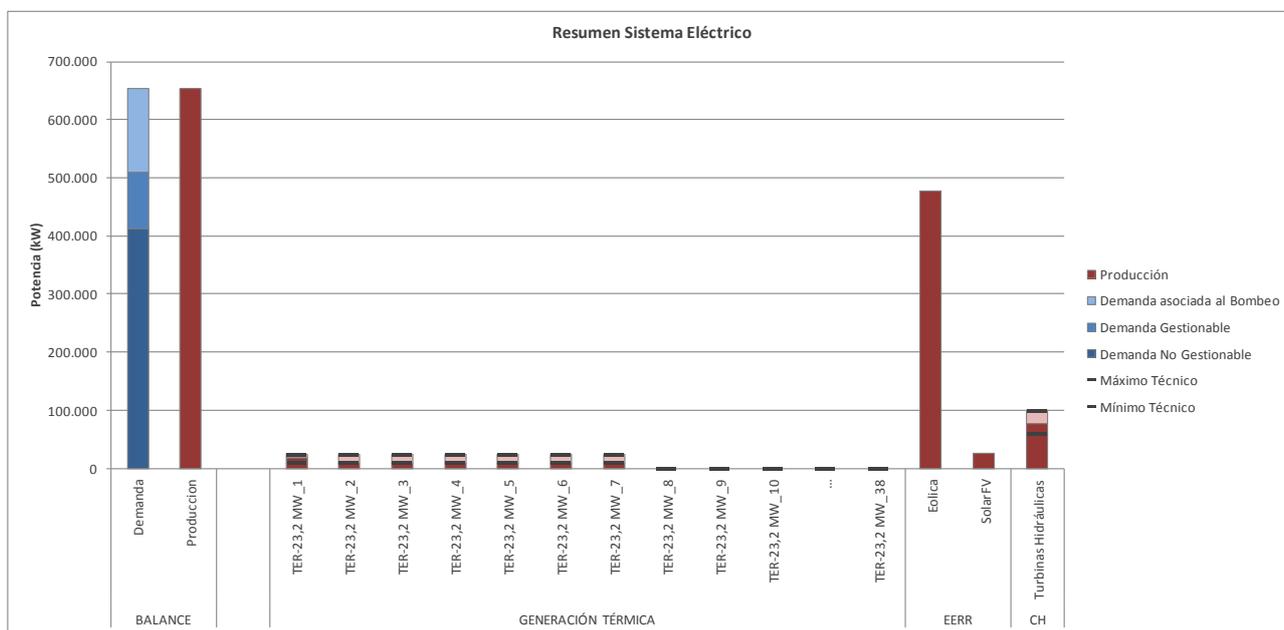


Figura 7.16. Evolución horaria del reparto de la producción y de la demanda energética (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

En esta salida gráfica se muestra la generación por equipos en una hora de la simulación (las 10:00 horas del día 5 de mayo).

- Las dos primeras barras muestran el **Balance** del sistema:
  - La primera barra muestra la demanda total, desglosada en Demanda No Gestionable (azul oscuro), Demanda gestionable (azul claro) y Demanda asociada al Bombeo (celeste).
  - La segunda barra muestra en morado la producción total del sistema. (La demanda deberá coincidir en cualquier caso con la producción).
- El siguiente conjunto de barras muestra la **Generación Térmica**, es decir, los equipos térmicos que están actuando ese día en concreto y en esa hora en cuestión:
  - En cada una de las barras de cada uno de los equipos (38 en este caso) se muestra la producción en ese momento (morado) y lo que podrían llegar a producir hasta alcanzar su máximo técnico (rosa).
  - Los equipos que no muestran barra de color alguna son los que no están produciendo, ya sea porque no es necesario en ese preciso momento, por una parada técnica o por reparación del equipo.
  - Las franjas oscuras representan el mínimo y máximo técnico en cada uno de los equipos.
- El tercer conjunto de barras muestra la producción y los excedentes de las **Energías Renovables**:
  - La primera barra del conjunto muestra en morado la producción eólica.

- La segunda barra, al igual que la anterior, muestra la producción, pero en este caso, de energía solar.
- o La última barra muestra el conjunto **de Turbinas de la Central Hidroeléctrica Reversible** actuando en ese momento. Al igual que los equipos térmicos, muestra la producción y lo que podrían llegar a producir hasta alcanzar el máximo técnico, el cual también se representa, junto con el mínimo.

Es importante analizar también la reserva caliente del sistema en el despacho horario. El software grafica también estos datos, dando valores de la reserva caliente disponible del sistema a analizar y de la reserva caliente a cumplir por normativa, tanto de alta como de baja en ambos casos:

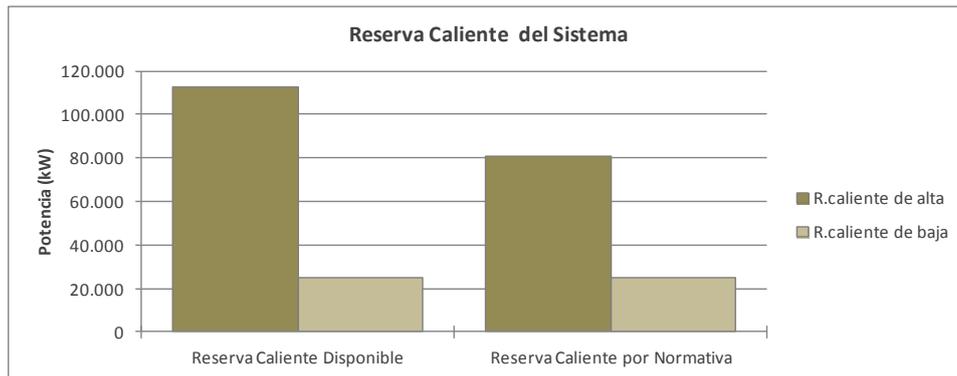


Figura 7.17. Comparativa entre la reserva caliente del sistema, disponible y por normativa (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

#### 7.4.2 TABLAS RESUMEN DE DATOS DE SALIDA

El programa SOWES genera tablas resumen en las que se recogen los datos más relevantes resultantes del estudio. Para cada uno de los supuestos planteados se obtienen las siguientes tablas:

- Resumen del sistema energético. Análisis técnico y económico
- Resumen detallado de equipos de generación eléctrica
- Resumen detallado de datos económicos del sistema eléctrico (reparto de costes, LCOE etc.)
- Resumen del sistema hidráulico. Análisis técnico y económico

Estas tablas y los gráficos que las acompañan, permiten una visión rápida y completa del supuesto, facilitando la interpretación de los datos de salida.

GC12			CÓDIGO GC12501_2CCgasoilGD-fueloilZAG-40FV-28+CHR-37,50		ENERGÍA					
DESCRIPCIÓN Situación aproximada a la actual, empleando 200 de gasoil y GD de fueloil y aerogeneradores de 2MW e integrando CHR; sin integrar producción de agua de salada, ni movilidad con VE										
DATOS GENERALES										
DATOS TÉCNICOS DE PARTIDA			DATOS ECONÓMICOS DE PARTIDA		RESULTADOS TÉCNICOS					
<b>INFRAESTRUCTURAS</b> P. edicio Nº Pot. Unitaria Pot. Total AG1+AG2+AG3 28 2 MW 56 MW  P. Fotov. Nº Pot. Unitaria Pot. Total FV1+FV2+FV3 1 28,00 MW 28 MW Térmica Nº Pot. Neta Uni Pot. Total GD-23,2 MW 22 23,17 MW 509,63 MW CCL-210MW 2 210,00 MW 420 MW  CHR Nº Pot. Neta Uni Pot. Total Bombeo 3 50 MW 150 MW Turbinado 3 50 MW 150 MW  Altura de ramplero Capa didad Cota Lj(m) Chira (4 Hm3) 4 Hm3 907 m 2,280 Sonia (32 Hm3) 4 Hm3 610 m 2,280			<b>DATOS DE PARTIDA</b> Concepto Valor Años amortización inversión 25 años Tasa de descuento 7 % Tasa de impuesto 0,00 % IPC 2 % Incr.m. precio combustible 5 % <b>FONDOS DE INVERSIÓN</b> Concepto Valor Fondos propios 100,00 % Fondos ajenos-préstamos 0,00 % Amortización préstamo años Tipo de interés % Fondos ajenos-subservción 0,00 %		Potencia EERR total 84,00 MW Potencia Térmica Total 529,63 MW Potencia total 1.013,63 MW Índice de cobertura 1,55 Producción EERR total 32,676 GWh Producción Térmica total 3.470,69 GWh Producción total 3.797,45 GWh Penetración EERR 8,60 % Consumo combustible 731.522 Tn/año Emisiones de CO2 2.274.228 Tn/año					
<b>Datos técnicos y económicos de detallados</b> <b>Reparto generación eléctrica</b> <b>Parque eólico AG-2,0MW</b> Datos técnicos Valor Datos económicos Euros Potencia total 56 MW Inversión 67.200.000 Producción total 274 GWh Gastos fijos-Año 1 493.920 Excedente 0 GWh Gastos variables-Año 1 2.741.549 Nº horas equivalentes 4.896 h							<b>Almacenamiento energético</b> Central hidroeléctrica reversible Descripción Valor Datos económicos Euros Consumo bombeo 121 GWh Inversión 134.250.000 Generación turbinado 50 GWh Gastos fijos-Año 1 242.744 Rendimiento de la CHR 49,23 % Gastos variables-Año 1 903.373 Factor de utilización 3,84 % Compensación pérdidas agua (evaporación y fugas) Aporte de agua 79.567 m3/año Consumo energ. aporte agua por desalación 0,31 GWh/año		<b>Demanda de energética eléctrica</b> <b>Demanda NO gestionable 98%</b> Descripción Valor Consumo eléctrico, doméstico, industrial, agrícola, servicios Consumo anual 3.515 GWh/año Consumo per capita 4.122 kWh/hab. Consumo eléctrico de Planta desaladora Descripción Valor Consumo anual - GWh/año Consumo espec. por VE - kWh/VE <b>Demanda gestionable 2%</b> Consumo eléctrico de Planta desaladora Descripción Valor Producción agua - Hm3/año Consumo anual - GWh/año Consumo espec. m3 - kWh/m3 Consumo eléctrico de Central Hidroeléctrica Reversible Descripción Valor Consumo anual 7.119 GWh/año	
<b>Parque solar FV-28MW</b> Datos técnicos Valor Datos económicos Euros Potencia total 28 MW Inversión 36.400.000 Producción total 53 GWh Gastos fijos-Año 1 560.000 Excedente 0 GWh Gastos variables-Año 1 4.208.373 Nº horas equivalentes 1.879 h			<b>Grupo Diesel GD-23,2 MW</b> Descripción Valor Datos económicos Euros Potencia total 510 MW Inversión 509.630.000 Producción total 420 GWh Gastos fijos-Año 1 17.582.235 Nº horas equivalentes 823 h Gastos variables-Año 1 2.826.460 Factor de utilización 9 % Gastos de combustible-Año 1 86.027.732 Con. Combust. Año 1 153.621 Tn/año Emisiones de CO2 488.514,62		<b>Pérdidas</b> Pérdidas de transporte 211 GWh/año Pérdidas de transporte 5,55 %					
<b>Ciclo Combinado CCL-210 MW</b> Datos técnicos Valor Datos económicos Euros Potencia total 420 MW Inversión 399.000.000 Producción total 3.051 GWh Gastos fijos-Año 1 8.610.000 Nº horas equivalentes 7.265 h Gastos variables-Año 1 11.795.800 Factor de utilización 83 % Gastos de combustible-Año 1 42.1867.463 Con. Combust. Año 1 577.901 Tn/año Emisiones de CO2 1.785.713										

Figura 7.18. Resumen del sistema energético. Análisis técnico y económico (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

PARQUES EÓLICOS	Potencia Instalada (kW)	Producción (kWh)	HorasEquiv Maxima	HorasFunc	HorasEquiv	ConsEspecif (kg/kWh)	Inversión-Año 0 (€)	GastoFijo-Año 1 (€)	GastoVariable-Año 1 (€)	GastoComb-Año1 (€)	GastoEspComb/€ (€/kWh)
AG-2,0MW	56.000	274.154.852	4.896	7.740	4.896	0	67.200.000	493.920	2.741.549	0	0
PARQUES SOLARES	Potencia Instalada (kW)	Producción (kWh)	HorasEquivMaxima	HorasFunc	HorasEquiv	ConsEspecif (kg/kWh)	Inversión-Año 0 (€)	GastoFijo-Año 1 (€)	GastoVariable-Año 1 (€)	GastoComb-Año1 (€)	GastoEspComb/€ (€/kWh)
FV-28MW	28.000	52.604.657	1.879	4.377	1.879	0	36.400.000	560.000	4.208.373	0	0
TERMICA	Potencia Instalada (kW)	Producción (kWh)	Consumo (kg)	HorasFunc	HorasEquiv	ConsEspecif (kg/kWh)	Inversión-Año 0 (€)	GastoFijo-Año 1 (€)	GastoVariable-Año 1 (€)	GastoComb-Año1 (€)	GastoEspComb/€ (€/kWh)
CC1-210MW	210.000	1.525.935.806	289.023.676	8.423	7.266	0	199.500.000	4.305.000	5.896.800	210.987.283	0
CC2-210MW	210.000	1.525.162.681	288.876.959	8.423	7.263	0	199.500.000	4.305.000	5.896.800	210.880.180	0
GD-23,2 MW_1	23.165	70.639.657	25.715.989	6.557	3.049	0	23.165.000	799.193	458.990	14.400.954	0
GD-23,2 MW_2	23.165	64.390.892	23.553.524	6.161	2.780	0	23.165.000	799.193	431.270	13.189.973	0
GD-23,2 MW_3	23.165	58.639.842	21.483.867	5.657	2.531	0	23.165.000	799.193	395.990	12.030.966	0
GD-23,2 MW_4	23.165	53.630.996	19.649.636	5.177	2.315	0	23.165.000	799.193	362.390	11.003.796	0
GD-23,2 MW_5	23.165	47.182.796	17.279.386	4.541	2.037	0	23.165.000	799.193	317.870	9.676.456	0
GD-23,2 MW_6	23.165	37.975.005	13.894.546	3.638	1.639	0	23.165.000	799.193	254.660	7.780.946	0
GD-23,2 MW_7	23.165	27.173.804	9.940.031	2.604	1.173	0	23.165.000	799.193	182.280	5.566.417	0
GD-23,2 MW_8	23.165	18.020.162	6.597.550	1.739	778	0	23.165.000	799.193	121.730	3.694.628	0
GD-23,2 MW_9	23.165	11.620.467	4.262.124	1.134	502	0	23.165.000	799.193	79.380	2.386.790	0
GD-23,2 MW_10	23.165	8.142.130	2.996.636	813	351	0	23.165.000	799.193	56.910	1.678.116	0
GD-23,2 MW_11	23.165	5.562.585	2.059.350	576	240	0	23.165.000	799.193	40.320	1.153.236	0
GD-23,2 MW_12	23.165	4.212.306	1.565.592	446	182	0	23.165.000	799.193	31.220	876.731	0
GD-23,2 MW_13	23.165	3.530.027	1.314.907	378	152	0	23.165.000	799.193	26.460	736.348	0
GD-23,2 MW_14	23.165	3.170.502	1.182.378	342	137	0	23.165.000	799.193	23.940	662.311	0
GD-23,2 MW_15	23.165	2.399.894	895.103	259	104	0	23.165.000	799.193	18.130	501.257	0
GD-23,2 MW_16	23.165	1.547.422	577.151	167	67	0	23.165.000	799.193	11.690	323.205	0
GD-23,2 MW_17	23.165	917.334	342.143	99	40	0	23.165.000	799.193	6.930	191.600	0
GD-23,2 MW_18	23.165	528.162	196.992	57	23	0	23.165.000	799.193	3.990	110.315	0
GD-23,2 MW_19	23.165	213.118	79.488	23	9	0	23.165.000	799.193	1.610	44.513	0

Figura 7.19. Resumen detallado de equipos de generación eléctrica (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

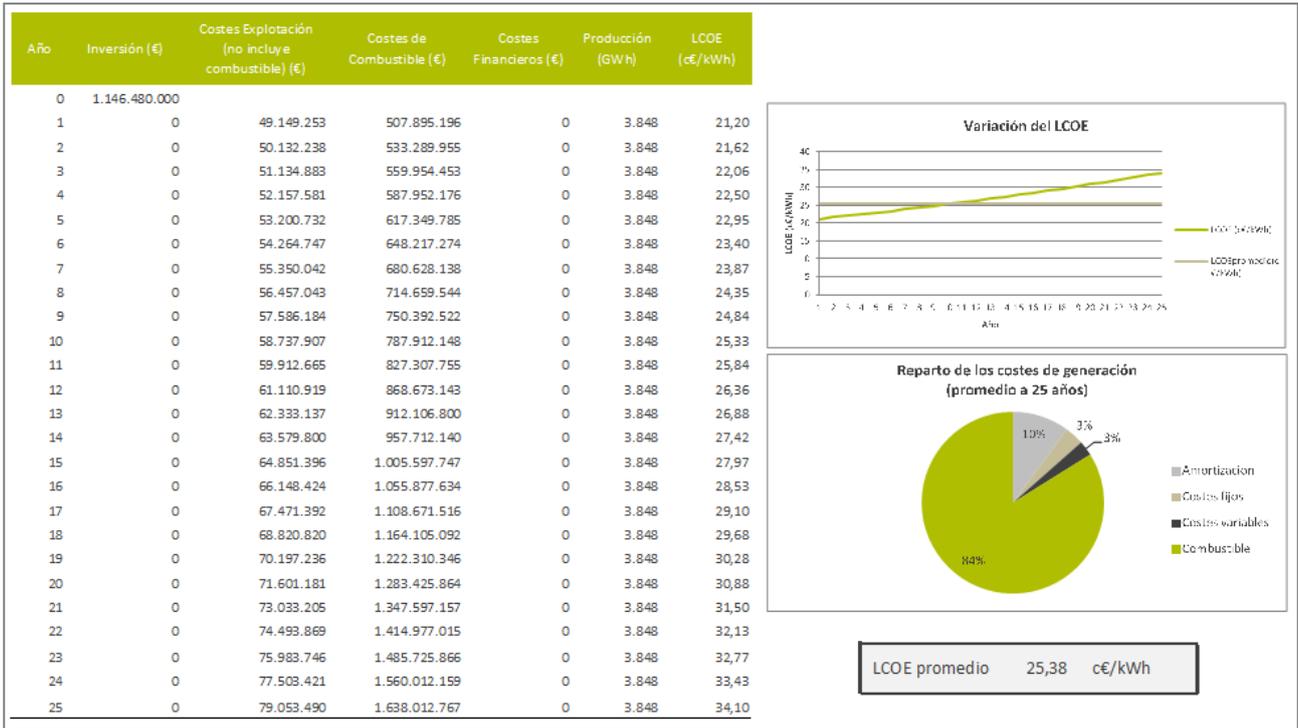


Figura 7.20. Resumen detallado de datos económicos del sistema eléctrico (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

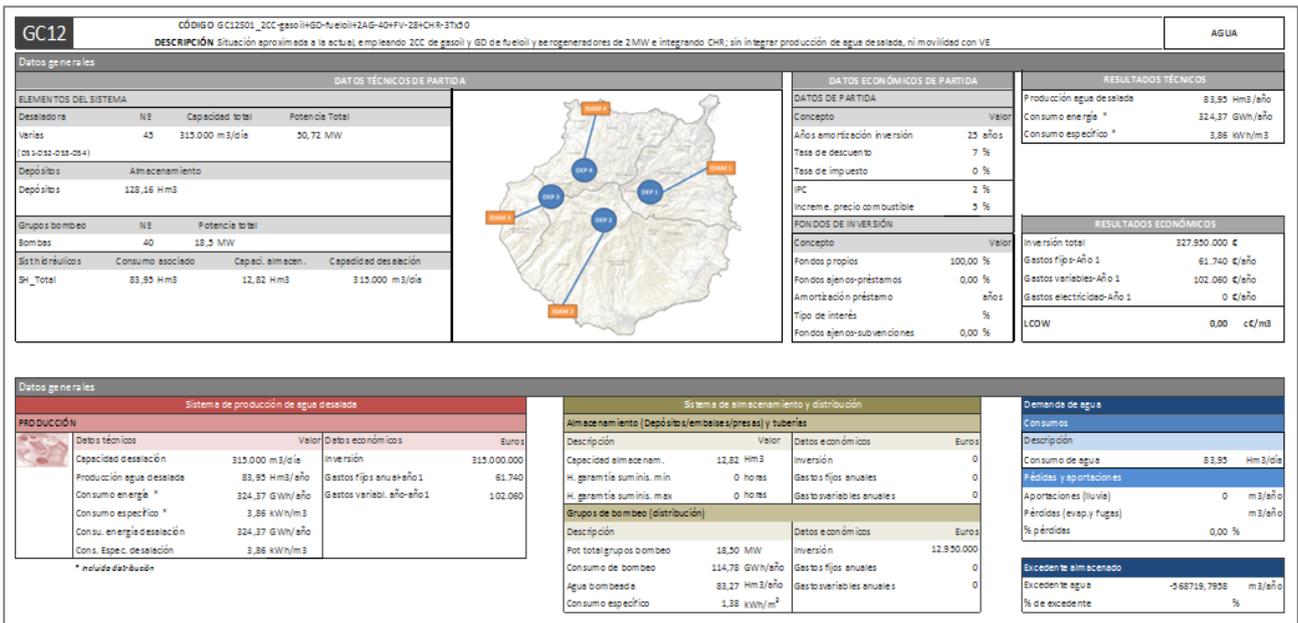


Figura 7.21. Resumen del sistema hidráulico. Análisis técnico y económico (Ejemplo)  
Elaboración propia-SOWES

## 7.5 RESULTADOS GLOBALES DEL SOWES

Como conclusión final genérica con la aplicación del SOWES se pasa de un modelo de generación de energía eléctrica, agua desalada y de transporte interior con elevados costes debido en gran parte a la baja penetración de energía renovable dentro del sistema eléctrico a otro modelo en el que los costes son mucho menores debido sobre todo a la sustitución de energías fósiles por energías renovables.

La figura muestra un sistema energético convencional, antes de aplicar los resultados del SOWES.

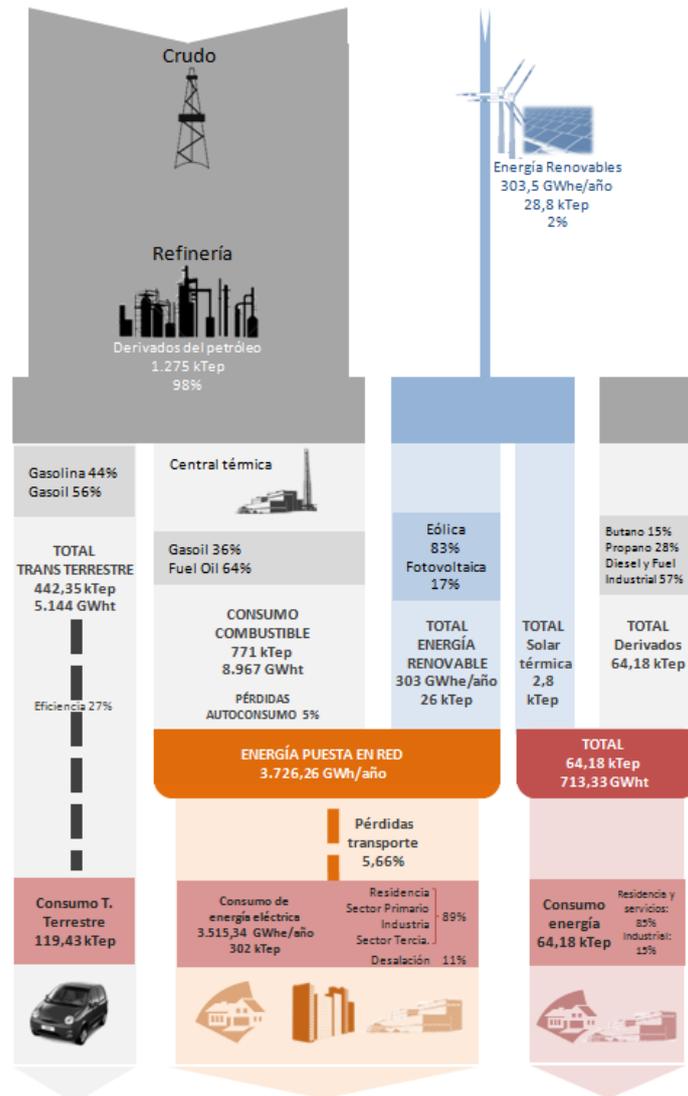


Figura 7.22. Balance 2012. Consumo interno de Canarias  
Elaboración propia. Fuente: SOWES

La figura siguiente muestra los resultados del nuevo modelo energético resultante de la aplicación del SOWES, en el cual:

- Se ha incrementado la penetración de renovables en el sistema de generación de energía eléctrica pero sólo hasta conseguir el mínimo coste de generación de energía eléctrica, garantizando el suministro y la estabilidad de la red.

- Sobre ese sistema de generación de alta penetración de renovables se implementa el servicio de interrumpibilidad de las plantas desaladoras, de tal forma que su producción se haga coincidir con los días de mayor generación renovable, garantizando siempre el suministro, convirtiéndose en una demanda gestionable.
- Sobre ese sistema de generación de alta penetración de renovables, se implementa el uso del vehículo eléctrico, consiguiendo reducir sustancialmente el consumo de combustible asociado a transporte interior y los costes de movilidad.

Con todo ello se consigue reducir sustancialmente los costes de generación de energía eléctrica, de agua y de movilidad, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero e incrementar el nivel de autosuficiencia energética de tal forma que el sistema se blindo frente a previsibles incrementos del precio del combustible o incluso de posibles cortes de suministro.

## 8 METODOLOGÍA DE TRABAJO EMPLEADA PARA EL DESARROLLO DE ESTE ESTUDIO

La metodología que se va a emplear para el desarrollo de este trabajo consta de las siguientes fases:

1. Análisis en profundidad del sistema energético actual de Gran Canaria para la generación de electricidad, producción y almacenamiento de agua y transporte interior, desde los puntos de vista técnico, económico y medioambiental. Los resultados de este análisis ya se han expuesto en apartados anteriores.
2. Simulación del sistema de generación de energía eléctrica actual y comparación con el real, con la finalidad de validar el programa de simulación y los datos de partida introducidos. Se ha escogido como año de referencia el 2014 (último del que se tienen datos oficiales).
3. Simulación del sistema de generación eléctrico más probable a corto plazo en función de la previsión de la evolución de la demanda de energía eléctrica y la incorporación de nuevos parques eólicos, instalaciones fotovoltaicas y equipos de generación térmicos. Se ha escogido como año de referencia el 2018.
4. Simulación del sistema de generación eléctrico óptimo a medio/largo plazo en función de la evolución de la demanda de electricidad, considerando una remodelación completa del parque de generación eléctrico actual, seleccionando las tecnologías de generación y de almacenamiento energético existentes en el mercado más adecuadas (nuevos equipos de generación térmicos, eólicos, solares fotovoltaicos,...) para admitir una alta penetración de energías renovables. Para ello se ha seleccionado el año 2038 en el cual el valor residual de la actual plante energética es cero o próxima a cero.
5. Integración en el sistema óptimo anterior la gestión eficiente de la producción (y almacenamiento) de agua de acuerdo a la evolución de la demanda, considerándola en un porcentaje como demanda gestionable, con el objetivo de incrementar aún más la penetración de energías renovables en el sistema eléctrico. Ello incluye la redefinición del propio sistema de producción de agua potable.
6. Integración en el sistema óptimo anterior de la recarga eficiente de vehículos eléctricos dentro del sistema eléctrico, considerándola en un porcentaje como demanda gestionable, con el objetivo de incrementar aún más la penetración de energías renovables en el sistema eléctrico.
7. Simulación a medio/largo plazo del sistema integrado óptimo de generación de electricidad, de agua potable y de movilidad mediante vehículos eléctricos que maximice la penetración de las energías renovables, minimice los impactos medioambientales y minimice los costes de la electricidad, el agua y la movilidad.
8. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto que tendría sobre el sistema óptimo de generación de energía eléctrica, variaciones de las demandas estimadas, variaciones del precio del combustible, inclusión de los costes indirectos (externalidades), variaciones de las tasas de rentabilidad,...
9. Evaluación de nuevas alternativas si fuese necesario tras analizar los resultados obtenidos. Se contemplará en fases posteriores.

## 9 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2014

### 9.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se expondrán los datos de partida empleados y los resultados obtenidos de la simulación del sistema de generación de energía eléctrica del año que se ha tomado como referencia, el año 2014. Con ello se valida el programa de simulación empleado y permite el ajuste de algunos de sus datos.

A continuación se detallan los datos de partida que se han empleado para efectuar las simulaciones del sistema energético en Gran Canaria en el año 2014, habiéndose tenido en cuenta:

- El sistema de generación de energía eléctrica en el año 2014: Centrales Térmicas, Parques Eólicos y Parques Solares Fotovoltaicos.
- La demanda horaria de energía eléctrica en el año 2014.
- El marco regulatorio, normativo y económico, que establece las consignas de operación de los diferentes equipos de generación y los costes de generación remunerados.

### 9.2 DATOS DE PARTIDA. TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

#### 9.2.1 EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2014

##### PARQUES EÓLICOS

En el año 2014 existían en Gran Canaria un total de 34 parques eólicos, con una potencia total instalada de 85,87 MW.

La imagen de la derecha muestra la ubicación en el territorio de estos parques según municipio, donde se aprecia que el municipio con mayor potencia eólica instalada es Santa Lucía, con 32,77 MW.

En la tabla inferior, se detalla cada uno de estos parques eólicos.

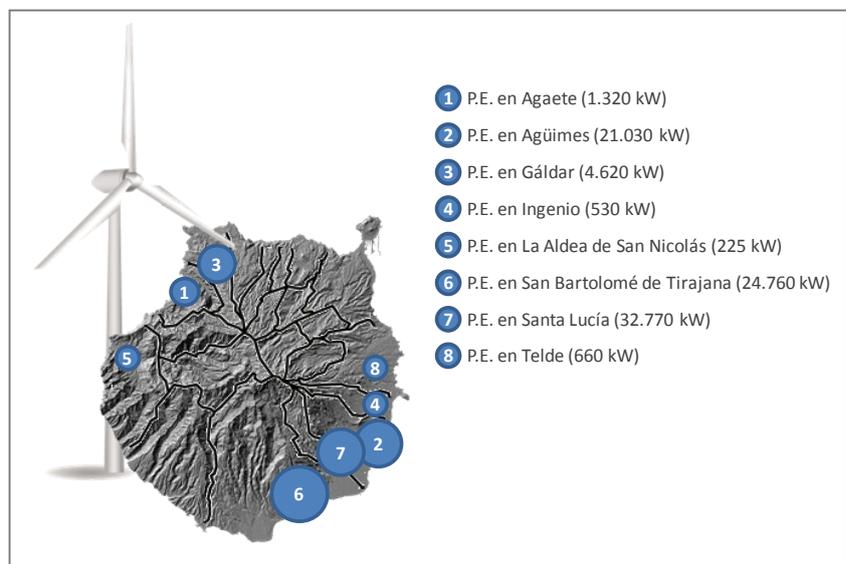


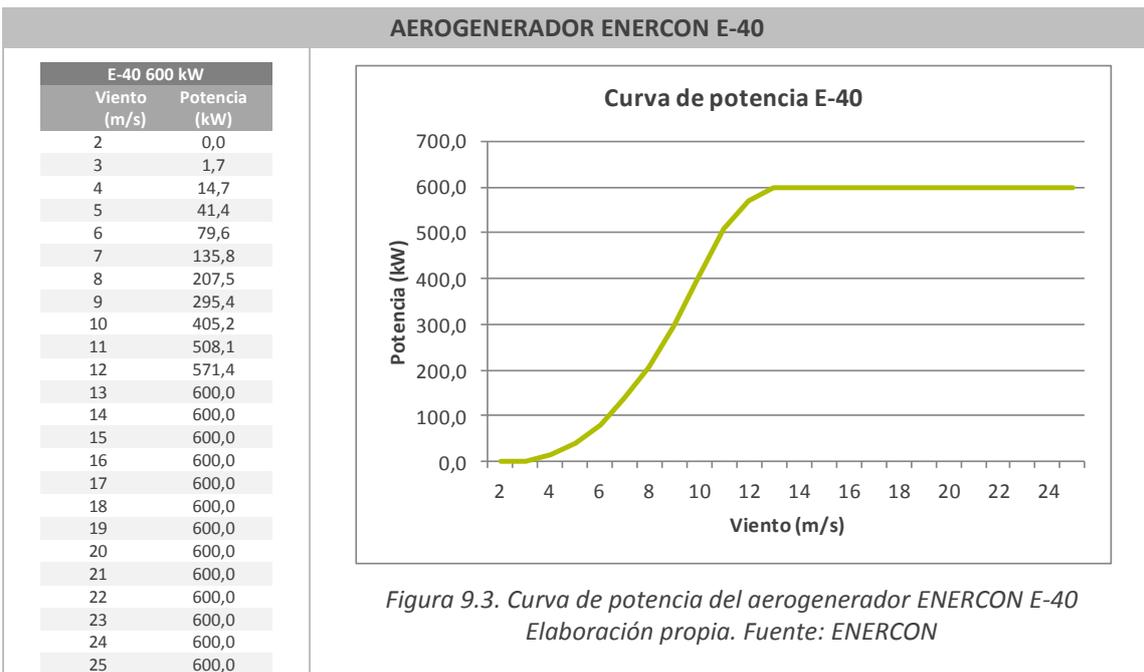
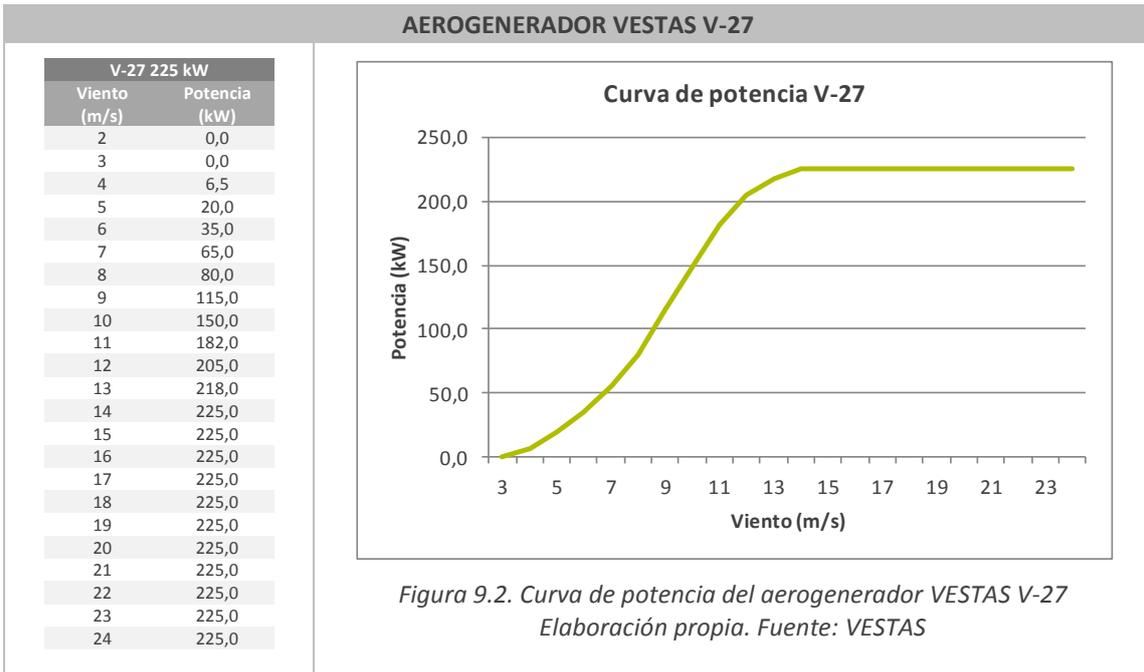
Figura 9.1. Localización de los parques eólicos actuales en GC.  
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

PARQUES EÓLICOS INSTALADOS EN GRAN CANARIA (2014)							
NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	FABRICANTE	NÚM.	POT. AERO. kW	POT P.E. kW	TIPO	MUNICIPIO	AÑO
P.E. Arinaga-GC01	VESTAS	4	90	360	VTR	AGÜIMES	1990
P.E. Arinaga-Depuradora	VESTAS	1	200	200	VTR	AGÜIMES	1991
Aerogenerador Fábrica ACSA	VESTAS	1	225	225	VTR	AGÜIMES	1992
Aerogenerador Pozo Piletas	VESTAS	1	225	225	VTR	AGÜIMES	1992
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	VESTAS	4	225	900	CA	AGÜIMES	1998/2002*
P.E. Lomo El Cabezo	ENERCON	3	600	1.800	VTR	AGÜIMES	1999
P.E. Montaña Francisco-Fase 1	VESTAS	5	225	1.125	VTR	AGÜIMES	2001
P.E. La Florida. Solaires Canarias	GAMESA	4	600	2.500	CA	AGÜIMES	2002
P.E. Carretera de Arinaga	VESTAS MADE	1 7/1	2.000 660/300	6.920	VTR	AGÜIMES	2002/2012**
P.E. Concasur	IZAR BONUS	1	600	600	CA	AGÜIMES	2004
P.E. Pesban, Arinaga	GAMESA	1	850	850	CA	AGÜIMES	2005
P.E. Seinco, Arinaga	VESTAS	1	100	100	CA	AGÜIMES	2008
Plataf. Ensayo Muelle Arinaga	GAMESA	1	5.000	5.000	I+D	AGÜIMES	2013
P.E. Comunidad Roque Aguayro	VESTAS	1	225	225	CA	AGÜIMES	2014
P.E. Tenefé	VESTAS	5	225	1.125	VTR	SANTA LUCÍA	1992
P.E. Santa Lucía	MADE	16	300	4.800	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. Bahía de Formas II	ENERCON	4	600	2.000	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. ITC Tenefé (CIEA)	ENERCON	2	230	460	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. Punta Tenefé Ampliación	VESTAS	1/1	230/225	455	VTR	SANTA LUCÍA	1999
P.E. Bahía de Formas III	ENERCON	10	600	5.000	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. Bahía de Formas IV	ENERCON	10	600	5.000	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. La Punta	ENERCON	11	500	5.500	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. La Gaviota	ECOTECNIA	11	630	6.930	VTR	SANTA LUCÍA	2001
P.E. Finca San Antonio	MADE	5	300	1.500	VTR	SANTA LUCÍA	1999
P.E. Barranco de Tirajana	MADE	7	180	1.260	VTR	S.B.TIRAJANA	1994
P.E. Llanos de Juan Grande	DESA	67	300	20.100	VTR	S.B.TIRAJANA	1996
P.E. Las Salinas del Matorral	GAMESA	3	850	2.550	CA	S.B.TIRAJANA	2008/2012***
P.E. La Florida- Juliano Bonny	GAMESA	1	850	850	CA	S.B.TIRAJANA	2011
P.E. Aguatona	VESTAS	2	100	200	VTR	INGENIO	1992
P.E. Lomo Ramirez. Muescanarias	ENERCON	1	330	330	CA	INGENIO	2008
P.E. C. de Control Canarias AENA	MADE	1	660	660	CA	TELDE	2003
P.E. Montaña Pelada	MADE	7	660	4.620	CA	GALDAR	2001
P.E. Cueva Blanca	MADE	4	330	1.320	VTR	AGAETE	1997
P.E. Aerogenerador La Aldea	VESTAS	1	225	225	VTR	LA ALDEA S.N.	1996
<b>TOTAL</b>				<b>85.865</b>			

(\*) Inicialmente existían 2 aerogeneradores. En 2002 hubo una ampliación del parque eólico instalándose dos aerogeneradores más.  
 (\*\*) Sustitución de dos aerogeneradores Made de 300 kW y un aerogenerador Made de 660 kW por un aerogenerador Enercon de 2.000 KW manteniendo el resto de aerogeneradores existentes. Repotenciación del parque de 6.180 a 6.920 kW.  
 (\*\*\*) Se instala un aerogenerador Gamesa de 850 kW. Repotenciación del parque de 1.700 kW a 2.550 kW.

Tabla 9.1. Parques eólicos instalados en Gran Canaria  
 Fuente: Anuario Energético de Canarias 2014

A continuación se presentan las curvas de potencia de los aerogeneradores más representativos del total del Parque eólico de Gran Canaria:



### AEROGENERADOR ENERCO E-70

E-70 2.310 kW	
Viento (m/s)	Potencia (kW)
1	0,0
2	2,0
3	18,0
4	56,0
5	127,0
6	240,0
7	400,0
8	626,0
9	892,0
10	1.223,0
11	1.590,0
12	1.900,0
13	2.080,0
14	2.230,0
15	2.300,0
16	2.310,0
17	2.310,0
18	2.310,0
19	2.310,0
20	2.310,0
21	2.310,0
22	2.310,0
23	2.310,0
24	2.310,0
25	2.310,0

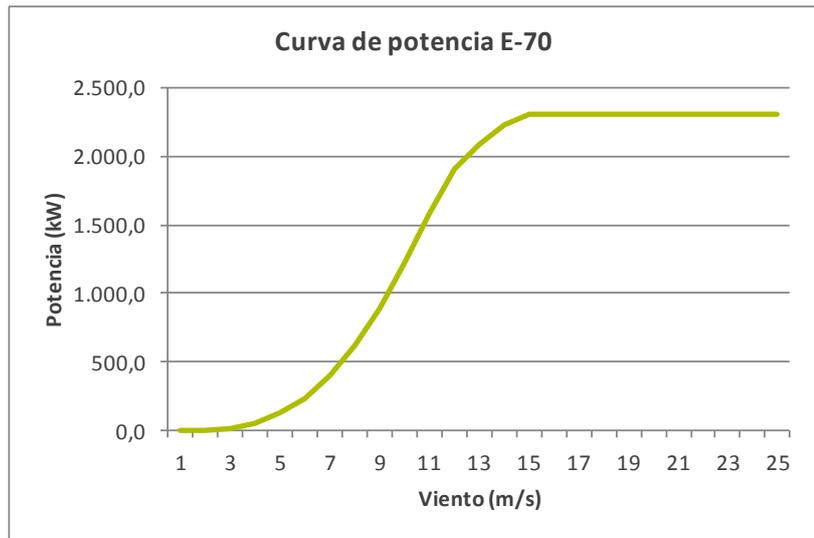


Figura 9.4. Curva de potencia del aerogenerador ENERCON E-70  
Elaboración propia. Fuente: ENERCON

### AEROGENERADOR GAMESA G-52

G-52 850 kW	
Viento (m/s)	Potencia (kW)
3	0,0
4	27,9
5	65,2
6	123,1
7	203,0
8	307,0
9	435,3
10	564,5
11	684,6
12	779,9
13	840,6
14	848,0
15	849,0
16	850,0
17	850,0
18	850,0
19	850,0
20	850,0
21	850,0
22	850,0
23	850,0
24	850,0
25	850,0
26	821,6
27	793,2
28	764,8

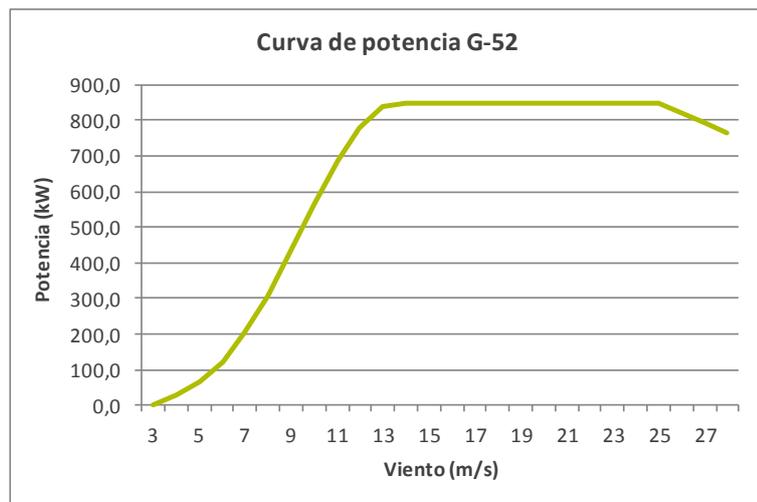
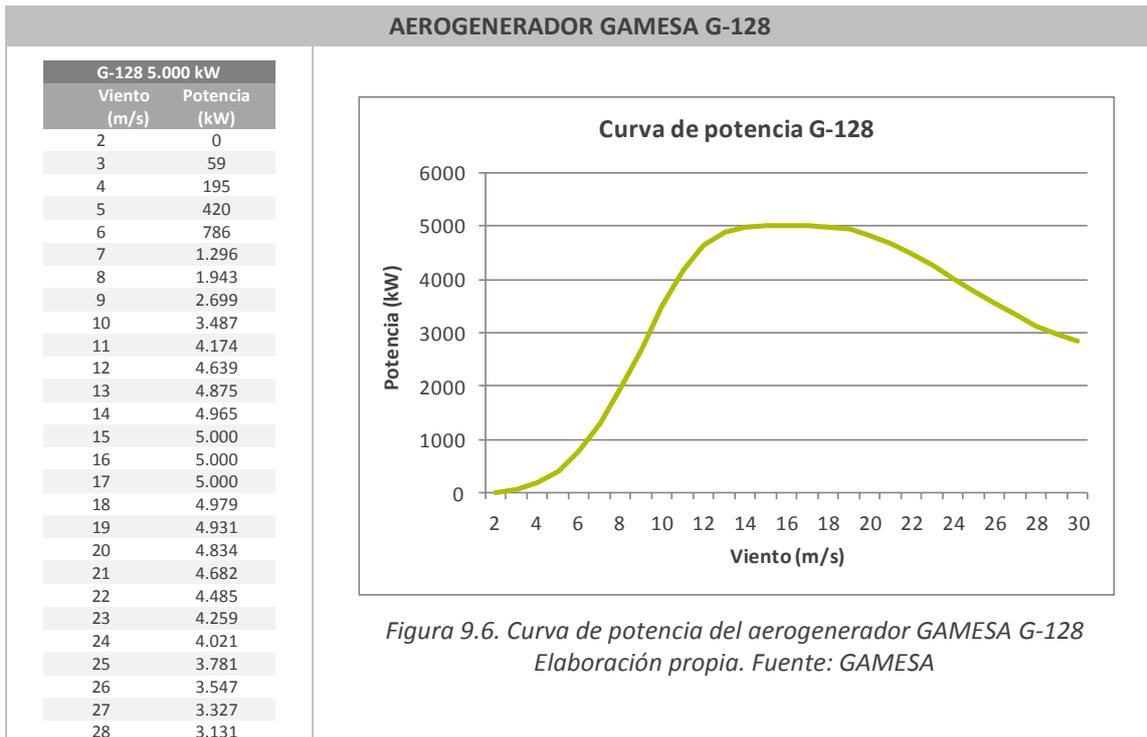


Figura 9.5. Curva de potencia del aerogenerador GAMESA G-52  
Elaboración propia. Fuente: GAMESA



### Datos de Viento empleados para la simulación

Para poder determinar la producción horaria de los nuevos parques eólicos que se pretenden instalar, se dispone de datos de viento diezminutales de varios años de la torre anemométrica ubicada en Pozo Izquierdo, cuyos datos han sido cedidos por el ITC. Por otro lado, se han realizado otras estimaciones de viento en base a datos recopilados a partir del recurso eólico del ITC (Estaciones anemométricas 1 y 3). A continuación se representa un resumen de estos datos de viento.

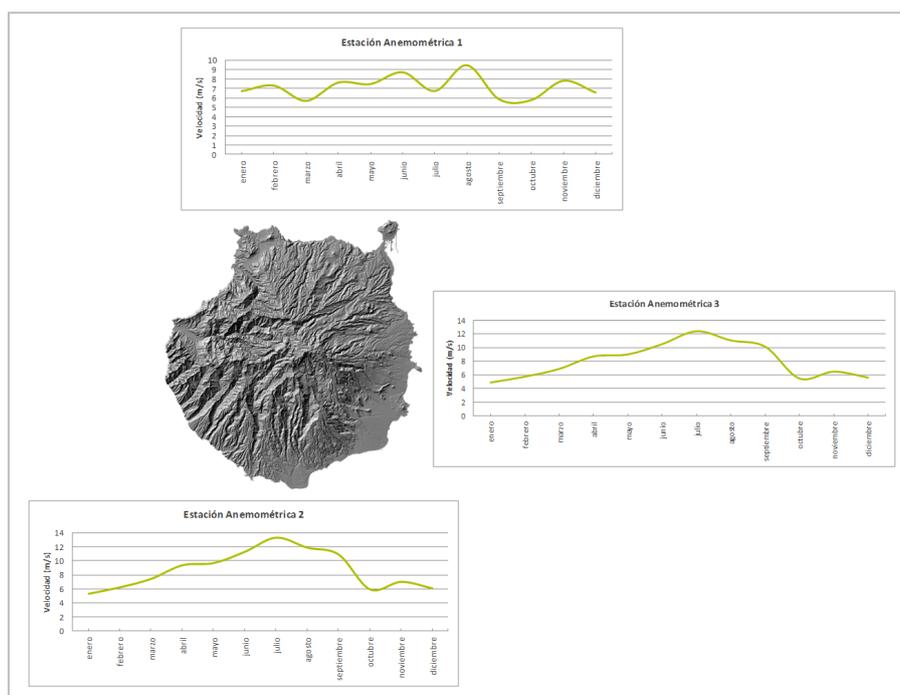


Figura 9.7. Curvas anuales de velocidad media de viento en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC.

En la siguiente tabla se representan las velocidades medias de viento a nivel mensual y anual de los diferentes anemómetros indicados en la anterior figura:

VELOCIDAD MEDIA DE VIENTO MENSUAL Y ANUAL 2014													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
Estación anemométrica 1	6,71	7,31	5,69	7,62	7,46	8,71	6,73	9,45	5,85	5,77	7,82	6,57	7,14
Estación anemométrica de Pozo Izquierdo	5,26	6,17	7,39	9,34	9,65	11,26	13,28	11,85	10,87	5,89	6,97	6,04	8,67
Estación anemométrica 3	4,92	5,77	6,91	8,73	9,02	10,53	12,42	11,07	10,16	5,51	6,51	5,64	8,10

Tabla 9.2. Datos de velocidad media de viento mensual y anual en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC.

## ■ INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

En el año 2008 se produce un incremento sustancial de la potencia instalada asociada a instalaciones fotovoltaicas, motivada por el incremento de la prima a la fotovoltaica en ese año. Para efectuar la simulación se ha considerado una única instalación representativa de todas ellas, considerando un rendimiento medio para dicha instalación, de tal forma que la producción obtenida sea igual a la generada en el año 2014.

EQUIPOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (SIT. AÑO 2014)				
Modelo	Potencia Instalada (kWp)	Rendimiento Instalación	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
Solar Fot. anterior a 2007	3.017,7	85%	2007	25
Solar Fotovoltaica 2008	20.673,5	85%	2008	25
Solar Fotovoltaica 2009	785,4	85%	2009	25
Solar Fotovoltaica 2010	5.705,3	85%	2010	25
Solar Fotovoltaica 2011	3.821,2	85%	2011	25
Solar Fotovoltaica 2012	5.007,6	85%	2012	25
Solar Fotovoltaica 2013	194,6	85%	2013	25
Solar Fotovoltaica 2014	85,60	85%	2014	25
<b>TOTAL TOTAL EN 2013</b>	<b>39.290,92</b>	<b>85%</b>		

Tabla 9.3. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación fotovoltaica empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

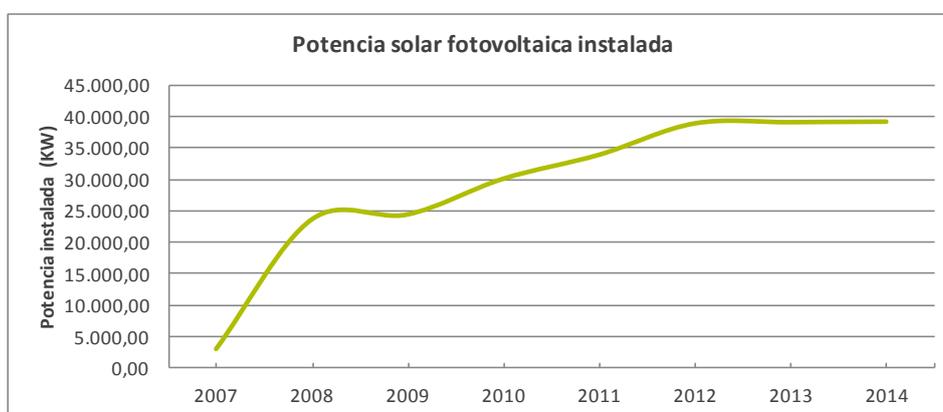


Figura 9.8. Evolución anual de la potencia fotovoltaica instalada en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

Radiación solar empleada para la simulación

Para poder determinar la producción horaria de las nuevas instalaciones solares fotovoltaicas que se pretenden instalar en la isla, se han recopilado datos horarios de radiación solar de la estación climatológica en Vecindario (zona 1), datos cedidos por el ITC y se han estimado los valores de la radiación solar de una segunda estación (zona 2).

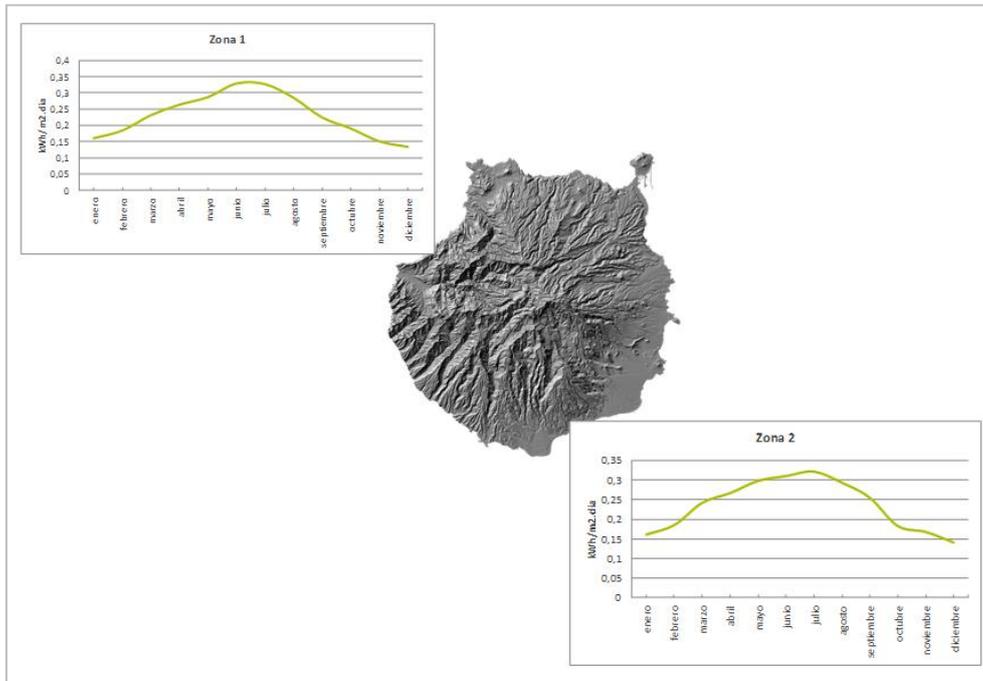


Figura 9.9. Datos de irradiación global media diaria en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC

En la siguiente tabla se representan la irradiación global media diaria a nivel mensual y a nivel anual de los diferentes emplazamientos indicados en la anterior figura:

IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA (kWh/m2.dia)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
Zona 1	0,16	0,18	0,23	0,26	0,29	0,33	0,33	0,29	0,22	0,19	0,15	0,13	0,23
Zona 2	0,16	0,19	0,24	0,27	0,30	0,31	0,32	0,29	0,26	0,18	0,17	0,14	0,24

Tabla 9.4. Datos de irradiación global media diaria en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC

## CENTRAL TÉRMICA

Para realizar las simulaciones se han empleado los equipos de generación térmica existentes en el año 2014 en la isla, tanto en la Central de Jinámar como en la de Barranco de Tirajana.

Las características técnicas y económicas de estos equipos de generación, se detallan a continuación:

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. AÑO 2014) - DATOS GENERALES								
CENTRAL	GRUPO TÉRMICO	NÚM.	POT. NETA UNIT. (kW)	POT. BRUTA UNIT. (kW)	POT. NETA TOTAL (kW)	POT. BRUTA TOTAL (kW)	AÑO ENTRADA	COMB. PRINCIPAL
Jinámar 8 y 9	Vapor 4 y 5	2	55.560	60.000	111.120	120.000	1.982-85	Fuel Oil BIA 0,73%
Jinámar 1, 2 y 3	Diesel 1,2 y 3	3	8.510	12.000	25.530	36.000	1.973-74	Fuel Oil BIA 0,73%
Jinámar 12 y 13	Diesel 4 y 5	2	20.510	24.000	41.020	48.000	1.990	Fuel Oil BIA 0,73%
Jinámar 7	Gas 1	1	17.640	23.450	17.640	23.450	1.981	Gasoil
Jinámar 10 y 11	Gas 2 y 3	2	32.340	37.500	64.680	75.000	1.989	Gasoil
<b>JINÁMAR</b>		<b>10</b>	-	-	<b>259.990</b>	<b>302.450</b>	-	-
Barranco Tirajana 3 y 4	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000	1.996	Fuel Oil BIA 1%
Barranco Tirajana 1 y 2	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000	1.992	Gasoil
Barranco Tirajana 5 y 6	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000	2.003	Gasoil
Barranco Tirajana 7	Vapor 3 (CC1)	1	74.100	79.650	74.100	79.650	2.004	Fuel Oil BIA 1%
Barranco Tirajana 8 y 9	Gas 5 y 6 (CC2)	2	75.000	75.500	150.000	151.000	2.006	Gasoil
Barranco Tirajana 10	Vapor 4 (CC2)	1	77.000	82.500	77.000	82.500	2.008	Fuel Oil BIA 1%
<b>BARRANCO TIRAJANA</b>		<b>10</b>	-	-	<b>651.660</b>	<b>698.150</b>	-	-
<b>TOTAL GRAN CANARIA</b>		<b>20</b>	-	-	<b>911.650</b>	<b>1.000.600</b>	-	-

Tabla 9.5. Datos generales de los equipos de generación térmica empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Varias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. AÑO 2014) - DATOS TÉCNICOS								
CENTRAL	GRUPO TÉRMICO	POTENCIA NETA UNITARIA (kWe)	RENDIMIENTOS/CARGA *				CONSUMO ESPECÍFICO NETO (kJ/kWhe) CARGA 100%	HORAS DE DISPONIBILIDAD (AÑO NO BISIESTO)
			100%	80%	60%	40%		
Jinámar 8 y 9	Vapor 4 y 5	55.560	20%	19%	16%	13%	17.607	7.735
Jinámar 1, 2 y 3	Diesel 1,2 y 3	8.510	32%	31%	31%	30%	11.366	7.709
Jinámar 12 y 13	Diesel 4 y 5	20.510	36%	33%	29%	23%	10.075	7.709
Jinámar 7	Gas 1	17.640	16%	14%	12%	9%	23.144	7.709
Jinámar 10 y 11	Gas 2 y 3	32.340	15%	13%	11%	8%	23.814	7.709
Bco Tirajana 3 y 4	Vapor 1 y 2	74.240	35%	34%	32%	30%	10.313	7.849
Bco Tirajana 1 y 2	Gas 1 y 2	32.340	27%	25%	23%	19%	13.305	7.709
Bco Tirajana 5 y 6	Gas 3 y 4 (CC1)	68.700	45%	44%	39%	29%	11.898	8.050
Bco Tirajana 5+7	CC1 (Gas 3 + Vapor 3)	137.400	43%	45%	44%	36%	8.398	8.050
Bco Tirajana 5+6+7	CC1 (Gas 3 y 4 + Vapor 3)	206.100	45%	44%	39%	29%	7.995	8.050
Bco Tirajana 8 y 9	Gas 5 y 6 (CC2)	75.000	31%	29%	26%	22%	11.602	8.050
Bco Tirajana 8+10	CC2 (Gas 5 + Vapor 4)	152.000	43%	45%	44%	36%	8.398	8.050
Bco Tirajana 8+9+10	CC2 (Gas 5 y 6 + Vapor 4)	227.000	45%	44%	39%	29%	7.995	8.050

(\*) Rendimientos a efectos retributivos

Tabla 9.6. Datos técnicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Varias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIST. AÑO 2014)-DATOS GENERALES									
Denominación Central	Equipo	POTENCIA BRUTA (kW)	POTENCIA NETA (kW)	FECHA DE ENTRADA	VALOR BRUTO DE LA INVERSIÓN (€)	Inversión Específica NETA €/kW	Periodo Amortiz. (años)	Comb Principal	Horas Disp. (Año no bisiesto)
Bco Tirajana 1	Gas 1	37.500	32.340	01/07/1992	9.198.000	284,42	25	Gasoil	7.709
Bco Tirajana 2	Gas 2	37.500	32.340	01/05/1995	11.181.000	345,73	25	Gasoil	7.709
Bco Tirajana 3	Vapor 1	80.000	74.240	01/01/1996	143.557.000	1.933,69	25	Fuel Oil BIA 1%	7.849
Bco Tirajana 4	Vapor 2	80.000	74.240	01/06/1996	125.821.000	1.694,79	25	Fuel Oil BIA 1%	7.849
Bco Tirajana 5	Gas 3 (CC1)	75.000	68.700	19/07/2003	75.059.000	1.092,56	25	Gasoil	8.050
Bco Tirajana 6	Gas 4 (CC1)	75.000	68.700	21/08/2003	75.059.000	1.092,56	25	Gasoil	8.050
Bco Tirajana 7	Vapor 3 (CC1)	75.000	68.700	22/11/2004	75.059.000	1.092,56	25	Fuel Oil BIA 1%	8.050
Bco Tirajana 8	Gas 5 (CC2)	75.500	75.000	01/08/2006	75.846.050	1.011,28	25	Gasoil	8.050
Bco Tirajana 9	Gas 6 (CC2)	75.500	75.000	27/11/2006	75.846.050	1.011,28	25	Gasoil	8.050
Bco Tirajana 10	Vapor 4 (CC2)	82.500	77.000	18/06/2008	80.294.727	1.042,79	25	Fuel Oil BIA 1%	8.050
Jinámar 2	Diesel 1	12.000	8.510	01/02/1973	4.781.000	561,81	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Jinámar 3	Diesel 2	12.000	8.510	01/09/1973	4.158.000	488,60	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Jinámar 4	Diesel 3	12.000	8.510	01/02/1974	4.870.000	572,27	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Jinámar 7	Gas 1	23.450	17.640	01/05/1981	3.879.000	219,90	25	Gasoil	7.709
Jinámar 8	Vapor 4	60.000	55.560	01/08/1982	41.875.000	753,69	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.735
Jinámar 9	Vapor 5	60.000	55.560	01/11/1985	52.731.000	949,08	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.735
Jinámar 10	Gas 2	37.500	32.340	01/02/1989	8.502.000	262,89	25	Gasoil	7.709
Jinámar 11	Gas 3	37.500	32.340	01/05/1989	8.378.000	259,06	25	Gasoil	7.709
Jinámar 12	Diesel 4	24.000	20.510	01/06/1990	36.973.000	1.802,68	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Jinámar 13	Diesel 5	24.000	20.510	01/08/1990	39.198.000	1.911,17	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709

Tabla 9.7. Datos generales de los equipos de generación térmica empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Varias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. AÑO 2014) - DATOS ECONÓMICOS			
GRUPO TÉRMICO	GASTOS FIJOS		VALORES UNITARIOS O&M VARIABLES (€/MWh)
	RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN (€)	VALORES UNITARIOS O&M FIJOS (€/MW)	
CC1 (2TG+1TV)	14.438.806	37.829	18,49
Vapor 1_BT	4.745.405	22.131	5,12
Vapor 2_BT	4.351.207	22.131	5,12
Diesel 4	499.413	77.214	20,80
Diesel 5	575.148	77.214	20,80
Vapor 4	0	23.339	7,35
Vapor 5	0	23.339	7,35
Gas 1_BT	207.107	22.054	22,93
Gas 2_BT	381.555	22.054	22,93
Diesel 1	0	117.400	29,04
Diesel 2	0	117.400	29,04
Diesel 3	0	117.400	29,04
Gas 1	0	31.952	33,56
Gas 2	72.585	22.054	22,93
Gas 3	80.058	22.054	22,93
CC2 (2TG+1TV)	1.647.929	37.829	18,49

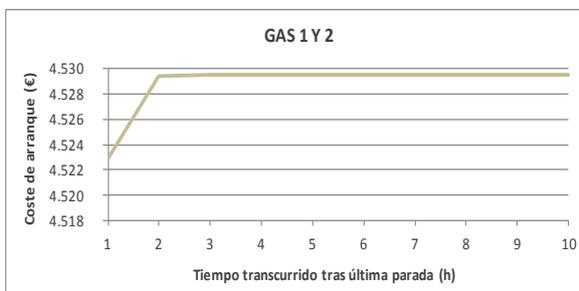
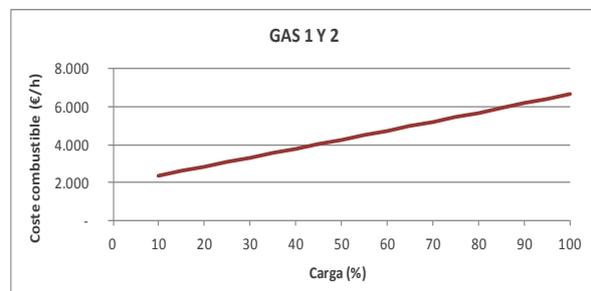
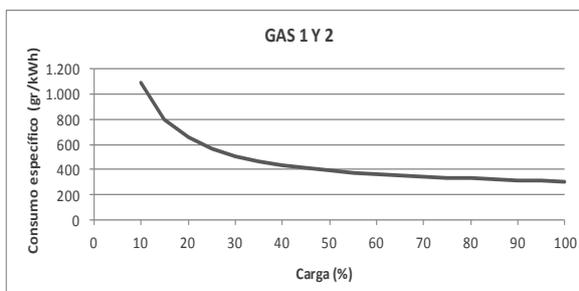
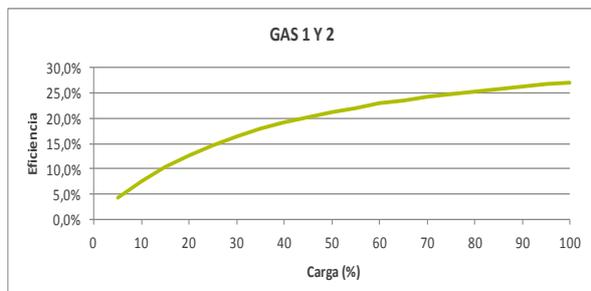
(\* Todos los datos económicos están basados en precios del año 2014)

Tabla 9.8. Datos económicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Varias

A continuación se presentan los datos técnicos y económicos detallados de los sistemas especificados en las tablas anteriores, las curvas de eficiencia y de consumo específico de cada uno de ellos, así como los costes asociados a consumo de combustible y los costes de arranque:

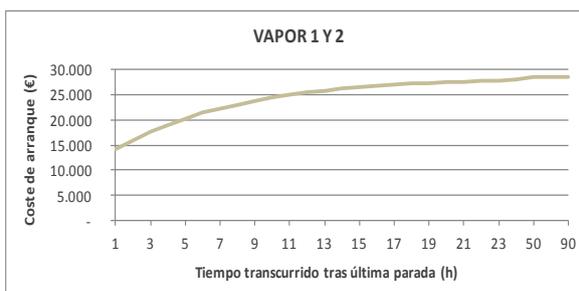
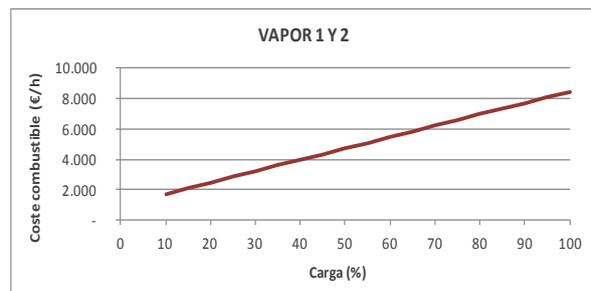
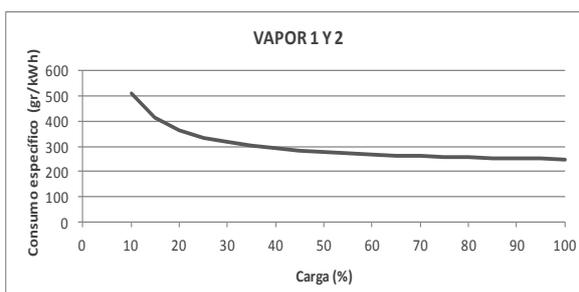
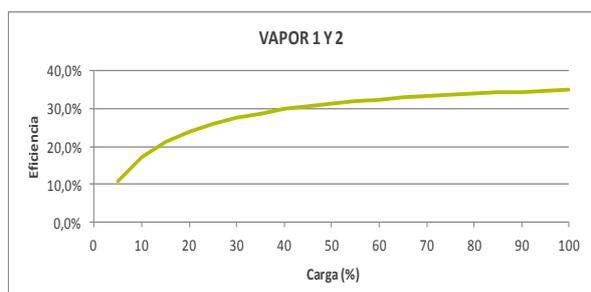
### GAS 1 y 2 (Barranco de Tirajana 1y 2)

Potencia bruta (MW)	37,5			
Potencia Neta (MW)	32,34			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	13.305	14.219	15.766	18.897
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	264	282	313	375
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	306	327	363	435
Rendimiento neto (%)	27%	25%	23%	19%



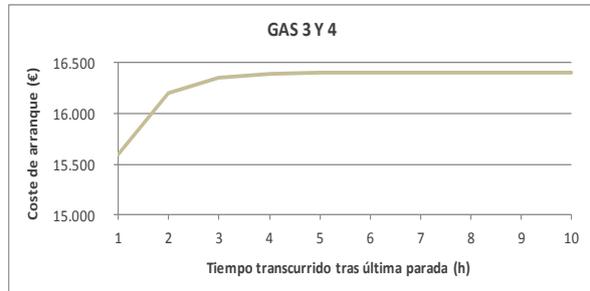
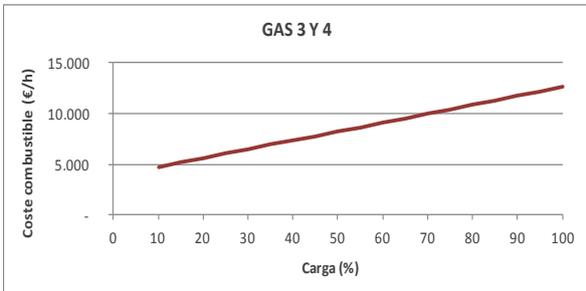
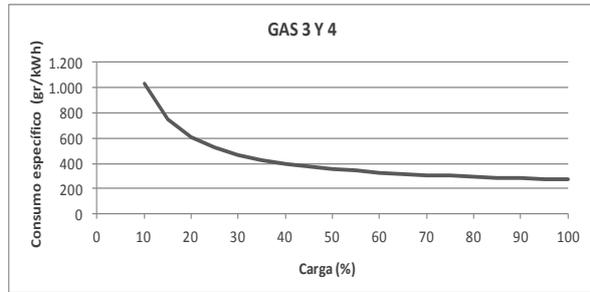
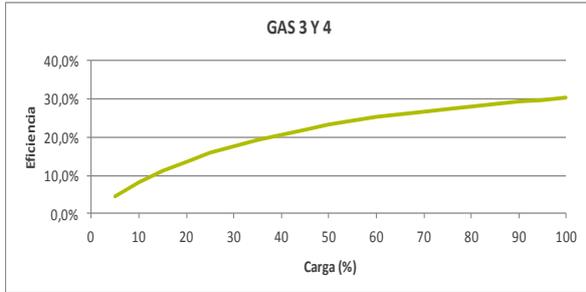
### VAPOR 1 Y 2 (Barranco de Tirajana 3 y 4)

Potencia bruta (MW)	80,00			
Potencia Neta (MW)	74,24			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	10.313	10.598	11.083	12.068
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	232	238	249	272
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	250	257	269	293
Rendimiento neto (%)	35%	34%	32%	30%



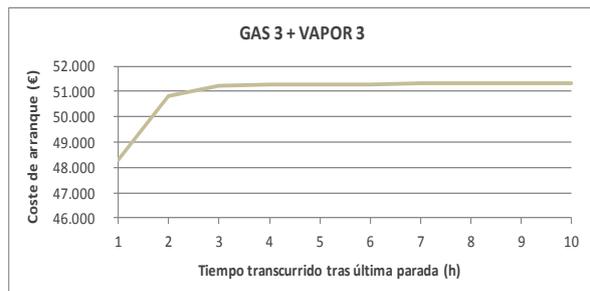
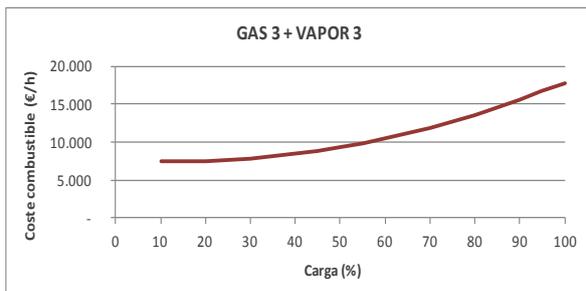
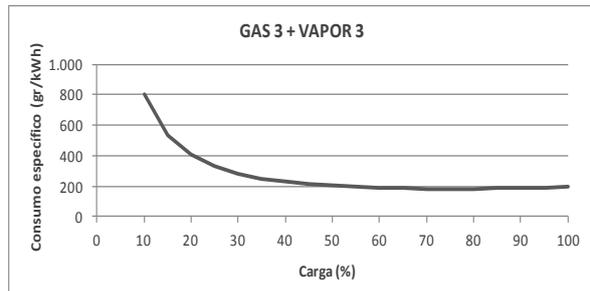
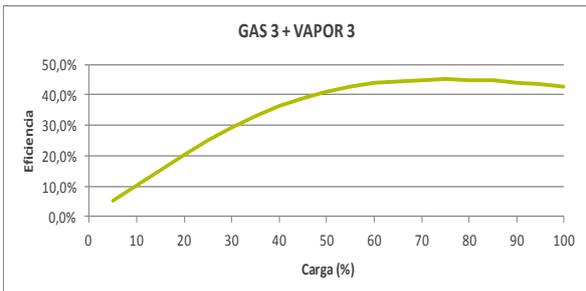
**GAS 3 Y 4 (Barranco de Tirajana 5 y 6)**

Potencia bruta (MW)	75,00			
Potencia Neta (MW)	68,70			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	11.898	12.788	14.292	17.331
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	251	270	301	366
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	274	294	329	399
Rendimiento neto (%)	30%	28%	25%	21%



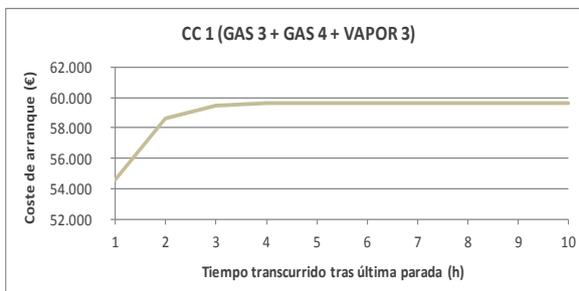
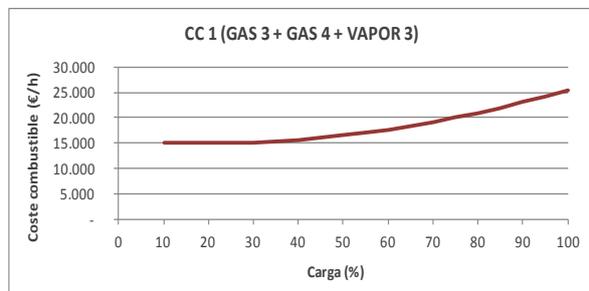
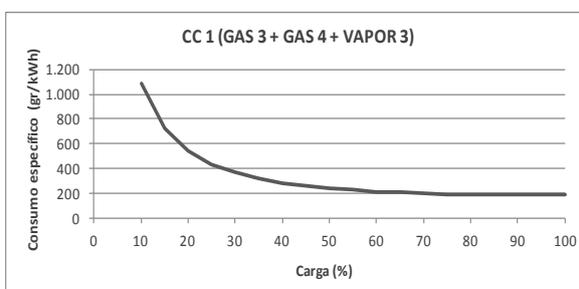
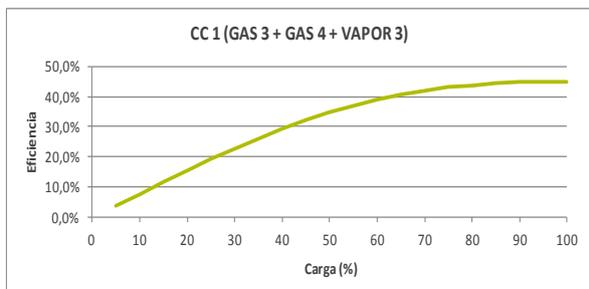
**GAS 3 Y VAPOR 3 (Barranco de Tirajana 5+7)**

Potencia bruta (MW)	150,00			
Potencia Neta (MW)	137,00			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	8.398	8.013	8.227	9.943
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	177	169	174	210
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	193	184	189	229
Rendimiento neto (%)	43%	45%	44%	36%



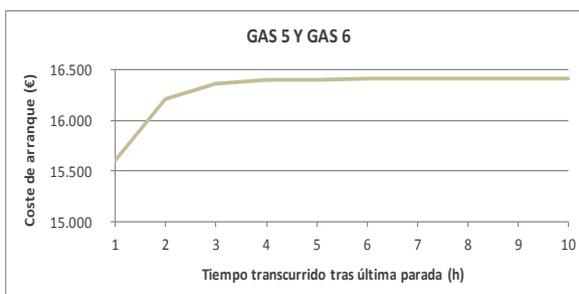
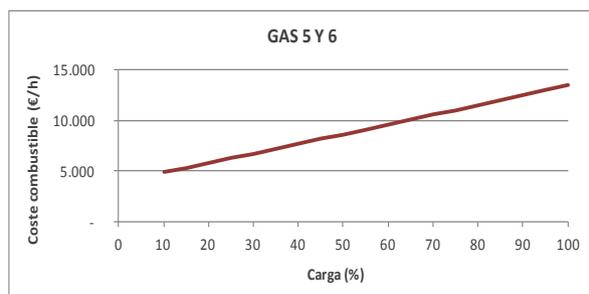
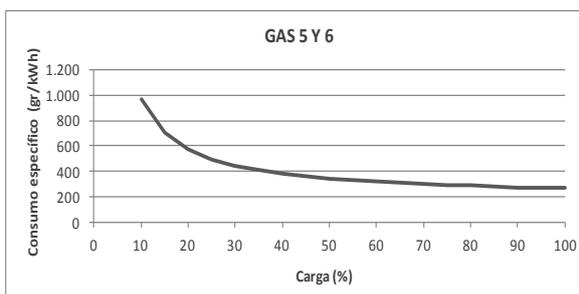
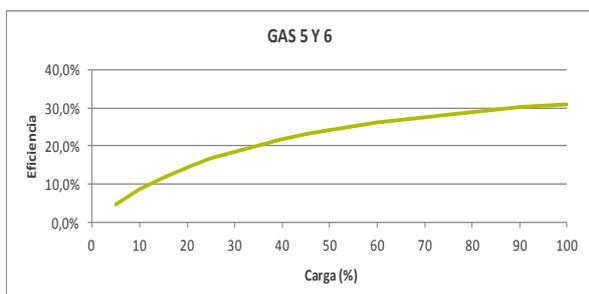
### CC1 (GAS 3 + GAS 4 + VAPOR)

Potencia bruta (MW)	225,00			
Potencia Neta (MW)	206,10			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	7.995	8.218	9.252	12.316
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	169	173	195	260
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	184	189	213	284
Rendimiento neto (%)	45%	44%	39%	29%



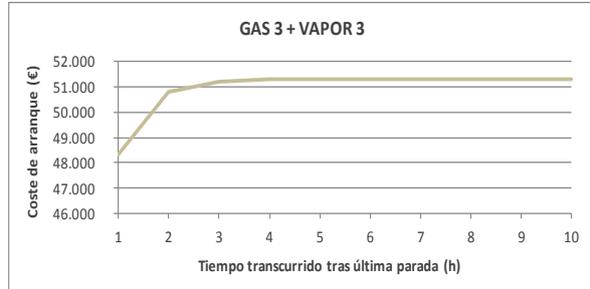
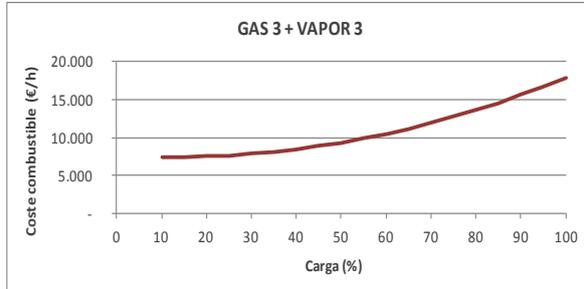
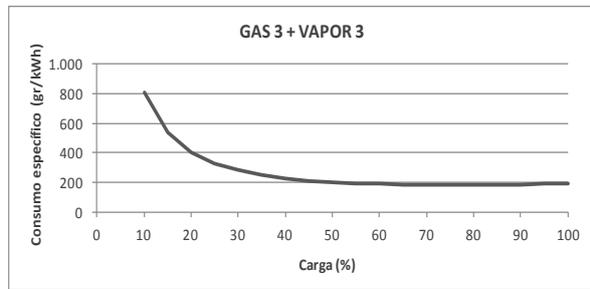
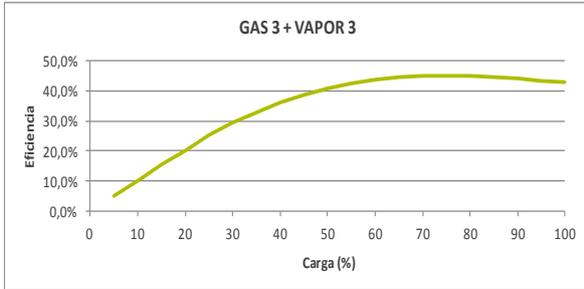
### GAS 5 Y 6 (Barranco de Tirajana 8 y 9)

Potencia bruta (MW)	75,50			
Potencia Neta (MW)	75,00			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	11.602	12.412	13.785	16.563
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	265	284	315	379
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	267	286	317	381
Rendimiento neto (%)	31%	29%	26%	22%



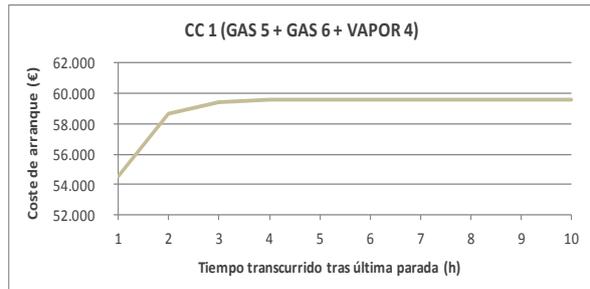
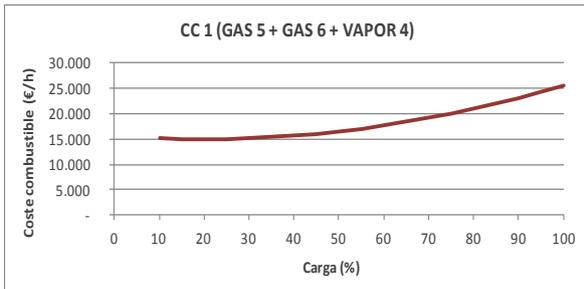
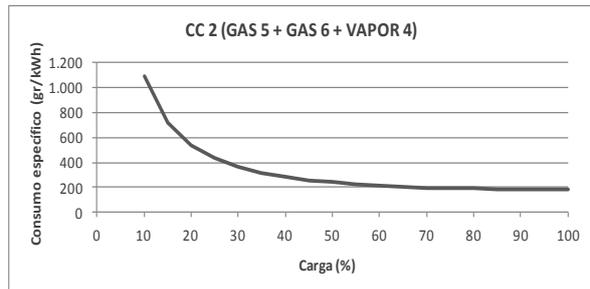
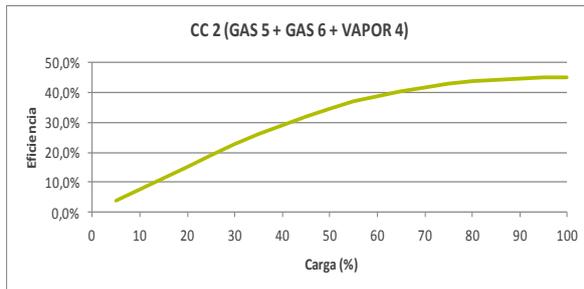
**GAS 5 + VAPOR 4**

Potencia bruta (MW)	158,00			
Potencia Neta (MW)	152,00			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	8.398	8.013	8.227	9.943
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	186	177	182	220
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	193	184	189	229
Rendimiento neto (%)	43%	45%	44%	36%



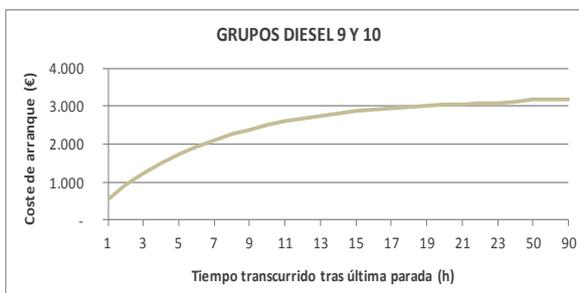
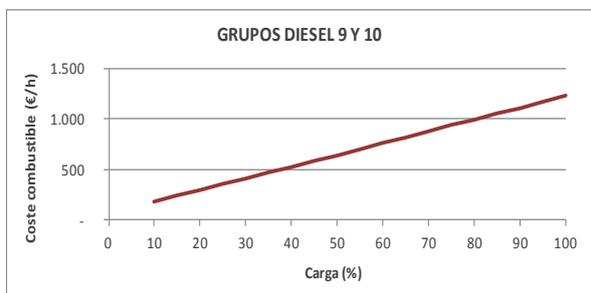
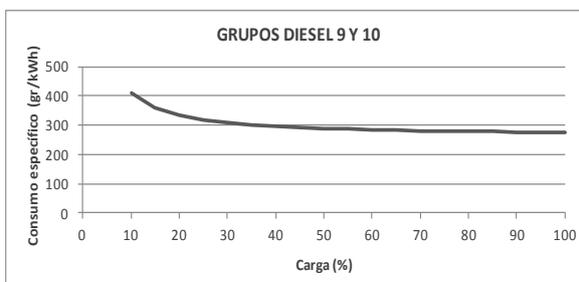
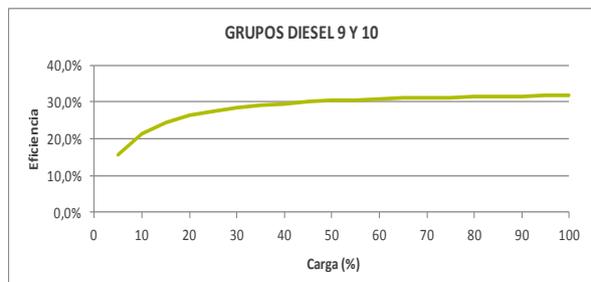
**CC2 (GAS 5 + GAS 6 + VAPOR) (Barranco de Tirajana 8+9+10)**

Potencia bruta (MW)	233,50			
Potencia Neta (MW)	227,00			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	7.995	8.218	9.252	12.316
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	179	184	207	276
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	184	189	213	284
Rendimiento neto (%)	45%	44%	39%	29%



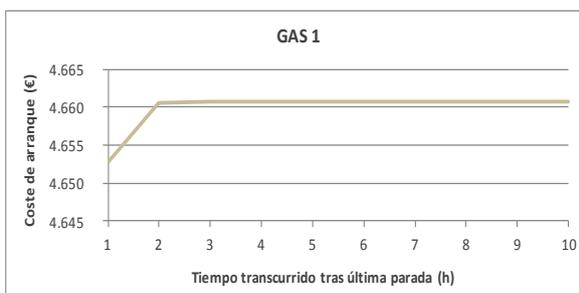
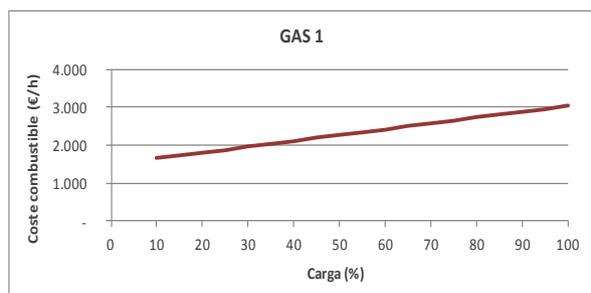
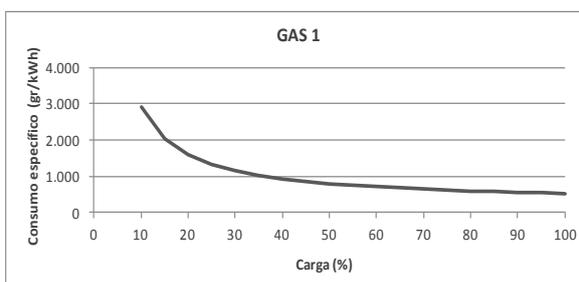
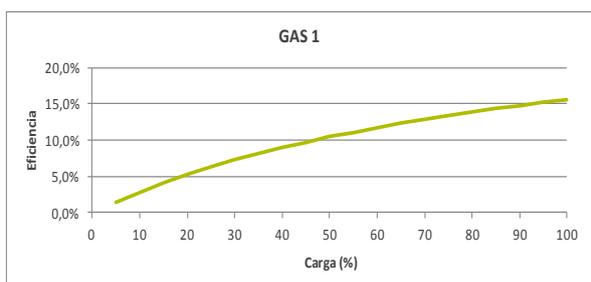
### GRUPO DIESEL 1, 2 y 3 (Jinámar 2, 3 y 4)

Potencia bruta (MW)	12,00			
Potencia Neta (MW)	8,51			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	11.366	11.480	11.700	12.184
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	195	197	201	210
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	276	278	284	295
Rendimiento neto (%)	32%	31%	31%	30%

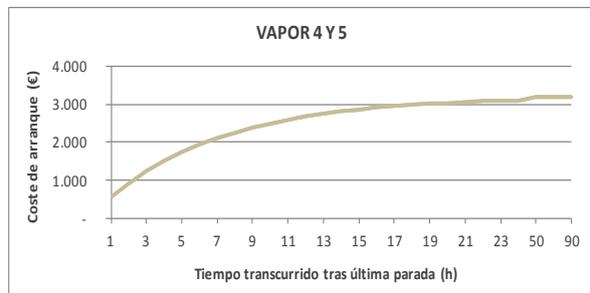
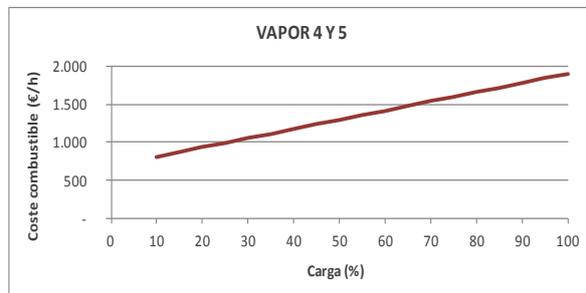
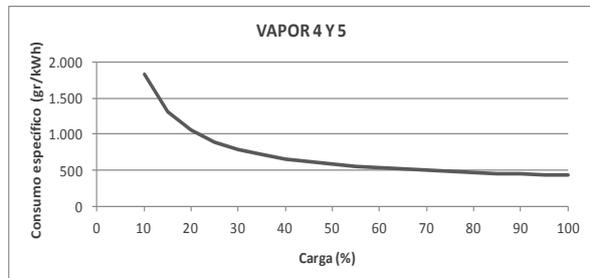
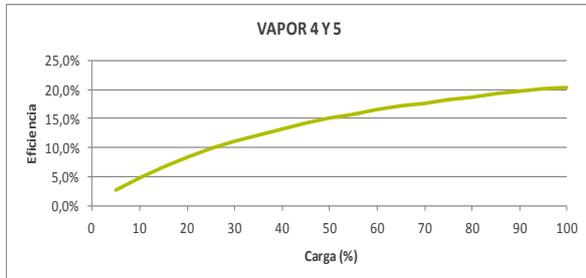


### GAS 1 (Jinámar 7)

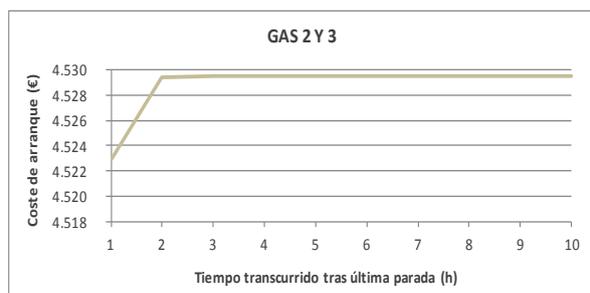
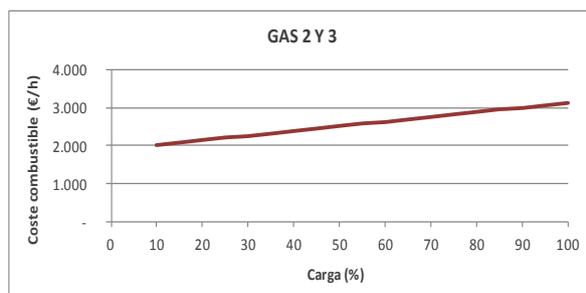
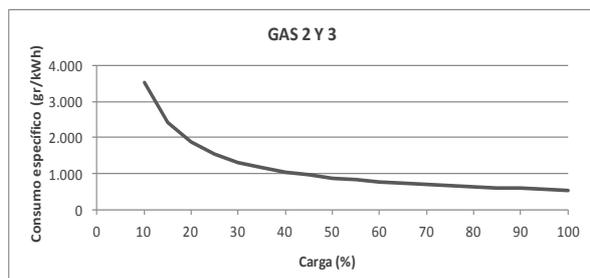
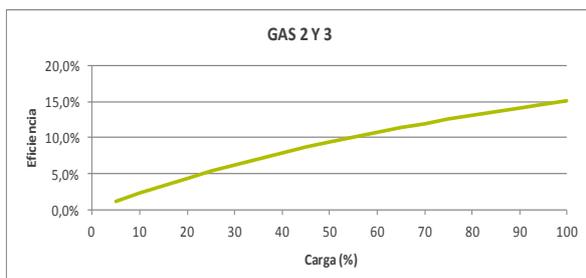
Potencia bruta (MW)	23,45			
Potencia Neta (MW)	17,64			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	23.144	25.963	30.691	40.193
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	401	450	532	696
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	533	598	707	925
Rendimiento neto (%)	16%	14%	12%	9%



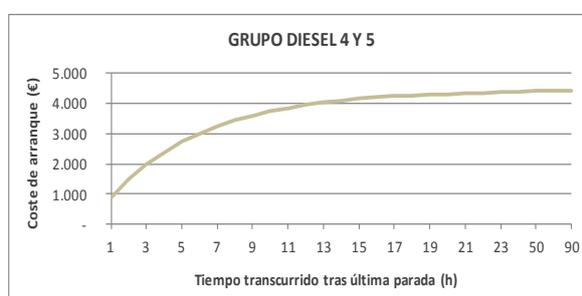
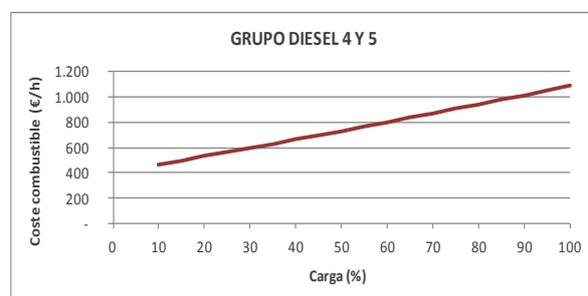
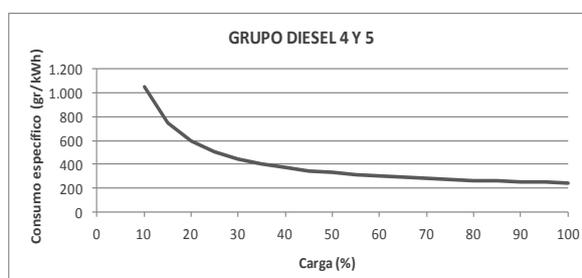
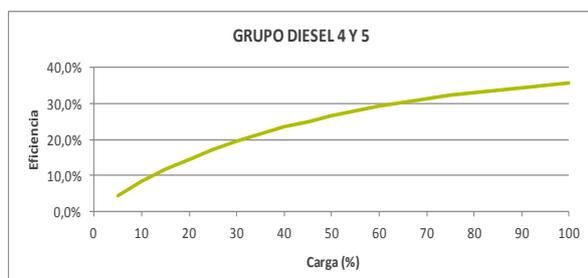
VAPOR 4 y 5 (Jinámar 8 y 9)				
Potencia bruta (MW)	60,00			
Potencia Neta (MW)	55,56			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	17.607	19.203	21.865	27.190
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	395	431	491	611
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	427	466	530	659
Rendimiento neto (%)	20%	19%	16%	13%



GAS 2 y 3 (Jinámar 10 y 11)				
Potencia bruta (MW)	37,50			
Potencia Neta (MW)	32,34			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	23.814	27.416	33.426	45.455
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	473	544	664	903
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	548	631	770	1.047
Rendimiento neto (%)	15%	13%	11%	8%



GRUPO DIESEL 4 y 5 (Jinámar 12 y 13)				
Potencia bruta (MW)	24,00			
Potencia Neta (MW)	20,51			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	10.075	10.903	12.355	15.368
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	209	226	256	318
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	244	264	300	373
Rendimiento neto (%)	36%	33%	29%	23%



### Combustibles empleados y valores del poder calorífico inferior (PCI)

Se van a utilizar los combustibles que actualmente se están empleando en la central térmica, fueloil BIA 0,73% y diesel oil para los grupos diesel y gasoil y fueloil BIA 1% para las turbinas de gas.

Para definir los precios, se ha tomado como referencia los datos publicados en el BOE en la *Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES (SIT. AÑO 2014)		
Combustible	Equipo de Generación	Precio Estimado (€/t)
Fueloil BIA 1%	Turbinas de vapor	455,51
Fueloil BIA 0,73%	Turbinas de vapor	522,98
Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel	522,98
Gasoil	Turbinas de gas	670,54
Gasoil	Ciclo combinado	670,54

Tabla 9.9. Datos técnicos y económicos de los combustibles empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Normativa

Los valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles son los adoptados por normativa:

PCI (te/t)				
Fueloil BIA 1%	Fueloil BIA 0,3%	Fueloil BIA 0,73%	Gasoil	Dieseloil
9.850	9.850	9.850	10.373	10.140

Tabla 9.10. Valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles

## 9.2.2 LA DEMANDA HORARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2014

Para efectuar la simulación se ha empleado la demanda horaria en barras de la central del sistema eléctrico de Gran Canaria, publicada por Red Eléctrica de España.

La demanda diaria media del año, así como el máximo y mínimo alcanzados, en cada hora del día durante el año 2014 se muestra en la siguiente gráfica.

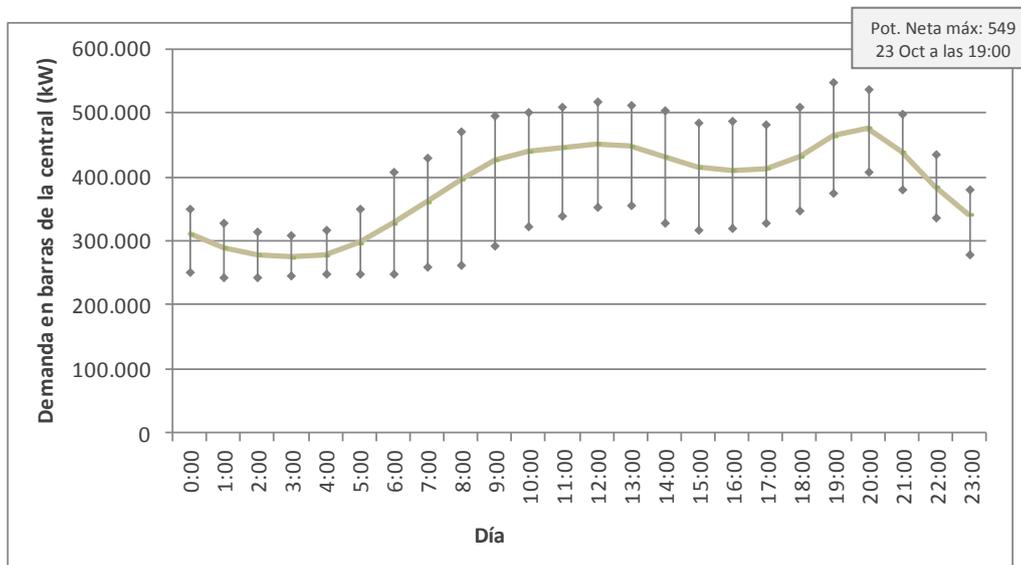


Figura 9.10. Demanda en barras de la central horaria media y máximos y mínimos anuales en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Red Eléctrica

La demanda máxima se produjo el día 23 de octubre a las 19:00, con 549 MW de potencia neta.

El índice de cobertura del sistema eléctrico en el año 2014 fue de 1,87 (considerando una potencia neta instalada en régimen ordinario de 1.025,5 MW y la potencia neta máxima del año demandada de 549 MW).

La energía eléctrica mensual puesta en red en la isla de Gran Canaria es la indicada en la siguiente tabla:

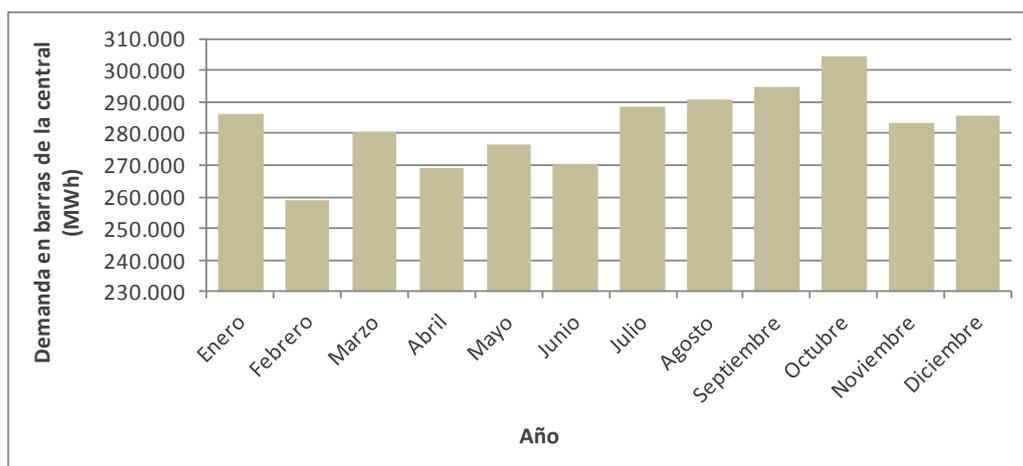


Figura 9.11. Demanda en barras de la central mensual media en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2014

### 9.2.3 EL MARCO REGULATORIO, NORMATIVO Y ECONÓMICO

El sistema de generación de energía eléctrica de Gran Canaria, se encuentra dentro del conjunto de sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, SEIE (actualmente denominados sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares), disponiendo de una reglamentación singular, debido a las peculiaridades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado.

Hasta la aparición en el año 2013 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, las actividades asociadas a la producción en régimen ordinario estaban reguladas por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares así como por la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Con esta normativa se estableció un mecanismo de despacho de las diferentes unidades de producción, operado por Red Eléctrica de España, para cubrir la demanda prevista al mínimo coste de generación, teniendo en cuenta los niveles de seguridad y calidad establecidos.

A los productores de los sistemas de generación en régimen ordinario se les garantiza una retribución por conceptos de naturaleza fija, denominados de garantía de potencia (costes de inversión y de operación y mantenimiento fijos) y variable (el coste variable de funcionamiento, el coste de arranque, el coste variable de operación y mantenimiento por funcionamiento, el coste de reserva caliente y el coste de la banda de regulación).

En cuanto a la retribución de los sistemas de generación en régimen especial, en los últimos años ha habido numerosos cambios normativos que han ido disminuyendo la prima que percibían estas instalaciones, destacando entre otros:

- Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, donde se establece un registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 24 de diciembre, que establece medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Se introduce una limitación de horas equivalentes con derecho a prima para las instalaciones de tecnología fotovoltaica en función de su tecnología y zona climática según lo establecido en el en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Por otra parte, de forma transitoria hasta el 31 de diciembre de 2013, se limita las horas equivalentes con derecho a prima para las instalaciones fotovoltaicas acogidas al régimen económico del Real Decreto 661/2007, en función de su tecnología y con independencia de la zona climática a la que pertenezcan.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

#### 9.2.4 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RECONOCIDOS EN EL AÑO 2014

---

##### ■ ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RETRIBUIDOS A LOS GRUPOS TÉRMICOS

###### Retribución asignada por garantía de potencia y por costes de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

En el caso de los sistemas de generación en régimen ordinario de la isla de Gran Canaria, la retribución asignada, tanto por garantía de potencia (retribución por inversión y retribución por costes de O&M fijos) como por gastos variables, es la que se indica en las normativas anteriormente descritas.

###### Retribución por costes de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

Para calcular el precio de los derechos de emisión de liquidación, expresado en €/tCO<sub>2</sub>, se ha establecido la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado, publicadas en la plataforma común transitoria adjudicada a la entidad alemana EEX (European Energy Exchange) en el año 2014, cuyo valor fue de 4,19 €/tCO<sub>2</sub>.

Para calcular los factores de emisión, el proyecto real decreto indica que se empleen los especificados en el apartado 4.a del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, o norma que lo sustituya.

FACTORES DE EMISIÓN	
$f_{ic}$ (Motores Diesel)	0,62 tCO <sub>2</sub> /MWh
$f_{ic}$ (Turbina de Gas (Gasóleo))	1,10 tCO <sub>2</sub> /MWh
$f_{ic}$ (Central Térmica Vapor)	0,82 tCO <sub>2</sub> /MWh
$f_{ic}$ (CTCC (Gasóleo))	0,58 tCO <sub>2</sub> /MWh
$f_{ic}$ (CTCC (Gas Natural))	0,40 tCO <sub>2</sub> /MWh

Tabla 9.11. Factores de emisión de los distintos combustibles  
Elaboración propia. Fuente: Normativa

## ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RETRIBUIDOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Dado que no se disponen de datos oficiales publicados sobre los costes de generación en régimen especial en la isla de Gran Canaria, se han estimado en función de los costes medios reconocidos a nivel nacional, considerando exclusivamente como costes reconocidos la retribución total por energía producida, indicada en un apartado anterior.

	RETRIBUCIÓN MEDIA PERCIBIDA ESTIMADA (€/MWh)		
	2011	2012	2013
Parques eólicos	80,74	84,80	82,30
Parques solares fotovoltaicos	359,4	368,8	356,6

Tabla 9.12. Retribución media percibida  
Elaboración propia. Fuente: Normativa

### 9.3 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2014

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada con SOWES del sistema eléctrico del año 2014.

Cabe recordar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 455,51 €/t para el fuel BIA 1%, 522,98 €/t para el fuel BIA 0,73% y de 670,54 €/t para el gasoil.

#### RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2014, estimada en 3.360.265.105 MWh en barras de central, es cubierta en un 53,4% por los ciclos combinados, un 27% por las turbinas de vapor, un 6% por las turbinas de gas, un 4,6% por grupos diesel, un 7,18% por los parques eólicos y un 1,7% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. Las pérdidas de generación se estiman en un 4,9% y las de transporte en un 6,8%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 8,92%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 710.105 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 2.104.550 t de CO<sub>2</sub>.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
2014 SIMULADO (SOWES)		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	908.824	
Motor Diesel	155.835	
Turbina Gas	202.102	
Ciclo Combinado	1.793.767	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>3.198.251,86</b>	
<i>Consumos en generación</i>	-137.723,76	4,9% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	241.367	
Fotovoltaica	58.370	
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>299.737</b>	8,92% (penetración renovables)
<i>Consumos en bombeo</i>		
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>		
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.360.265</b>	
<i>Pérdidas en transporte</i>	-228.498	6,8% (pérdidas transporte)
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.131.767</b>	

Tabla 9.13. Balance del año 2014 de energía eléctrica en Gran Canaria, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
CC1 (2TG+1TV)	206.100	1.630.743.042	8.050	7.912	-	300.702	184,40	3	945.831
Vapor 1_BT	74.240	383.895.949	7.849	5.171	-	101.668	264,83	1	314.795
Vapor 2_BT	74.240	471.237.869	7.849	6.347	-	121.012	256,80	1	386.415
Diesel 4	20.510	84.330.115	7.709	4.112	-	19.727	233,92	175	52.285
Diesel 5	20.510	71.505.335	7.287	3.486	-	17.141	239,71	310	44.333
Vapor 4	55.560	43.524.503	2.025	783	-	14.535	333,94	426	35.690
Vapor 5	55.560	10.166.016	506	183	-	3.438	338,19	239	8.336
Gas 1_BT	32.340	41.974.643	4.579	1.298	-	22.145	527,57	463	46.172
Gas 2_BT	32.340	32.625.317	3.386	1.009	-	16.722	512,55	461	35.888
Diesel 1	8.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 2	8.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 3	8.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Gas 1	17.640	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Gas 2	32.340	73.259.618	6.592	2.265	-	34.680	473,38	365	80.586
Gas 3	32.340	54.242.149	5.696	1.677	-	27.987	515,96	403	59.666
CC2 (2TG+1TV)	227.000	163.023.537	738	718	-	30.349	186,16	5	94.554
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>906.250</b>	<b>3.060.528.094</b>	-	-	-	<b>710.105</b>	<b>232,02</b>	-	<b>2.104.550</b>
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	450	1.312.641	7.093	2.917	2.918	-	-	-	-
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	450	1.312.641	7.093	2.917	2.918	-	-	-	-
P.E. Lomo El Cabezo	1.800	5.592.107	7.942	3.107	3.107	-	-	-	-
P.E. Montaña Francisco - Fase I	1.125	3.281.601	7.093	2.917	2.918	-	-	-	-
P.E. La Florida-Soslaires Canarias	2.640	8.575.267	6.510	3.248	3.249	-	-	-	-
P.E. Carretera de Arinaga	2.000	7.557.549	8.571	3.779	3.780	-	-	-	-
P.E. Carretera de Arinaga	4.620	13.524.110	7.231	2.927	2.928	-	-	-	-
P.E. Concasur	600	1.698.537	7.926	2.831	2.832	-	-	-	-
P.E. Pesban, Arinaga	850	2.637.733	7.225	3.103	3.104	-	-	-	-
P.E. Seinco, Arinaga	100	291.423	7.090	2.914	2.918	-	-	-	-
Plataf. Ensayo Muelle Arinaga	5.000	18.890.820	8.051	3.778	3.779	-	-	-	-
P.E. Santa Lucía	4.800	12.258.556	6.380	2.554	2.554	-	-	-	-
P.E. Bahía de Formas II	2.400	7.456.247	7.955	3.107	3.107	-	-	-	-
P.E. Punta Tenefé Ampliación	230	670.905	7.093	2.917	2.918	-	-	-	-
P.E. Punta Tenefé Ampliación	225	656.320	7.093	2.917	2.918	-	-	-	-
P.E. Bahía de Formas III	6.000	18.640.356	7.942	3.107	3.107	-	-	-	-
P.E. Bahía de Formas IV	6.000	18.640.356	7.942	3.107	3.107	-	-	-	-
P.E. La Punta	5.500	17.187.904	7.932	3.125	3.126	-	-	-	-
P.E. La Gaviota	6.930	19.345.429	6.838	2.792	2.792	-	-	-	-

P.E. Finca San Antonio	1.500	3.830.799	6.380	2.554	2.554	-	-	-	-
P.E. Llanos de Juan Grande	20.100	52.519.000	6.399	2.613	2.613	-	-	-	-
P.E. Las Salinas del Matorral	1.700	5.274.127	7.225	3.102	3.104	-	-	-	-
P.E. La Florida - Juliano Bonny	850	2.635.365	7.222	3.100	3.104	-	-	-	-
P.E.C. Control Canarias AENA	660	1.932.016	7.231	2.927	2.928	-	-	-	-
P.E. Montaña Pelada	4.620	12.260.303	7.481	2.654	2.658	-	-	-	-
P.E. Cueva Blanca	1.320	2.785.454	6.653	2.110	2.113	-	-	-	-
Aerogenerador La Aldea	225	599.774	7.380	2.666	2.669	-	-	-	-
FV-Anterior2013	39.290	58.369.672	4.784	1.486	1.486	-	-	-	-
<b>TOTAL EERR</b>	<b>121.985</b>	<b>299.737.011</b>	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 9.14. Resultados técnicos según equipos y tecnología

## RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 17,26 c€/kWh. De estos, el 8,35% están asociados a la retribución por inversión, el 3,74% lo representan los costes fijos y el 87,90% son costes variables.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 6,05 c€/kWh, seguido de los grupos térmicos con 17,97 c€/kWh y de las instalaciones fotovoltaicas con 26,37 c€/kWh.

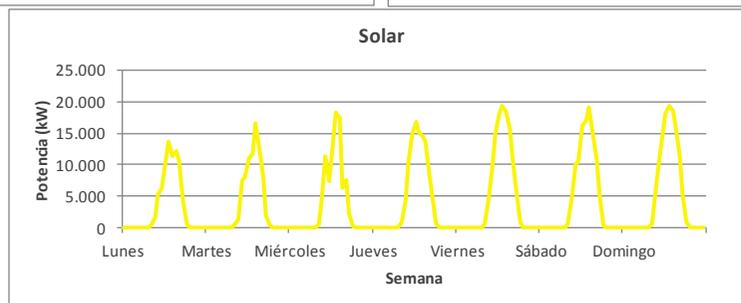
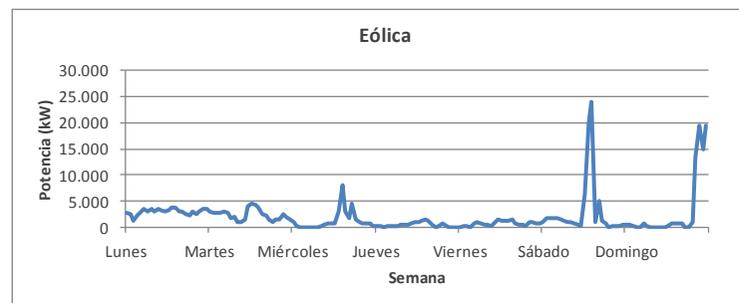
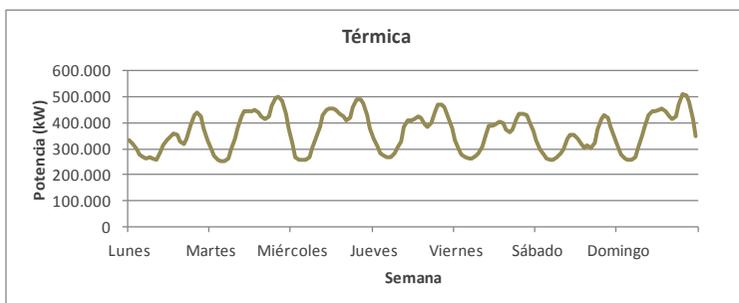
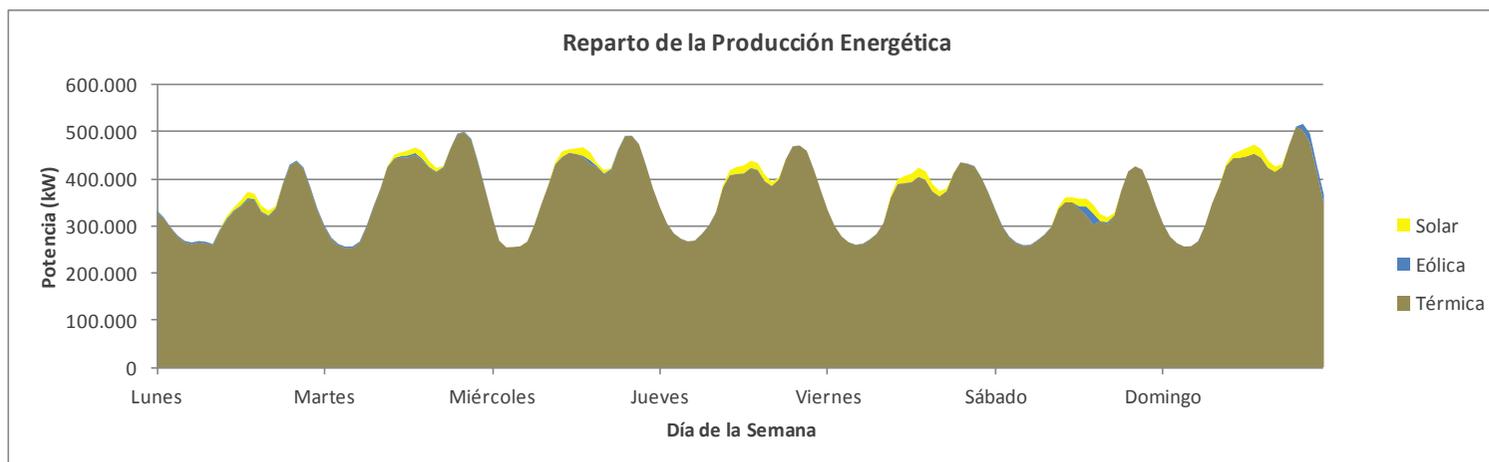
EQUIPO	POT. NETA (KW)	PRODUCCIÓN (KWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Costes O&M Fijo	Costes O&M Variable	Costes Combustible	Retribución emisión CO2	Costes Arranque	TOTAL Costes Generación	
CC1 (2TG+1TV)	206.100	1.630.743.042	14.438.806	7.523.469	29.393.013	201.634.393	4.523.193	178.885	257.691.759	15,80
Vapor 1_BT	74.240	383.895.949	4.745.405	1.546.292	1.916.043	46.311.451	1.529.305	0	56.048.496	14,60
Vapor 2_BT	74.240	471.237.869	4.351.207	1.546.095	2.351.970	55.122.658	1.820.271	23.322	65.215.523	13,84
Diesel 4	20.510	84.330.115	499.413	1.604.257	1.709.888	10.316.731	296.733	770.650	15.197.671	18,02
Diesel 5	20.510	71.505.335	575.148	1.661.734	1.449.851	8.964.316	257.834	1.368.558	14.277.442	19,97
Vapor 4	55.560	43.524.503	0	1.360.644	311.848	7.601.374	218.633	10.787.107	20.279.605	46,59
Vapor 5	55.560	10.166.016	0	1.360.644	72.838	1.798.055	51.716	6.035.836	9.319.089	91,67
Gas 1_BT	32.340	41.974.643	207.107	748.389	938.237	14.849.052	333.104	2.092.611	19.168.500	45,67
Gas 2_BT	32.340	32.625.317	381.555	748.389	729.257	11.212.847	251.534	2.083.552	15.407.134	47,22
Diesel 1	8.510	0	0	120	0	0	0	0	120	0,00
Diesel 2	8.510	0	0	120	0	0	0	0	120	0,00
Diesel 3	8.510	0	0	120	0	0	0	0	120	0,00
Gas 1	17.640	0	0	68	0	0	0	0	68	0,00

Gas 2	32.340	73.259.618	72.585	748.389	1.637.534	23.254.349	521.657	1.648.724	27.883.237	38,06
Gas 3	32.340	54.242.149	80.058	748.389	1.212.447	18.766.262	420.977	1.820.844	23.048.976	42,49
CC2 (2TG+1TV)	227.000	163.023.537	1.647.929	768.364	2.938.386	20.350.470	456.515	298.142	26.459.807	16,23
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>906.250</b>	<b>3.060.528.094</b>	<b>26.999.212</b>	<b>20.365.481</b>	<b>44.661.313</b>	<b>420.181.958</b>	<b>10.681.471</b>	<b>27.108.232</b>	<b>549.997.667</b>	<b>17,97</b>
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	450	1.312.641	35.111	0	39.405	-	-	-	74.516	5,68
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	450	1.312.641	43.222	0	39.405	-	-	-	82.627	6,29
P.E. Lomo El Cabezo	1.800	5.592.107	148.554	0	167.874	-	-	-	316.428	5,66
P.E. Montaña Francisco - Fase I	1.125	3.281.601	102.985	0	98.513	-	-	-	201.498	6,14
P.E. La Florida-Soslaires Canarias	2.640	8.575.267	253.567	0	257.428	-	-	-	510.994	5,96
P.E. Carretera de Arinaga	2.000	7.557.549	282.216	0	218.023	-	-	-	500.239	6,62
P.E. Carretera de Arinaga	4.620	13.524.110	443.742	0	405.991	-	-	-	849.733	6,28
P.E. Concasur	600	1.698.537	63.036	0	50.990	-	-	-	114.026	6,71
P.E. Pesban, Arinaga	850	2.637.733	93.131	0	79.184	-	-	-	172.315	6,53
P.E. Seinco, Arinaga	100	291.423	12.308	0	8.748	-	-	-	21.057	7,23
Plataf. Ensayo Muelle Arinaga	5.000	18.890.820	728.070	0	539.575	-	-	-	1.267.645	6,71
P.E. Santa Lucía	4.800	12.258.556	374.515	0	367.999	-	-	-	742.514	6,06
P.E. Bahía de Formas II	2.400	7.456.247	187.258	0	223.835	-	-	-	411.093	5,51
P.E. Punta Tenefé Ampliación	230	670.905	18.982	0	20.140	-	-	-	39.122	5,83
P.E. Punta Tenefé Ampliación	225	656.320	18.569	0	19.703	-	-	-	38.272	5,83
P.E. Bahía de Formas III	6.000	18.640.356	522.216	0	559.580	-	-	-	1.081.796	5,80
P.E. Bahía de Formas IV	6.000	18.640.356	522.216	0	559.580	-	-	-	1.081.796	5,80
P.E. La Punta	5.500	17.187.904	478.698	0	515.977	-	-	-	994.675	5,79
P.E. La Gaviota	6.930	19.345.429	634.386	0	580.746	-	-	-	1.215.132	6,28
P.E. Finca San Antonio	1.500	3.830.799	123.795	0	115.000	-	-	-	238.795	6,23
P.E. Llanos de Juan Grande	20.100	52.519.000	1.387.141	0	1.576.609	-	-	-	2.963.751	5,64
P.E. Las Salinas del Matorral	1.700	5.274.127	209.243	0	158.328	-	-	-	367.571	6,97
P.E. La Florida - Juliano Bonny	850	2.635.365	116.112	0	76.786	-	-	-	192.898	7,32
P.E.C. Control Canarias AENA	660	1.932.016	66.366	0	57.999	-	-	-	124.364	6,44
P.E. Montaña Pelada	4.620	12.260.303	422.924	0	368.052	-	-	-	790.976	6,45
P.E. Cueva Blanca	1.320	2.785.454	97.044	0	83.619	-	-	-	180.663	6,49
Aerogenerador La Aldea	225	599.774	15.528	0	18.005	-	-	-	33.533	5,59
FV-Anterior2013	39.290	58.369.672	14.045.138	1.345.180	39.290	-	-	-	15.390.318	26,37
<b>TOTAL EERR</b>	<b>121.985</b>	<b>299.737.011</b>	<b>21.446.071</b>	<b>1.345.180</b>	<b>7.207.094</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>29.998.344</b>	<b>10,01</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.028.235</b>	<b>3.360.265.105</b>	<b>48.445.283</b>	<b>21.710.661</b>	<b>51.868.407</b>	<b>420.181.958</b>	<b>10.681.471</b>	<b>27.108.232</b>	<b>579.996.012</b>	<b>17,26</b>

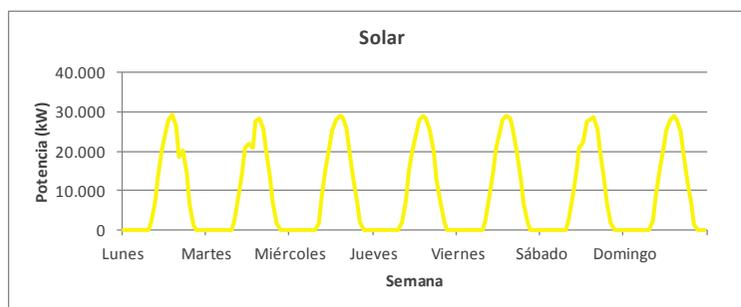
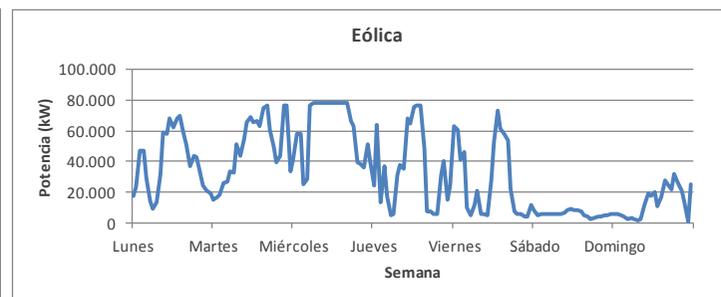
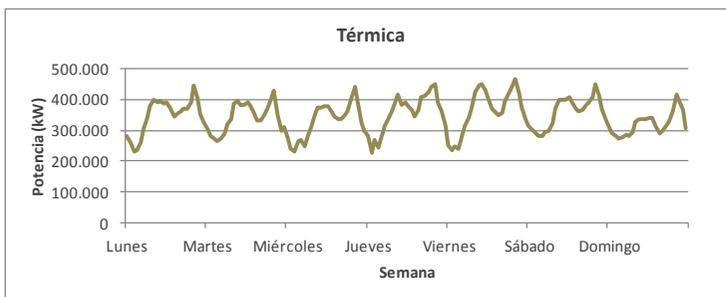
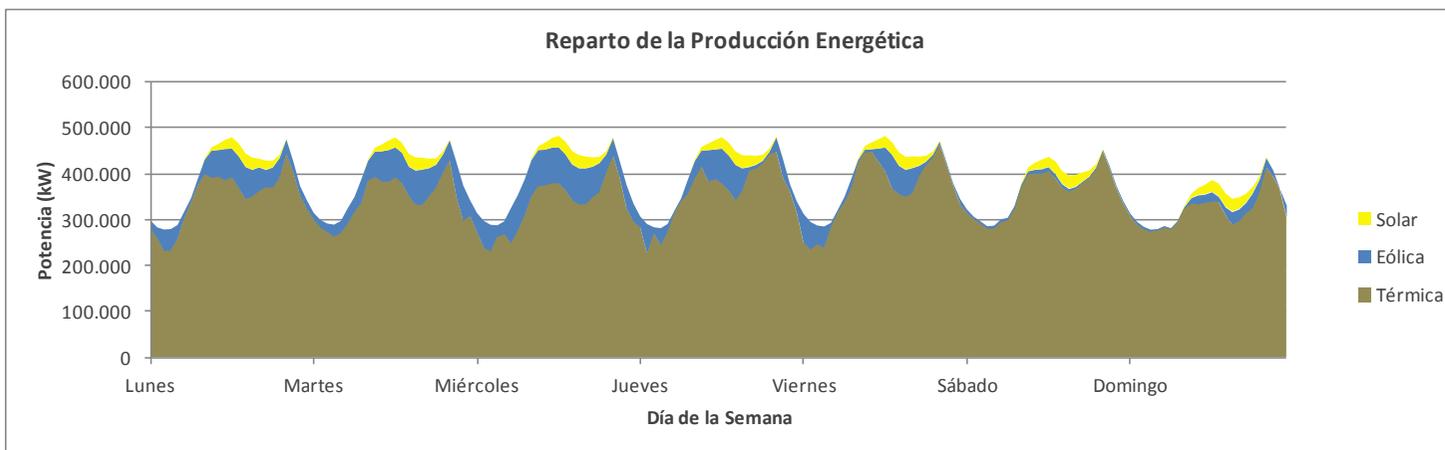
Tabla 9.15. Resultados económicos según equipos y tecnología

## GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

SEMANA 1-7 ENERO DE 2014



SEMANA 4-10 AGOSTO DE 2014



## 9.4 COMPARATIVA CON EL SISTEMA ELÉCTRICO REAL DEL AÑO 2014

Si comparamos los resultados del balance de energía eléctrica obtenido por SOWES respecto al publicado por el Gobierno de Canarias en el anuario energético del año 2014, se observan diferencias en resultados globales inferiores al 2%, tal y como se observa en la siguiente tabla:

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)				
	2014 REAL (Anuario Energético)		2014 SIMULADO (SOWES)	DESVIACIÓN
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>				
Turbina Vapor	1.186.610		908.824	-
Motor Diesel	284.248		155.835	-
Turbina Gas	76.260		202.102	-
Ciclo Combinado	1.699.007		1.793.767	-
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>3.246.125</b>		<b>3.198.251,86</b>	<b>1,47%</b>
<i>Consumos en generación</i>	<i>-159.298</i>	<i>4,9% (pérdidas generación)</i>	<i>-137.723,76</i>	<i>4,9% (pérdidas generación)</i>
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>				
Eólica	244.055		241.367	1,10%
Fotovoltaica	58.138		58.370	-0,40%
Central Hidroeléctrica Reversible (CHR)	-		-	-
Baterías	-		-	-
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>302.193</b>	<b>8,92% (penetración renovables)</b>	<b>299.737</b>	<b>8,92% (penetración renovables)</b>
<i>Consumos en bombeo</i>	<i>-</i>		<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>	<i>-</i>		<i>-</i>	<i>-</i>
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.389.020</b>		<b>3.360.265</b>	<b>0,85%</b>
<i>Pérdidas en transporte</i>	<i>-230.424</i>	<i>6,8% (pérdidas transporte)</i>	<i>-228.498</i>	<i>6,8% (pérdidas transporte)</i>
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.158.596</b>		<b>3.131.767</b>	<b>0,85%</b>

Tabla 9.16. Comparativa entre el balance anual de energía eléctrica en Gran Canaria, según REE y según SOWES



## 10 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PREVISTO PARA EL AÑO 2018

### 10.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se expondrán los datos de partida empleados y los resultados obtenidos de la simulación del sistema de generación de energía eléctrica previsto para el año 2018.

Los datos de partida empleados para efectuar las simulaciones del sistema energético en Gran Canaria en el año 2018 son los siguientes:

- El sistema de generación de energía eléctrica previsto para el año 2018: Centrales Térmicas (actuales), Parques Eólicos y Parques Solares Fotovoltaicos actuales y nuevos previstos.
- La previsión de la demanda horaria de energía eléctrica en el año 2018.
- El marco regulatorio, normativo y económico, que establece las consignas de operación de los diferentes equipos de generación y los costes asociados a la generación.

### 10.2 DATOS DE PARTIDA. TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

#### 10.2.1 EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PREVISTO PARA EL AÑO 2018

##### PARQUES EÓLICOS

A la hora de simular la **situación prevista para el año 2018**, se han considerado en el estudio, todos los parques eólicos previstos para instalar antes de ese mismo año (se han tenido en cuenta los 185,2 MW eólicos asignados a la isla del cupo específico de 436 MW adjudicados en Canarias), además de considerar que seguirán activos los parques ya existentes. La inversión, gastos fijos y variables y la vida útil coinciden para todos los modelos.

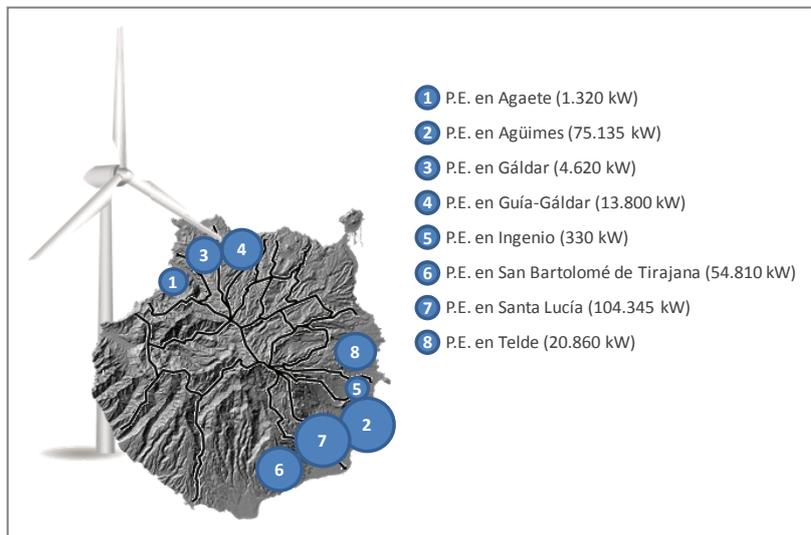


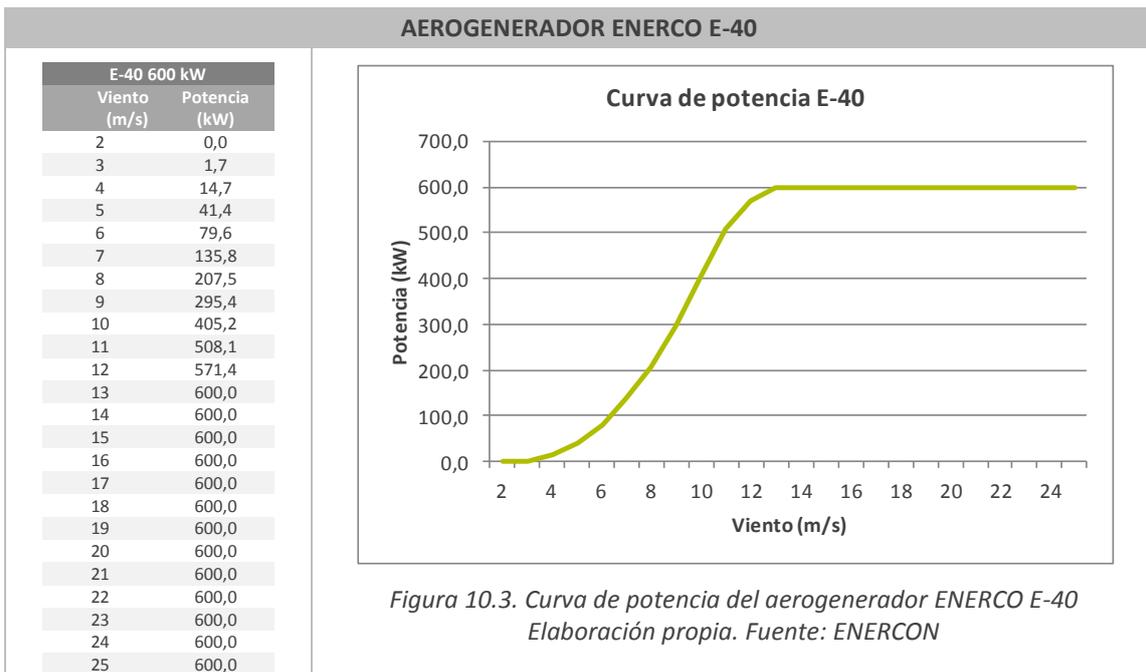
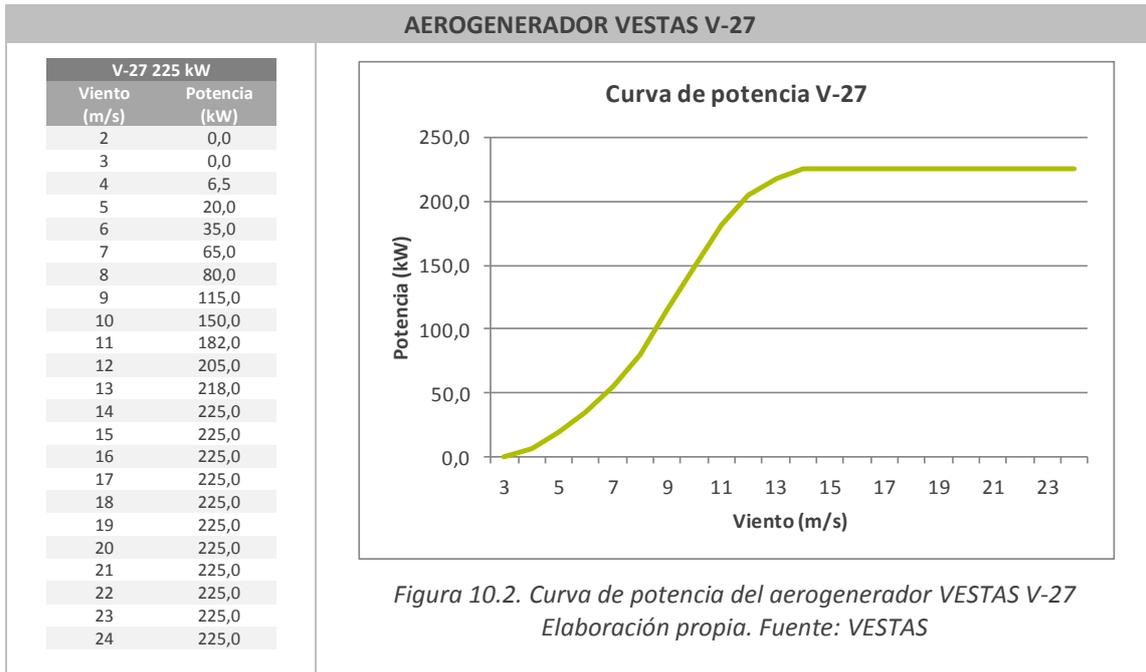
Figura 10.1. Localización de los parques eólicos previstos para el año 2018  
Elaboración propia. Fuente: Gobierno de Canarias

En la tabla inferior, se detalla cada uno de estos parques eólicos.

PARQUES EÓLICOS INSTALADOS EN GRAN CANARIA (2014)							
NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	FABRICANTE	NÚM.	POT. AERO. kW	POT P.E. kW	TIPO	MUNICIPIO	AÑO
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	VESTAS	4	225	900	CA	AGÜIMES	1998/2002
P.E. Lomo El Cabezo	ENERCON	3	600	1.800	VTR	AGÜIMES	1999
P.E. Montaña Francisco-Fase 1	VESTAS	5	225	1.125	VTR	AGÜIMES	2001
P.E. La Florida. Solaires Canarias	GAMESA	4	600	2.500	CA	AGÜIMES	2002
P.E. Carretera de Arinaga	VESTAS MADE	1 7/1	2.000 660/300	6.920	VTR	AGÜIMES	2002/2012
P.E. Concasur	IZAR BONUS	1	600	600	CA	AGÜIMES	2004
P.E. Pesban, Arinaga	GAMESA	1	850	850	CA	AGÜIMES	2005
P.E. Seinco, Arinaga	VESTAS	1	100	100	CA	AGÜIMES	2008
P.E. Comunidad Roque Aguayro	VESTAS	1	225	225	CA	AGÜIMES	2014
P.E. Santa Lucía	MADE	16	300	4.800	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. Bahía de Formas II	ENERCON	4	600	2.000	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. ITC Tenefé (CIEA)	ENERCON	2	230	460	VTR	SANTA LUCÍA	1998
P.E. Punta Tenefé Ampliación	VESTAS	1/1	230/225	455	VTR	SANTA LUCÍA	1999
P.E. Bahía de Formas III	ENERCON	10	600	5.000	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. Bahía de Formas IV	ENERCON	10	600	5.000	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. La Punta	ENERCON	11	500	5.500	VTR	SANTA LUCÍA	2000
P.E. La Gaviota	ECOTECNIA	11	630	6.930	VTR	SANTA LUCÍA	2001
P.E. Finca San Antonio	MADE	5	300	1.500	VTR	SANTA LUCÍA	1999
P.E. Barranco de Tirajana	MADE	7	180	1.260	VTR	S.B.TIRAJANA	1994
P.E. Llanos de Juan Grande	DESA	67	300	20.100	VTR	S.B.TIRAJANA	1996
P.E. Las Salinas del Matorral	GAMESA	3	850	2.550	CA	S.B.TIRAJANA	2008/2012
P.E. La Florida- Juliano Bonny	GAMESA	1	850	850	CA	S.B.TIRAJANA	2011
P.E. Lomo Ramirez. Muescanarias	ENERCON	1	330	330	CA	INGENIO	2008
P.E. C. de conreo Canarias AENA	MADE	1	660	660	CA	TELDE	2003
P.E. Montaña Pelada	MADE	7	660	4.620	CA	GALDAR	2001
P.E. Cueva Blanca	MADE	4	330	1.320	VTR	AGAETE	1997
P.E. Aerogenerador La Aldea	VESTAS	1	225	225	VTR	LA ALDEA S.N.	1996
Ampliac. Salinas del Matorral	GAMESA	1	850	850			2018
P.E. Llanos de la Aldea	ENERCON	25	800	20.000			2018
P.E. San Bartolomé	ENERCON	4	2.300	9.200			2018
P.E. Ojos de Garza	ENERCO	9	900	8.100			2018
P.E. Piletas 1	ENERCON	7	2.300	16.100			2018
P.E. Montaña del Canónigo	ENERCON	3	2.300	6.900			2018
P.E. Congelados Herbania	VESTAS	1	850	850			2018
P.E. La Vaquería	ENERCON	1	2.350	2.350			2018
P.E. Vientos del Roque	ENERCON	2	2.350	4.700			2018
P.E. Doramas	ENERCON	1	2.300	2.300			2018
P.E. Triquivijate	ENERCON	2	2.350	4.700			2018
P.E. Balcón de Balos	ENERCON	4	2.300	9.200			2018
P.E. Montaña Perros	ENERCON	1	2.350	2.350			2018
P.E. La sal	ENERCON	1	2.000	2.000			2018
P.E. La sal III	ENERCON	1	2.000	2.000			2018
Repotenciación Muelle Arinaga	GAMESA	1	8.000	8.000			2018
P.E. Las Colinas	ENERCON	2	2.350	4.700			2018
P.E. Las Colinas	ENERCON	2	2.300	4.600			2018
P.E. Haría	ENERCON	1	2.350	2.350			2018
P.E. Pico Viento II	ENERCON	6	2.300	13.800			2018
P.E. El Goro	ENERCON	9	900	8.100			2018
Consumo asociado Cash Bolaños	JERANEAS	1	200	200			2018
Consumo asoc. Hiper. Bolaños	JERANEAS	1	200	200			2018
Cutoconsumo Bahía de formas V	ENERCON	2	900	1.800			2018
P.E. Camino de la Madera	ENERCON	4	2.300	9.200			2018
Varios	GAMESA	10	5.000	50.000			2018
<b>TOTAL</b>				<b>273.130</b>			

Tabla 10.1. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación eólica empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

A continuación se presentan las curvas de potencia de los aerogeneradores más representativos del total del Parque eólico de Gan Canaria:



### AEROGENERADOR ENERCO E-70

E-70 2.310 kW	
Viento (m/s)	Potencia (kW)
1	0,0
2	2,0
3	18,0
4	56,0
5	127,0
6	240,0
7	400,0
8	626,0
9	892,0
10	1.223,0
11	1.590,0
12	1.900,0
13	2.080,0
14	2.230,0
15	2.300,0
16	2.310,0
17	2.310,0
18	2.310,0
19	2.310,0
20	2.310,0
21	2.310,0
22	2.310,0
23	2.310,0
24	2.310,0
25	2.310,0

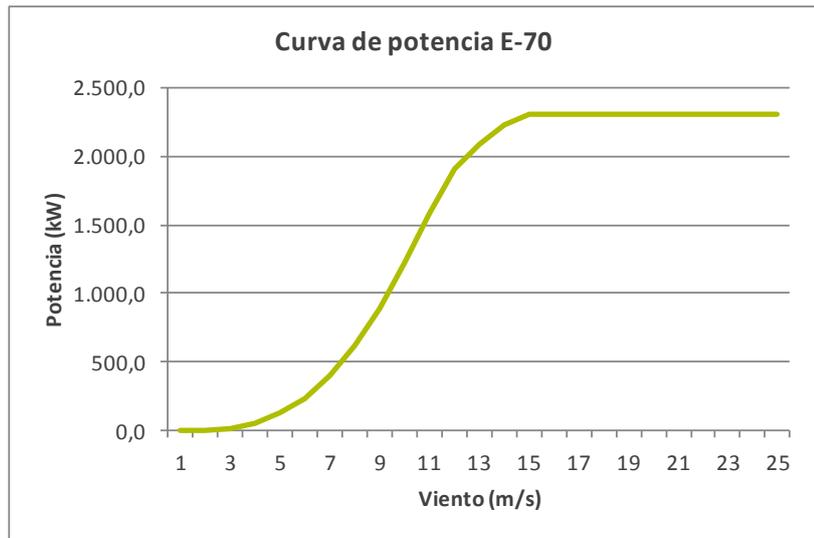


Figura 10.4. Curva de potencia del aerogenerador ENERCO E-70  
Elaboración propia. Fuente: ENERCON

### AEROGENERADOR GAMESA G-52

G-52 850 kW	
Viento (m/s)	Potencia (kW)
3	0,0
4	27,9
5	65,2
6	123,1
7	203,0
8	307,0
9	435,3
10	564,5
11	684,6
12	779,9
13	840,6
14	848,0
15	849,0
16	850,0
17	850,0
18	850,0
19	850,0
20	850,0
21	850,0
22	850,0
23	850,0
24	850,0
25	850,0
26	821,6
27	793,2
28	764,8

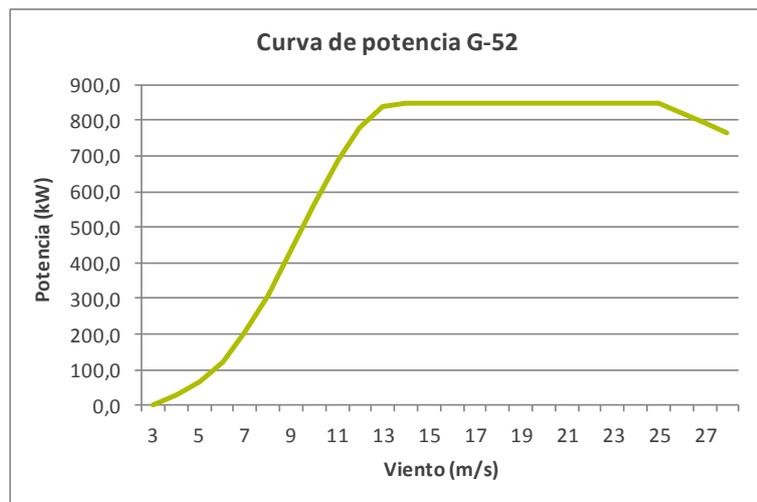
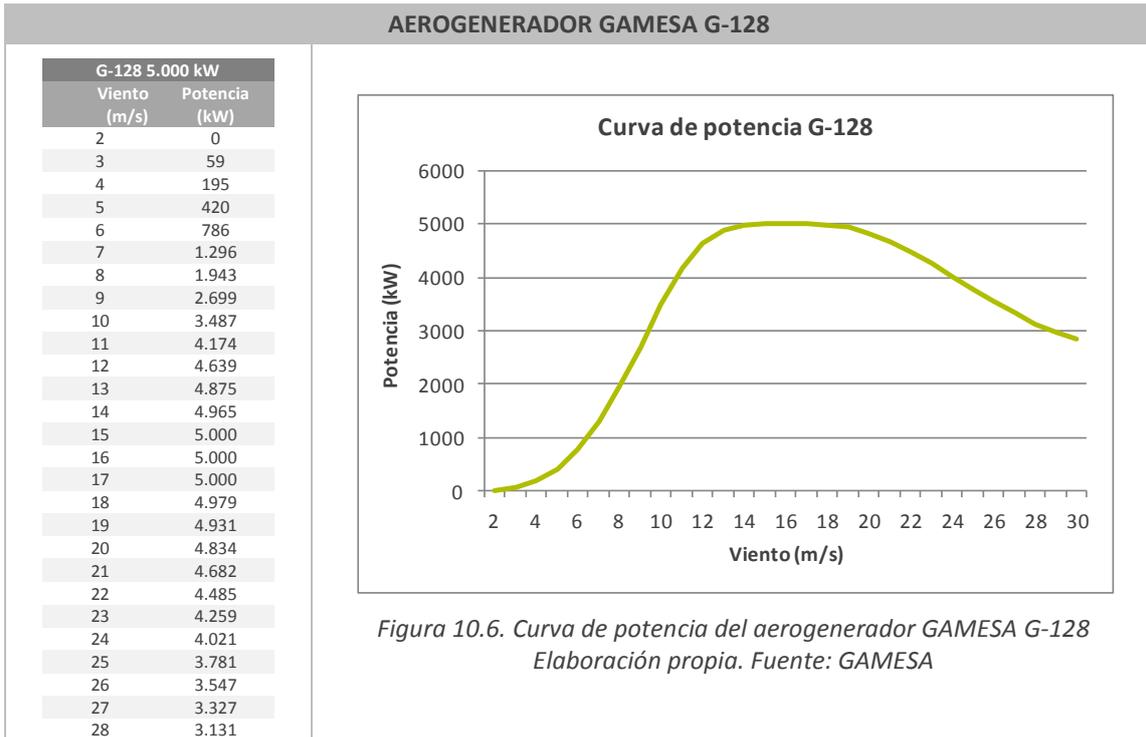
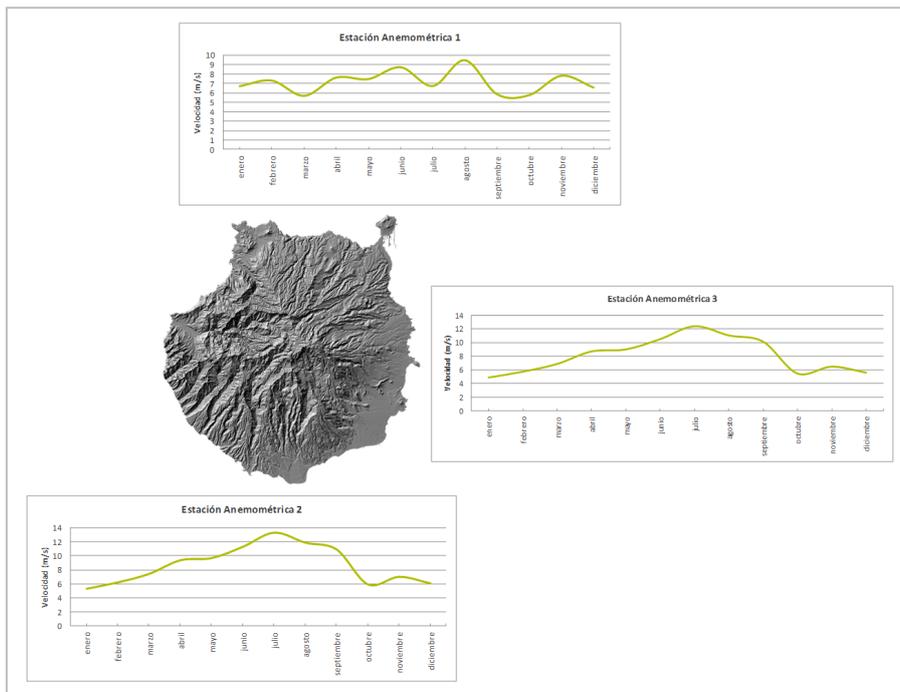


Figura 10.5. Curva de potencia del aerogenerador GAMESA G-52  
Elaboración propia. Fuente: GAMESA



Datos de Viento empleados para la simulación

Para poder determinar la producción horaria de los nuevos parques eólicos que se pretenden instalar, se dispone de datos de viento diezminutales de varios años de la torre anemométrica ubicada en Pozo Izquierdo, cuyos datos han sido cedidos por el ITC. Por otro lado, se han realizado otras estimaciones de viento en base a datos recopilados a partir del recurso eólico del ITC (Estaciones anemométricas 1 y 3). A continuación se representa un resumen de estos datos de viento.



En la siguiente tabla se representan las velocidades medias de viento a nivel mensual y anual de los diferentes anemómetros indicados en la anterior figura:

VELOCIDAD MEDIA DE VIENTO MENSUAL Y ANUAL 2018													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
<b>Estación anemométrica 1</b>	6,71	7,31	5,69	7,62	7,46	8,71	6,73	9,45	5,85	5,77	7,82	6,57	7,14
<b>Estac. anem. Pozo Izquierdo</b>	5,26	6,17	7,39	9,34	9,65	11,26	13,28	11,85	10,87	5,89	6,97	6,04	8,67
<b>Estación anemométrica 3</b>	4,92	5,77	6,91	8,73	9,02	10,53	12,42	11,07	10,16	5,51	6,51	5,64	8,10

Tabla 10.2. Datos de velocidad media de viento mensual y anual en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC.

## ■ INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

En el año 2018 se considerará que siguen activas las instalaciones fotovoltaicas instaladas hasta el año 2014 y además se añadirá una nueva instalación en el año 2017 de 5 MW.

Para efectuar la simulación se ha considerado una única instalación representativa de todas las instalaciones anteriores al año 2014, y otra para la instalación del año 2017, tal y como se muestra a continuación:

EQUIPOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (SIT. AÑO 2018)				
Modelo	Potencia Instalada (kWp)	Rendimiento Instalación	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
Solar Fot. anterior a 2014	39.290,0	85%	2014	25
Solar Fovoltaiica 2017	5.000,0	85%	2017	25
<b>TOTAL EN 2014</b>	<b>44.290,0</b>	<b>85%</b>		

Tabla 10.3. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación fotovoltaica empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

### Radiación solar empleada para la simulación

Para poder determinar la producción horaria de las nuevas instalaciones solares fotovoltaicas que se pretenden instalar en la isla, se han recopilado datos horarios de radiación solar de la estación climatológica de Vecindario (zona 1), datos cedidos por el ITC y se han estimado los valores de la radiación solar de una segunda estación (zona 2).

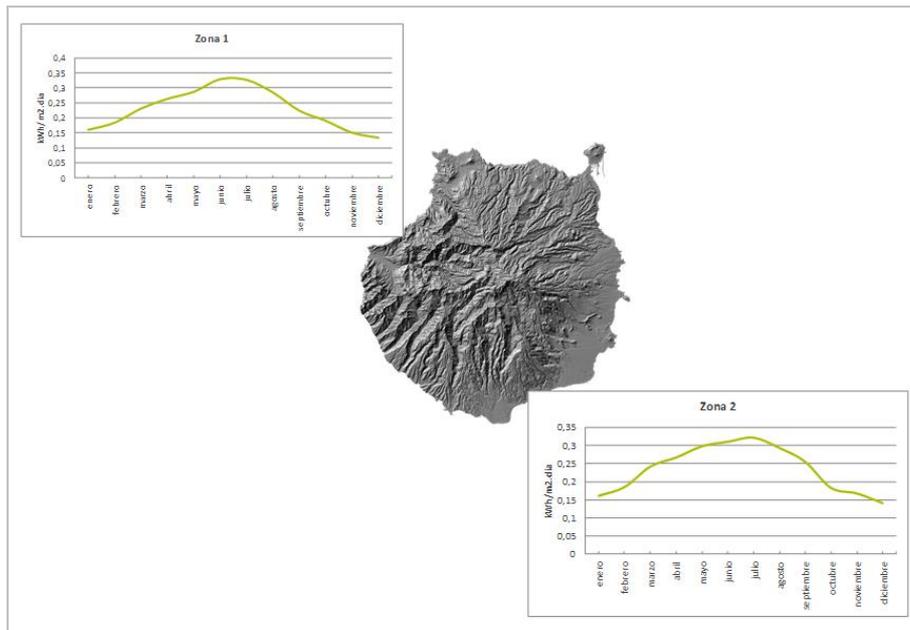


Figura 10.8. Datos de irradiación global media diaria en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC

En la siguiente tabla se representan la irradiación global media diaria a nivel mensual y a nivel anual de los diferentes emplazamientos indicados en la anterior figura:

IRRADIACIÓN GLOBAL MEDIA DIARIA (kWh/m <sup>2</sup> .día)													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
<b>Estac. solar 1</b>	0,16	0,18	0,23	0,26	0,29	0,33	0,33	0,29	0,22	0,19	0,15	0,13	0,23
<b>Estac. solar 2</b>	0,16	0,19	0,24	0,27	0,30	0,31	0,32	0,29	0,26	0,18	0,17	0,14	0,24

Tabla 10.4. Datos de irradiación global media diaria en distintas zonas de Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: ITC

## CENTRALES TÉRMICAS

Para realizar las simulaciones se han empleado los equipos de generación térmica que permanecerán activos en el año 2018 en la isla, tanto en la Central de Injamar como en la de Barranco de Tirajana, y se han añadido algunos grupos adicionales para compensar los grupos que se darán de baja.

Las características técnicas y económicas de estos equipos de generación, se detallan a continuación:

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. AÑO 2018) - DATOS GENERALES							
GRUPO TÉRMICO	NÚM.	POT. NETA UNIT. (kW)	POT. BRUTA UNIT. (kW)	POT. NETA TOTAL (kW)	POT. BRUTA TOTAL (kW)	AÑO ENTRADA	COMB. PRINCIPAL
Diesel 6-15	10	20.510	24.000	205.100	240.000	2018	Fuel Oil BIA 0,73%
Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000	1996	Fuel Oil BIA 1%
Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000	1992-1995	Gasoil
Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000	2.003	Gasoil
Vapor 3 (CC1)	1	74.100	79.650	74.100	79.650	2.004	Fuel Oil BIA 1%
Gas 5 y 6 (CC2)	2	75.000	75.500	150.000	151.000	2.006	Gasoil
Vapor 4 (CC2)	1	77.000	82.500	77.000	82.500	2.008	Fuel Oil BIA 1%
<b>TOTAL GRAN CANARIA</b>	<b>20</b>	-	-	<b>856.760</b>	<b>938.150</b>	-	-

Tabla 10.5. Datos generales de los equipos de generación térmica empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Varias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. AÑO 2018) - DATOS TÉCNICOS							
GRUPO TÉRMICO	POTENCIA NETA UNITARIA (kWe)	RENDIMIENTOS/CARGA *				CONSUMO ESPECÍFICO NETO (kJ/kWhe) CARGA 100%	HORAS DE DISPONIBILIDAD (AÑO NO BISIESTO)
		100%	80%	60%	40%		
Vapor 6-15	20.510	36%	33%	29%	23%	10.075	7.709
Vapor 1 y 2	74.240	35%	34%	32%	30%	10.313	7.849
Gas 1 y 2	32.340	27%	25%	23%	19%	13.305	7.709
Gas 3 y 4 (CC1)	68.700	45%	44%	39%	29%	11.898	8.050
CC1 (Gas 3 + Vapor 3)	137.400	43%	45%	44%	36%	8.398	8.050
CC1 (Gas 3 y 4 + Vapor 3)	206.100	45%	44%	39%	29%	7.995	8.050
Gas 5 y 6 (CC2)	75.000	31%	29%	26%	22%	11.602	8.050
CC2 (Gas 5 + Vapor 4)	152.000	43%	45%	44%	36%	8.398	8.050
CC2 (Gas 5 y 6 + Vapor 4)	227.000	45%	44%	39%	29%	7.995	8.050

(\*) Rendimientos a efectos retributivos

Tabla 10.6. Datos técnicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio

Elaboración propia. Fuente: Varias

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIST. AÑO 2018)-DATOS GENERALES							
EQUIPO	POTENCIA BRUTA (kW)	POTENCIA NETA (kW)	VALOR BRUTO DE LA INVERSIÓN (€)	INVERSIÓN ESPECÍFICA NETA €/kW	PERIODO AMORTIZACIÓN (años)	COMB PRINCIPAL	HORAS DISPONIB (Año no bisiesto)
Diesel 6	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 7	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 8	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 9	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 10	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 11	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 12	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 13	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 14	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Diesel 15	24.000	20.510	35.500.000	1.730,86	25	Fuel Oil BIA 0,73%	7.709
Gas 1_BT	37.500	32.340	2.023.000	62,55	25	Gasoil	7.709
Gas 2_BT	37.500	32.340	3.727.000	115,24	25	Gasoil	7.709
Vapor 1_BT	80.000	74.240	51.680.000	696,12	25	Fuel Oil BIA 1%	7.849
Vapor 2_BT	80.000	74.240	47.393.000	638,38	25	Fuel Oil BIA 1%	7.849
CC1 (2TG+1TV)	225.000	206.100	153.362.000	744,11	25	Gasoil	8.050
CC2 (2TG+1TV)	233.500	227.000	188.766.000	831,57	25	Gasoil	8.050

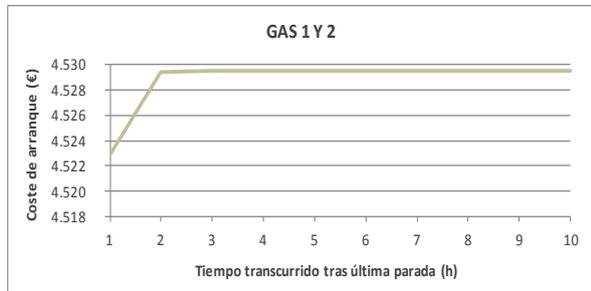
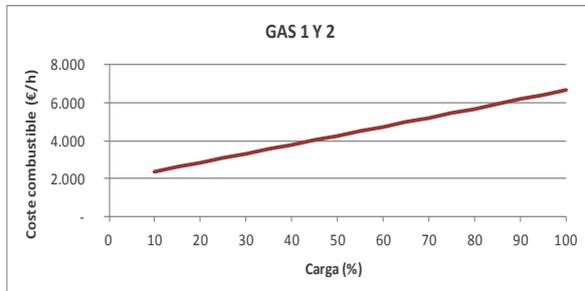
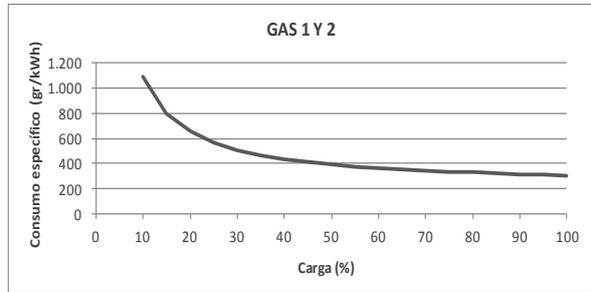
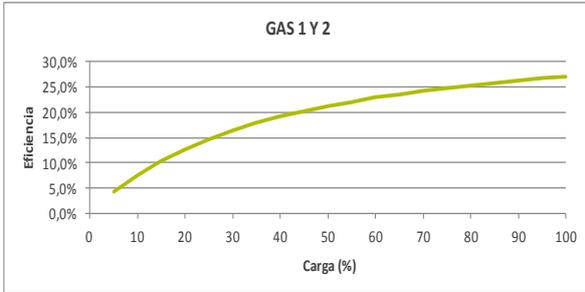
Tabla 10.7. Datos generales de los equipos de generación térmica empleados en el estudio

Elaboración propia. Fuente: Varias

A continuación se presentan los datos técnicos y económicos detallados de los sistemas especificados en las tablas anteriores, las curvas de eficiencia y de consumo específico de cada uno de ellos, así como los costes asociados a consumo de combustible y los costes de arranque:

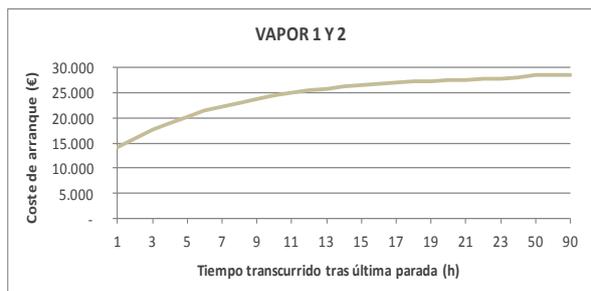
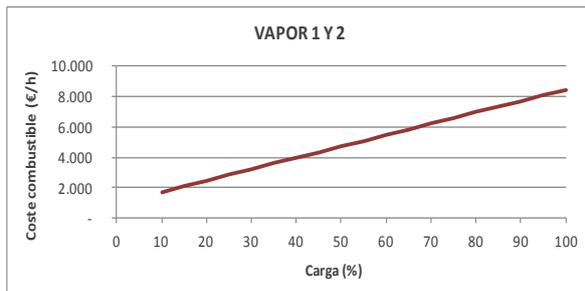
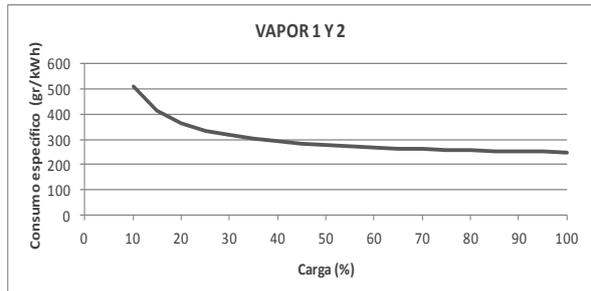
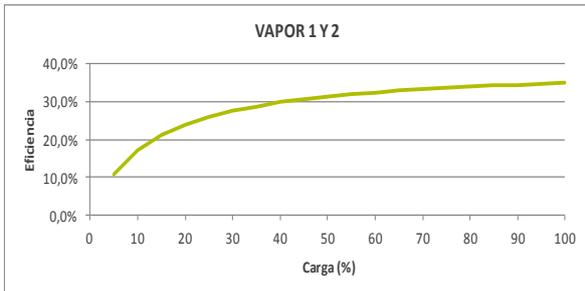
### GAS 1 y 2 (Barranco de Tirajana 1y 2)

Potencia bruta (MW)	37,5			
Potencia Neta (MW)	32,34			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	13.305	14.219	15.766	18.897
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	264	282	313	375
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	306	327	363	435
Rendimiento neto (%)	27%	25%	23%	19%



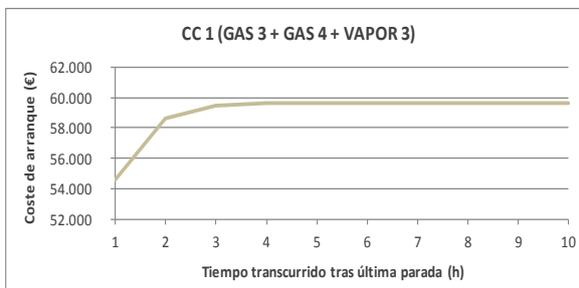
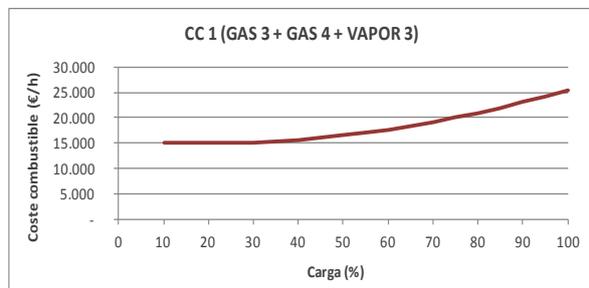
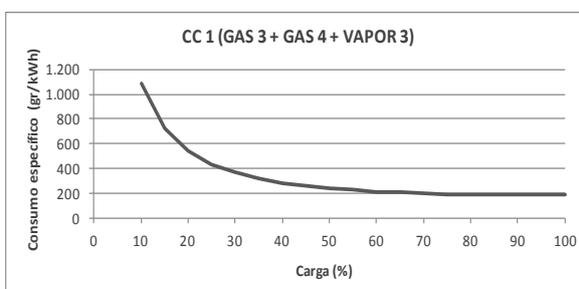
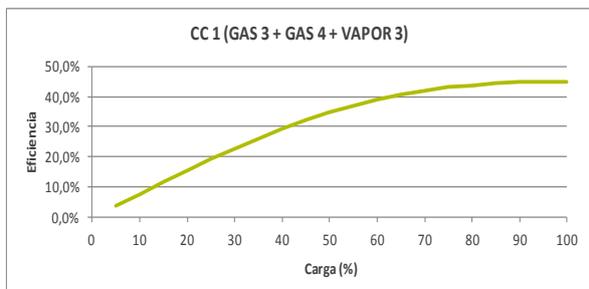
### VAPOR 1 Y 2 (Barranco de Tirajana 3 y 4)

Potencia bruta (MW)	80,00			
Potencia Neta (MW)	74,24			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	10.313	10.598	11.083	12.068
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	232	238	249	272
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	250	257	269	293
Rendimiento neto (%)	35%	34%	32%	30%



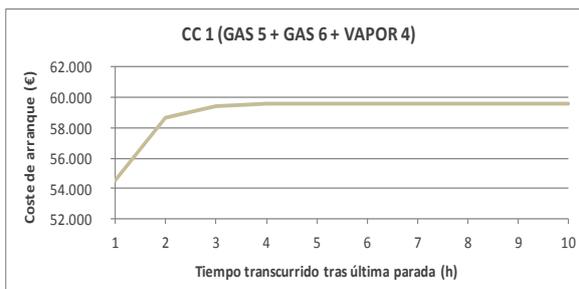
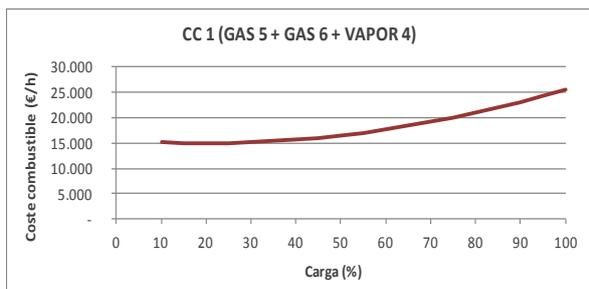
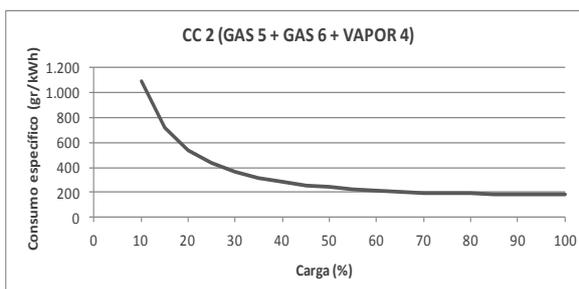
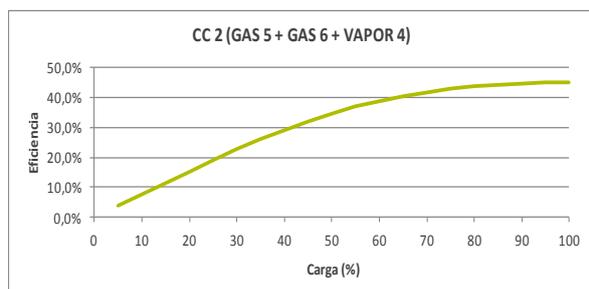
### CC1 (GAS 3 + GAS 4 + VAPOR)

Potencia bruta (MW)	225,00			
Potencia Neta (MW)	206,10			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	7.995	8.218	9.252	12.316
Consumo específico bruto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	169	173	195	260
Consumo específico neto Fuel BIA s/PCI (gr/kWh)	184	189	213	284
Rendimiento neto (%)	45%	44%	39%	29%



### CC2 (GAS 5 + GAS 6 + VAPOR) (Barranco de Tirajana 8+9+10)

Potencia bruta (MW)	233,50			
Potencia Neta (MW)	227,00			
<b>CARGA</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>
Consumo específico neto (kJ/kWh)	7.995	8.218	9.252	12.316
Consumo específico bruto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	179	184	207	276
Consumo específico neto Gasóleo s/PCI (gr/kWh)	184	189	213	284
Rendimiento neto (%)	45%	44%	39%	29%



Combustibles empleados y valores del poder calorífico inferior (PCI)

Se van a utilizar los combustibles que actualmente se están empleando en la central térmica, fueloil BIA 0,73% para los grupos diesel y gasoil para las turbinas de gas.

Para definir los precios de los combustibles para el análisis del año 2018 se han empleado los precios más elevados que aparecen publicados en la *Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*, los correspondientes con los del año 2012, según se aprecia en la siguiente tabla:

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES (SIT. AÑO 2014)		
Combustible	Equipo de Generación	Precio Estimado (€/t)
Fueloil BIA 1%	Turbinas de vapor	556,68
Fueloil BIA 0,73%	Grupos Diesel	633,91
Gasoil	Turbinas de gas	783,52
Gasoil	Ciclo combinado	783,52

Tabla 10.8. Datos técnicos y económicos de los combustibles empleados en el estudio  
Elaboración propia. Fuente: Normativa

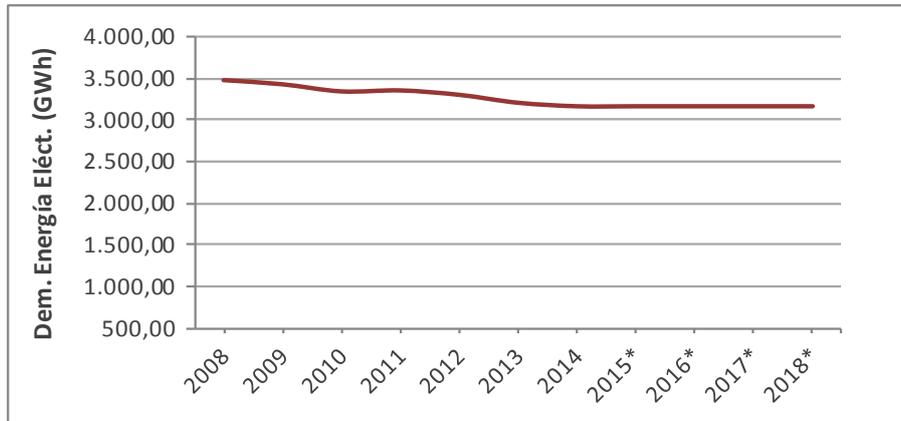
Los valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles son los adoptados por normativa:

PCI (te/t)				
Fueloil BIA 1%	Fueloil BIA 0,3%	Fueloil BIA 0,73%	Gasoil	Dieseloil
9.850	9.850	9.850	10.373	10.140

Tabla 10.9. Valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles

**10.2.2 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2018**

Aunque la demanda de energía eléctrica ha experimentado durante el periodo 2008-2014 un decremento interanual aproximado de un 1,6% para la simulación del año 2038 se va a prever que la demanda ha permanecido constante desde el año 2014 hasta el año de estudio en cuestión:



(\*) Valores estimados para realizar la simulación

Figura 10.9. Evolución y previsión de la demanda de energía eléctrica durante el periodo 2008-2018 en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

### 10.2.3 EL MARCO REGULATORIO, NORMATIVO Y ECONÓMICO

El sistema de generación de energía eléctrica de Gran Canaria se encontrará en el año 2018 dentro del conjunto de sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (antiguamente denominados sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, SEIE, disponiendo de una reglamentación singular como en el año 2014, pero con algunos cambios.

A partir del año 2013, *La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, que deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, establece los mecanismos que deben ser desarrollados en la reglamentación singular de dichos territorios no peninsulares, destacando con respecto a la anterior ley el fomento de energías renovables cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema.

La citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determina que para el cálculo de la retribución de la actividad de producción en estos sistemas eléctricos con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares, procediendo a una regulación unificada entre las diferentes tecnologías de generación y abandonando los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial.

En el *Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*, se distinguen dos tipos de instalaciones:

- a) Instalaciones tipo A. Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica. No se incluirán en este apartado las instalaciones de cogeneración de potencia inferior o igual a 15 MW.
- b) Instalaciones tipo B. Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia inferior o igual a 15 MW.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos se encuentran actualmente reguladas por *el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*, que establece el régimen jurídico y económico para dichas instalaciones, calificándolas en las siguientes categorías:

- a) Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.
- b) Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de la renovables no fósiles: solar, eólica, etc.
- c) Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en b), que no cumplan con los límites de consumo establecidos e instalaciones que utilicen licores negros.

En este Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se establece un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las instalaciones eólicas existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, estableciéndose posteriormente el mecanismo de asignación a través de la *Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

En esta Orden IET/1459/2014, se recalca que el sistema eléctrico Canario supone la mayor parte del sobrecoste de generación de los sistemas no peninsulares y su parque de generación presenta un elevado grado de obsolescencia, donde el 41 por ciento de la potencia efectiva disponible tiene más de 20 años. Asimismo en el sistema canario y en el caso particular eólico, existen abundantes recursos que no han sido explotados por lo que para asegurar la ejecución de instalaciones eólicas en el menor plazo posible, la presente orden agiliza la introducción de energía eólica en el sistema canario, estableciendo para un cupo máximo de 450 MW la excepción de los requisitos referidos al mecanismo de subasta que se especifican en la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Aplicando esta normativa a la isla de Gran Canaria y en base al *Real Decreto 738/2015, de 31 de julio* y al *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*, los costes de generación reconocidos serían:

Para la Centrales Térmicas:

- Gatos Fijos: Retribución por inversión, Gastos Fijos de O&M
- Gastos Variables: Gastos Variables de O&M, Gastos de Combustibles, Gastos de Arranque y Derechos de Emisión de CO<sub>2</sub>

Para las instalaciones eólicas y fotovoltaicas:

- Retribución por inversión, por operación y en casos excepcionales incentivo a la inversión asociado a la contribución a la reducción global del coste de generación del sistema eléctrico.

En conclusión con estas nuevas normativas se comienza a unificar el modelo económico retributivo de los sistemas eléctricos no peninsulares, tanto para los productores de origen térmico como para los de origen renovable, cubriendo sus costes de generación y garantizándoles una tasa de rentabilidad razonable por las inversiones efectuadas.

---

#### 10.2.4 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RECONOCIDOS EN EL AÑO 2018

---

##### ■ ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RETRIBUIDOS A LOS GRUPOS TÉRMICOS

Retribución asignada por garantía de potencia y por costes de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

En el caso de los sistemas de generación en régimen ordinario de la isla de Gran Canaria, la retribución asignada, tanto por garantía de potencia (retribución por inversión y retribución por costes de O&M fijos) como por gastos variables, es la que se indica en las normativas anteriormente descritas.

### Retribución por costes de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

Para calcular el precio de los derechos de emisión de liquidación, expresado en €/tCO<sub>2</sub>, se ha establecido la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado, publicadas en la plataforma común transitoria adjudicada a la entidad alemana EEX (European Energy Exchange) en el año 2014, cuyo valor fue de 4,19 €/tCO<sub>2</sub>.

Para calcular los factores de emisión, el proyecto real decreto indica que se empleen los especificados en el apartado 4.a del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, o norma que lo sustituya.

FACTORES DE EMISIÓN	
f <sub>ic</sub> (Motores Diesel)	0,62 tCO <sub>2</sub> /MWh
f <sub>ic</sub> (Turbina de Gas (Gasóleo))	1,10 tCO <sub>2</sub> /MWh
f <sub>ic</sub> (Central Térmica Vapor)	0,82 tCO <sub>2</sub> /MWh
f <sub>ic</sub> (CTCC (Gasóleo))	0,58 tCO <sub>2</sub> /MWh
f <sub>ic</sub> (CTCC (Gas Natural))	0,40 tCO <sub>2</sub> /MWh

Tabla 10.10. Factores de emisión de los distintos combustibles  
Elaboración propia. Fuente: Normativa

## ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RETRIBUIDOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En cuanto a la estimación de la retribución económica asociada a los parques eólicos y solares fotovoltaicos en el año 2018, se ha simplificado el cálculo retributivo respecto al indicado en la normativa actual vigente, dado que se encuentra en continuo cambio, considerando las siguientes retribuciones:

- Reconocimiento de los costes de inversión (según valor de mercado) con una tasa financiera del 7,503% en el periodo 2014-2018.
- Reconocimiento de los costes de O&M (según valor de mercado)

Con esta simplificación la previsión de los costes en el periodo 2014-2018 sería:

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE O&M FIJOS (€/MWh)						
INSTALACIÓN RENOVABLE	2013*	2014*	2015*	2016*	2017*	2018*
Parques eólicos	0	0	0	0	0	0
Instalaciones solares fotovoltaicas	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000

(\*) Valores estimados

Tabla 10.11. Retribución por costes de O&M fijos  
Elaboración propia. Fuente: Normativa

RETRIBUCIÓN POR COSTES DE O&M VARIABLES (€/MWh)						
INSTALACIÓN RENOVABLE	2013*	2014*	2015*	2016*	2017*	2018*
Parques eólicos	28	28	28	28	28	28
Instalaciones solares fotovoltaicas	0	0	0	0	0	0

(\*) Valores estimados

Tabla 10.12. Retribución por costes de O&M variables  
Elaboración propia. Fuente: Normativa

### 10.3 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PREVISTO PARA EL AÑO 2018

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada en SOWES del sistema eléctrico del año 2018.

Cabe recordar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 556,68 €/t para el fuel BIA 1%, 633,91 €/t para el fuel BIA 0,73%, y de 783,52 €/t para el gasoil.

#### RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2018, estimada en 3.367.803 MWh en barras de central, es cubierta en un 76,01% por grupos térmicos, un 22,10% por los parques eólicos y un 1,89% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 23,99%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 579.321 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 1.620.347 t de CO<sub>2</sub>.

*Hay que resaltar que el límite de penetración de renovables empleando dos ciclos combinados, si éstos están en funcionamiento durante todo el año, es del 35%.*

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
2018		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	582.812	
Motor Diesel	52.349	
Turbina Gas	824	
Ciclo Combinado	2.051.889	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>2.687.874</b>	
<i>Consumos en generación</i>	-127.994	5% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	744.315	
Fotovoltaica	63.608	
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>807.922</b>	23,99% (penetración renovables)
<i>Consumos en bombeo</i>	-	
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.367.803</b>	
<i>Pérdidas en transporte</i>	-202.068	6% (pérdidas transporte)
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.165.734</b>	

Tabla 10.13. Balance del año 2018 de energía eléctrica en Gran Canaria, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
CC1 (2TG+1TV)	206.100	1.421.799.115	8.050	6.899	-	268.939	189,15	0	824.643
Diesel 6	20.510	10.170.238	920	496	-	2.375	233,55	102	6.306
Diesel 7	20.510	8.372.200	789	408	-	1.972	235,58	69	5.191
Diesel 8	20.510	6.750.107	690	329	-	1.622	240,23	34	4.185
Diesel 9	20.510	5.652.660	629	276	-	1.388	245,47	28	3.505
Diesel 10	20.510	4.877.278	543	238	-	1.199	245,88	44	3.024
Diesel 11	20.510	4.444.295	479	217	-	1.083	243,68	40	2.755
Diesel 12	20.510	3.735.673	430	182	-	925	247,50	37	2.316
Diesel 13	20.510	2.714.154	342	132	-	689	253,76	64	1.683
Diesel 14	20.510	1.887.383	266	92	-	495	262,50	82	1.170
Diesel 15	20.510	1.252.043	198	61	-	341	272,72	78	776
CC2 (2TG+1TV)	227.000	532.381.117	5.650	2.345	-	142.146	267,00	360	308.781
Gas 2_BT	32.340	785.140	115	24	-	497	633,39	57	864
Vapor 1_BT	74.240	267.991.106	7.585	3.610	-	75.431	281,47	229	219.753
Vapor 2_BT	74.240	287.067.474	7.849	3.867	-	80.218	279,44	0	235.395
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>819.020</b>	<b>2.559.879.982</b>	-	-	-	<b>579.321</b>	<b>226,31</b>	-	<b>1.620.347</b>
P.E. Artes Gráficas del Atlántico	450	1.311.084	7.096	2.914	2.918	-	-	-	-
P.E. Lomo El Cabezo	1.800	5.591.961	7.954	3.107	3.107	-	-	-	-
P.E. Montaña Francisco - Fase I	1.125	3.279.329	7.098	2.915	2.918	-	-	-	-
P.E. La Florida-Soslaires Canarias	2.640	8.569.442	6.513	3.246	3.249	-	-	-	-
P.E. Carretera de Arinaga	2.000	7.541.454	8.575	3.771	3.780	-	-	-	-
P.E. Carretera de Arinaga	4.620	13.507.286	7.234	2.924	2.928	-	-	-	-
P.E. Concasur	600	1.694.674	7.928	2.824	2.832	-	-	-	-
P.E. Pesban, Arinaga	850	2.634.509	7.228	3.099	3.104	-	-	-	-
P.E. Seinco, Arinaga	100	290.376	7.084	2.904	2.918	-	-	-	-
Plataf. Ensayo Muelle Arinaga	5.000	18.850.869	8.054	3.770	3.779	-	-	-	-
P.E. Punta Tenefé Ampliación	230	670.907	7.102	2.917	2.918	-	-	-	-
P.E. Punta Tenefé Ampliación	225	656.322	7.102	2.917	2.918	-	-	-	-
P.E. Bahía de Formas III	6.000	18.633.304	7.954	3.106	3.107	-	-	-	-
P.E. Bahía de Formas IV	6.000	18.629.793	7.951	3.105	3.107	-	-	-	-
P.E. La Punta	5.500	17.189.576	7.944	3.125	3.126	-	-	-	-
P.E. La Gaviota	6.930	19.325.666	6.842	2.789	2.792	-	-	-	-
P.E. Finca San Antonio	1.500	3.827.644	6.381	2.552	2.554	-	-	-	-
P.E. Las Salinas del Matorral	1.700	5.254.135	7.219	3.091	3.104	-	-	-	-
P.E. Las Salinas del Matorral	850	2.342.491	6.807	2.756	3.104	-	-	-	-

P.E. La Florida - Juliano Bonny	850	2.610.179	7.195	3.071	3.104	-	-	-	-
P.E. C. de Control Canarias AENA	660	1.929.612	7.234	2.924	2.928	-	-	-	-
P.E. Montaña Pelada	4.620	12.277.233	7.486	2.657	2.658	-	-	-	-
Ampliación salinas del matorral a 2,55 mw	850	2.691.902	7.230	3.167	3.170	-	-	-	-
P.E. Llanos de la Aldea	20.000	54.845.135	7.392	2.742	3.329	-	-	-	-
P.E. San Bartolomé	9.200	23.482.796	8.138	2.552	2.922	-	-	-	-
P.E. Ojos de Garza	8.100	18.873.443	7.446	2.330	2.753	-	-	-	-
P.E. Piletas 1	16.100	46.972.220	8.565	2.918	2.922	-	-	-	-
P.E. Montaña del Canónigo	6.900	17.311.813	8.057	2.509	2.922	-	-	-	-
P.E. Congelados Herbania	850	2.836.479	7.588	3.337	3.345	-	-	-	-
P.E. La Vaquería	2.350	8.913.505	8.582	3.793	3.796	-	-	-	-
P.E. Vientos del Roque	4.700	17.841.446	8.586	3.796	3.796	-	-	-	-
P.E. Doramas	2.300	6.710.992	8.565	2.918	2.922	-	-	-	-
P.E. Triquivijate	4.700	17.841.446	8.586	3.796	3.796	-	-	-	-
P.E. Balcón de Balos	9.200	30.881.068	8.586	3.357	3.357	-	-	-	-
P.E. Montaña Perros	2.350	8.918.789	8.585	3.795	3.796	-	-	-	-
P.E. La sal	2.000	7.712.457	8.581	3.856	3.860	-	-	-	-
P.E. La sal III	2.000	7.712.457	8.581	3.856	3.860	-	-	-	-
P.E. Las Colinas	4.700	17.841.446	8.586	3.796	3.796	-	-	-	-
P.E. Las Colinas	4.600	13.440.829	8.572	2.922	2.922	-	-	-	-
P.E. Haría	2.350	8.920.723	8.586	3.796	3.796	-	-	-	-
P.E. Pico Viento II	13.800	34.261.857	7.950	2.483	2.647	-	-	-	-
P.E. El Goro	8.100	22.122.261	7.975	2.731	2.753	-	-	-	-
Autoconsumo Bahía de formas V	1.800	4.939.860	7.982	2.744	2.753	-	-	-	-
P.E. Camino de la Madera	9.200	26.877.685	8.572	2.921	2.922	-	-	-	-
Parques Eólicos varios	50.000	175.746.562	8.025	3.515	3.702	-	-	-	-
FV-Anterior2013	39.290	56.118.602	4.675	1.428	1.486	-	-	-	-
FV-2017 Auto	5.000	7.488.932	4.677	1.498	1.536	-	-	-	-
<b>TOTAL EERR</b>	<b>44.290</b>	<b>63.607.534</b>	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 10.14. Resultados técnicos según equipos y tecnología

## RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 17,86 c€/kWh. De estos, el 28,50% están asociados a la retribución por inversión, el 12,09% lo representan los costes fijos y el 59,41% son costes variables. El coste anual del combustible empleado se eleva a 416.796.201 €.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 8,09 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 14,08 c€/kWh, los grupos térmicos con 28,58 c€/kWh.

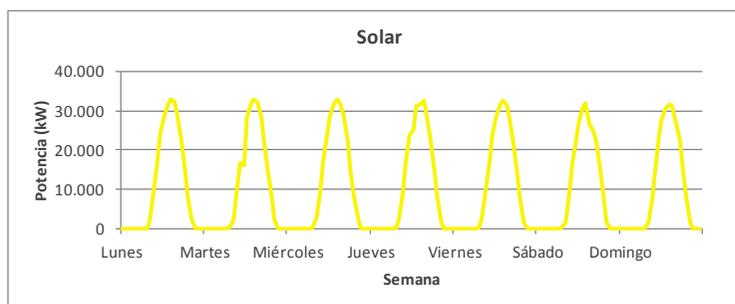
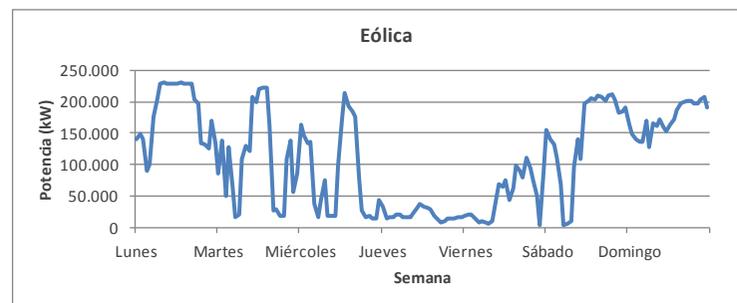
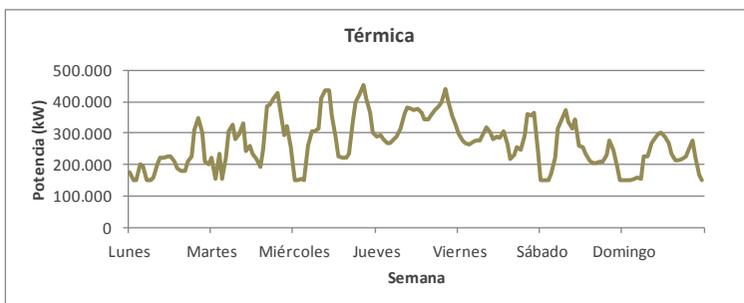
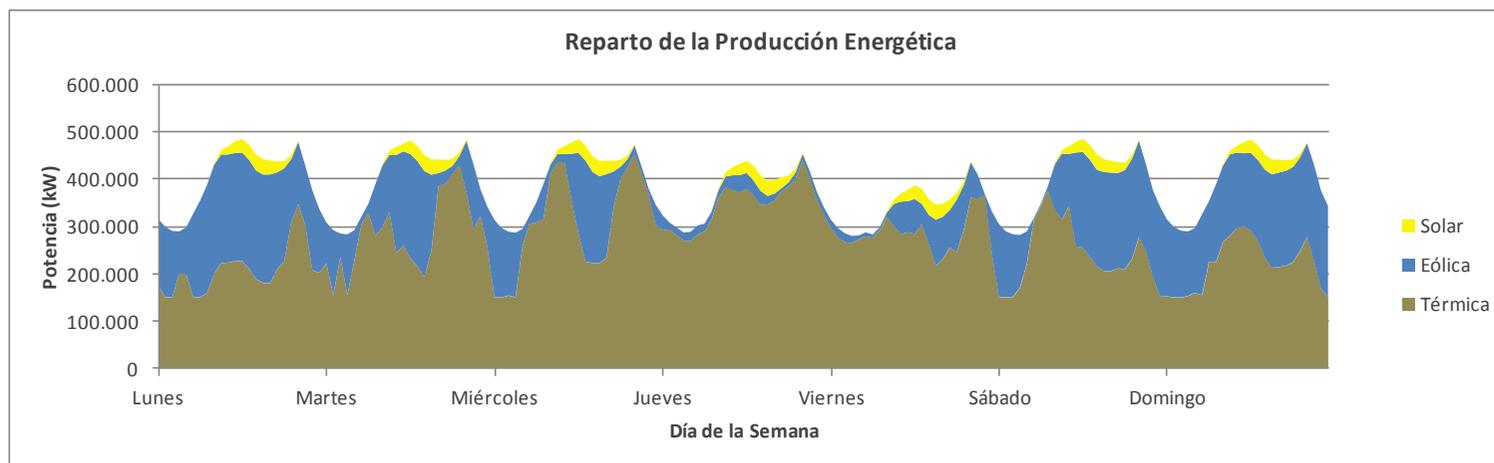
EQUIPO	POT. NETA (KW)	PRODUCCIÓN (KWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							TOTAL Costes Generación	COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Costes O&M Fijo	Costes O&M Variable	Costes Combustible	Retribución emisión CO2	Costes Arranque			
CC1 (2TG+1TV)	206.100	1.421.799.115	12.610.029	8.100.527	28.185.437	210.720.665	4.045.412	0	263.662.070	18,54	
Diesel 6	20.510	10.170.238	3.731.050	1.599.496	213.656	1.505.701	35.729	533.803	7.619.434	74,92	
Diesel 7	20.510	8.372.200	3.731.050	1.599.496	175.883	1.250.258	29.667	353.423	7.139.778	85,28	
Diesel 8	20.510	6.750.107	3.731.050	1.599.496	141.806	1.027.933	24.392	164.648	6.689.325	99,10	
Diesel 9	20.510	5.652.660	3.731.050	1.599.496	118.751	879.604	20.872	137.931	6.487.705	114,77	
Diesel 10	20.510	4.877.278	3.731.050	1.599.496	102.462	760.199	18.039	222.237	6.433.482	131,91	
Diesel 11	20.510	4.444.295	3.731.050	1.599.496	93.366	686.518	16.290	207.671	6.334.392	142,53	
Diesel 12	20.510	3.735.673	3.731.050	1.599.496	78.479	586.102	13.908	191.690	6.200.724	165,99	
Diesel 13	20.510	2.714.154	3.731.050	1.599.496	57.019	436.599	10.360	335.433	6.169.957	227,33	
Diesel 14	20.510	1.887.383	3.731.050	1.599.496	39.650	314.063	7.452	430.302	6.122.013	324,37	
Diesel 15	20.510	1.252.043	3.731.050	1.599.496	26.303	216.451	5.136	407.635	5.986.071	478,10	
CC2 (2TG+1TV)	227.000	532.381.117	16.890.027	9.708.885	10.553.808	111.374.782	2.138.171	23.077.054	173.742.726	32,64	
Gas 2_BT	32.340	785.140	333.477	806.392	19.302	389.650	7.480	259.841	1.816.142	231,31	
Vapor 1_BT	74.240	267.991.106	4.624.120	1.857.623	1.471.092	41.991.489	1.134.646	7.380.402	58.459.372	21,81	
Vapor 2_BT	74.240	287.067.474	3.799.540	1.664.439	1.575.809	44.656.105	1.206.646	0	52.902.538	18,43	
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>819.020</b>	<b>2.559.879.982</b>	<b>75.567.692</b>	<b>38.132.822</b>	<b>42.852.823</b>	<b>416.796.119</b>	<b>8.714.201</b>	<b>33.702.069</b>	<b>615.765.727</b>	<b>24,05</b>	
P.E. Artes Gráficas Atlántico	450	1.311.084	35.111	0	40.957	-	-	-	76.067	5,80	
P.E. Lomo El Cabezo	1.800	5.591.961	116.111	0	174.686	-	-	-	290.796	5,20	
P.E. Montaña Francisco - Fase I	1.125	3.279.329	82.708	0	102.442	-	-	-	185.150	5,65	
P.E. Florida-Soslaires Canarias	2.640	8.569.442	205.983	0	267.698	-	-	-	473.682	5,53	
P.E. Carretera de Arinaga	2.000	7.541.454	246.168	0	226.393	-	-	-	472.561	6,27	
P.E. Carretera de Arinaga	4.620	13.507.286	360.471	0	421.950	-	-	-	782.421	5,79	
P.E. Concasur	600	1.694.674	52.222	0	52.939	-	-	-	105.161	6,21	
P.E. Pesban, Arinaga	850	2.634.509	77.811	0	82.299	-	-	-	160.109	6,08	
P.E. Seinco, Arinaga	100	290.376	10.506	0	9.071	-	-	-	19.577	6,74	
Plataf. Ensayo Muelle Arinaga	5.000	18.850.869	637.950	0	560.296	-	-	-	1.198.246	6,36	
P.E. Punta Tenefé Ampliación	230	670.907	14.836	0	20.958	-	-	-	35.795	5,34	
P.E. Punta Tenefé Ampliación	225	656.322	14.514	0	20.503	-	-	-	35.017	5,34	
P.E. Bahía de Formas III	6.000	18.633.304	414.072	0	582.080	-	-	-	996.152	5,35	
P.E. Bahía de Formas IV	6.000	18.629.793	414.072	0	581.971	-	-	-	996.043	5,35	
P.E. La Punta	5.500	17.189.576	379.566	0	536.980	-	-	-	916.546	5,33	

P.E. La Gaviota	6.930	19.325.666	509.480	0	603.709	-	-	-	1.113.189	5,76
P.E. Finca San Antonio	1.500	3.827.644	96.759	0	119.571	-	-	-	216.330	5,65
P.E. Las Salinas del Matorral	1.700	5.254.135	178.602	0	164.132	-	-	-	342.734	6,52
P.E. Las Salinas del Matorral	850	2.342.491	116.112	0	68.253	-	-	-	184.365	7,87
P.E. La Florida - Juliano Bonny	850	2.610.179	100.791	0	79.141	-	-	-	179.932	6,89
P.E.C. Control Canarias AENA	660	1.929.612	54.470	0	60.279	-	-	-	114.748	5,95
P.E. Montaña Pelada	4.620	12.277.233	339.653	0	383.525	-	-	-	723.178	5,89
Ampliación Salinas Matorral	850	2.691.902	78.579	0	76.127	-	-	-	154.706	5,75
P.E. Llanos de la Aldea	20.000	54.845.135	3.851.592	0	1.551.020	-	-	-	5.402.613	9,85
P.E. San Bartolomé	9.200	23.482.796	1.245.772	0	664.093	-	-	-	1.909.866	8,13
P.E. Ojos de Garza	8.100	18.873.443	1.226.769	0	533.741	-	-	-	1.760.510	9,33
P.E. Piletas 1	16.100	46.972.220	1.552.491	0	1.328.374	-	-	-	2.880.865	6,13
P.E. Montaña del Canónigo	6.900	17.311.813	964.239	0	489.578	-	-	-	1.453.817	8,40
P.E. Congelados Herbania	850	2.836.479	103.871	0	80.216	-	-	-	184.087	6,49
P.E. La Vaquería	2.350	8.913.505	225.944	0	252.074	-	-	-	478.018	5,36
P.E. Vientos del Roque	4.700	17.841.446	343.404	0	504.556	-	-	-	847.960	4,75
P.E. Doramas	2.300	6.710.992	209.968	0	189.787	-	-	-	399.755	5,96
P.E. Triquivijate	4.700	17.841.446	339.166	0	504.556	-	-	-	843.722	4,73
P.E. Balcón de Balos	9.200	30.881.068	589.785	0	873.317	-	-	-	1.463.101	4,74
P.E. Montaña Perros	2.350	8.918.789	209.968	0	252.223	-	-	-	462.192	5,18
P.E. La sal	2.000	7.712.457	214.403	0	218.108	-	-	-	432.512	5,61
P.E. La sal III	2.000	7.712.457	214.298	0	218.108	-	-	-	432.406	5,61
P.E. Las Colinas	4.700	17.841.446	242.744	0	504.556	-	-	-	747.300	4,19
P.E. Las Colinas	4.600	13.440.829	242.744	0	380.107	-	-	-	622.850	4,63
P.E. Haría	2.350	8.920.723	204.095	0	252.278	-	-	-	456.373	5,12
P.E. Pico Viento II	13.800	34.261.857	1.633.980	0	968.925	-	-	-	2.602.905	7,60
P.E. El Goro	8.100	22.122.261	890.136	0	625.618	-	-	-	1.515.754	6,85
Autoconsumo Bahía formas V	1.800	4.939.860	178.192	0	139.699	-	-	-	317.891	6,44
P.E. Camino de la Madera	9.200	26.877.685	617.602	0	760.101	-	-	-	1.377.703	5,13
Parques Eólicos varios	50.000	175.746.562	7.756.200	0	4.970.113	-	-	-	12.726.313	7,24
FV-Anterior2013	39.290	56.118.602	12.510.761	1.399.800	0	-	-	-	13.910.561	24,79
FV-2017 Auto	5.000	7.488.932	1.516.812	162.878	0	-	-	-	1.679.690	22,43
<b>TOTAL EERR</b>	<b>284.690</b>	<b>807.922.548</b>	<b>41.621.484</b>	<b>1.562.677</b>	<b>21.497.108</b>	-	-	-	<b>64.681.270</b>	<b>8,01</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.103.710</b>	<b>3.367.802.530</b>	<b>117.189.176</b>	<b>39.695.500</b>	<b>64.349.931</b>	<b>416.796.119</b>	<b>8.714.201</b>	<b>33.702.069</b>	<b>680.446.997</b>	<b>20,20</b>

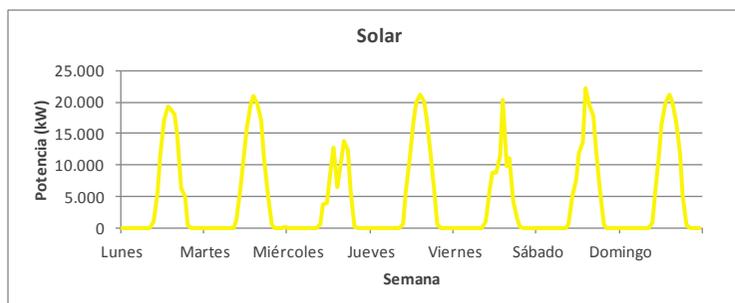
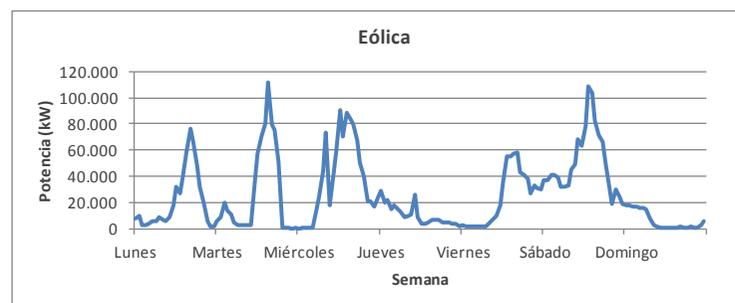
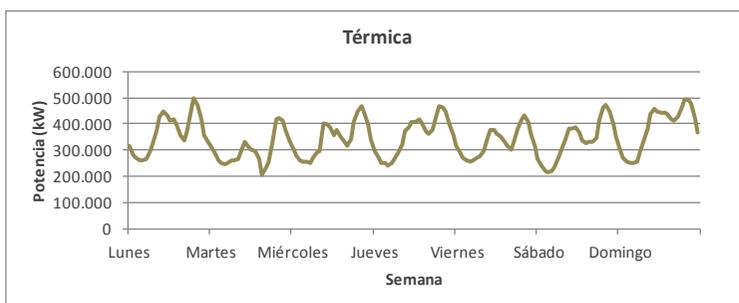
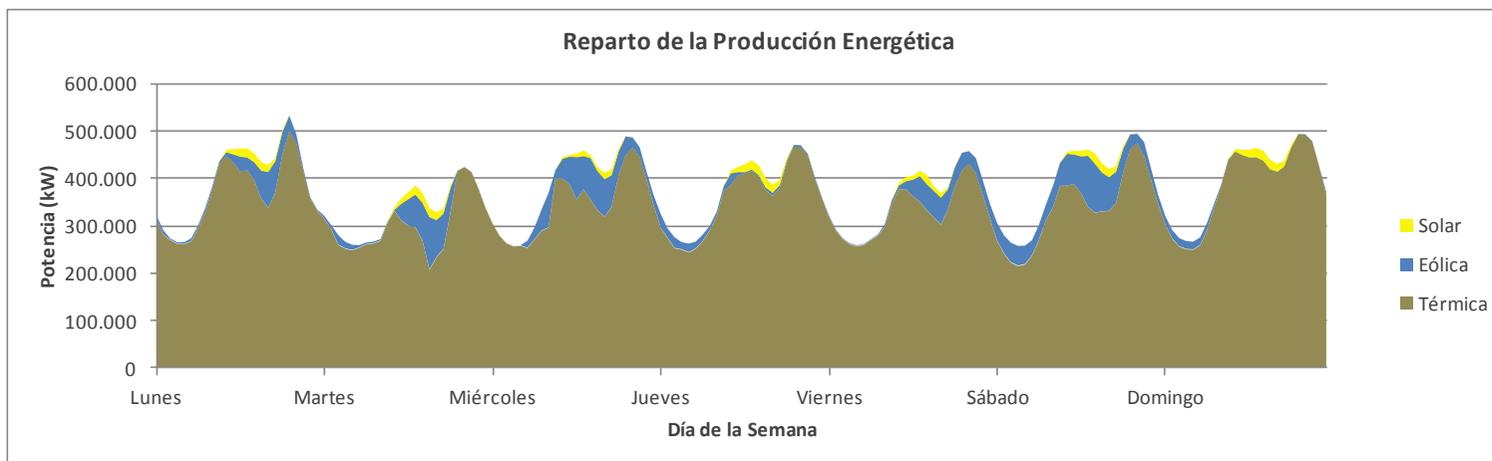
Tabla 10.15. Resultados económicos según equipos y tecnología

## GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

SEMANA 6-12 AGOSTO DE 2018



SEMANA 24-30 DICIEMBRE DE 2018





## 11 SIMULACIONES DEL SISTEMA ENERGÍA-AGUA-MOVILIDAD PREVISTO PARA EL AÑO 2038

### 11.1 INTRODUCCIÓN

En este apartado se expondrán los datos de partida empleados y los resultados obtenidos de varias simulaciones realizadas para el sistema óptimo de generación de energía eléctrica para el año 2038.

Los datos de partida son los siguientes:

- El sistema de generación de energía eléctrica previsto para el año 2038: Central Térmica y Parques Eólicos y Solares Fotovoltaicos.
- El sistema de almacenamiento de energía en baterías eléctricas previsto para el año 2038.
- El sistema de producción y almacenamiento de agua previsto para el año 2038: plantas desaladoras, depósitos de almacenamiento y tuberías de impulsión.
- El sistema de generación de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.
- La previsión de la demanda horaria de energía eléctrica en el año 2038.
- La previsión de la demanda de agua en el año 2038.
- La previsión de la demanda de energía eléctrica para la recarga de las baterías de los vehículos eléctricos.
- El marco regulatorio, normativo y económico, que establece las consignas de operación de los diferentes equipos de generación y los costes asociados a la generación, así como de la operación del sistema hidráulico de la isla y su gestión.

Las simulaciones efectuadas son las siguientes:

- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica.
- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica empleando baterías eléctricas.
- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica y de recarga de baterías de vehículos eléctricos.
- Simulación del sistema óptimo de generación de energía eléctrica y de producción de agua.

### 11.2 DATOS DE PARTIDA. TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

#### 11.2.1 EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PREVISTO PARA EL AÑO 2038

##### ■ PARQUES EÓLICOS

A la hora de simular la *situación prevista para el año 2038*, se han considerado 8 parques eólicos distribuidos en 3 plataformas eólicas. La inversión, gastos fijos y variables y la vida útil coinciden para todos los modelos.

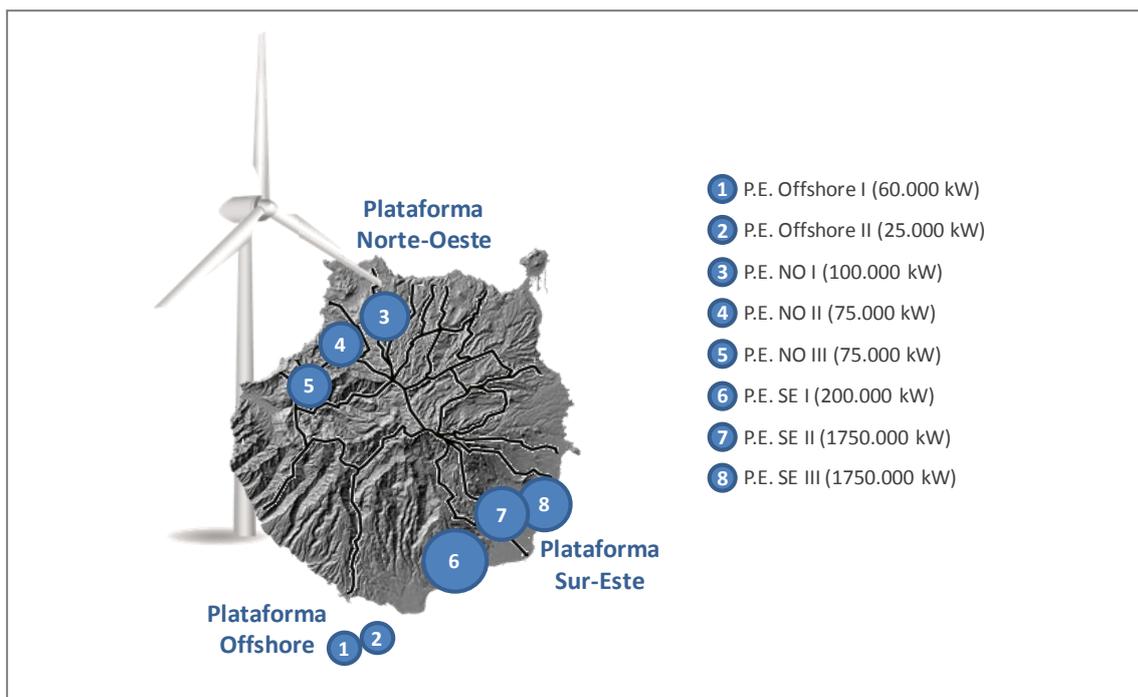
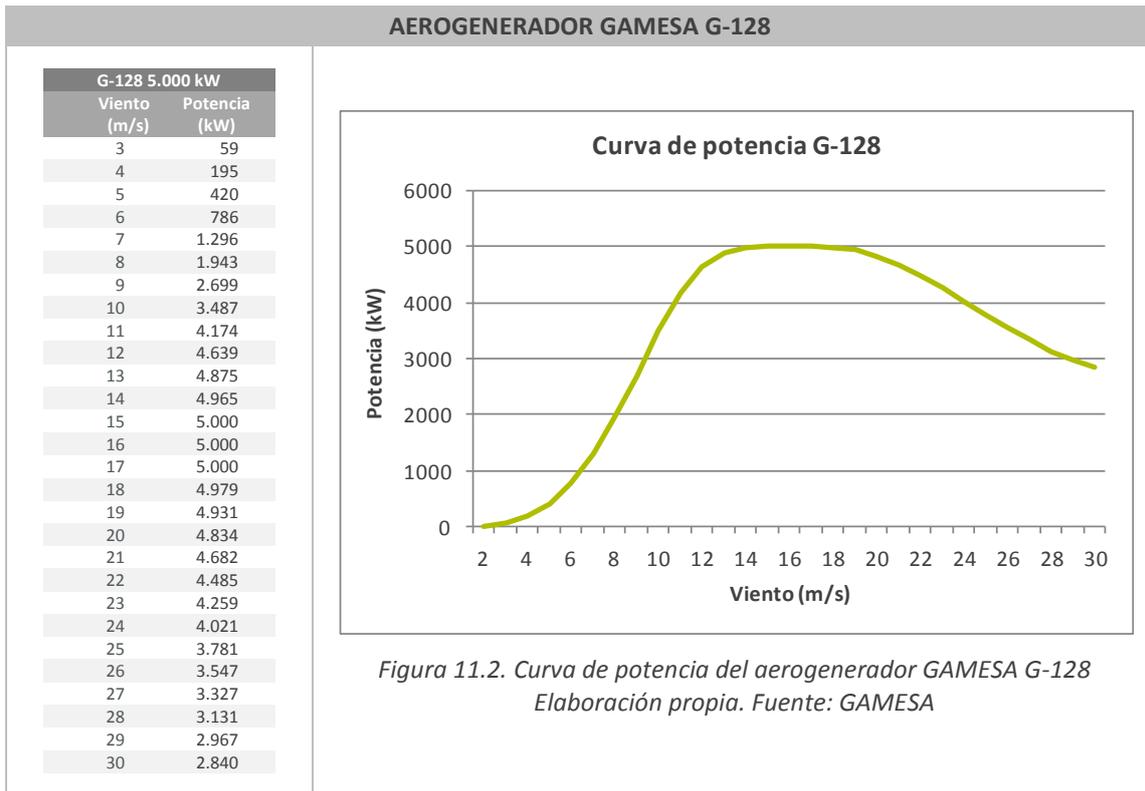


Figura 11.1. Localización de los parques eólicos previstos para el 2038  
Elaboración propia

EQUIPOS DE GENERACIÓN EÓLICA (SIT. PREVISTA 2038)							
Modelo	Parque eólico	Núm aerog.	P. Unitaria (kW)	P. Total (kW)	Altura Buje (m)	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
G-128	P.E. Offshore I	12	5.000	60.000	90	2020	25
G-128	P.E. Offshore II	5	5.000	25.000	90	2025	25
G-128	P.E. Norte-Oeste I	20	5.000	100.000	90	2025	25
G-128	P.E. Norte-Oeste II	15	5.000	75.000	90	2030	25
G-128	P.E. Norte-Oeste III	15	5.000	75.000	90	2035	25
G-128	P.E. Sur-Este I	40	5.000	200.000	90	2025	25
G-128	P.E. Sur-Este II	35	5.000	175.000	90	2030	25
G-128	P.E. Sur-Este III	35	5.000	175.000	90	2035	25
<b>TOTAL</b>				<b>885.000</b>			

Tabla 11.1. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación eólica empleados en el estudio  
Elaboración propia

A continuación se presentan las curvas de potencia de los aerogeneradores previstos que estén instalados en el año 2038:



Datos de Viento empleados para la simulación

Al no tener datos reales de velocidades de viento en los emplazamientos de los parques eólicos de la isla, se le asignará a cada uno de los parques los datos de la estación anemométrica más cercana, tal y como se indica en la siguiente tabla:

PARQUES EÓLICOS Y TORRES ANEMOMÉTRICAS	
PARQUE EÓLICO	TORRE ANEMOMÉTRICA DE REFERENCIA
P.E. Offshore I	Estación anemométrica 2
P.E. Offshore II	Estación anemométrica 1
P.E. Norte-Oeste I	Estación anemométrica 1
P.E. Norte-Oeste II	Estación anemométrica 1
P.E. Norte-Oeste III	Estación anemométrica 1
P.E. Sur-Este I	Estación anemométrica 3
P.E. Sur-Este II	Estación anemométrica 3
P.E. Sur-Este III	Estación anemométrica 3

*Tabla 11.2. Parques eólicos y sus torres anemométricas de referencia para realizar el estudio  
Elaboración propia*

**■ INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS**

Para definir los equipos de generación fotovoltaica que estarán activos en el año 2038, se han considerado las instalaciones solares fotovoltaicas previstas para instalar antes de ese mismo año, además de considerar que seguirán activas las instalaciones ya existentes en esa fecha.

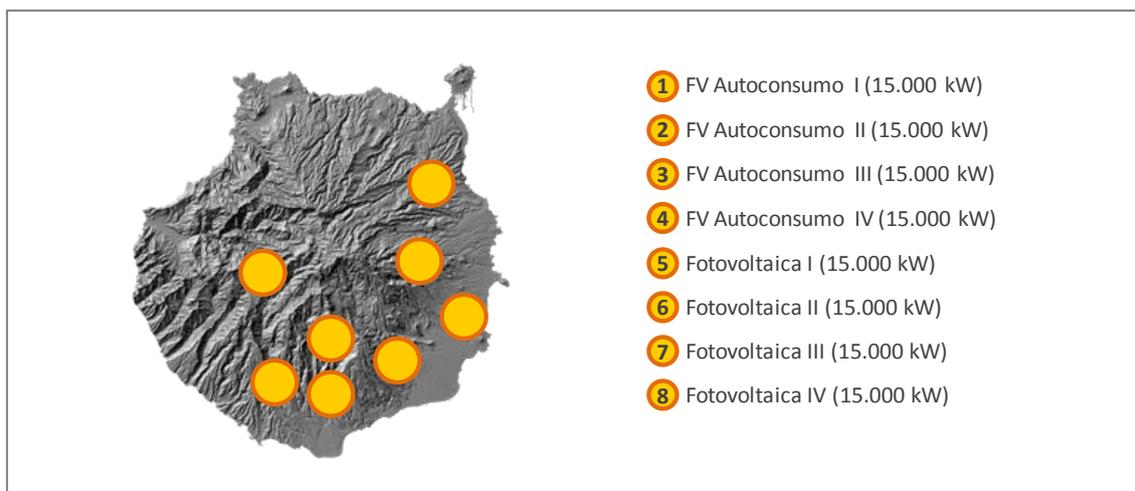


Figura 11.3. Localización de los parques solares fotovoltaicos previstos para el 2038  
Elaboración propia

EQUIPOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA (SIT. PREVISTA 2038)				
Modelo	Potencia Instalada (kWp)	Rendimiento Instalación	Año puesta en servicio	Vida Útil (años)
Fotovoltaica I Autoconsumo	15.000	85%	2020	25
Fotovoltaica II Autoconsumo	15.000	85%	2025	25
Fotovoltaica III Autoconsumo	15.000	85%	2030	25
Fotovoltaica IV Autoconsumo	15.000	85%	2035	25
Fotovoltaica I	15.000	85%	2020	25
Fotovoltaica II	15.000	85%	2025	25
Fotovoltaica III	15.000	85%	2030	25
Fotovoltaica IV	15.000	85%	2035	25
<b>TOTAL</b>	<b>120.000</b>			

Tabla 11.3. Datos técnicos y económicos de los equipos de generación fotovoltaica empleados en el estudio  
Elaboración propia

### Radiación solar empleada para la simulación

Se le asignará a cada una de las instalaciones solares fotovoltaicas los datos de la estación climatológica más cercana, tal y como se indica en la siguiente tabla:

PARQUES EÓLICOS Y TORRES ANEMOMÉTRICAS	
PARQUE EÓLICO	ESTACIÓN CLIMATOLÓGICA DE REFERENCIA
Fotovoltaica I Autoconsumo	Estación climatológica 1
Fotovoltaica II Autoconsumo	Estación climatológica 1
Fotovoltaica III Autoconsumo	Estación climatológica 1
Fotovoltaica IV Autoconsumo	Estación climatológica 1
Fotovoltaica I	Estación climatológica 2
Fotovoltaica II	Estación climatológica 2
Fotovoltaica III	Estación climatológica 2
Fotovoltaica IV	Estación climatológica 2

Tabla 11.4. Parques eólicos y sus estaciones solares de referencia para realizar el estudio  
Elaboración propia

## CENTRALES TÉRMICAS

Para realizar las simulaciones se han empleado 37 grupos diesel, todos ellos puestos en funcionamiento durante los años previos al año de estudio. El resto de equipos existentes en la actualidad ya habrán desaparecido llegado dicho año. La ubicación de estos equipos será la Central Térmica de Jinámar y la Central Térmica de Barranco de Tirajana, tal y como muestra la figura siguiente:

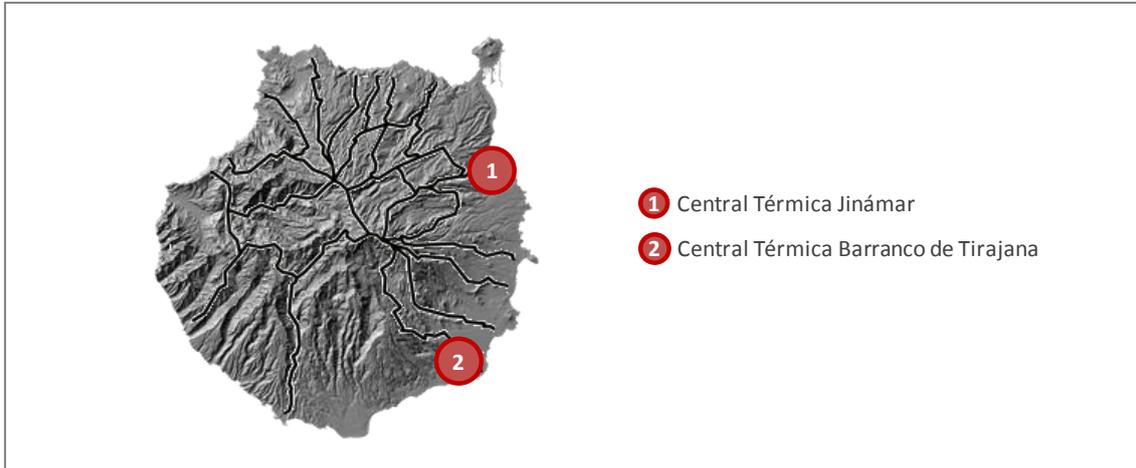


Figura 11.4. Localización de las Centrales Térmicas  
Elaboración propia

A continuación se muestran los datos, tanto técnicos como económicos generales, de todos estos grupos térmicos:

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. PREVISTA 2038) - DATOS GENERALES							
GRUPO TÉRMICO	POTENCIA BRUTA (kW)	POTENCIA NETA (kW)	FECHA DE ENTRADA	VALOR BRUTO DE INVERSIÓN	PERIODO AMORTIZACIÓN (AÑOS)	COMB. PRINCIPAL	HORAS DE DISPONIBILIDAD (AÑO NO BISIESTO)
GD 6 – GD 18	24.000	20.510	enero-2018	35.500.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 19 – GD 26	24.000	20.510	enero-2021	35.500.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 27 – GD 35	24.000	20.510	enero-2028	35.500.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709
GD 37 – GD 42	24.000	20.510	enero-2031	35.500.000	25	Fuel BIA 0,73%	7.709

Tabla 11.5. Datos generales de los equipos de generación térmica empleados en el estudio  
Elaboración propia

EQUIPOS DE GENERACIÓN TÉRMICA (SIT. PREVISTA 2038) - DATOS TÉCNICOS							
GRUPO TÉRMICO	POTENCIA NETA (MWe)	RENDIMIENTOS/CARGA *				CONSUMO ESPECÍFICO NETO (kJ/kWhe) CARGA 100%	
		100%	80%	60%	40%		
GD 6 – GD 42	20,510	36%	33%	29%	23%	10.075	

(\*) Rendimientos a efectos retributivos

Tabla 11.6. Datos técnicos de los equipos de generación térmica empleados en el estudio  
Elaboración propia

### Combustibles empleados y valores del poder calorífico inferior (PCI)

Se van a realizar dos tipos de simulaciones según los combustibles empleados. Por un lado, se va a utilizar exclusivamente el fueloil BIA 0,73% para los grupos diesel (únicos equipos de generación activos este año de estudio), y por otro lado, se realizarán las mismas simulaciones pero empleando únicamente gas natural licuado (GNL), como sustituto del fueloil.

Para definir los precios del fuel BIA 0,73% se ha tomado como referencia los datos publicados en el BOE en la *Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

Los precios del gas natural licuado (GNL) se han estimado en base a lo establecido en el *Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*, y según los datos publicados por el *BP Statistical Review of World Energy*.

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES (€/t)				
AÑO	Fueloil BIA 0,73%		GNL	
	Precio	Δ anual	Precio	Δ anual
2009	348,38		272,60	
2010	468,59	34,5%	327,33	20,1%
2011	588,8	25,7%	445,11	36,0%
2012	633,91	7,7%	546,50	22,8%
2013	572,3	-9,7%	512,17	-6,3%
2014	522,98	-8,6%	516,85	0,9%
2015	332,67	-36,4%	392,05	-24,1%
<b>Promedio 2009-2015</b>		<b>2,2%</b>		<b>8,2%</b>

Tabla 11.7. Evolución del precio de los combustibles en el periodo 2009-2018 analizado  
Elaboración propia. Fuente: Varias

Como se aprecia en la tabla anterior, durante el periodo 2009-2015 el precio del fuel BIA 0,73% ha variado desde un mínimo de 332,67 €/t en el año 2015 hasta un máximo de 633,91 €/t en el año 2012. Esos mismo años, el precio del GNL tomaba los valores de 392,05 €/t y los 546,50 €/t.

En las simulaciones para el año 2038 se supondrán ambos casos. Uno más desfavorable, en el que los precios de los combustibles toman los valores del año 2012; y otro más favorable, en el que toman los valores del año 2015.

Los valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles son los adoptados por normativa:

PCI (te/t)	
Fueloil BIA 0,73%	GNL
9.850	11.300

Tabla 11.8. Valores del poder calorífico inferior (PCI) de los combustibles  
Elaboración propia. Fuente: Normativa

### 11.2.2 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y RECUPERACIÓN EN CENTRAL HIDRÁULICA REVERSIBLE

La Central Hidroeléctrica Reversible empleada en el presente estudio será la Central Chira-Soria, con una capacidad aprovechable de 4 hm<sup>3</sup> por cada una de las presas, y un salto útil de 280 m.

Se han considerado grupos de bombeo y grupos de turbinado de 200 MW de potencia máxima en cada uno de ellos (mediante combinaciones de 8 grupos unitarios de 25 MW) y 2.260 metros de tuberías para comunicar ambos sistemas.

A continuación se muestran los datos detallados de los equipos de la Central:

CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE CHIRA-SORIA						
GRUPOS DE BOMBEO Y TURBINAS						
Modelo	Nº máx.	Potencia unitaria (kW)	Inversión (€)	Gastos Fijos (€)	Gastos Vbles (€)	Vida Útil (años)
Grupos de bombeo	8	25.000	-	-	-	25
Grupos de turbinas	8	25.000	-	-	-	25
DEPÓSITOS DE ALMACENAMIENTO						
Depósito	Capacidad aprov. (m <sup>3</sup> )	Salto Útil (m)	Inversión (€)	Gastos Fijos (€)	Gastos Vbles (€)	Vida Útil (años)
Soria (32,3 hm <sup>3</sup> )	4.000.000	280	-	-	-	40
Chira (4,03 hm <sup>3</sup> )	4.000.000		-	-	-	40
<b>TOTAL CHR</b>			<b>321.000.000</b>	<b>16.448.126</b>	<b>10.660.232</b>	

Tabla 11.9. Datos técnicos y económicos de la CHR empleada en el estudio

### 11.2.3 EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS ELÉCTRICAS ESTÁTICAS

Actualmente existen en el mercado diversos tipos de baterías con un rango de capacidad nominal entre los 120 y 1.000 kWh y una potencia de carga máxima nominal que puede alcanzar 1 MW.

En el presente estudio se emplearán baterías de 1 MWh de capacidad con una potencia de carga nominal de 166 kW, hasta alcanzar como máximo una capacidad que varía entre 900 GWh y 1.200 GWh según la alternativa a analizar

De entre todos los modelos existentes, se muestra a continuación como ejemplo las fichas técnicas de las baterías de los fabricantes TESVOLT y SAFT.

Battery System	TLC 120	TLC 250	TLC 370	TLC 500	TLC 1000
Nominal capacity [kWh]	120	240	360	480	960
Max. nominal charging power DC [kW]	36	36	54	72	144
Max. nominal discharging power AC [kW]	36	36	54	72	144
Depth of discharge (DoD)	70% 90%	70% 90%	70% 90%	70% 90%	70% 90%
Usable capacity [kWh]	84 108	168 216	252 324	336 432	672 864
Number of cycles	8,000 5,000	8,000 5,000	8,000 5,000	8,000 5,000	8,000 5,000
Charging time at rated power [h]	2.4 3.0	4.7 6.0	4.7 6.0	4.7 6.0	4.7 6.0
Discharging time at rated power [h]	2.4 3.0	4.7 6.0	4.7 6.0	4.7 6.0	4.7 6.0
Self-discharge	<3% per month	<3% per month	<3% per month	<3% per month	<3% per month
Max. efficiency	90%	90%	90%	90%	90%
<b>Isolated operation and emergency mode</b>					
Max. nominal discharge power AC [kW]	36	36	54	72	144
Max. nominal discharge power AC [kW] 30 min	48	48	72	96	192
Max. nominal discharge power AC [kW] 5 min	54	54	81	109	218
Max. nominal discharge power AC [kW] 30 sec	66	66	99	132	264
<b>Battery system</b>					
Electric charge (C1) [Ah]	2,400	4,800	7,200	9,600	19,200
DC nominal power [V]	51.2	51.2	51.2	51.2	51.2
System	3-phase	3-phase	3-phase	3-phase	3-phase
Emergency power supply	integrated	integrated	integrated	integrated	integrated
<b>Air conditioning</b>					
Area of application temperature range [P <sub>4</sub> ] in kW	0.275-2.75	0.275-2.75	0.275-2.75	0.275-2.75	0.275-2.75
Max. cooling capacity [P <sub>4</sub> ] in kW	2.0-7.0	2.0-7.0	2.0-7.0	2.0-7.0	2.0-7.0
Max. heating capacity [P <sub>4</sub> ] in kW	1.8-7.0	1.8-7.0	1.8-7.0	1.8-7.0	1.8-7.0
Climate regulation	The inside temperature is regulated. For use at temperatures of no less than -20 degrees. Special configurations available for extreme temperatures.				
<b>General data</b>					
Dimensions L x W x H [mm]	3,000 x 2,450 x 2,900	6,000 x 2,450 x 2,900	6,000 x 2,450 x 2,900	6,000 x 2,450 x 2,900	2 x (6,000 x 2,450 x 2,900)
Total weight [kg]	4,800	8,500	10,500	13,000	2 x 13,000
Installation place	outdoor	outdoor	outdoor	outdoor	outdoor
Warranty	Power warranty of the battery: 10 years / product warranty of the battery: 2 years / Electronic: 5 years				
Certificates and approvals (batteries)	CE, MSDS, UN38.3				
Battery inverter	VDE-AR-N 4105, CE, FNN				
Disposal (batteries)	free				

Figura 11.5. Baterías eléctricas del fabricante TESVOLT  
Fuente: TESVOLT

	IM 20E High Energy	IM+ 20E High Energy Plus	IM 20M Medium Power	IM+20M Medium Power Plus	IM 20P High Power
Energy (kWh)	620	1020	580	950	420
Continuous discharge power (kW)	900	500	1100	2100	1600
Peak discharge power 1min (kW)	1100	500	1100	2100	2200
Nominal charge power (kW)	300	500	600	1000	900
Current max (A)	1600	850	1600	3000	3000
Voltage range (V)	609 - 812	588 - 790	609 - 812	588-790	609 - 812
Dimensions L x W x H (m)	6.1 x 2.5 x 2.9				
Weight (kg)	14 500	16 500	14 500	16 500	14 500



Figura 11.6. Baterías eléctricas del fabricante SAFT  
Fuente: SAFT

Algunos de los modelos de este último fabricante, SAFT, se han empleado en el proyecto “STORE”, el proyecto más importante actualmente de Europa sobre almacenamiento de energía en entornos insulares.

Las baterías están instaladas en las islas de Gran Canaria, La Palma y La Gomera y permitirán aportar servicios complementarios a la generación, mejorando la calidad, eficiencia, y seguridad del sistema.

#### 11.2.4 EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE AGUA

En la isla de Gran Canaria, tal y como se comentó en apartados anteriores, existen actualmente un total de 353 depósitos de almacenamiento de agua, con una capacidad total de 1.092.232 m<sup>3</sup>.

Debido a la gran cantidad de depósitos existentes, en el presente estudio se ha decidido simplificar el escenario actual en uno más sencillo, de tal forma que la simulación a través del software SOWES pueda hacerse en menor tiempo, evitando así problemas de cálculo.

Este escenario simplificado consta de un único depósito de regulación de 285.626 m<sup>3</sup> y de un único depósito de almacenamiento de 1.092.232 m<sup>3</sup> de capacidad. Finalmente, la red simplificada del sistema de almacenamiento queda de la siguiente forma:

DEPÓSITO DE REGULACIÓN	Capacidad (m <sup>3</sup> )	285.626
	Cota (m)	10
DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO	Capacidad (m <sup>3</sup> )	1.092.232
	Cota (m)	250
TUBERÍA	Longitud (km)	15
	Altura a salvar	240
IDAM	Capacidad total (m <sup>3</sup> /día)	280.000
	Número de bastidores	40
	Capacidad unitaria bastidor (m <sup>3</sup> /día)	7.000
	Cota (m)	0

Tabla 11.10. Red simplificada del sistema hidráulico  
Elaboración propia

#### 11.2.5 SISTEMA DE RECARGA DE BATERÍAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Se pretende suministrar energía eléctrica a una flota de vehículos eléctricos dentro de un sistema de alta penetración de energías renovables.

Con el fin de conocer el número aproximado de vehículos eléctricos que serán abastecidos a partir del sistema de alta penetración de energías renovables en el año 2038, se realiza una estimación a partir del número de turismos presentes en Gran Canaria en el año 2014, que es de 390.673 turismos. En la última década, el promedio del incremento interanual del número de vehículos fue del 1,7%, por lo que se ha tomado como referencia este incremento para suponer el número de vehículos que habría en Gran Canaria en el año 2038. Se estima que el número ascenderá a unos 593.610 aproximadamente.

Se considera que de los 593.610 turismos que se presume habría en Gran Canaria, un 35% podrían ser vehículos eléctricos, es decir aproximadamente 200.000 vehículos, siendo este número de vehículos el que será considerado en el presente estudio como flota de vehículos eléctricos del sistema de alta penetración de energías renovables. La flota de 200.000 vehículos eléctricos cuenta con las siguientes características:

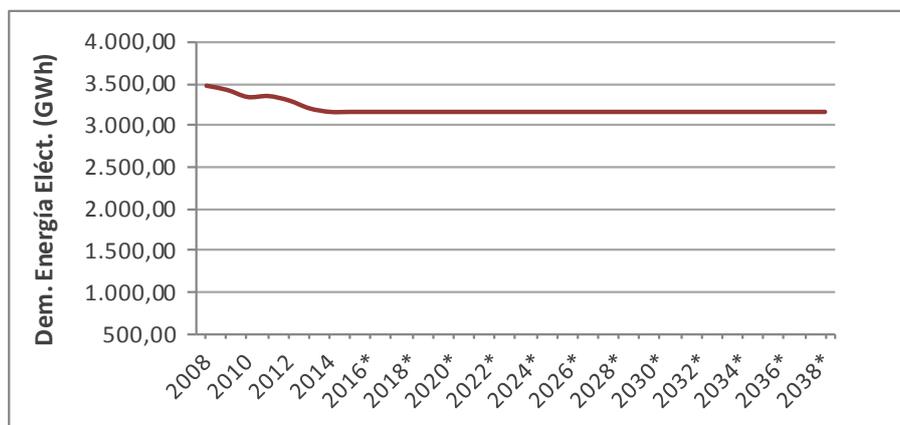
CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE MÓVIL	
Consumo Específico (kWh/veh·100km)	15
Media anual (km/año)	15.000
Pérdidas en la red eléctrica	5%
Parque móvil eléctrico	200.000
<b>Consumo Total (MWh/año)</b>	<b>450.000,00</b>

Tal y como se refleja en la tabla, el consumo específico de estos vehículos eléctricos es de 15 kWh/100km, frente a los 6,48 kg/100km que consumen los vehículos térmicos de combustible.

En el análisis se ha considerado que el 80% de la carga (de energía eléctrica) de esta flota de vehículos eléctricos se realizaría entre la 1:00 y las 4:00 horas de la mañana, mientras que el 20% se realizaría a lo largo del día.

### 11.2.6 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Aunque la demanda de energía eléctrica ha experimentado durante el periodo 2008-2014 un decremento interanual aproximado de un 1,6% para la simulación del año 2038 se va a prever que la demanda ha permanecido constante desde el año 2014 hasta el año de estudio en cuestión:

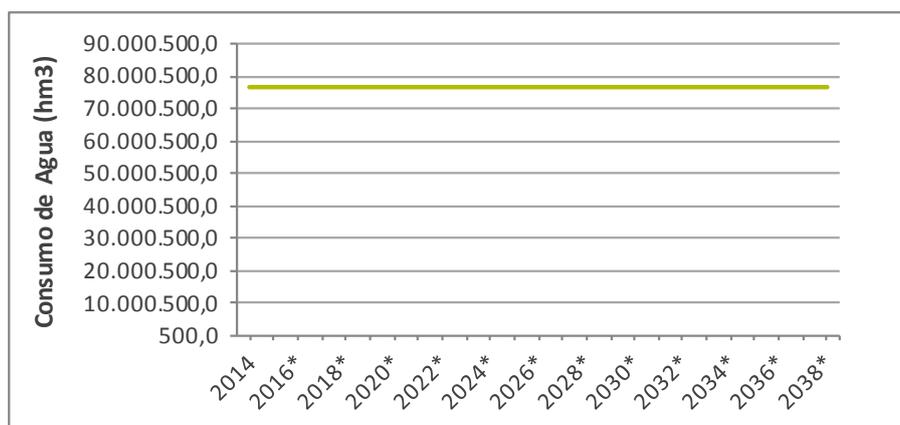


(\*) Valores estimados para realizar la simulación

Figura 11.7. Evolución y previsión de la demanda de energía eléctrica durante el periodo 2008-2038 en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

### 11.2.7 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE AGUA

Al igual que se hizo con la demanda de energía eléctrica, para la simulación del año 2038 se va a prever que la demanda ha permanecido constante desde el año 2014 hasta el año de estudio en cuestión:

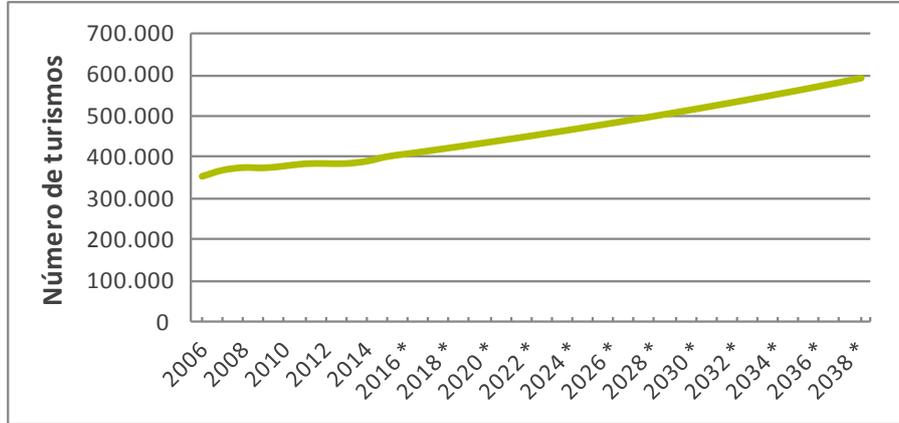


(\*) Valores estimados para realizar la simulación

Figura 11.8. Evolución y previsión de la demanda de agua de abasto durante el periodo 2014-2038 en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

### 11.2.8 LA PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE TURISMOS

Tal y como se ha explicado anteriormente, para la simulación del año 2038 se va a prever que la demanda de turismos ha experimentado un incremento promedio del 1,7% desde el año 2015 hasta el año de estudio en cuestión, tal y como muestra la gráfica y siguiendo con la tendencia de los últimos 10 años.



(\*) Valores estimados para realizar la simulación

Figura 11.9. Evolución y previsión de la demanda de turismos durante el periodo 2005-2038 en Gran Canaria  
Elaboración propia. Fuente: Anuario Energético de Canarias

### 11.2.9 EL MARCO REGULATORIO, NORMATIVO Y ECONÓMICO

Se empleará el mismo marco regulatorio que el adoptado en el año 2018, manteniendo las simplificaciones que se adoptaron en ese año.

### 11.2.10 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RECONOCIDOS EN EL AÑO 2038

Se emplearán los mismos costes de generación reconocidos que los adoptados en el año 2018, manteniendo las simplificaciones que se adoptaron en ese año.

### 11.3 ALTERNATIVAS ANALIZADAS PARA EL AÑO 2038

Para evaluar los sistemas de generación energética óptimos para el año 2038 se han analizado diferentes configuraciones, en las que se ha ido variando tanto la generación de origen renovable como los sistemas de almacenamiento energético.

Cada una de las alternativas analizadas dispone de un código identificativo de la misma, con el siguiente significado:

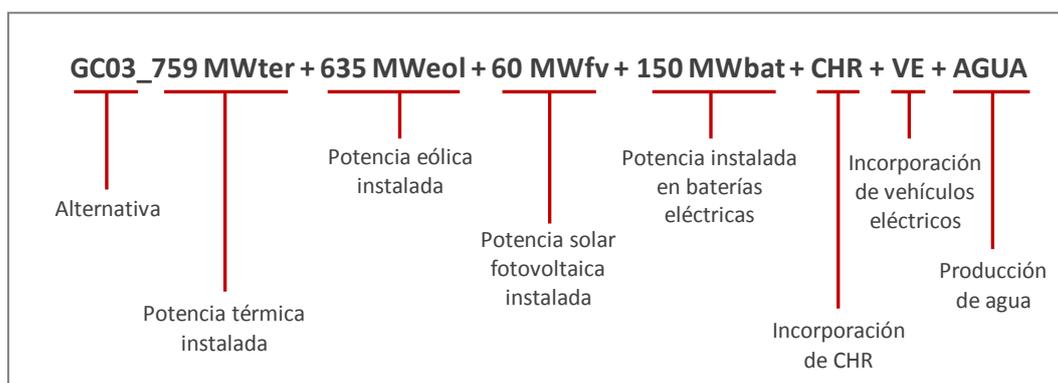


Figura 11.10. Nomenclatura empleada en las alternativas a analizar

A continuación se enumeran las alternativas analizadas para el año 2038:

o Sistemas de generación de energía eléctrica

- GC01\_759 MWter + 385 MWeol + 30 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- GC02\_759 MWter + 385 MWeol + 60 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- GC04\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- GC05\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- GC06\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)
- GC07\_759 MWter + 385 MWeol + 30 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- GC08\_759 MWter + 385 MWeol + 60 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- GC09\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- GC10\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- GC11\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)
- GC12\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)

o Sistemas de generación de energía eléctrica empleando baterías

- GC031\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + 150 MWbat
- GC032\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + 200 MWbat
- GC041\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv + 150 MWbat

- GC042\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv + 200 MWbat
- GC051\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv + 150 MWbat
- GC052\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv + 200 MWbat
- GC061\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + 150 MWbat
- GC062\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + 200 MWbat
- o Sistemas de generación de energía eléctrica empleando Centrales Hidroeléctricas Reversibles
  - GC033\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + CHR
  - GC043\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv + CHR
  - GC053\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv + CHR
  - GC063\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + CHR
- o Sistema de generación de energía eléctrica introduciendo la recarga de VE
  - GC034\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + VE
- o Sistema de generación energética incluyendo la producción de agua
  - GC035\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + AGUA
  - GC064\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + AGUA
- o Sistemas de generación energética empleando GNL
  - GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (GNL)
  - GC031\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + 150 MWbat (GNL)
  - GC033\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + CHR (GNL)
  - GC034\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + VE (GNL)
  - GC035\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + AGUA (GNL)
  - GC062\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + 200 MWbat (GNL)
  - GC064\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + AGUA (GNL)
- o Alternativas analizadas de cara a hacer un estudio de sensibilidad
  - GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (-10% demanda energía)
  - GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (incremento costes derechos emisión)
  - GC036\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + AGUA (+10% demanda agua)



## 11.4 ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### 11.4.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan las alternativas evaluadas para el sistema de generación de energía eléctrica:

- GC01\_759 MWter + 385 MWeol + 30 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 385 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 30 MW.*
- GC02\_759 MWter + 385 MWeol + 60 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 385 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW.*
- GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW.*
- GC04\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW.*
- GC05\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW.*
- GC06\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv (precio del fueloil a 633,91 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 120 MW.*
- GC07\_759 MWter + 385 MWeol + 30 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)

- Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 385 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 30 MW.*
- GC08\_759 MWter + 385 MWeol + 60 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 385 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW.*
  - GC09\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW.*
  - GC10\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW.*
  - GC11\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW.*
  - GC12\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv (precio del fueloil a 332,67 €/t)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 120 MW.*

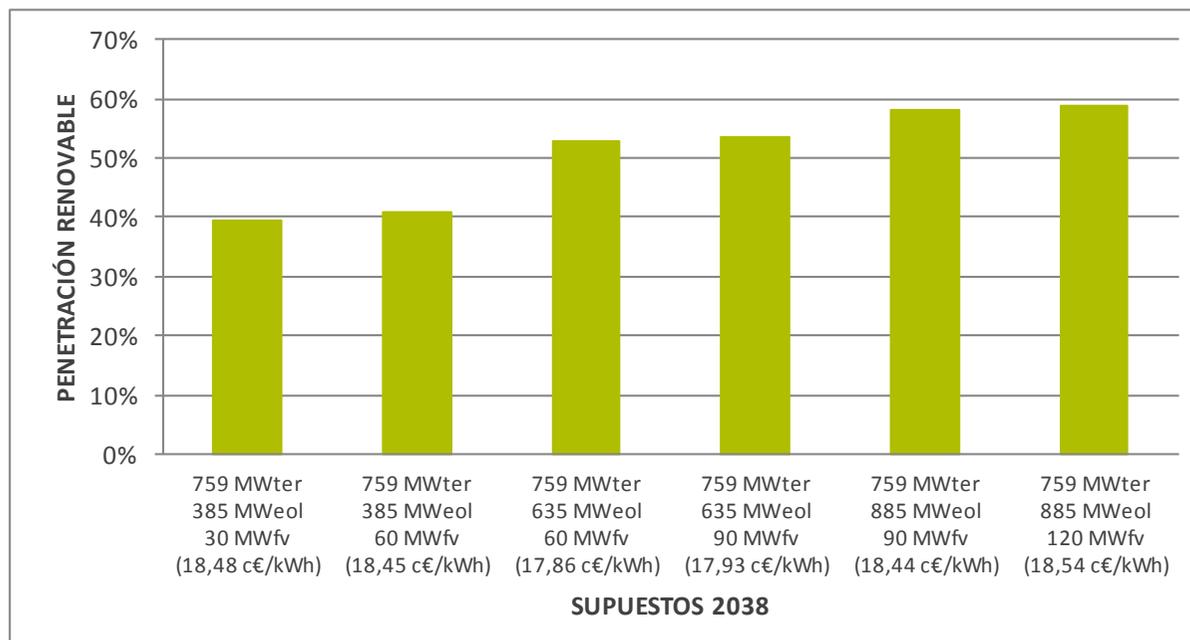
#### 11.4.1 RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

---

A continuación se muestran los resultados comparativos de las diferentes alternativas analizadas, representando en un apartado posterior los resultados detallados de las alternativas óptimas.

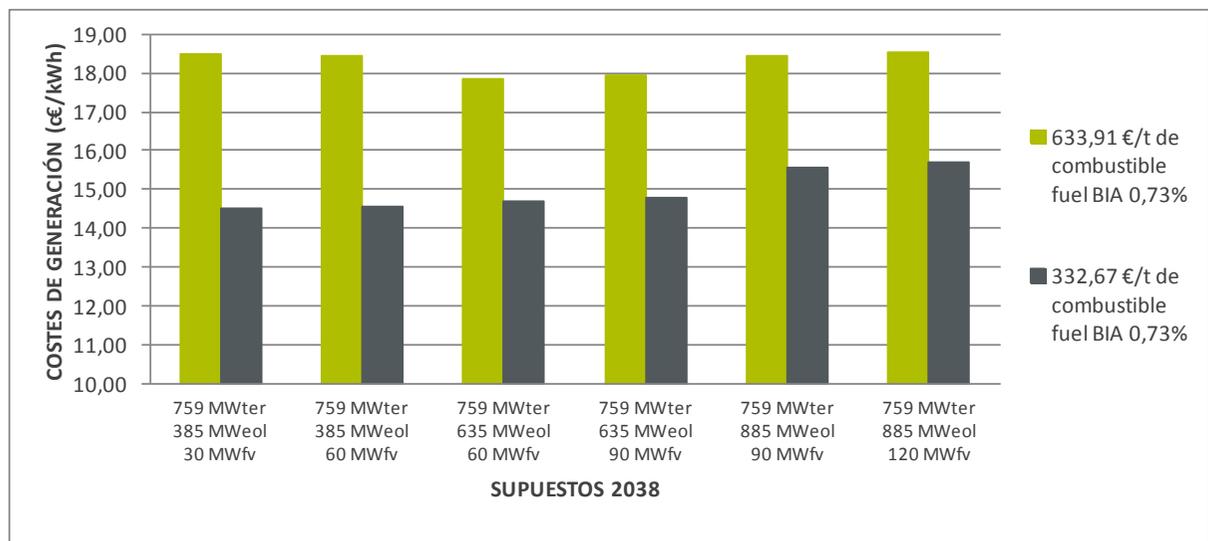
En primer lugar se observa, que a medida que se van incorporando nuevas instalaciones renovables al sistema eléctrico la penetración renovable media anual se va incrementando hasta alcanzar un límite en torno al 60%, tal como se aprecia en la siguiente gráfica, admitiendo en algunas horas del año penetraciones máximas del 75%. El motivo de que no se pueda introducir más energía renovable se debe al hecho de que es necesario mantener unos grupos

térmicos en funcionamiento que disponen de reserva caliente suficiente para responder de forma inmediata ante una posible disminución de la producción de los parques eólicos de un 40% y de las instalaciones solares fotovoltaicas en un 50%.

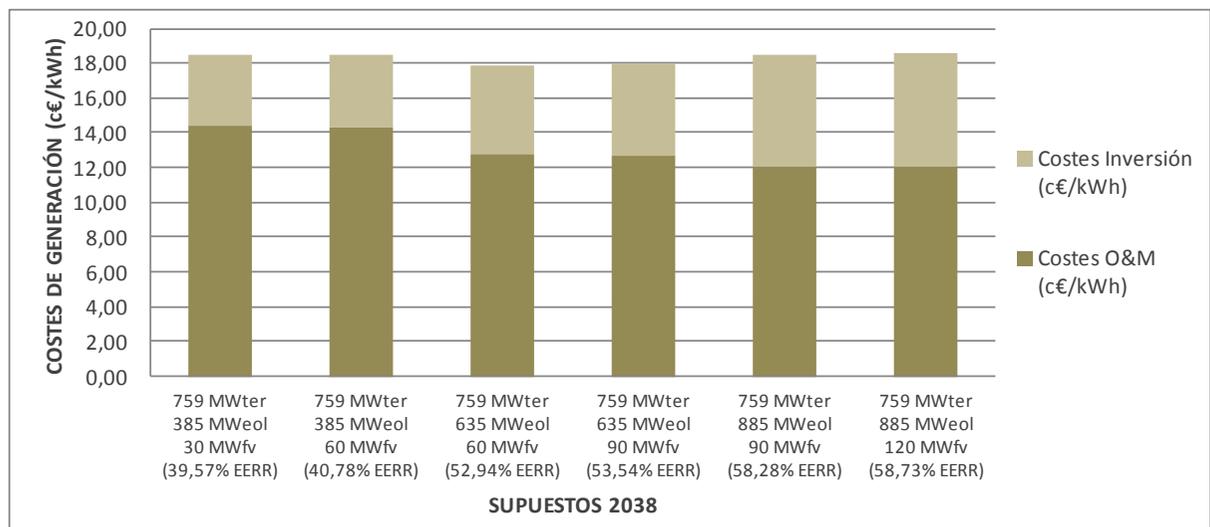


Esta penetración de energías renovables se puede incrementar introduciendo demandas gestionables y sistemas de almacenamiento energético, como se demostrará en apartados posteriores.

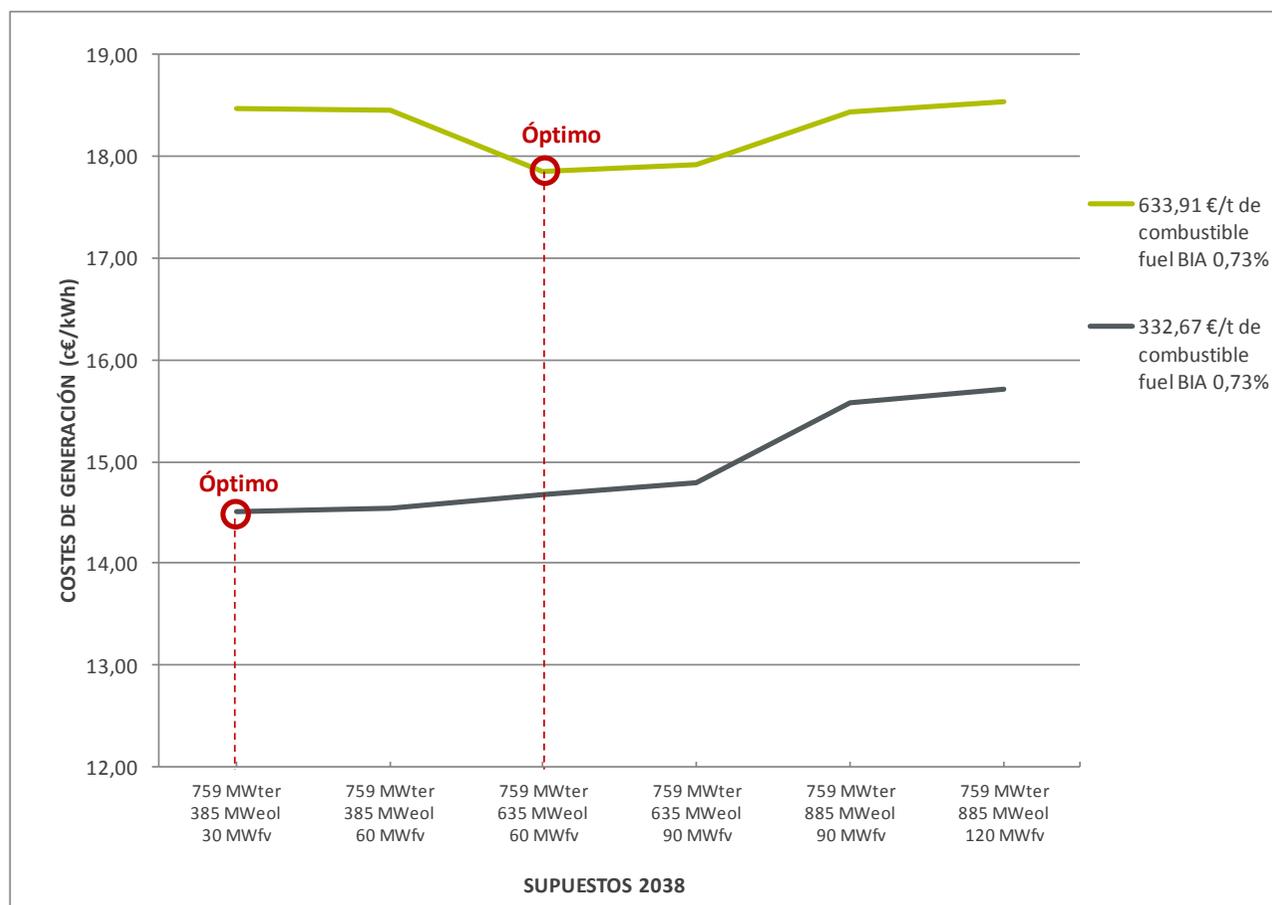
En el caso de que el precio el combustible fuese el mínimo estimado, los costes de generación serían muy parecidos al sistema con una penetración del 40%, como se aprecia en la siguiente figura. Por tanto un sistema eléctrico con alta penetración de renovables evita que los costes de generación se incrementen sustancialmente a medida que se incrementa el precio de combustible.



Si se analizan los costes de generación de cada una de las alternativas analizadas se observa que a medida que se incrementan la penetración de renovables disminuyen los costes de explotación, ya que los costes de generación de los parques eólicos y las instalaciones solares fotovoltaicas son inferiores a los de los grupos térmicos.



En primer lugar se observa que a medida que se van incrementando los parques eólicos y las instalaciones solares fotovoltaicas al sistema eléctrico los costes de generación disminuyen hasta un determinado valor, considerado como el sistema óptimo a nivel económico, a partir del cual los costes de generación vuelven a incrementarse.



Los costes de generación disminuyen debido al ahorro de combustible que se obtiene al incorporar nuevas instalaciones renovables, pero llega un punto en el que ese ahorro económico no consigue compensar los costes derivados de la incorporación de nuevas instalaciones renovables ya que algunas de ellas comienzan a tener que desconectarse durante varias horas al año.

A medida que el precio de combustible se incrementa este óptimo se desplaza hacia la derecha, como se aprecia en la figura anterior, es decir, conviene incorporar nuevas instalaciones renovables para reducir los costes de generación.

Considerando que en el año 2038, el precio del combustible fuese el máximo estimado (situación más desfavorable) el sistema eléctrico debería disponer del siguiente parque de generación:

- 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW.
- 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW .
- Instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW.

Con este sistema de generación, se alcanzaría una penetración de renovables del 52,94%, y los costes de generación se encontrarían entre los 17,86 c€/kW (para un precio de combustible de 633,91 €/t) y los 14,68 €/kWh (para un precio de combustible de 332,67 €/t).

A continuación se representan resultados más detallados de la alternativa óptima.

#### 11.4.2 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO-ECONÓMICO

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada en SOWES del sistema eléctrico del año 2038.

Cabe recordar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 633,91 €/t para el fuel BIA 0,73%.

#### RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 3.367.803 MWh en barras de central, es cubierta en un 47,1% por grupos diesel, un 50,9% por los parques eólicos y un 2,1% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 52,94%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 355.123 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 982.650 t de CO<sub>2</sub>.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
2038		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	1.664.165	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>1.664.165</b>	
<i>Consumos en generación</i>	-79.245,95	5% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	1.713.326	
Fotovoltaica	69.557	
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>1.782.884</b>	52,94% (penetración renovables)
<i>Consumos en bombeo</i>	-	
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.367.803</b>	
<i>Pérdidas en transporte</i>	-202.068	6% (pérdidas transporte)
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.165.734</b>	

Tabla 11.11. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Gran Canaria, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 6	20.510	156.000.572	7.709	7.606	-	32.742	209,88	0	96.720
Diesel 7	20.510	134.374.577	7.709	6.552	-	28.764	214,06	0	83.312
Diesel 8	20.510	119.016.556	7.709	5.803	-	26.037	218,77	0	73.790
Diesel 9	20.510	113.378.133	7.709	5.528	-	25.021	220,69	0	70.294
Diesel 10	20.510	108.488.668	7.709	5.290	-	24.136	222,48	0	67.263
Diesel 11	20.510	100.463.254	7.709	4.898	-	22.651	225,47	0	62.287
Diesel 12	20.510	90.679.706	7.709	4.421	-	20.889	230,36	0	56.221
Diesel 13	20.510	84.849.515	7.709	4.137	-	19.837	233,79	54	52.607
Diesel 14	20.510	85.278.073	7.709	4.158	-	19.926	233,65	157	52.872
Diesel 15	20.510	86.903.600	7.709	4.237	-	20.218	232,65	250	53.880
Diesel 16	20.510	83.517.892	7.151	4.072	-	19.280	230,85	386	51.781
Diesel 17	20.510	71.716.097	5.944	3.497	-	16.438	229,20	553	44.464
Diesel 18	20.510	58.665.429	4.519	2.860	-	13.248	225,82	551	36.373
Diesel 19	20.510	48.967.628	3.588	2.388	-	10.949	223,59	369	30.360
Diesel 20	20.510	42.797.433	3.122	2.087	-	9.564	223,46	284	26.534
Diesel 21	20.510	37.614.778	2.790	1.834	-	8.430	224,13	278	23.321
Diesel 22	20.510	32.928.994	2.472	1.606	-	7.396	224,60	263	20.416
Diesel 23	20.510	27.841.299	2.126	1.357	-	6.273	225,32	247	17.262
Diesel 24	20.510	23.171.038	1.826	1.130	-	5.251	226,63	230	14.366
Diesel 25	20.510	18.881.201	1.551	921	-	4.315	228,53	215	11.706
Diesel 26	20.510	14.686.202	1.238	716	-	3.375	229,83	200	9.105
Diesel 27	20.510	11.363.219	967	554	-	2.616	230,18	160	7.045
Diesel 28	20.510	8.730.007	747	426	-	2.013	230,56	130	5.413
Diesel 29	20.510	6.799.278	596	332	-	1.575	231,67	115	4.216
Diesel 30	20.510	5.225.796	462	255	-	1.214	232,23	98	3.240
Diesel 31	20.510	3.991.068	357	195	-	929	232,65	74	2.474
Diesel 32	20.510	2.854.271	265	139	-	669	234,47	61	1.770
Diesel 33	20.510	2.053.795	197	100	-	486	236,57	50	1.273
Diesel 34	20.510	1.560.319	146	76	-	367	234,98	36	967
Diesel 35	20.510	954.578	92	47	-	225	236,18	29	592
Diesel 36	20.510	542.073	58	26	-	131	242,57	20	336
Diesel 37	20.510	357.233	44	17	-	90	251,90	15	221
Diesel 38	20.510	165.569	21	8	-	42	254,15	9	103
Diesel 39	20.510	58.060	8	3	-	15	258,87	3	36
Diesel 40	20.510	36.918	6	2	-	10	275,45	3	23
Diesel 41	20.510	6.153	1	0	-	2	275,45	1	4

Diesel 42	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.584.918.982</b>	-	-	-	<b>355.123</b>	<b>224,06</b>	-	<b>982.650</b>
P.E. OffShore I	60.000	193.029.317	6.975	3.217	4.483	-	-	-	-
P.E. OffShore II	25.000	64.028.499	6.610	2.561	3.537	-	-	-	-
P.E. NO I	100.000	293.528.204	7.049	2.935	3.501	-	-	-	-
P.E. NO II	75.000	112.632.512	4.235	1.502	3.466	-	-	-	-
P.E. SE I	200.000	799.374.929	8.150	3.997	4.155	-	-	-	-
P.E. SE II	175.000	250.732.605	6.230	1.433	4.113	-	-	-	-
FV-2020 Auto	15.000	19.584.672	4.180	1.306	1.516	-	-	-	-
FV-2025 Auto	15.000	19.440.515	4.143	1.296	1.536	-	-	-	-
FV-2020	15.000	19.969.743	4.167	1.331	1.614	-	-	-	-
FV-2025	15.000	10.562.552	2.554	704	1.655	-	-	-	-
<b>TOTAL EERR</b>	<b>695.000</b>	<b>1.782.883.548</b>	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 11.12. Resultados técnicos según equipos y tecnología

## RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 17,86 c€/kWh. De estos, el 28,50% están asociados a la retribución por inversión, el 12,09% lo representan los costes fijos y el 59,41% son costes variables. El coste de combustible se eleva a 452.937.797 €/año.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 8,09 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 14,08 c€/kWh, los grupos térmicos con 28,58 c€/kWh.

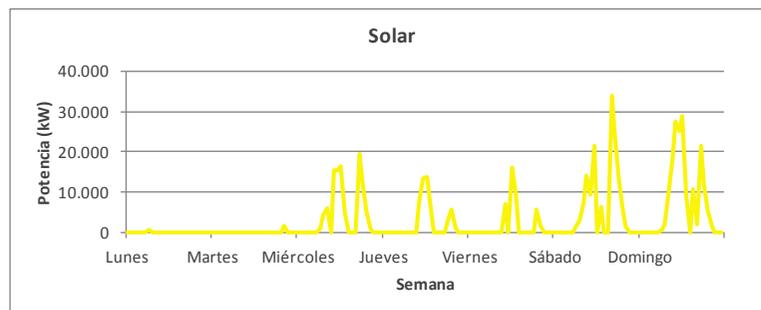
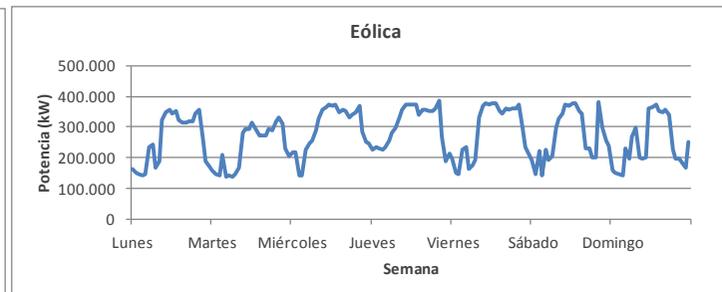
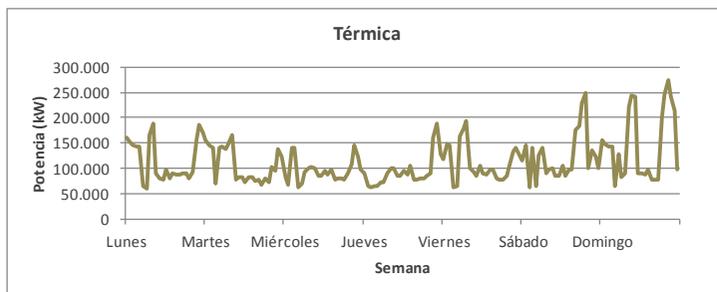
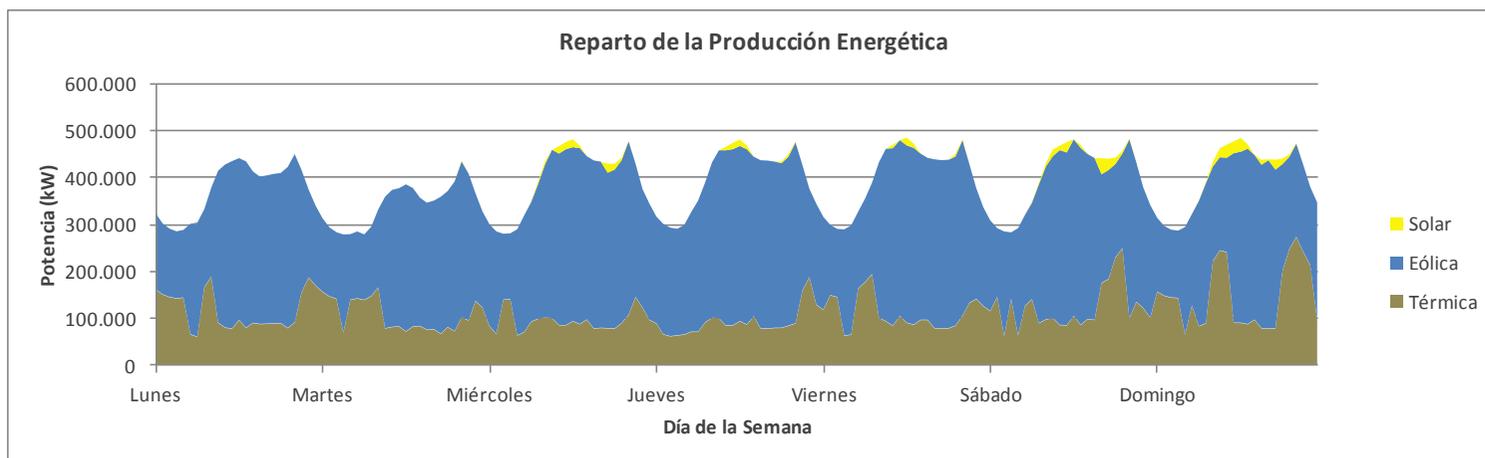
EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Costes O&M Fijo	Costes O&M Variable	Costes Combustible	Retribución emisión CO2	Costes Arranque	TOTAL Costes Generación	
Diesel 6	20.510	156.000.572	1.656.388	1.811.230	3.998.880	20.755.323	0	492.505	28.714.325	18,41
Diesel 7	20.510	134.374.577	1.656.388	1.811.230	3.444.525	18.233.739	0	432.670	25.578.551	19,04
Diesel 8	20.510	119.016.556	1.656.388	1.811.230	3.050.841	16.504.905	0	391.646	23.415.010	19,67
Diesel 9	20.510	113.378.133	1.656.388	1.811.230	2.906.307	15.861.014	0	376.367	22.611.306	19,94
Diesel 10	20.510	108.488.668	1.656.388	1.811.230	2.780.972	15.300.267	0	363.061	21.911.917	20,20
Diesel 11	20.510	100.463.254	1.656.388	1.811.230	2.575.250	14.358.865	0	340.723	20.742.456	20,65
Diesel 12	20.510	90.679.706	1.656.388	1.811.230	2.324.461	13.241.925	0	314.219	19.348.222	21,34
Diesel 13	20.510	84.849.515	1.678.734	1.835.664	2.175.011	12.574.742	287.561	298.387	18.850.100	22,22
Diesel 14	20.510	85.278.073	1.745.771	1.908.969	2.185.997	12.630.989	836.058	299.722	19.607.505	22,99
Diesel 15	20.510	86.903.600	1.823.122	1.993.551	2.227.665	12.816.616	1.330.647	304.126	20.495.728	23,58
Diesel 16	20.510	83.517.892	1.882.210	2.058.162	2.140.877	12.222.061	2.054.668	290.018	20.647.997	24,72
Diesel 17	20.510	71.716.097	1.882.210	2.058.162	1.838.353	10.419.943	2.942.836	247.256	19.388.760	27,04
Diesel 18	20.510	58.665.429	1.882.210	2.058.162	1.503.815	8.397.890	2.932.131	199.274	16.973.483	28,93
Diesel 19	20.510	48.967.628	2.159.536	1.997.632	1.218.308	6.940.518	1.960.856	164.692	14.441.542	29,49
Diesel 20	20.510	42.797.433	2.159.536	1.997.632	1.064.794	6.062.528	1.505.787	143.858	12.934.136	30,22
Diesel 21	20.510	37.614.778	2.159.536	1.997.632	935.851	5.344.178	1.473.577	126.812	12.037.586	32,00
Diesel 22	20.510	32.928.994	2.159.536	1.997.632	819.269	4.688.343	1.393.158	111.250	11.169.188	33,92
Diesel 23	20.510	27.841.299	2.159.536	1.997.632	692.688	3.976.561	1.304.101	94.360	10.224.878	36,73
Diesel 24	20.510	23.171.038	2.159.536	1.997.632	576.492	3.328.844	1.213.569	78.990	9.355.063	40,37
Diesel 25	20.510	18.881.201	2.159.536	1.997.632	469.762	2.735.281	1.136.254	64.906	8.563.370	45,35
Diesel 26	20.510	14.686.202	2.159.536	1.997.632	365.391	2.139.646	1.057.859	50.772	7.770.836	52,91
Diesel 27	20.510	11.363.219	2.806.630	1.863.227	263.694	1.658.045	842.078	39.344	7.473.017	65,76
Diesel 28	20.510	8.730.007	2.806.630	1.863.227	202.588	1.275.938	683.991	30.277	6.862.651	78,61
Diesel 29	20.510	6.799.278	2.806.630	1.863.227	157.783	998.528	602.432	23.694	6.452.294	94,90
Diesel 30	20.510	5.225.796	2.806.630	1.863.227	121.269	769.312	509.203	18.255	6.087.897	116,50
Diesel 31	20.510	3.991.068	2.806.630	1.863.227	92.616	588.604	378.186	13.967	5.743.231	143,90
Diesel 32	20.510	2.854.271	2.806.630	1.863.227	66.236	424.233	306.297	10.067	5.476.690	191,88

Diesel 33	20.510	2.053.795	2.806.630	1.863.227	47.660	307.998	249.161	7.309	5.281.986	257,18
Diesel 34	20.510	1.560.319	2.806.630	1.863.227	36.209	232.422	180.350	5.515	5.124.354	328,42
Diesel 35	20.510	954.578	2.806.630	1.863.227	22.152	142.919	144.574	3.391	4.982.893	522,00
Diesel 36	20.510	542.073	3.083.956	1.808.430	12.209	83.353	90.524	1.978	5.080.450	937,23
Diesel 37	20.510	357.233	3.083.956	1.808.430	8.046	57.043	67.772	1.354	5.026.601	1.407,09
Diesel 38	20.510	165.569	3.083.956	1.808.430	3.729	26.674	38.059	633	4.961.482	2.996,63
Diesel 39	20.510	58.060	3.083.956	1.808.430	1.308	9.528	7.249	226	4.910.696	8.457,98
Diesel 40	20.510	36.918	3.083.956	1.808.430	832	6.446	5.772	153	4.905.588	13.287,80
Diesel 41	20.510	6.153	3.083.956	1.808.430	139	1.074	0	25	4.893.624	79.532,33
Diesel 42	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.584.918.982</b>	<b>86.612.622</b>	<b>70.000.388</b>	<b>40.331.978</b>	<b>225.116.297</b>	<b>25.534.709</b>	<b>5.341.802</b>	<b>452.937.797</b>	<b>28,58</b>
P.E. OffShore I	60.000	193.029.317	9.154.200	0	8.861.617	-	-	-	18.015.817	9,33
P.E. OffShore II	25.000	64.028.499	4.753.000	0	2.943.964	-	-	-	7.696.964	12,02
P.E. NO I	100.000	293.528.204	10.646.720	0	9.784.690	-	-	-	20.431.410	6,96
P.E. NO II	75.000	112.632.512	9.562.140	0	3.941.905	-	-	-	13.504.045	11,99
P.E. SE I	200.000	799.374.929	21.293.440	0	26.646.965	-	-	-	47.940.405	6,00
P.E. SE II	175.000	250.732.605	22.311.660	0	8.775.122	-	-	-	31.086.782	12,40
FV-2020 Auto	15.000	19.584.672	2.288.550	771.587	0	-	-	-	3.060.137	15,63
FV-2025 Auto	15.000	19.440.515	2.737.728	770.845	0	-	-	-	3.508.573	18,05
FV-2020	15.000	19.969.743	915.420	578.690	0	-	-	-	1.494.110	7,48
FV-2025	15.000	10.562.552	1.140.720	587.311	0	-	-	-	1.728.031	16,36
<b>TOTAL EERR</b>	<b>695.000</b>	<b>1.782.883.548</b>	<b>84.803.578</b>	<b>2.708.433</b>	<b>60.954.263</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>148.466.274</b>	<b>8,33</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.453.870</b>	<b>3.367.802.530</b>	<b>171.416.200</b>	<b>72.708.821</b>	<b>101.286.241</b>	<b>225.116.297</b>	<b>25.534.709</b>	<b>5.341.802</b>	<b>601.404.071</b>	<b>17,86</b>

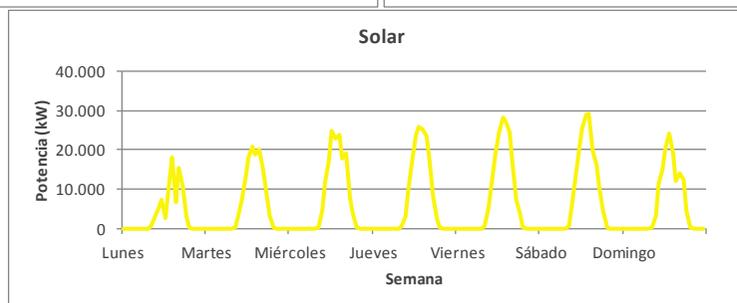
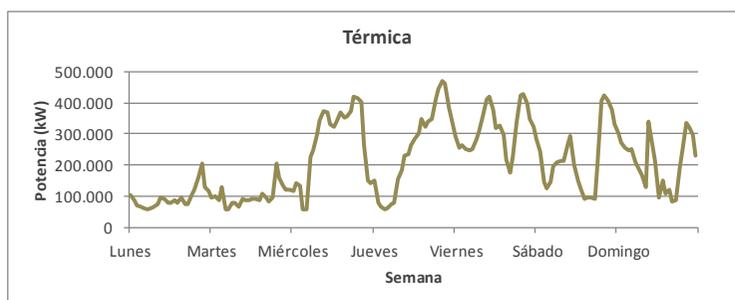
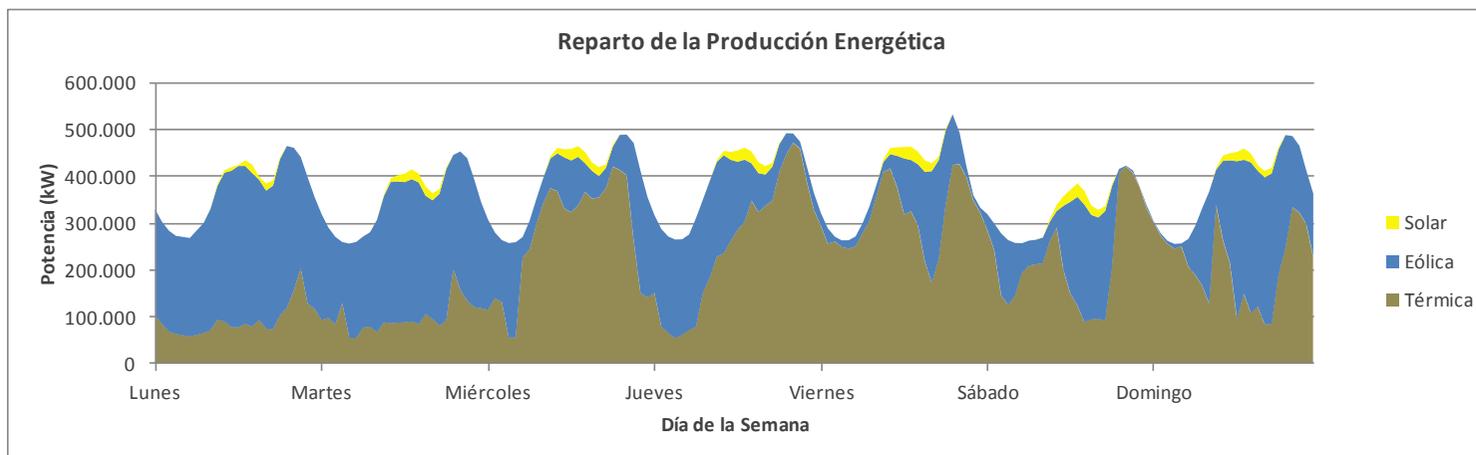
Tabla 11.13. Resultados económicos según equipos y tecnología

## GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

SEMANA 2-8 AGOSTO DE 2038



SEMANA 20-26 DICIEMBRE DE 2038



## 11.5 ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCLUYENDO CHR

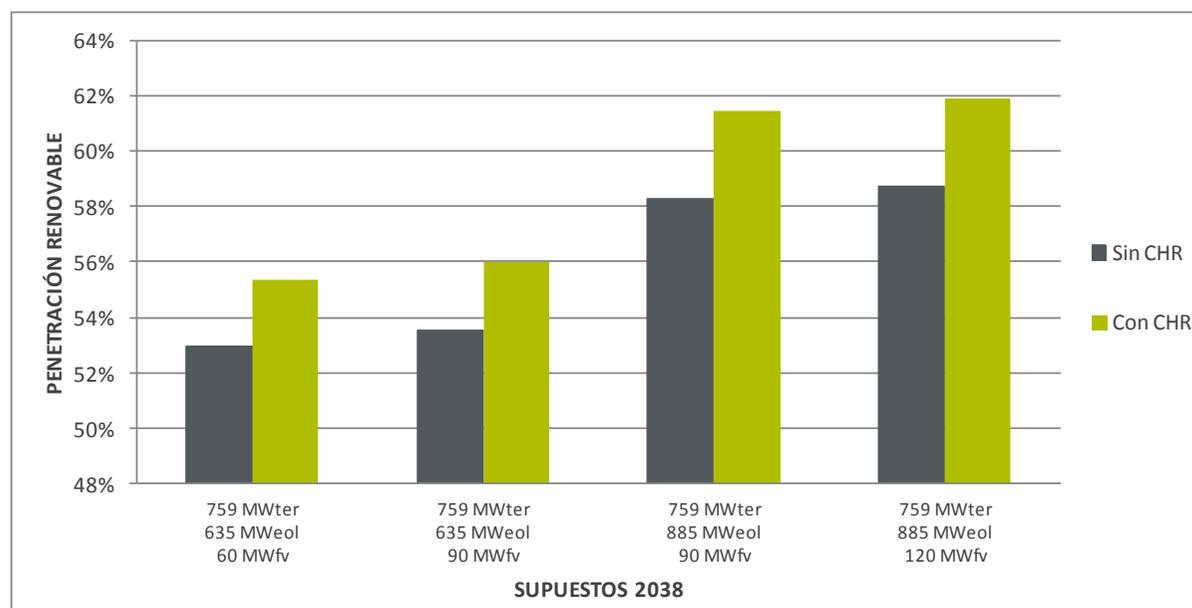
### 11.5.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan las alternativas evaluadas para el sistema de generación de energía eléctrica incluyendo la central hidroeléctrica reversible:

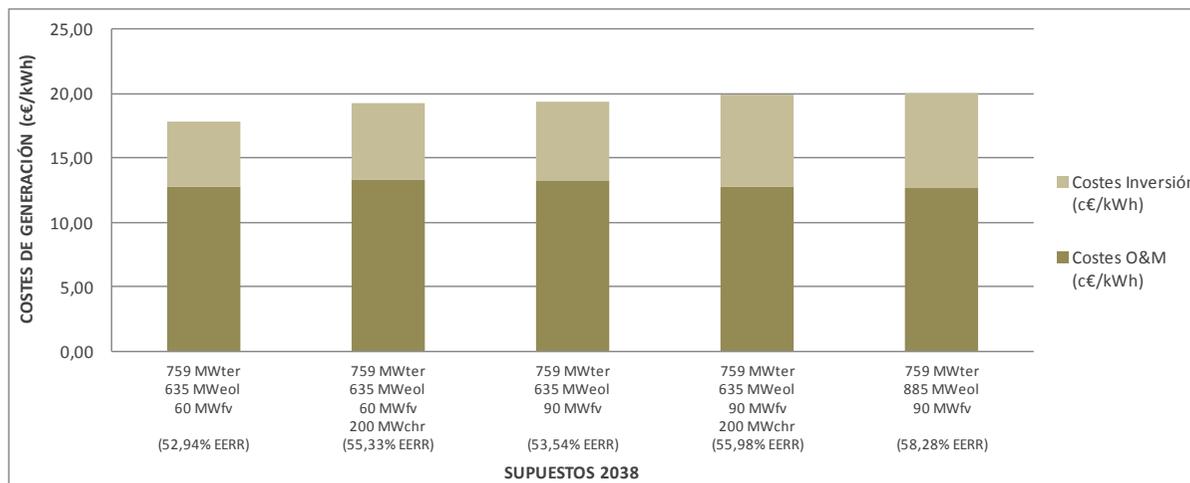
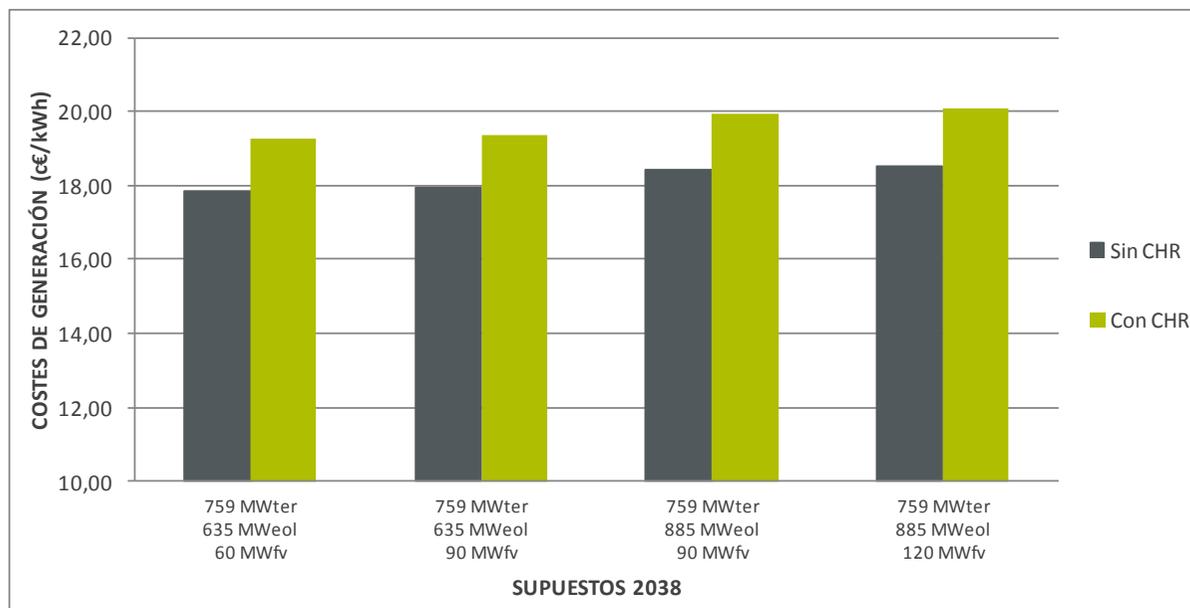
- GC033\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + CHR  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW y empleando la Central Hidroeléctrica Chira-Soria con una potencia total instalada de 200 MW como sistema de almacenamiento energético.*
- GC043\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv + CHR  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW y empleando la Central Hidroeléctrica Chira-Soria con una potencia total instalada de 200 MW como sistema de almacenamiento energético.*
- GC053\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv + CHR  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW y empleando la Central Hidroeléctrica Chira-Soria con una potencia total instalada de 200 MW como sistema de almacenamiento energético.*
- GC063\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + CHR  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 120 MW y empleando la Central Hidroeléctrica Chira-Soria con una potencia total instalada de 200 MW como sistema de almacenamiento energético.*

### 11.5.2 RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

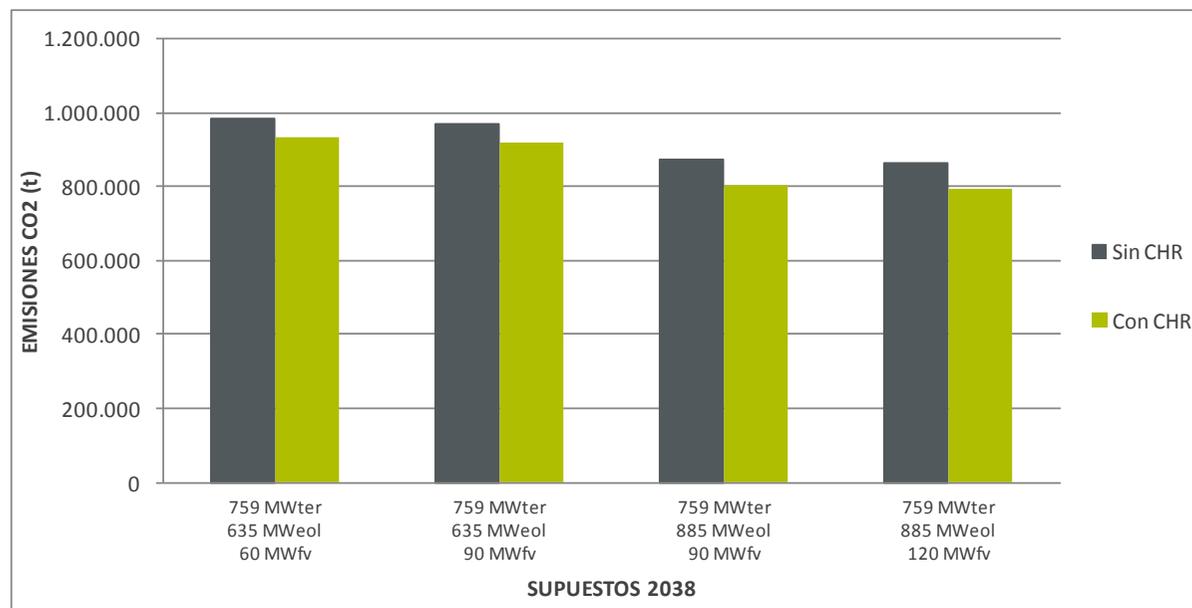
La introducción de la central hidroeléctrica reversible Chira-Soria va a permitir incrementar la penetración de renovables entre un 55% y un 62% dependiendo del parque de generación renovable que exista en la isla en el año 2038, tal como se aprecia en la siguiente gráfica.



El empleo de la central hidroeléctrica reversible Chira-Soria incrementa en un 8% los costes de generación, tal como se aprecia en la siguiente gráfica, en los primeros años de funcionamiento debido a la elevada inversión que es necesaria analizar estimada en 321.000.000 euros, pero disminuye los costes de O&M en un 5%, dado que reduce sustancialmente el consumo de combustibles, por lo que podría ser una alternativa viable en los próximos años.



En este caso se ha considerado que la alternativa óptima empleando la central hidroeléctrica reversible Chira-Soria es la que consigue una mayor penetración de renovables, codificada como GC063\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + CHR, ya que aunque sus costes de generación son un 4% superior a la alternativa con menores costes de generación, se consigue un mayor nivel de autosuficiencia energética y una reducción sustancial de emisiones equivalentes de CO2 a la atmósfera.



### 11.5.3 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO CON MÁXIMA PENETRACIÓN RENOVABLE (CON CHR)

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada del sistema eléctrico del año 2038 con CHR.

Cabe recordar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 633,91 €/t para el fuel BIA 0,73%.

#### RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 3.368.163 MWh en barras de central, es cubierta en un 38,08% por grupos diesel, un 58,23% por los parques eólicos y un 3,69% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. La energía eólica y solar para compensar las pérdidas por el uso de las baterías representa un 6,63% sobre la producción renovable. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 61,92%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 289.968 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 759.112 t de CO<sub>2</sub>.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
2038 CON CHR		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	1.346.560	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>1.346.560</b>	
<i>Consumos en generación</i>	<b>-64.122</b>	5% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	1.961.381	
Fotovoltaica	124.344	
Eólica + Fotovoltaica (Pérdidas CHR)	138.220	
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>2.223.945</b>	61,92% (penetración renovables)
<i>Consumos en CHR</i>	-138.220	
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.368.163</b>	
<i>Pérdidas en transporte</i>	-202.090	6% (pérdidas transporte)
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.166.073</b>	

Tabla 11.14. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Gran Canaria, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 6	20.510	138.426.441	7.709	6.749	-	29.497	213,09	0	85.824
Diesel 7	20.510	118.227.094	7.709	5.764	-	25.867	218,79	0	73.301
Diesel 8	20.510	108.000.439	7.709	5.266	-	24.031	222,51	4	66.960
Diesel 9	20.510	100.323.970	7.709	4.891	-	22.646	225,73	26	62.201
Diesel 10	20.510	97.424.992	7.709	4.750	-	22.130	227,15	75	60.403
Diesel 11	20.510	96.044.434	7.709	4.683	-	21.876	227,77	154	59.548
Diesel 12	20.510	96.140.666	7.709	4.688	-	21.890	227,69	236	59.607
Diesel 13	20.510	94.578.554	7.687	4.611	-	21.579	228,16	379	58.639
Diesel 14	20.510	80.745.099	6.817	3.937	-	18.572	230,00	555	50.062
Diesel 15	20.510	68.084.057	5.838	3.320	-	15.716	230,84	652	42.212
Diesel 16	20.510	57.166.605	4.964	2.787	-	13.224	231,32	634	35.443
Diesel 17	20.510	45.597.995	4.003	2.223	-	10.574	231,89	585	28.271
Diesel 18	20.510	36.373.381	3.139	1.773	-	8.406	231,11	466	22.551
Diesel 19	20.510	29.884.743	2.555	1.457	-	6.893	230,66	330	18.529
Diesel 20	20.510	25.237.056	2.160	1.230	-	5.823	230,73	266	15.647
Diesel 21	20.510	21.327.038	1.860	1.040	-	4.939	231,59	249	13.223
Diesel 22	20.510	17.491.399	1.546	853	-	4.063	232,26	226	10.845
Diesel 23	20.510	14.270.954	1.309	696	-	3.341	234,09	220	8.848
Diesel 24	20.510	11.079.343	1.060	540	-	2.619	236,40	210	6.869
Diesel 25	20.510	8.249.455	809	402	-	1.961	237,69	175	5.115
Diesel 26	20.510	6.111.097	621	298	-	1.466	239,82	143	3.789
Diesel 27	20.510	4.201.860	439	205	-	1.014	241,33	113	2.605
Diesel 28	20.510	2.922.105	314	142	-	710	243,13	93	1.812
Diesel 29	20.510	1.880.993	214	92	-	464	246,73	64	1.166
Diesel 30	20.510	1.182.117	141	58	-	295	249,70	46	733
Diesel 31	20.510	696.307	86	34	-	176	252,44	33	432
Diesel 32	20.510	360.309	43	18	-	90	249,91	18	223
Diesel 33	20.510	223.487	28	11	-	57	253,21	13	139
Diesel 34	20.510	112.112	16	5	-	29	262,61	7	70
Diesel 35	20.510	55.377	9	3	-	15	275,45	5	34
Diesel 36	20.510	18.459	3	1	-	5	275,45	2	11
Diesel 37	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 38	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 39	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 40	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 41	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0

Diesel 42	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.282.437.935</b>	-	-	-	<b>289.968</b>	<b>226,11</b>	-	<b>795.112</b>
P.E. OffShore I	60.000	188.597.810	6.798	3.143	4.483	-	-	-	-
P.E. OffShore II	25.000	70.424.192	6.715	2.817	3.537	-	-	-	-
P.E. NO I	100.000	296.696.437	6.865	2.967	3.501	-	-	-	-
P.E. NO II	75.000	123.367.317	4.489	1.645	3.466	-	-	-	-
P.E. NO III	75.000	83.719.616	3.458	1.116	3.430	-	-	-	-
P.E. SE I	200.000	814.886.429	8.150	4.074	4.155	-	-	-	-
P.E. SE II	175.000	283.019.830	6.335	1.617	4.113	-	-	-	-
P.E. SE III	175.000	100.669.360	4.003	575	4.070	-	-	-	-
FV-2020 Auto	15.000	19.347.583	4.061	1.290	1.516	-	-	-	-
FV-2025 Auto	15.000	19.319.933	4.037	1.288	1.536	-	-	-	-
FV-2030 Auto	15.000	19.276.617	3.996	1.285	1.556	-	-	-	-
FV-2035 Auto	15.000	19.307.862	3.971	1.287	1.577	-	-	-	-
FV-2020	15.000	19.370.580	4.062	1.291	1.614	-	-	-	-
FV-2025	15.000	11.401.662	2.688	760	1.655	-	-	-	-
FV-2030	15.000	8.448.047	2.065	563	1.696	-	-	-	-
FV-2035	15.000	7.872.051	1.880	525	1.738	-	-	-	-
<b>TOTAL EERR</b>	<b>1.005.000</b>	<b>2.085.725.324</b>	-	-	-	-	-	-	-
CHR	200.000	588.174.365	6.697	2.941	7.709	-	-	-	-
<b>TOTAL AUXILIAR</b>	<b>200.000</b>	<b>588.174.365</b>	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 11.15. Resultados técnicos según equipos y tecnología

## RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 21,95 c€/kWh. De estos, el 51,43% están asociados a la retribución por inversión, el 11,30% lo representan los costes fijos y el 37,27% son costes variables.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 10,66 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 11,40 c€/kWh, de las baterías, con 20,55 c€/kWh y de los grupos térmicos con 41,29 c€/kWh.

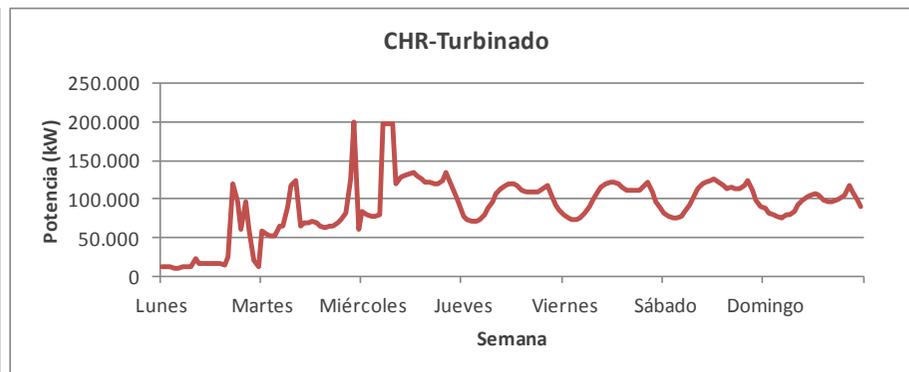
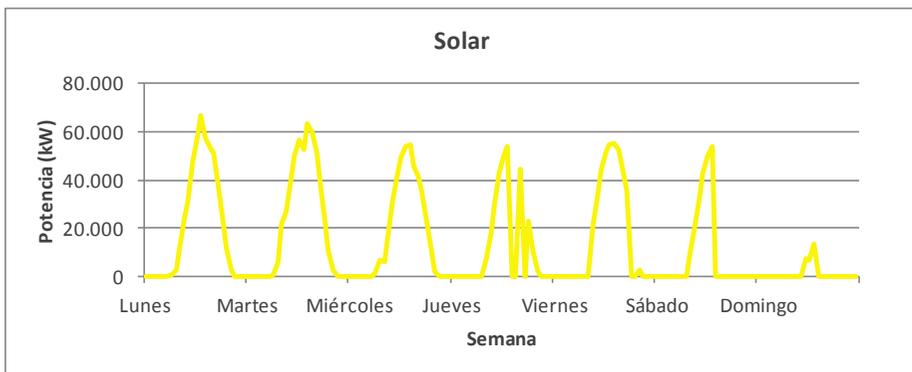
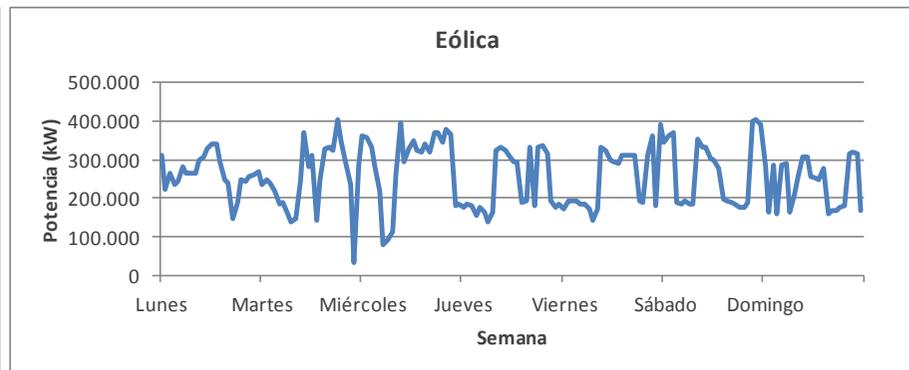
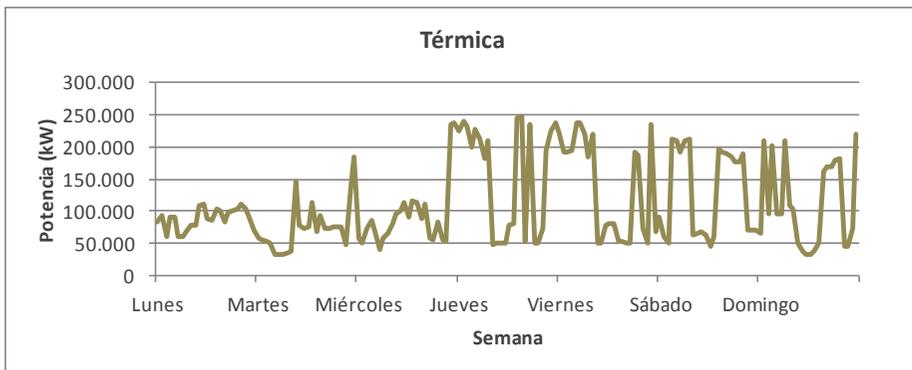
EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Costes O&M Fijo	Costes O&M Variable	Costes Combustible	Retribución emisión CO2	Costes Arranque	TOTAL Costes Generación	
Diesel 6	20.510	138.426.441	1.656.388	1.811.230	3.548.389	18.698.444	443.697	0	26.158.147	18,90
Diesel 7	20.510	118.227.094	1.656.388	1.811.230	3.030.604	16.397.332	389.094	0	23.284.647	19,69
Diesel 8	20.510	108.000.439	1.657.462	1.812.404	2.768.457	15.233.426	361.475	21.301	21.854.525	20,24
Diesel 9	20.510	100.323.970	1.665.627	1.821.332	2.571.680	14.355.717	340.648	138.455	20.893.459	20,83
Diesel 10	20.510	97.424.992	1.686.684	1.844.358	2.497.368	14.028.262	332.878	399.391	20.788.940	21,34
Diesel 11	20.510	96.044.434	1.725.144	1.886.414	2.461.979	13.867.432	329.061	820.082	21.090.113	21,96
Diesel 12	20.510	96.140.666	1.794.331	1.962.068	2.464.446	13.876.489	329.276	1.256.749	21.683.358	22,55
Diesel 13	20.510	94.578.554	1.882.210	2.058.162	2.424.403	13.679.218	324.595	2.017.597	22.386.186	23,67
Diesel 14	20.510	80.745.099	1.882.210	2.058.162	2.069.800	11.772.752	279.357	2.954.842	21.017.123	26,03
Diesel 15	20.510	68.084.057	1.882.210	2.058.162	1.745.250	9.962.790	236.408	3.470.632	19.355.452	28,43
Diesel 16	20.510	57.166.605	1.882.210	2.058.162	1.465.395	8.382.530	198.910	3.374.113	17.361.319	30,37
Diesel 17	20.510	45.597.995	1.882.210	2.058.162	1.168.848	6.702.843	159.052	3.112.999	15.084.114	33,08
Diesel 18	20.510	36.373.381	1.882.210	2.058.162	932.386	5.328.765	126.447	2.477.067	12.805.037	35,20
Diesel 19	20.510	29.884.743	2.159.536	1.997.632	743.528	4.369.750	103.690	1.750.488	11.124.625	37,23
Diesel 20	20.510	25.237.056	2.159.536	1.997.632	627.895	3.691.299	87.591	1.409.674	9.973.626	39,52
Diesel 21	20.510	21.327.038	2.159.536	1.997.632	530.614	3.130.912	74.294	1.317.779	9.210.766	43,19
Diesel 22	20.510	17.491.399	2.159.536	1.997.632	435.184	2.575.287	61.109	1.192.837	8.421.584	48,15
Diesel 23	20.510	14.270.954	2.159.536	1.997.632	355.059	2.117.652	50.250	1.163.179	7.843.308	54,96
Diesel 24	20.510	11.079.343	2.159.536	1.997.632	275.653	1.660.302	39.397	1.109.276	7.241.796	65,36
Diesel 25	20.510	8.249.455	2.159.536	1.997.632	205.245	1.242.992	29.495	924.202	6.559.102	79,51
Diesel 26	20.510	6.111.097	2.159.536	1.997.632	152.043	929.022	22.045	751.680	6.011.957	98,38
Diesel 27	20.510	4.201.860	2.806.630	1.863.227	97.508	642.795	15.253	590.689	6.016.102	143,18
Diesel 28	20.510	2.922.105	2.806.630	1.863.227	67.810	450.370	10.687	485.675	5.684.399	194,53
Diesel 29	20.510	1.880.993	2.806.630	1.863.227	43.650	294.196	6.981	332.333	5.347.017	284,27
Diesel 30	20.510	1.182.117	2.806.630	1.863.227	27.432	187.111	4.440	233.458	5.122.298	433,32
Diesel 31	20.510	696.307	2.806.630	1.863.227	16.158	111.427	2.644	160.523	4.960.609	712,42
Diesel 32	20.510	360.309	2.806.630	1.863.227	8.361	57.081	1.354	78.689	4.815.343	1.336,45

Diesel 33	20.510	223.487	2.806.630	1.863.227	5.186	35.873	851	52.555	4.764.323	2.131,81
Diesel 34	20.510	112.112	2.806.630	1.863.227	2.602	18.664	443	26.799	4.718.365	4.208,60
Diesel 35	20.510	55.377	2.806.630	1.863.227	1.285	9.669	229	17.271	4.698.312	8.484,23
Diesel 36	20.510	18.459	3.083.956	1.808.430	416	3.223	76	2.549	4.898.650	26.538,00
Diesel 37	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 38	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 39	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 40	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 41	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 42	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.282.437.935</b>	<b>87.258.933</b>	<b>70.707.118</b>	<b>32.744.634</b>	<b>183.813.624</b>	<b>4.361.728</b>	<b>31.642.882</b>	<b>410.528.918</b>	<b>32,01</b>
P.E. OffShore I	60.000	188.597.810	9.154.200	0	8.658.175	-	-	-	19.803.159	8,54
P.E. OffShore II	25.000	70.424.192	4.753.000	0	3.238.032	-	-	-	8.351.531	10,67
P.E. NO I	100.000	296.696.437	10.646.720	0	9.890.302	-	-	-	21.285.330	6,67
P.E. NO II	75.000	123.367.317	9.562.140	0	4.317.601	-	-	-	14.178.604	10,75
P.E. NO III	75.000	83.719.616	11.139.240	0	2.962.045	-	-	-	14.328.731	15,89
P.E. SE I	200.000	814.886.429	21.293.440	0	27.164.037	-	-	-	48.672.112	5,93
P.E. SE II	175.000	283.019.830	22.311.660	0	9.905.108	-	-	-	35.701.758	9,33
P.E. SE III	175.000	100.669.360	25.991.560	0	3.561.736	-	-	-	30.135.900	25,73
FV-2020 Auto	15.000	19.347.583	2.288.550	771.587	0	-	-	-	3.060.137	14,52
FV-2025 Auto	15.000	19.319.933	2.737.728	770.845	0	-	-	-	3.508.573	16,44
FV-2030 Auto	15.000	19.276.617	3.141.846	768.358	0	-	-	-	3.910.204	18,25
FV-2035 Auto	15.000	19.307.862	3.500.904	764.297	0	-	-	-	4.265.201	19,85
FV-2020	15.000	19.370.580	915.420	578.690	0	-	-	-	1.494.110	6,86
FV-2025	15.000	11.401.662	1.140.720	587.311	0	-	-	-	1.728.031	14,33
FV-2030	15.000	8.448.047	1.366.020	593.731	0	-	-	-	1.959.751	22,64
FV-2035	15.000	7.872.051	1.591.320	598.145	0	-	-	-	2.189.465	25,98
<b>TOTAL EERR</b>	<b>1.005.000</b>	<b>2.085.725.324</b>	<b>131.534.468</b>	<b>5.432.965</b>	<b>69.697.035</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>206.664.468</b>	<b>9,91</b>
CHR	200.000	588.174.365	29.279.052	16.448.126	13.165.926	-	-	-	58.893.105	10,01
<b>TOTAL AUXILIAR</b>	<b>200.000</b>	<b>588.174.365</b>	<b>29.279.052</b>	<b>16.448.126</b>	<b>13.165.926</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>58.893.105</b>	<b>10,01</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.963.870</b>	<b>3.368.163.260</b>	<b>248.072.453</b>	<b>92.588.209</b>	<b>115.607.596</b>	<b>183.813.624</b>	<b>4.361.728</b>	<b>31.642.882</b>	<b>676.086.491</b>	<b>20,07</b>

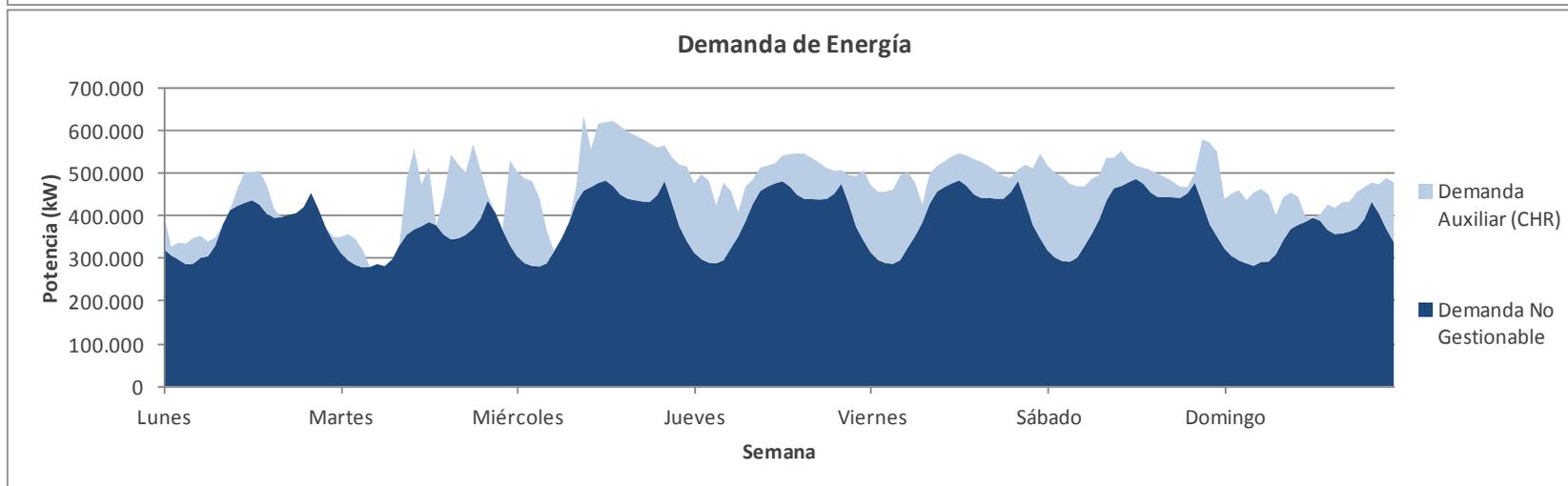
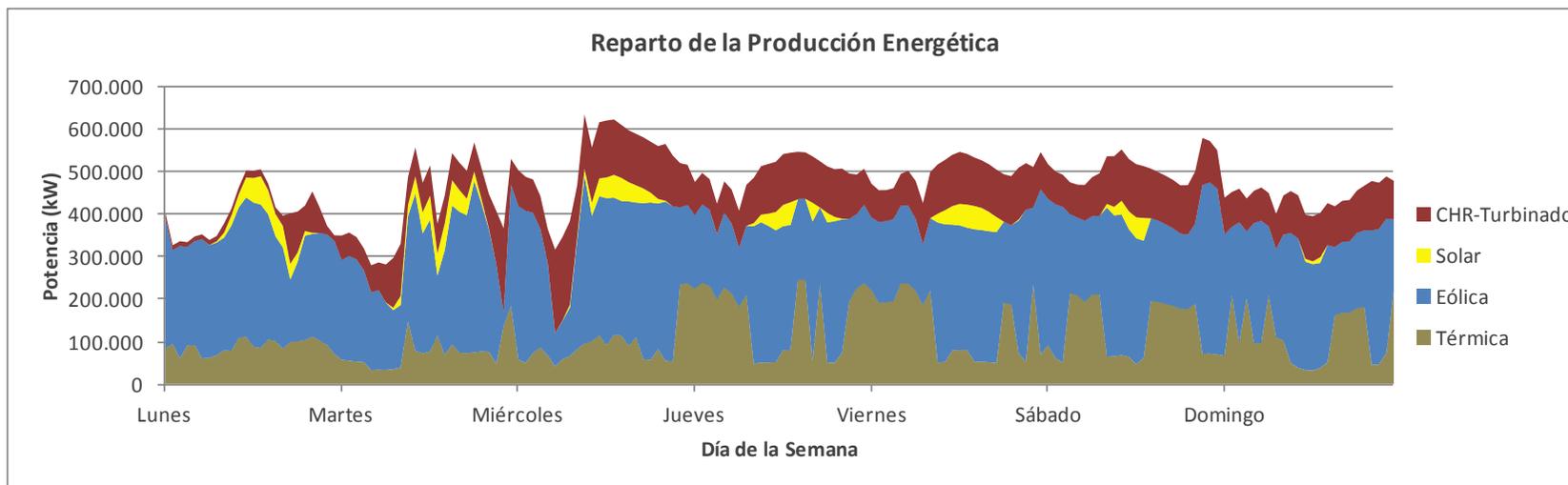
Tabla 11.16. Resultados económicos según equipos y tecnología

## GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN Y DEMANDA POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

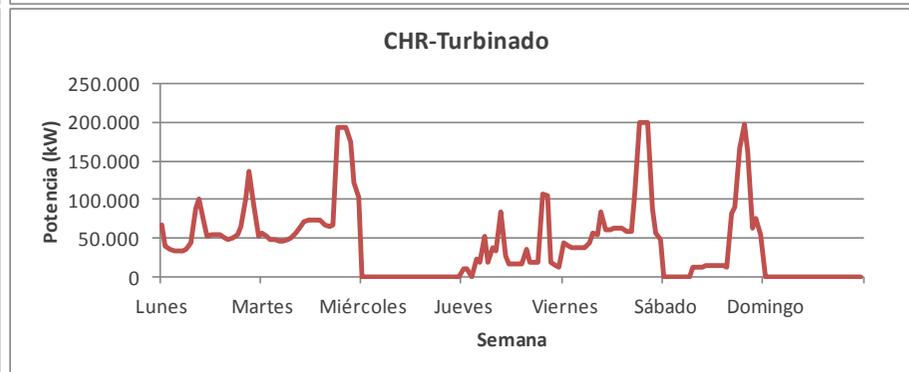
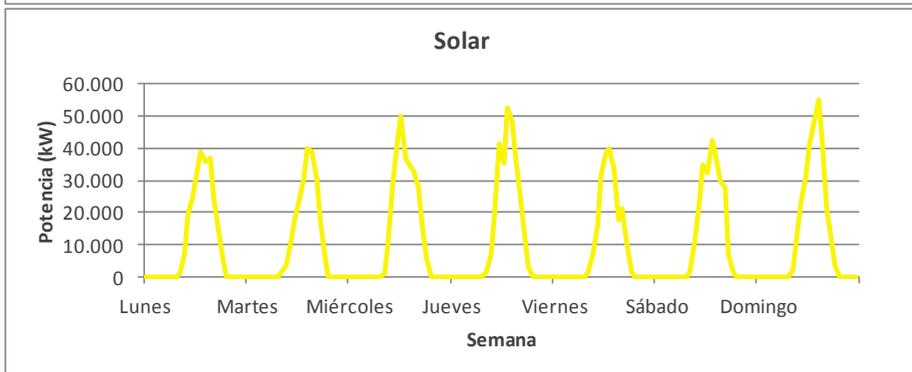
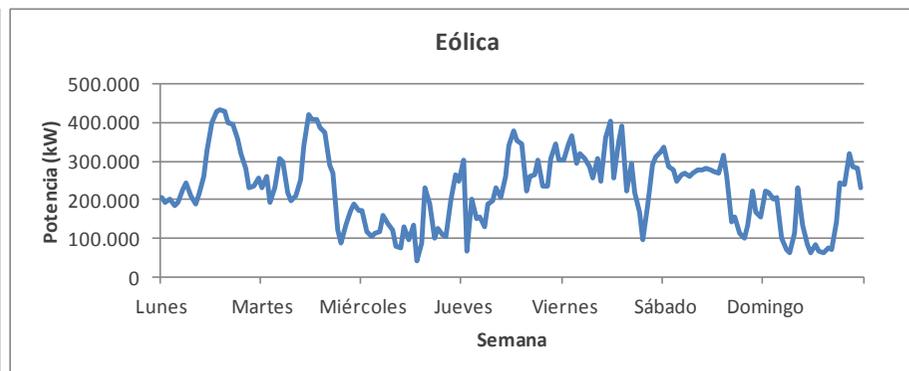
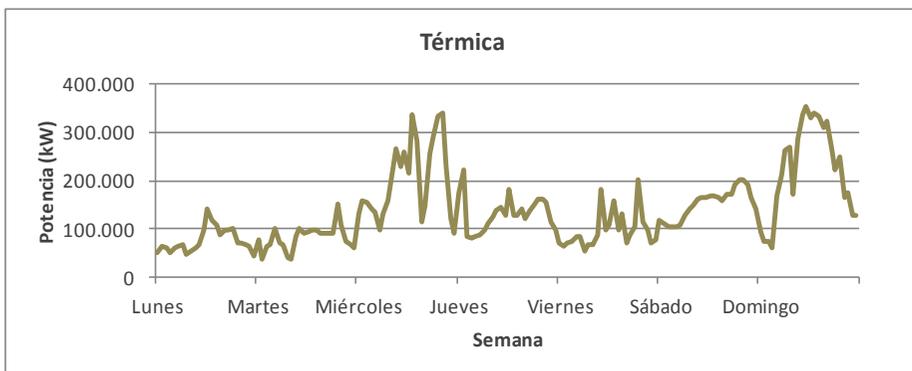
SEMANA 9-15 AGOSTO DE 2038



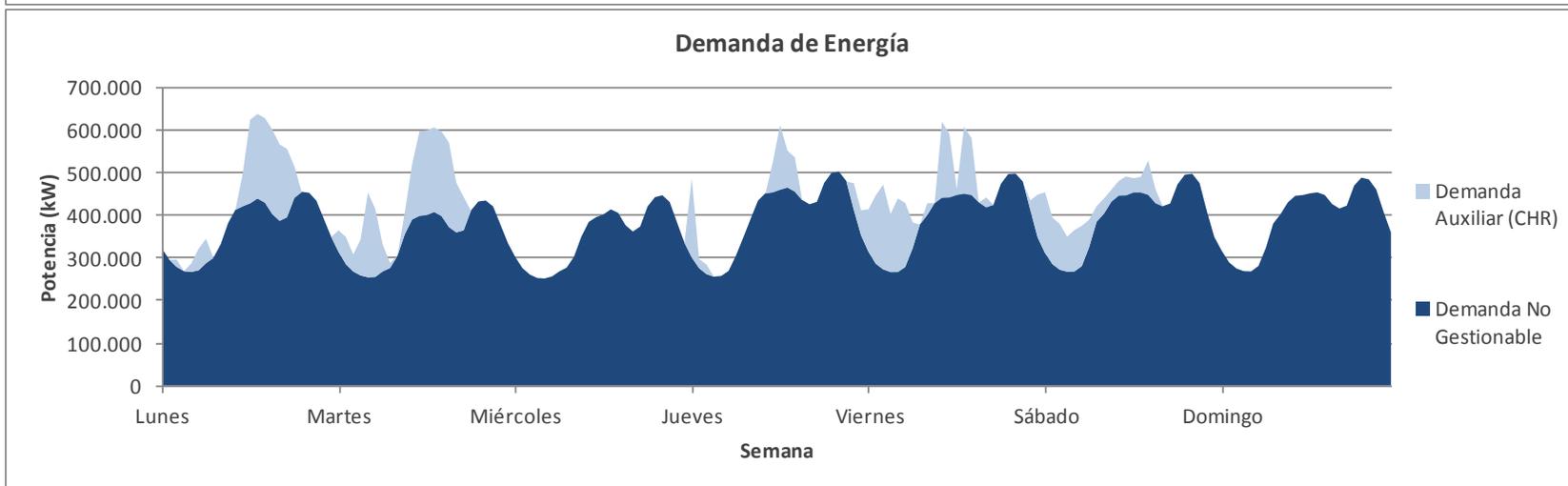
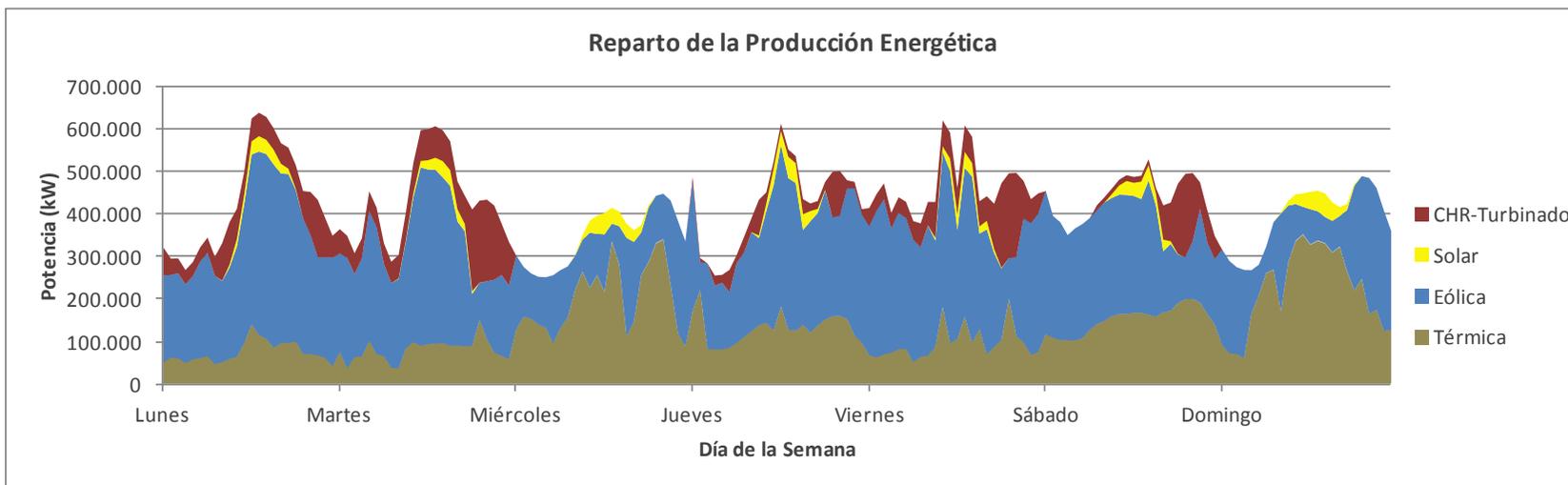
SEMANA 9-15 AGOSTO DE 2038



SEMANA 6-12 DICIEMBRE DE 2038



SEMANA 6-12 DICIEMBRE DE 2038





## 11.6 ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMPLEANDO BATERÍAS ELÉCTRICAS ESTÁTICAS

### 11.6.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan las alternativas evaluadas para el sistema de generación de energía eléctrica empleando baterías estáticas para el almacenamiento de energía:

- GC031\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + 150 MWbat  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 150 MW.*
- GC032\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + 200 MWbat  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 200 MW.*
- GC041\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv + 150 MWbat  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 150 MW.*
- GC042\_759 MWter + 635 MWeol + 90 MWfv + 200 MWbat  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 200 MW.*
- GC051\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv + 150 MWbat  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 150 MW.*

- GC052\_759 MWter + 885 MWeol + 90 MWfv + 200 MWbat  
Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 90 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 200 MW.
- GC061\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + 150 MWbat  
Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 120 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 150 MW.
- GC062\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + 200 MWbat  
Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 120 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 200 MW.

### 11.6.2 RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

---

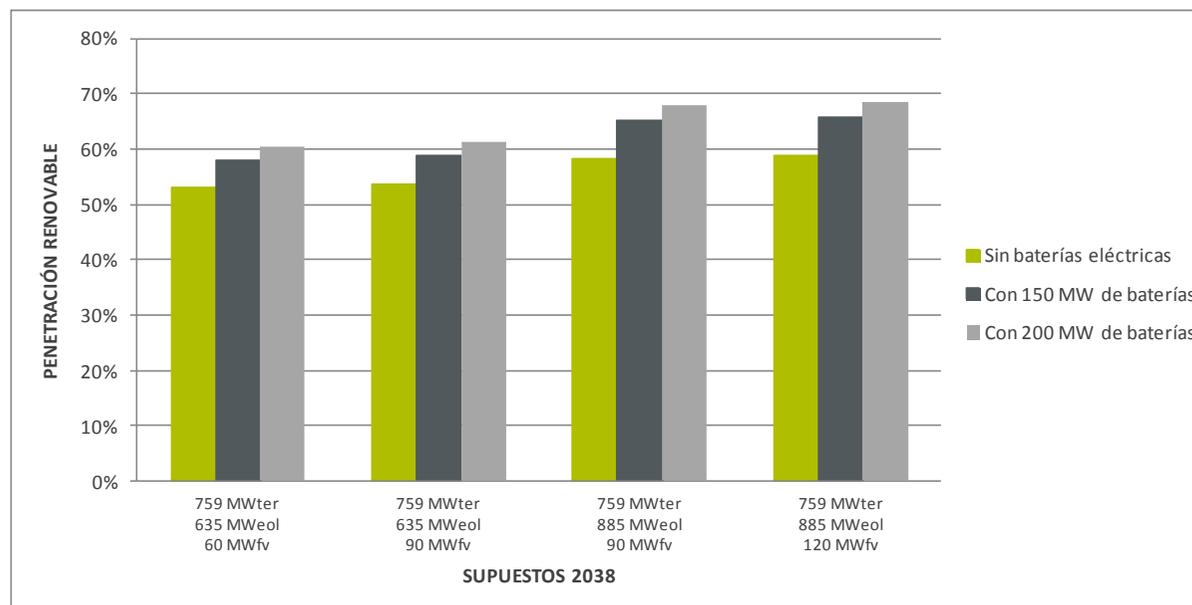
El empleo de baterías de ión-litio industriales comienza a ser rentable en sistemas de generación de energía eléctrica con penetraciones de renovables superiores al 40%, dado que comienzan a aparecer excedentes renovables que el sistema eléctrico no puede absorber. Las baterías se pueden recargar con esos excedentes y ceder la energía almacenada en las horas valle de producción renovable mejorando la eficiencia del sistema y evitando la parada o reducción de la producción de algunos parques eólicos o instalaciones solares fotovoltaicas.

Como se observa en la siguiente tabla, el número de horas de funcionamiento de las batería se incrementa sustancialmente a medida que se incrementa la penetración de renovables, pasando de 2.784 horas dentro de un sistema eléctrico que poseía un 40% de penetración de renovables cuando no emplea baterías a 5.945 horas en un sistema que inicialmente sin baterías poseía un 59% de penetración de energías renovables. La penetración de renovables también mejora sustancialmente, incrementándose en un 4% en el primer caso frente a un 10% en el último.

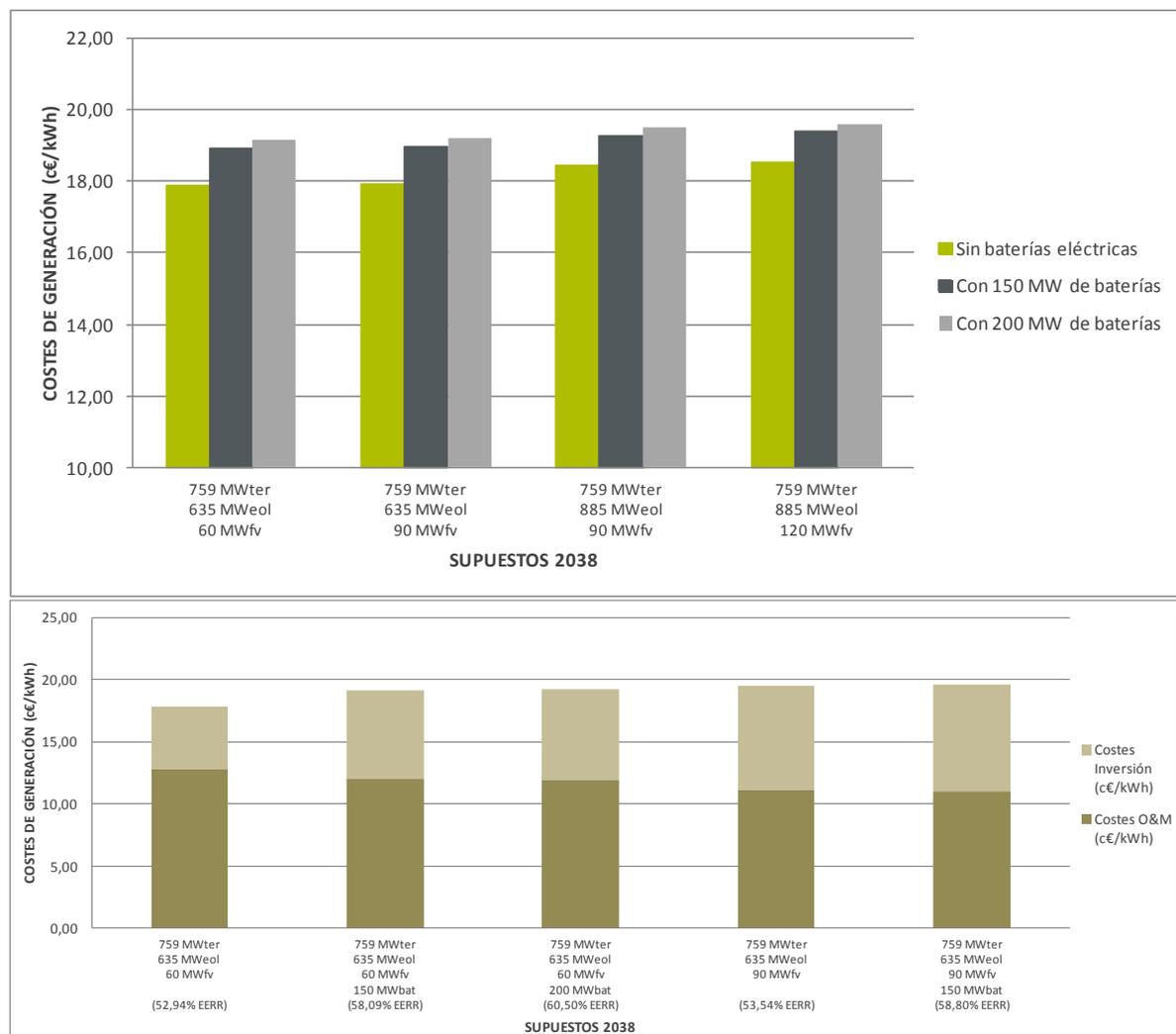
ALTERNATIVAS ANALIZADAS				
	759 MWter 385 MWeol 30 MWfv 200 MWbat	759 MWter 635 MWeol 90 MWfv 200 MWbat	759 MWter 885 MWeol 120 MWfv 200 MWbat	Incremento entre mínima y máxima
Penetración de renovables sin batería	39,6%	53,5%	58,7%	48,4%
Penetración de renovables con batería	44,0%	61,4%	68,6%	55,6%
Horas Funcionamiento Baterías	2.784	4.821	5.945	113,5%
Factor Utilización Baterías	7,8%	16,9%	22,0%	181,8%

A continuación se muestran unas gráficas en las que se observa como varía la penetración de renovables, los costes de generación y las emisiones equivalentes de CO2 a medida que se introducen baterías en el sistema eléctrico.

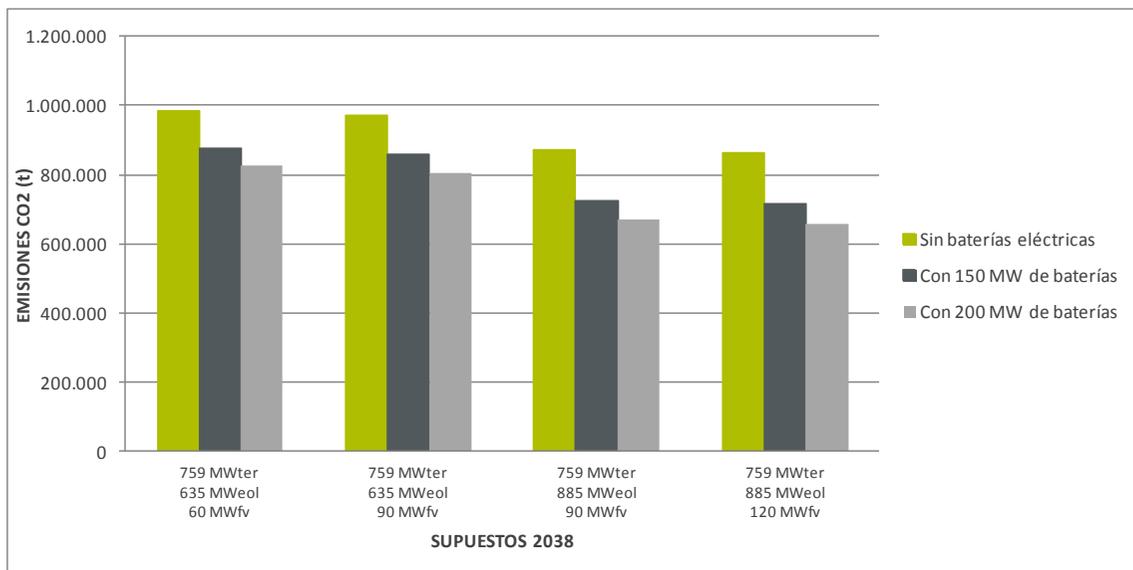
La introducción de 200MW de baterías de ión-litio industriales permitiría que la penetración de renovables en la isla de Gran Canaria se acercara al 70%.



El empleo de baterías incrementa en un 5,5% los costes de generación debido a su alto precio estimado en 2.000.000 €/MW (considerando una vida útil de 12,5 años), pero disminuye los costes de O&M en un 8,6%, dado que reduce sustancialmente el consumo de combustibles, por lo que podría ser una alternativa viable en los próximos años.



Las emisiones de CO2 se reducen sustancialmente cuando se emplean baterías, pudiendo conseguir una reducción del 23,8% frente al mismo sistema sin baterías.



En este caso se ha considerado que la alternativa óptima empleando baterías es la que consigue una mayor penetración de renovables, codificada como GC062\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + 200 MWbat, ya que aunque sus costes de generación son un 3,6% superior a la alternativa con menores costes de generación, se consigue un mayor nivel de autosuficiencia energética y una reducción sustancial de emisiones equivalentes de CO2 a la atmósfera.

### 11.6.3 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ÓPTIMO CON MÁXIMA PENETRACIÓN RENOVABLE (CON BATERÍAS)

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada del sistema eléctrico del año 2038 con baterías.

Cabe recordar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 633,91 €/t para el fuel BIA 0,73%.

#### RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 3.367.809 MWh en barras de central, es cubierta en un 31,45% por grupos diesel, un 64,51% por los parques eólicos y un 4,05% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. La energía eólica y solar para compensar las pérdidas por el uso de las baterías representa un 2,50% sobre la producción renovable. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 68,55%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 230.698 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 656.618 t de CO<sub>2</sub>.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
2038 CON BATERÍAS		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	1.112.015	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>1.112.015</b>	
<i>Consumos en generación</i>	<b>-52.953</b>	5% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	2.172.484	
Fotovoltaica	136.262	
Eólica + Fotovoltaica (Pérdidas Baterías)	57.726	
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>2.366.472</b>	68,55% (penetración renovables)
<i>Consumos en baterías</i>	-57.725	
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.367.809</b>	
<i>Pérdidas en transporte</i>	-202.069	6% (pérdidas transporte)
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.165.740</b>	

Tabla 11.17. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Gran Canaria, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 6	20.510	147.305.308	7.709	7.182	-	31.132	211,34	270	91.329
Diesel 7	20.510	132.235.419	7.709	6.447	-	28.419	214,91	374	81.986
Diesel 8	20.510	108.843.460	6.837	5.307	-	23.633	217,13	518	67.483
Diesel 9	20.510	88.180.238	5.347	4.299	-	19.081	216,38	485	54.672
Diesel 10	20.510	80.132.863	4.818	3.907	-	17.317	216,10	441	49.682
Diesel 11	20.510	73.334.676	4.449	3.576	-	15.868	216,38	396	45.467
Diesel 12	20.510	66.961.879	4.133	3.265	-	14.531	217,00	363	41.516
Diesel 13	20.510	61.022.566	3.816	2.975	-	13.269	217,44	327	37.834
Diesel 14	20.510	53.280.711	3.514	2.598	-	11.678	219,17	317	33.034
Diesel 15	20.510	43.414.839	3.025	2.117	-	9.616	221,49	295	26.917
Diesel 16	20.510	37.621.064	2.613	1.834	-	8.329	221,39	158	23.325
Diesel 17	20.510	32.944.948	2.350	1.606	-	7.328	222,44	160	20.426
Diesel 18	20.510	28.501.406	2.086	1.390	-	6.370	223,48	190	17.671
Diesel 19	20.510	23.912.191	1.790	1.166	-	5.366	224,40	197	14.826
Diesel 20	20.510	19.951.484	1.535	973	-	4.501	225,61	183	12.370
Diesel 21	20.510	16.400.497	1.314	800	-	3.730	227,43	186	10.168
Diesel 22	20.510	13.165.834	1.093	642	-	3.016	229,06	175	8.163
Diesel 23	20.510	10.461.120	896	510	-	2.412	230,54	163	6.486
Diesel 24	20.510	7.875.058	722	384	-	1.842	233,89	157	4.883
Diesel 25	20.510	5.330.423	505	260	-	1.255	235,51	129	3.305
Diesel 26	20.510	3.556.029	375	173	-	860	241,71	105	2.205
Diesel 27	20.510	2.180.890	238	106	-	532	244,00	81	1.352
Diesel 28	20.510	1.258.691	140	61	-	308	244,81	61	780
Diesel 29	20.510	631.786	78	31	-	159	252,27	37	392
Diesel 30	20.510	337.551	45	16	-	87	257,78	21	209
Diesel 31	20.510	146.788	23	7	-	40	271,45	13	91
Diesel 32	20.510	55.377	9	3	-	15	275,45	7	34
Diesel 33	20.510	18.459	3	1	-	5	275,45	3	11
Diesel 34	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 35	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 36	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 37	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 38	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 39	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 40	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
Diesel 41	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0

Diesel 42	20.510	0	0	0	-	0	0,00	0	0
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.059.061.555</b>	-	-	-	<b>230.698</b>	<b>217,83</b>	-	<b>656.618</b>
P.E. OffShore I	60.000	231.962.336	7.572	3.866	4.483	-	-	-	-
P.E. OffShore II	25.000	78.264.713	7.417	3.131	3.537	-	-	-	-
P.E. NO I	100.000	319.144.703	7.506	3.191	3.501	-	-	-	-
P.E. NO II	75.000	131.906.791	4.727	1.759	3.466	-	-	-	-
P.E. NO III	75.000	90.148.182	3.610	1.202	3.430	-	-	-	-
P.E. SE I	200.000	821.325.194	8.150	4.107	4.155	-	-	-	-
P.E. SE II	175.000	382.596.856	7.310	2.186	4.113	-	-	-	-
P.E. SE III	175.000	117.136.167	4.349	669	4.070	-	-	-	-
FV-2020 Auto	15.000	21.081.825	4.438	1.405	1.516	-	-	-	-
FV-2025 Auto	15.000	21.340.490	4.437	1.423	1.536	-	-	-	-
FV-2030 Auto	15.000	21.421.063	4.428	1.428	1.556	-	-	-	-
FV-2035 Auto	15.000	21.484.947	4.400	1.432	1.577	-	-	-	-
FV-2020	15.000	21.790.989	4.542	1.453	1.614	-	-	-	-
FV-2025	15.000	12.057.171	2.870	804	1.655	-	-	-	-
FV-2030	15.000	8.657.674	2.143	577	1.696	-	-	-	-
FV-2035	15.000	8.428.701	2.026	562	1.738	-	-	-	-
<b>TOTAL EERR</b>	<b>1.005.000</b>	<b>2.308.747.802</b>	-	-	-	-	-	-	-
Bateria LI	200.000	384.840.034	5.945	1.924	7.709	-	-	-	-
<b>TOTAL AUXILIAR</b>	<b>200.000</b>	<b>384.840.034</b>	<b>5.945</b>	<b>1.924</b>	<b>7.709</b>	-	-	-	-

Tabla 11.18. Resultados técnicos según equipos y tecnología

## RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 21,95 c€/kWh. De estos, el 51,43% están asociados a la retribución por inversión, el 11,30% lo representan los costes fijos y el 37,27% son costes variables. El coste del combustible se eleva a 146.241.643 €/año.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 10,66 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 11,40 c€/kWh, de las baterías, con 20,55 c€/kWh y de los grupos térmicos con 41,29 c€/kWh.

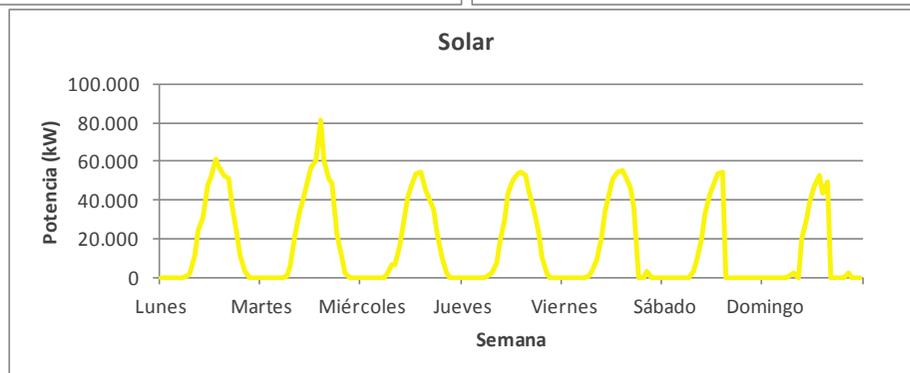
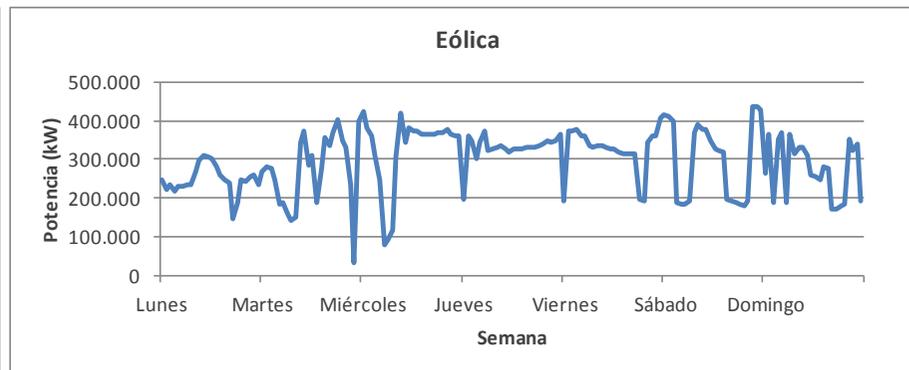
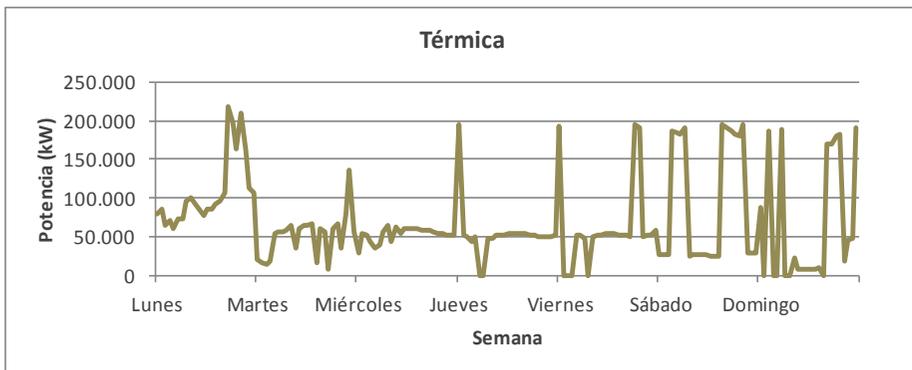
EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Costes O&M Fijo	Costes O&M Variable	Costes Combustible	Retribución emisión CO2	Costes Arranque	TOTAL Costes Generación	
Diesel 6	20.510	147.305.308	1.813.453	1.982.978	3.775.988	19.734.660	468.285	1.437.806	29.213.170	19,83
Diesel 7	20.510	132.235.419	1.872.326	2.047.354	3.389.690	18.014.904	427.477	1.991.628	27.743.379	20,98
Diesel 8	20.510	108.843.460	1.882.210	2.058.162	2.790.066	14.981.502	355.497	2.758.457	24.825.895	22,81
Diesel 9	20.510	88.180.238	1.882.210	2.058.162	2.260.390	12.095.536	287.016	2.582.726	21.166.040	24,00
Diesel 10	20.510	80.132.863	1.882.210	2.058.162	2.054.106	10.977.246	260.480	2.348.416	19.580.620	24,44
Diesel 11	20.510	73.334.676	1.882.210	2.058.162	1.879.843	10.059.057	238.692	2.108.782	18.226.746	24,85
Diesel 12	20.510	66.961.879	1.882.210	2.058.162	1.716.484	9.211.091	218.571	1.933.050	17.019.569	25,42
Diesel 13	20.510	61.022.566	1.882.210	2.058.162	1.564.237	8.411.209	199.590	1.740.686	15.856.095	25,98
Diesel 14	20.510	53.280.711	1.882.210	2.058.162	1.365.785	7.402.572	175.656	1.687.443	14.571.827	27,35
Diesel 15	20.510	43.414.839	1.882.210	2.058.162	1.112.885	6.095.709	144.646	1.569.533	12.863.144	29,63
Diesel 16	20.510	37.621.064	1.882.210	2.058.162	964.369	5.279.814	125.285	839.315	11.149.155	29,64
Diesel 17	20.510	32.944.948	1.882.210	2.058.162	844.503	4.645.435	110.232	849.786	10.390.327	31,54
Diesel 18	20.510	28.501.406	1.882.210	2.058.162	730.598	4.037.756	95.812	1.007.310	9.811.848	34,43
Diesel 19	20.510	23.912.191	2.159.536	1.997.632	594.932	3.401.469	80.714	1.042.236	9.276.518	38,79
Diesel 20	20.510	19.951.484	2.159.536	1.997.632	496.390	2.853.419	67.709	967.681	8.542.367	42,82
Diesel 21	20.510	16.400.497	2.159.536	1.997.632	408.042	2.364.455	56.106	982.291	7.968.062	48,58
Diesel 22	20.510	13.165.834	2.159.536	1.997.632	327.564	1.911.727	45.364	921.251	7.363.074	55,93
Diesel 23	20.510	10.461.120	2.159.536	1.997.632	260.271	1.528.810	36.277	859.642	6.842.169	65,41
Diesel 24	20.510	7.875.058	2.159.536	1.997.632	195.930	1.167.620	27.707	827.040	6.375.464	80,96
Diesel 25	20.510	5.330.423	2.159.536	1.997.632	132.620	795.780	18.883	679.237	5.783.688	108,50
Diesel 26	20.510	3.556.029	2.159.536	1.997.632	88.474	544.872	12.929	549.269	5.352.712	150,52
Diesel 27	20.510	2.180.890	2.806.630	1.863.227	50.610	337.326	8.004	420.281	5.486.079	251,55
Diesel 28	20.510	1.258.691	2.806.630	1.863.227	29.209	195.331	4.635	314.580	5.213.612	414,21
Diesel 29	20.510	631.786	2.806.630	1.863.227	14.661	101.034	2.397	187.838	4.975.788	787,57
Diesel 30	20.510	337.551	2.806.630	1.863.227	7.833	55.160	1.309	99.138	4.833.297	1.431,87
Diesel 31	20.510	146.788	2.806.630	1.863.227	3.406	25.258	599	52.018	4.751.140	3.236,74
Diesel 32	20.510	55.377	2.806.630	1.863.227	1.285	9.669	229	19.931	4.700.972	8.489,03

Diesel 33	20.510	18.459	2.806.630	1.863.227	428	3.223	76	4.103	4.677.689	25.340,96
Diesel 34	20.510	0	2.806.630	1.863.227	0	0	0	0	4.669.857	0,00
Diesel 35	20.510	0	2.806.630	1.863.227	0	0	0	0	4.669.857	0,00
Diesel 36	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 37	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 38	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 39	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 40	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 41	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
Diesel 42	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0,00
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.059.061.555</b>	<b>88.513.740</b>	<b>72.079.226</b>	<b>27.060.601</b>	<b>146.241.643</b>	<b>3.470.179</b>	<b>30.781.472</b>	<b>368.146.862</b>	<b>34,76</b>
P.E. OffShore I	60.000	231.962.336	9.154.200	0	10.648.959	-	-	-	19.803.159	8,54
P.E. OffShore II	25.000	78.264.713	4.753.000	0	3.598.531	-	-	-	8.351.531	10,67
P.E. NO I	100.000	319.144.703	10.646.720	0	10.638.610	-	-	-	21.285.330	6,67
P.E. NO II	75.000	131.906.791	9.562.140	0	4.616.464	-	-	-	14.178.604	10,75
P.E. NO III	75.000	90.148.182	11.139.240	0	3.189.491	-	-	-	14.328.731	15,89
P.E. SE I	200.000	821.325.194	21.293.440	0	27.378.672	-	-	-	48.672.112	5,93
P.E. SE II	175.000	382.596.856	22.311.660	0	13.390.098	-	-	-	35.701.758	9,33
P.E. SE III	175.000	117.136.167	25.991.560	0	4.144.340	-	-	-	30.135.900	25,73
FV-2020 Auto	15.000	21.081.825	2.288.550	771.587	0	-	-	-	3.060.137	14,52
FV-2025 Auto	15.000	21.340.490	2.737.728	770.845	0	-	-	-	3.508.573	16,44
FV-2030 Auto	15.000	21.421.063	3.141.846	768.358	0	-	-	-	3.910.204	18,25
FV-2035 Auto	15.000	21.484.947	3.500.904	764.297	0	-	-	-	4.265.201	19,85
FV-2020	15.000	21.790.989	915.420	578.690	0	-	-	-	1.494.110	6,86
FV-2025	15.000	12.057.171	1.140.720	587.311	0	-	-	-	1.728.031	14,33
FV-2030	15.000	8.657.674	1.366.020	593.731	0	-	-	-	1.959.751	22,64
FV-2035	15.000	8.428.701	1.591.320	598.145	0	-	-	-	2.189.465	25,98
<b>TOTAL EERR</b>	<b>1.005.000</b>	<b>2.308.747.802</b>	<b>131.534.468</b>	<b>5.432.964</b>	<b>77.605.165</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>214.572.597</b>	<b>9,27</b>
Bateria LI	200.000	384.840.034	67.414.400	4.613.403	4.208.939	-	-	-	76.236.741	19,81
<b>TOTAL AUXILIAR</b>	<b>200.000</b>	<b>384.840.034</b>	<b>67.414.400</b>	<b>4.613.403</b>	<b>4.208.939</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>76.236.741</b>	<b>19,81</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.963.870</b>	<b>3.367.809.356</b>	<b>287.462.608</b>	<b>82.125.594</b>	<b>108.874.705</b>	<b>146.241.643</b>	<b>3.470.179</b>	<b>30.781.472</b>	<b>658.956.202</b>	<b>19,57</b>

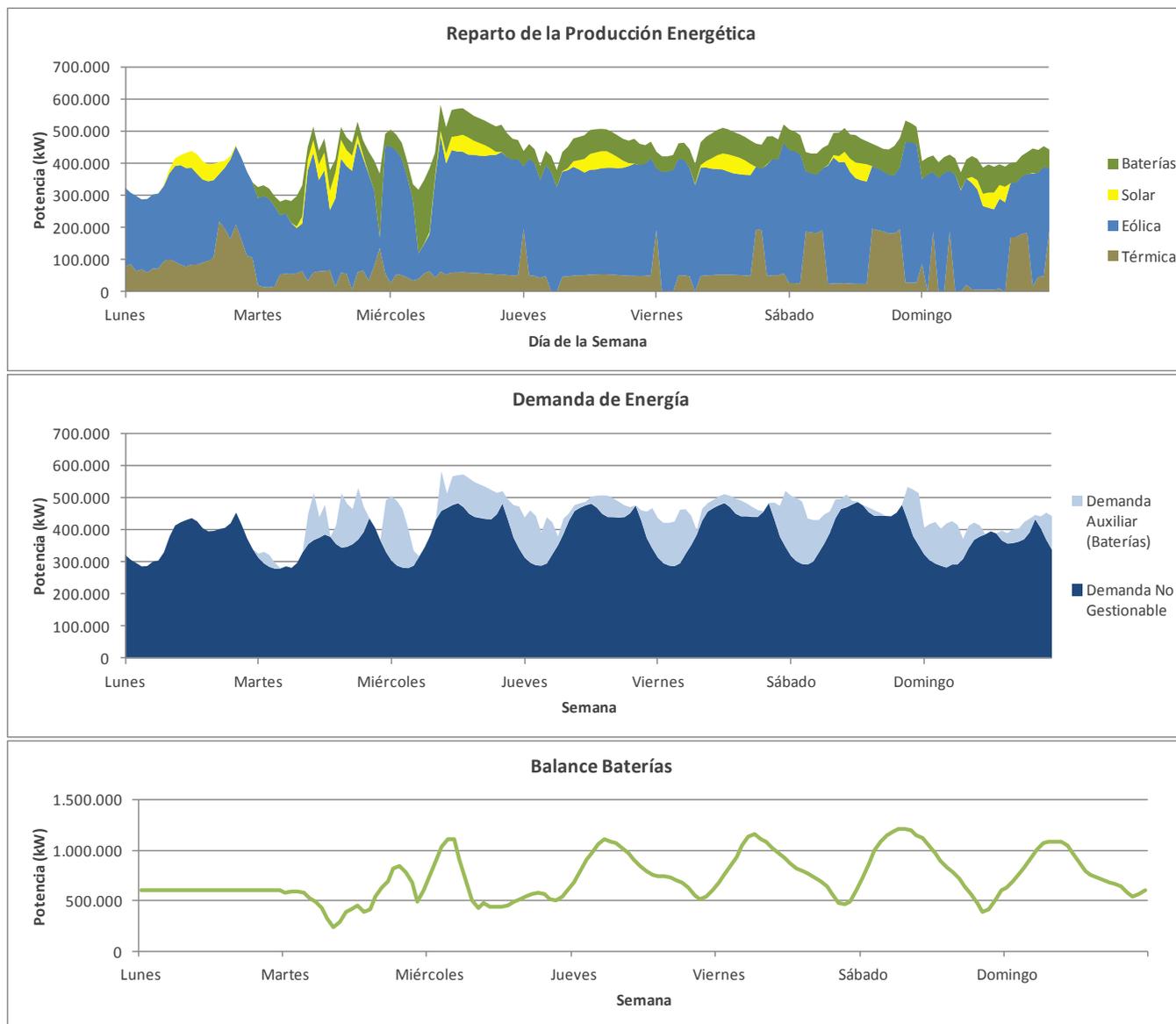
Tabla 11.19. Resultados económicos según equipos y tecnología

## GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN Y DEMANDA POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

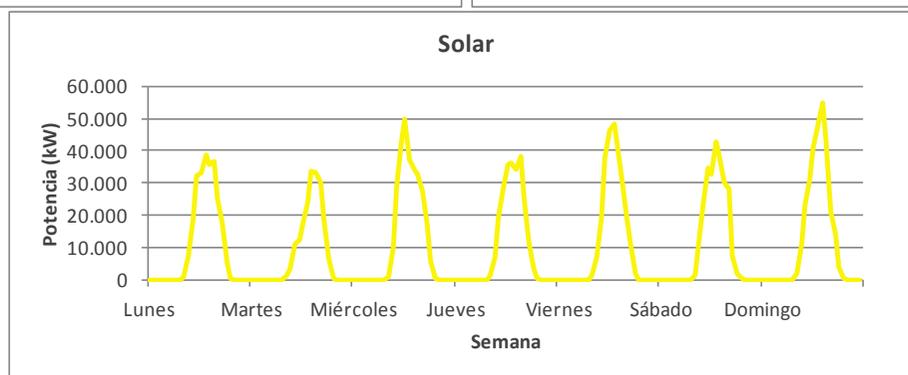
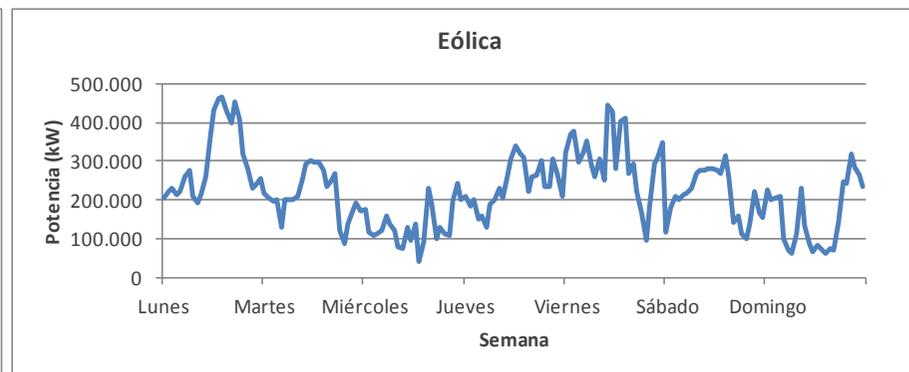
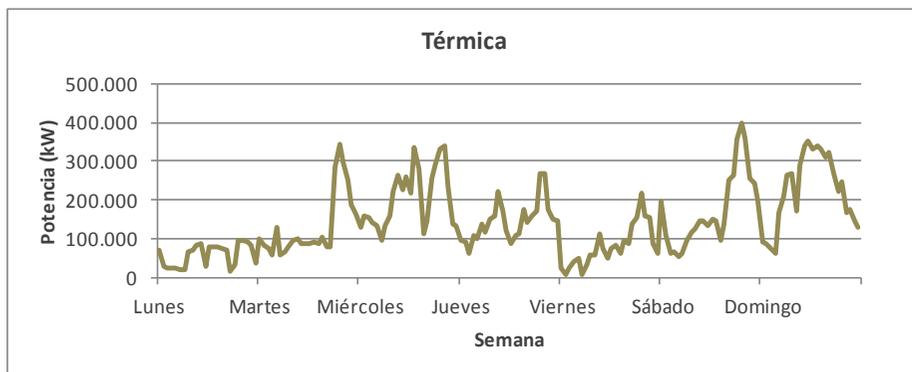
SEMANA 9-15 AGOSTO DE 2038



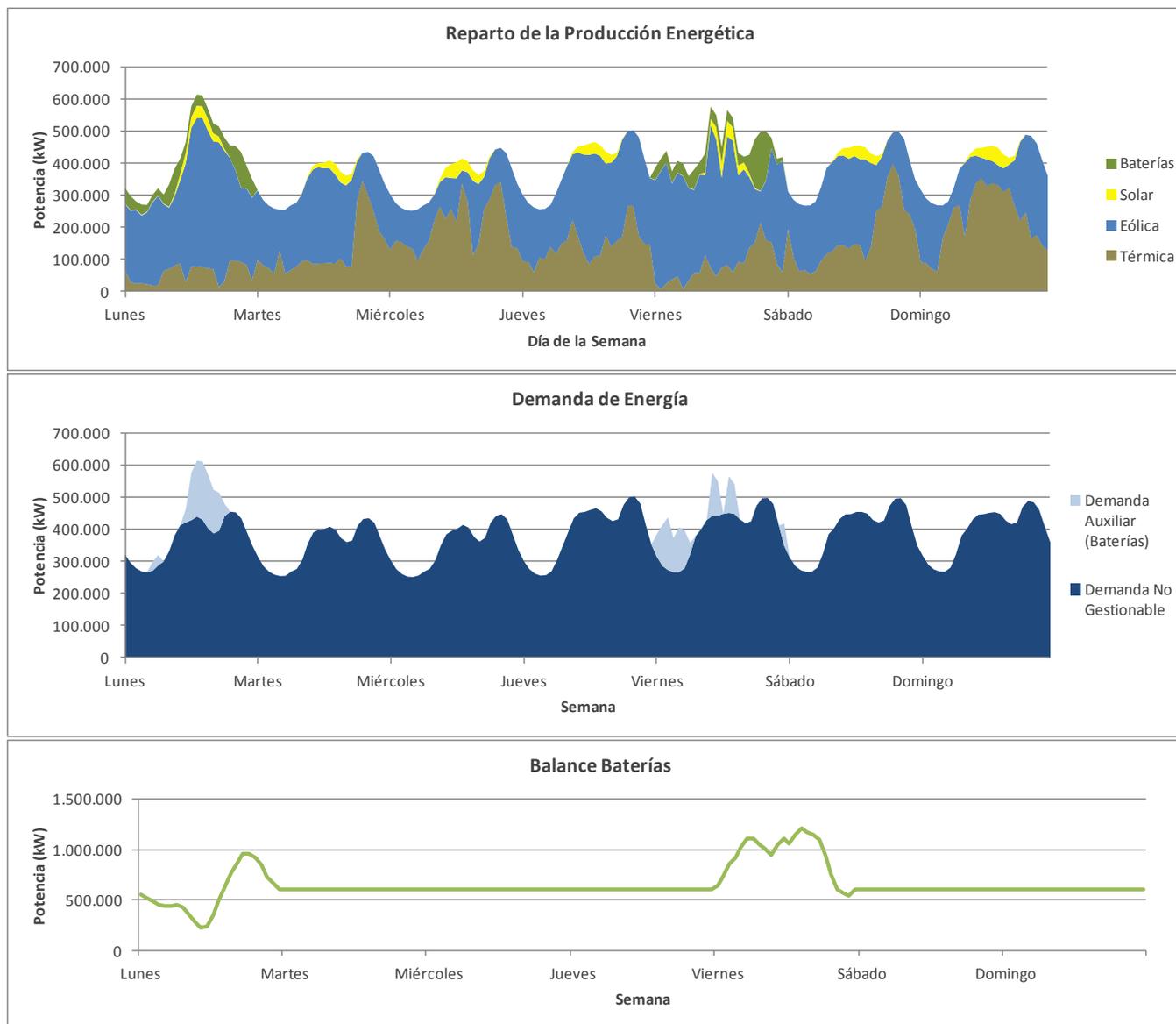
SEMANA 9-15 AGOSTO DE 2038



SEMANA 6-12 DICIEMBRE DE 2038



SEMANA 6-12 DICIEMBRE DE 2038



## 11.7 ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCLUYENDO LA MOVILIDAD CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

### 11.7.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan las alternativas evaluadas para el sistema de generación de energía eléctrica, incorporando una flota de 200.000 vehículos eléctricos:

- GC034\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + VE

*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW. Se sustituyen 200.000 vehículos térmicos del parque móvil de Gran Canaria por vehículos eléctricos.*

### 11.7.2 RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

La introducción de 200.000 vehículos eléctricos en la isla de Gran Canaria, dentro del sistema eléctrico óptimo estimado para el año 2038, supondría un ahorro de 130.293 toneladas de combustible al año.

La recarga de estos vehículos eléctricos implicaría un aumento del consumo de combustibles para generar electricidad de un 15,29%, pasando de 355.123 toneladas que se consumirían en el sistema óptimo de ese año (GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv) a consumir 419.230 toneladas en este nuevo modelo.

Sin embargo, para poder hacer una evaluación correcta, hay que añadir que el consumo de combustible de esos 200.000 vehículos térmicos en el sistema óptimo fue de 194.400 toneladas. Esto quiere decir que el ahorro real que ha supuesto la introducción de los 200.000 vehículos eléctricos en el sistema de energético de Gran Canaria es de 130.293 toneladas, equivalente a un 44,98% del consumo total de combustible asociado a automoción, tal y como muestra la gráfica siguiente:

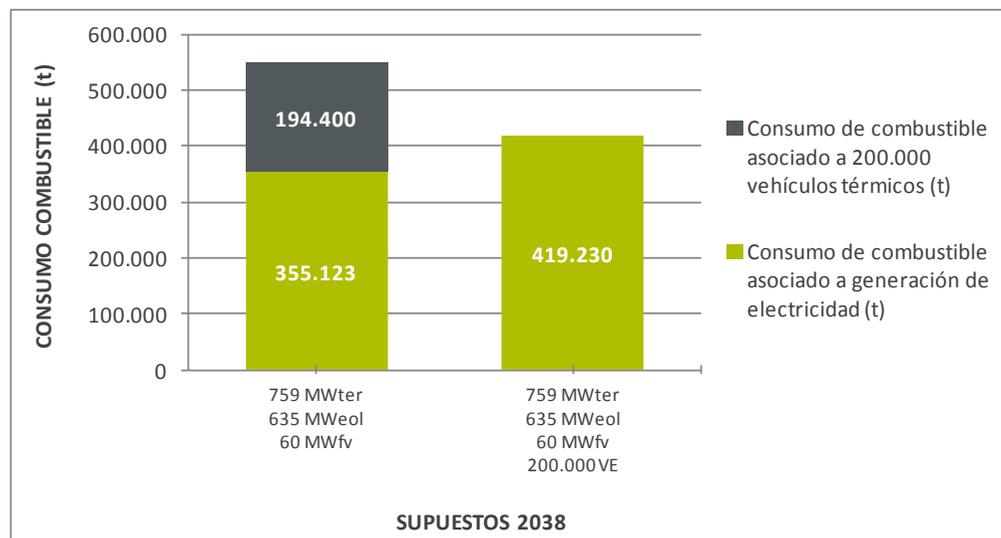


Figura 11.11. Consumo de combustibles en el sistema eléctrico óptimo del año 2038 y en el mismo modelo añadiendo la recarga de baterías eléctricas de 200.000 vehículos  
Elaboración propia

Por otro lado, la repercusión de la introducción de los vehículos eléctricos en el sistema no es muy acusada cuando se refiere a la penetración de renovables y a los costes de generación, que pasan de 52,94% a 51,14% y de 17,86 a 17,45 c€/kWh.

### 11.7.3 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INCLUYENDO MOVILIDAD CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada en SOWES del sistema eléctrico del año 2038 incluyendo la recarga de baterías de los vehículos eléctricos.

Cabe recordar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 633,91 €/t para el fuel BIA 0,73%.

#### RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 1.964.410 MWh en barras de central, es cubierta en un 48,86% por grupos diesel, un 49,24% por los parques eólicos y un 1,87% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 51,14%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 419.230 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 1.163.788 t de CO<sub>2</sub>.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
2038 CON VE		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	1.970.931	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>1.970.931</b>	
<i>Consumos en generación</i>	-93.854	5% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	1.892.629	
Fotovoltaica	71.781	
<b>Total Régimen Especial</b>	-	
<i>Consumos en baterías</i>	<b>1.964.410</b>	51,14% (penetración renovables)
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
<b>DEMANDA(b.c.)</b>		
<i>Pérdidas en transporte</i>	<b>3.841.487</b>	
<b>CONSUMO FINAL</b>	-230.489	6% (pérdidas transporte)

Tabla 11.20. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Gran Canaria, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 6	20.510	155.833.941	7.709	7.598	-	32.709	209,89	0	96.617
Diesel 7	20.510	135.237.551	7.709	6.594	-	28.937	213,98	0	83.847
Diesel 8	20.510	121.185.805	7.709	5.909	-	26.430	218,09	0	75.135
Diesel 9	20.510	115.036.077	7.709	5.609	-	25.322	220,12	0	71.322
Diesel 10	20.510	110.603.941	7.709	5.393	-	24.520	221,69	0	68.574
Diesel 11	20.510	105.442.228	7.709	5.141	-	23.581	223,64	0	65.374
Diesel 12	20.510	100.352.051	7.709	4.893	-	22.652	225,72	0	62.218
Diesel 13	20.510	94.489.614	7.709	4.607	-	21.591	228,50	0	58.584
Diesel 14	20.510	90.867.217	7.709	4.430	-	20.940	230,44	2	56.338
Diesel 15	20.510	88.171.123	7.709	4.299	-	20.449	231,92	46	54.666
Diesel 16	20.510	88.094.153	7.709	4.295	-	20.434	231,96	187	54.618
Diesel 17	20.510	93.478.680	7.709	4.558	-	21.413	229,07	423	57.957
Diesel 18	20.510	82.425.503	6.299	4.019	-	18.589	225,53	728	51.104
Diesel 19	20.510	71.291.641	5.214	3.476	-	15.940	223,58	716	44.201
Diesel 20	20.510	63.289.296	4.591	3.086	-	14.130	223,26	621	39.239
Diesel 21	20.510	57.044.427	4.144	2.781	-	12.738	223,29	575	35.368
Diesel 22	20.510	50.193.513	3.652	2.447	-	11.210	223,34	501	31.120
Diesel 23	20.510	44.163.367	3.234	2.153	-	9.874	223,57	468	27.381
Diesel 24	20.510	38.055.518	2.810	1.855	-	8.521	223,90	410	23.594
Diesel 25	20.510	32.247.905	2.443	1.572	-	7.253	224,91	376	19.994
Diesel 26	20.510	26.714.588	2.113	1.303	-	6.059	226,80	356	16.563
Diesel 27	20.510	21.883.636	1.785	1.067	-	4.996	228,28	315	13.568
Diesel 28	20.510	17.955.881	1.491	875	-	4.115	229,19	288	11.133
Diesel 29	20.510	14.781.217	1.214	721	-	3.381	228,71	252	9.164
Diesel 30	20.510	12.539.718	1.024	611	-	2.865	228,49	219	7.775
Diesel 31	20.510	10.723.978	879	523	-	2.451	228,57	194	6.649
Diesel 32	20.510	9.074.097	763	442	-	2.085	229,75	179	5.626
Diesel 33	20.510	7.405.489	633	361	-	1.707	230,57	144	4.591
Diesel 34	20.510	5.888.383	507	287	-	1.359	230,83	128	3.651
Diesel 35	20.510	4.439.354	393	216	-	1.031	232,29	106	2.752
Diesel 36	20.510	3.337.776	299	163	-	777	232,80	89	2.069
Diesel 37	20.510	2.173.780	211	106	-	514	236,68	70	1.348
Diesel 38	20.510	1.264.176	137	62	-	308	243,25	48	784
Diesel 39	20.510	725.366	86	35	-	181	249,38	39	450
Diesel 40	20.510	388.719	49	19	-	99	253,44	28	241
Diesel 41	20.510	206.585	27	10	-	53	256,33	17	128

Diesel 42	20.510	70.491	10	3		18	261,61	6	44
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.877.076.785</b>	-	-	-	<b>419.230</b>	<b>223,34</b>	-	<b>1.163.788</b>
P.E. OffShore I	60.000	230.235.480	7.611	3.837	4.483	-	-	-	-
P.E. OffShore II	25.000	73.064.134	7.229	2.923	3.537	-	-	-	-
P.E. NO I	100.000	322.660.617	7.623	3.227	3.501	-	-	-	-
P.E. NO II	75.000	124.516.382	4.586	1.660	3.466	-	-	-	-
P.E. SE I	200.000	815.483.308	8.150	4.077	4.155	-	-	-	-
P.E. SE II	175.000	326.668.607	6.914	1.867	4.113	-	-	-	-
FV-2020 Auto	15.000	20.169.855	4.254	1.345	1.516	-	-	-	-
FV-2025 Auto	15.000	20.150.340	4.223	1.343	1.536	-	-	-	-
FV-2020	15.000	20.661.378	4.356	1.377	1.614	-	-	-	-
FV-2025	15.000	10.799.854	2.639	720	1.655	-	-	-	-
<b>TOTAL EERR</b>	<b>695.000</b>	<b>1.964.409.955</b>	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 11.21. Resultados técnicos según equipos y tecnología

## RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 17,45 c€/kWh. De estos, el 25,51% están asociados a la retribución por inversión, el 10,77% lo representan los costes fijos y el 63,72% son costes variables. El coste del combustible (para generación de electricidad) se eleva a 265.754.399 €/año.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 7,68 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 13,64 c€/kWh, los grupos térmicos con 27,44 c€/kWh.

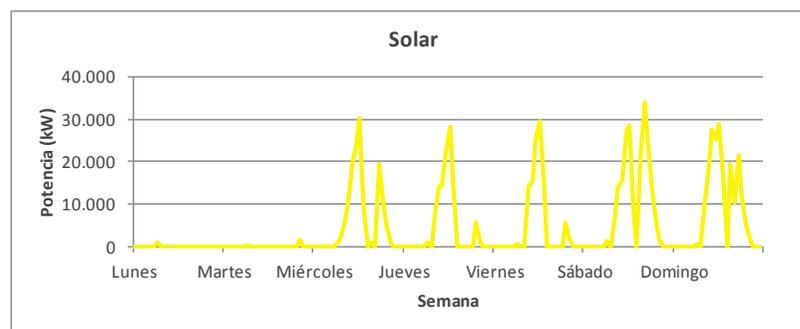
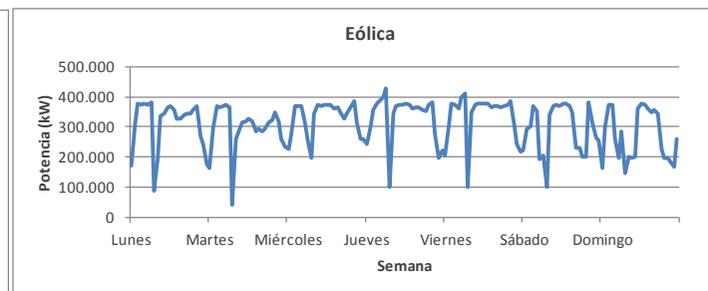
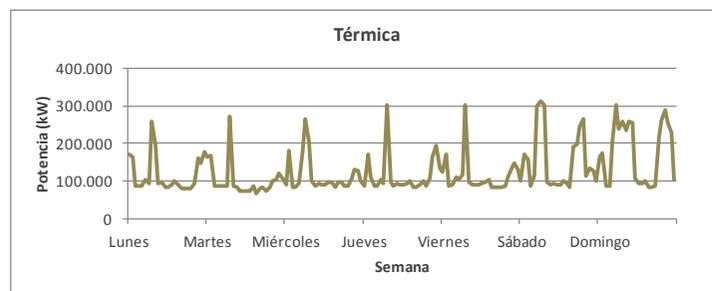
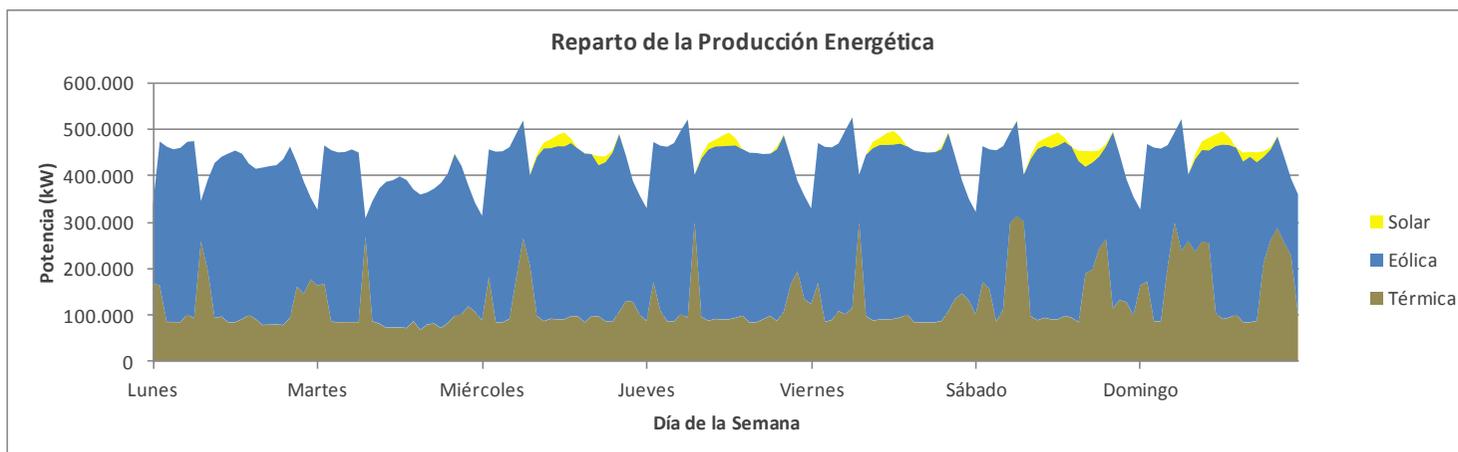
EQUIPO	POT. NETA (KW)	PRODUCCIÓN (KWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Costes O&M Fijo	Costes O&M Variable	Costes Combustible	Retribución emisión CO2	Costes Arranque	TOTAL Costes Generación	
Diesel 6	20.510	155.833.941	1.656.388	1.811.230	3.994.609	20.734.365	492.007	0	28.688.598	18,41
Diesel 7	20.510	135.237.551	1.656.388	1.811.230	3.466.646	18.343.753	435.280	0	25.713.297	19,01
Diesel 8	20.510	121.185.805	1.656.388	1.811.230	3.106.447	16.754.184	397.561	0	23.725.809	19,58
Diesel 9	20.510	115.036.077	1.656.388	1.811.230	2.948.806	16.052.005	380.899	0	22.849.328	19,86
Diesel 10	20.510	110.603.941	1.656.388	1.811.230	2.835.194	15.543.365	368.830	0	22.215.006	20,09
Diesel 11	20.510	105.442.228	1.656.388	1.811.230	2.702.880	14.948.068	354.704	0	21.473.269	20,36
Diesel 12	20.510	100.352.051	1.656.388	1.811.230	2.572.400	14.359.224	340.731	0	20.739.972	20,67
Diesel 13	20.510	94.489.614	1.656.388	1.811.230	2.422.123	13.686.567	324.770	0	19.901.077	21,06
Diesel 14	20.510	90.867.217	1.656.818	1.811.700	2.329.268	13.273.865	314.977	10.650	19.397.277	21,35
Diesel 15	20.510	88.171.123	1.666.916	1.822.742	2.260.157	12.962.873	307.597	244.960	19.265.245	21,85
Diesel 16	20.510	88.094.153	1.720.847	1.881.715	2.258.184	12.953.570	307.376	995.804	20.117.496	22,84
Diesel 17	20.510	93.478.680	1.859.434	2.033.257	2.396.209	13.573.838	322.095	2.252.545	22.437.378	24,00
Diesel 18	20.510	82.425.503	1.882.210	2.058.162	2.112.875	11.783.926	279.622	3.876.722	21.993.516	26,68
Diesel 19	20.510	71.291.641	2.159.536	1.997.632	1.773.727	10.104.248	239.764	3.812.772	20.087.678	28,18
Diesel 20	20.510	63.289.296	2.159.536	1.997.632	1.574.629	8.957.069	212.543	3.306.832	18.208.240	28,77
Diesel 21	20.510	57.044.427	2.159.536	1.997.632	1.419.258	8.074.494	191.600	3.056.442	16.898.963	29,62
Diesel 22	20.510	50.193.513	2.159.536	1.997.632	1.248.808	7.106.303	168.626	2.662.118	15.343.023	30,57
Diesel 23	20.510	44.163.367	2.159.536	1.997.632	1.098.779	6.259.103	148.523	2.484.796	14.148.368	32,04
Diesel 24	20.510	38.055.518	2.159.536	1.997.632	946.816	5.401.347	128.169	2.173.886	12.807.386	33,65
Diesel 25	20.510	32.247.905	2.159.536	1.997.632	802.324	4.597.659	109.098	1.989.755	11.656.004	36,14
Diesel 26	20.510	26.714.588	2.159.536	1.997.632	664.655	3.840.698	91.136	1.883.089	10.636.746	39,82
Diesel 27	20.510	21.883.636	2.806.630	1.863.227	507.830	3.166.738	75.144	1.664.323	10.083.892	46,08
Diesel 28	20.510	17.955.881	2.806.630	1.863.227	416.682	2.608.715	61.902	1.520.541	9.277.699	51,67
Diesel 29	20.510	14.781.217	2.806.630	1.863.227	343.011	2.143.008	50.852	1.325.257	8.531.986	57,72
Diesel 30	20.510	12.539.718	2.806.630	1.863.227	290.995	1.816.242	43.098	1.148.000	7.968.193	63,54
Diesel 31	20.510	10.723.978	2.806.630	1.863.227	248.860	1.553.853	36.871	1.014.440	7.523.882	70,16
Diesel 32	20.510	9.074.097	2.806.630	1.863.227	210.573	1.321.585	31.360	933.650	7.167.026	78,98

Diesel 33	20.510	7.405.489	2.806.630	1.863.227	171.851	1.082.376	25.684	747.206	6.696.975	90,43
Diesel 34	20.510	5.888.383	2.806.630	1.863.227	136.645	861.619	20.445	662.005	6.350.572	107,85
Diesel 35	20.510	4.439.354	2.806.630	1.863.227	103.019	653.704	15.512	545.029	5.987.121	134,86
Diesel 36	20.510	3.337.776	3.083.956	1.808.430	75.178	492.579	11.688	454.799	5.926.631	177,56
Diesel 37	20.510	2.173.780	3.083.956	1.808.430	48.961	326.142	7.739	355.523	5.630.752	259,03
Diesel 38	20.510	1.264.176	3.083.956	1.808.430	28.474	194.934	4.626	237.484	5.357.904	423,83
Diesel 39	20.510	725.366	3.083.956	1.808.430	16.338	114.668	2.721	190.593	5.216.706	719,18
Diesel 40	20.510	388.719	3.083.956	1.808.430	8.755	62.450	1.482	130.795	5.095.868	1.310,94
Diesel 41	20.510	206.585	3.083.956	1.808.430	4.653	33.567	797	72.897	5.004.300	2.422,39
Diesel 42	20.510	70.491	3.083.956	1.808.430	1.588	11.690	277	16.650	4.922.591	6.983,28
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.877.076.785</b>	<b>86.160.977</b>	<b>69.506.523</b>	<b>47.548.206</b>	<b>265.754.399</b>	<b>6.306.107</b>	<b>39.769.565</b>	<b>515.045.777</b>	<b>27,44</b>
P.E. OffShore I	60.000	230.235.480	9.154.200	0	10.569.683	-	-	-	19.723.883	8,57
P.E. OffShore II	25.000	73.064.134	4.753.000	0	3.359.414	-	-	-	8.112.414	11,10
P.E. NO I	100.000	322.660.617	10.646.720	0	10.755.812	-	-	-	21.402.532	6,63
P.E. NO II	75.000	124.516.382	9.562.140	0	4.357.815	-	-	-	13.919.955	11,18
P.E. SE I	200.000	815.483.308	21.293.440	0	27.183.934	-	-	-	48.477.374	5,94
P.E. SE II	175.000	326.668.607	22.311.660	0	11.432.725	-	-	-	33.744.385	10,33
FV-2020 Auto	15.000	20.169.855	2.288.550	771.587	15.000	-	-	-	3.060.137	15,17
FV-2025 Auto	15.000	20.150.340	2.737.728	770.845	15.000	-	-	-	3.508.573	17,41
FV-2020	15.000	20.661.378	915.420	578.690	15.000	-	-	-	1.494.110	7,23
FV-2025	15.000	10.799.854	1.140.720	587.311	15.000	-	-	-	1.728.031	16,00
<b>TOTAL EERR</b>	<b>695.000</b>	<b>1.964.409.955</b>	<b>84.803.578</b>	<b>2.708.433</b>	<b>67.659.382</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>155.171.393</b>	<b>7,90</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.453.870</b>	<b>3.841.486.741</b>	<b>170.964.555</b>	<b>72.214.956</b>	<b>115.207.588</b>	<b>265.754.399</b>	<b>6.306.107</b>	<b>39.769.565</b>	<b>670.217.170</b>	<b>17,45</b>

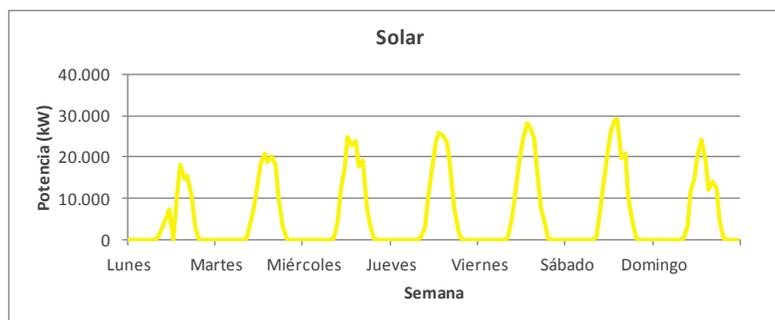
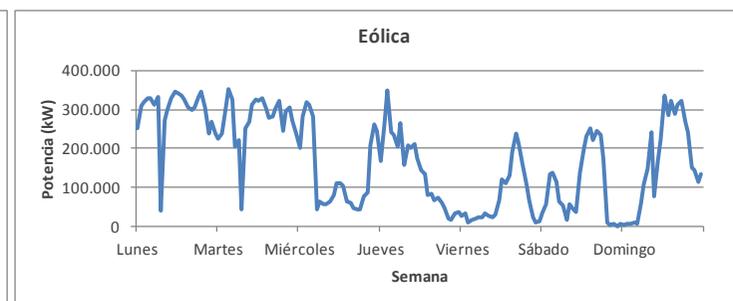
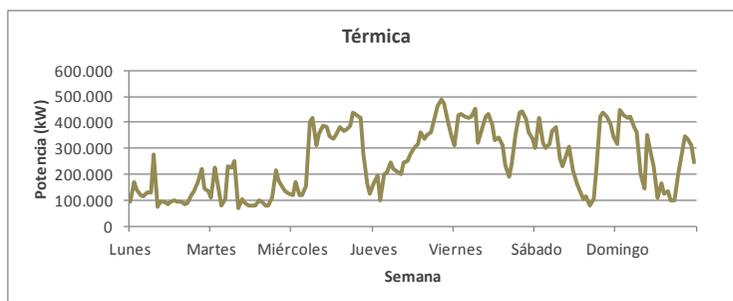
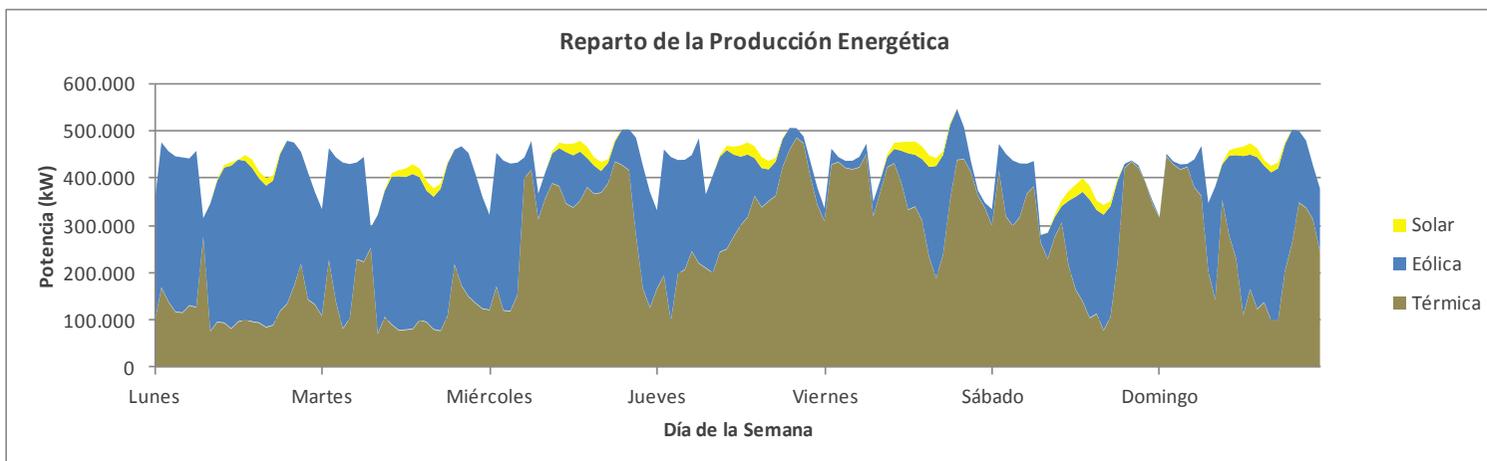
Tabla 11.22. Resultados económicos según equipos y tecnología

## GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN Y DEMANDA POR TECNOLOGÍAS EN DOS SEMANAS DEL AÑO

SEMANA 2-8 AGOSTO DE 2038



SEMANA 20-26 DICIEMBRE DE 2038



## 11.8 ALTERNATIVAS PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INCLUYENDO LA GESTIÓN EFICIENTE DE PRODUCCIÓN DE AGUA

### 11.8.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan las alternativas evaluadas para el sistema de generación de energía eléctrica incluyendo la producción de agua:

- GC035\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + AGUA  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW, incluyendo una gestión eficiente de la producción de agua desalada (carga gestionable).*
- GC064\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + AGUA  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 120 MW, incluyendo una gestión eficiente de la producción de agua desalada (carga gestionable).*

### 11.8.2 RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

Una gestión eficiente del sistema de producción de agua puede reducir simultáneamente los costes de generación de energía eléctrica y de agua.

Para conseguirlo se debería disponer de bastidores de desalación gestionables, es decir, que pudieran conectarse y desconectarse por ejemplo cada 8 horas, intentando concentrar la demanda de energía asociada a la desalación:

- En horas valle cuando exista baja penetración de renovables.
- En horas de máxima generación renovable cuando exista una alta penetración de renovables.

Las condiciones de interrumpibilidad de las plantas desaladoras permiten a su vez reducir la reserva caliente asociada a los parques eólicos y solares fotovoltaicos.

Según la información de la que se dispone y efectuando las simplificaciones comentadas en los datos de partida, se estima que la demanda anual de agua en el año 2038 sea igual a la actual, ya que el incremento de la misma en los próximos años se va a ver compensada por una reducción en las pérdidas de transporte y una política de fomento del ahorro de consumo de agua. También se estima que se dispondrá de la misma capacidad de desalación estimada en 280.000 m<sup>3</sup>/día con una potencia total de 45 MW y una capacidad total de almacenamiento en depósitos cerrados para agua de abasto de 1,6 Hm<sup>3</sup>.

Si consideramos el sistema de producción como no gestionable, funcionando en régimen nominal durante todo el año, el coste del consumo medio de electricidad de las plantas desaladoras se asemejaría al coste de generación del sistema eléctrico. Es decir en el caso de simularlo dentro del supuesto óptimo, con el código GC035\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + AGUA, el coste sería de 18,54 c€/kWh.

Sin embargo, en un sistema de producción óptimo, en la que la producción se adapta a la oferta renovable (carga gestionable), prácticamente el 100% de la producción podría ser de origen renovable (en la simulación efectuada se ha alcanzado el 97,5%), tal como se observa en un periodo de la simulación efectuada dentro del sistema de generación óptimo, en la que los bastidores se conectan y desconectan en función de la oferta renovable que existe en cada día, respetando un funcionamiento mínimo por bastidor de 8 horas.

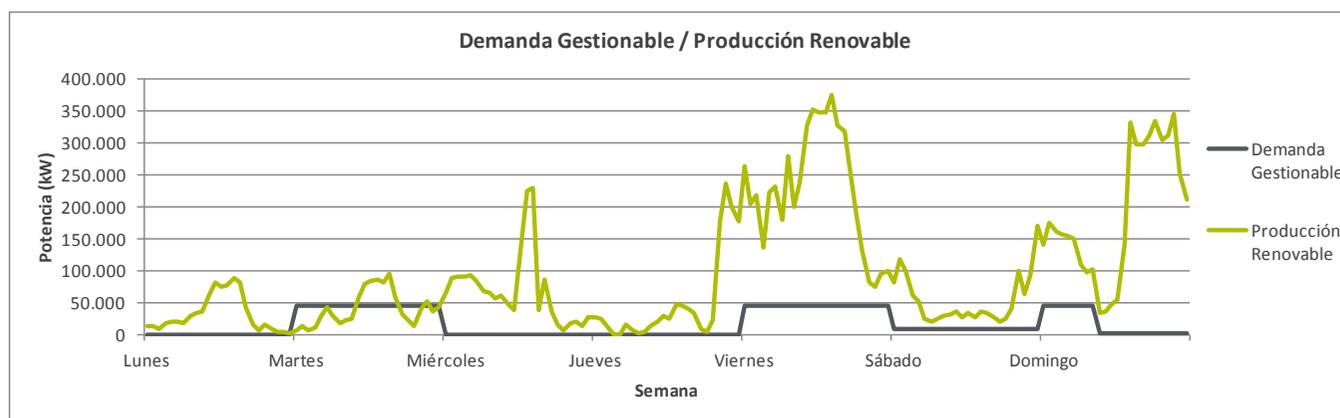


Figura 11.12. Simulación semanal de la demanda gestionable junto con la producción renovable  
Elaboración propia

En este caso, manteniendo la misma capacidad de desalación que la existente actualmente y la misma capacidad de almacenamiento, se consigue reducir los costes de generación en 0,15 c€/kWh e incrementar la penetración de renovables en un 5,8%, obteniendo un ahorro de 6 millones de euros al año en el sistema de generación de energía eléctrica, suponiendo que el precio del combustible asociado a la producción de energía eléctrica fuese de 633,91 €/t.

### 11.8.3 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INCLUYENDO GESTIÓN EFICIENTE DE PRODUCCIÓN DE AGUA

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada en SOWES del sistema eléctrico del año 2038 incluyendo la producción de agua.

Cabe recordar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 633,91 €/t para el fuel BIA 0,73%.

#### RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 3.362.114 MWh en barras de central, es cubierta en un 45,91% por grupos diesel, un 51,97 % por los parques eólicos y un 2,12% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 54,04%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 343.918 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 957.008 t de CO<sub>2</sub>.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
2038 CON AGUA		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	1.711.667	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>1.711.667</b>	
<i>Consumos en generación</i>	-168.106	5% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	1.747.442	
Fotovoltaica	71.110	
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>1.818.552</b>	54,09% (penetración renovables)
<i>Consumos en baterías</i>	-	
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.362.114</b>	
<i>Pérdidas en transporte</i>	-201.727	6% (pérdidas transporte)
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.160.387</b>	

Tabla 11.23. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Gran Canaria, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 6	20.510	156.546.980	7.709	7.633	-	32.850	210	0	97.059
Diesel 7	20.510	134.254.845	7.709	6.546	-	28.749	214	0	83.238
Diesel 8	20.510	119.462.370	7.709	5.825	-	26.114	219	0	74.067
Diesel 9	20.510	113.192.700	7.709	5.519	-	24.987	221	0	70.179
Diesel 10	20.510	108.666.739	7.709	5.298	-	24.167	222	0	67.373
Diesel 11	20.510	103.306.963	7.709	5.037	-	23.183	224	0	64.050
Diesel 12	20.510	93.677.965	7.709	4.567	-	21.428	229	26	58.080
Diesel 13	20.510	89.947.455	7.709	4.386	-	20.760	231	143	55.767
Diesel 14	20.510	89.135.876	7.709	4.346	-	20.624	231	230	55.264
Diesel 15	20.510	89.011.051	7.423	4.340	-	20.434	230	357	55.187
Diesel 16	20.510	77.251.987	6.262	3.767	-	17.627	228	537	47.896
Diesel 17	20.510	64.097.820	4.850	3.125	-	14.423	225	570	39.741
Diesel 18	20.510	53.400.033	3.807	2.604	-	11.879	222	435	33.108
Diesel 19	20.510	46.126.598	3.261	2.249	-	10.246	222	307	28.598
Diesel 20	20.510	40.434.748	2.895	1.971	-	9.002	223	290	25.070
Diesel 21	20.510	34.975.479	2.550	1.705	-	7.812	223	286	21.685
Diesel 22	20.510	29.452.498	2.178	1.436	-	6.595	224	275	18.261
Diesel 23	20.510	24.250.179	1.839	1.182	-	5.453	225	241	15.035
Diesel 24	20.510	19.390.203	1.556	945	-	4.408	227	227	12.022
Diesel 25	20.510	14.926.510	1.259	728	-	3.429	230	213	9.254
Diesel 26	20.510	11.278.731	965	550	-	2.599	230	181	6.993
Diesel 27	20.510	8.585.343	740	419	-	1.982	231	144	5.323
Diesel 28	20.510	6.553.197	565	320	-	1.513	231	124	4.063
Diesel 29	20.510	4.885.239	425	238	-	1.130	231	99	3.029
Diesel 30	20.510	3.595.813	322	175	-	837	233	74	2.229
Diesel 31	20.510	2.536.426	232	124	-	593	234	59	1.573
Diesel 32	20.510	1.812.986	170	88	-	426	235	48	1.124
Diesel 33	20.510	1.170.991	106	57	-	273	233	33	726
Diesel 34	20.510	722.350	72	35	-	172	238	21	448
Diesel 35	20.510	434.681	47	21	-	106	243	16	270
Diesel 36	20.510	270.888	28	13	-	65	240	13	168
Diesel 37	20.510	107.560	13	5	-	27	249	5	67
Diesel 38	20.510	67.683	11	3	-	19	275	4	42
Diesel 39	20.510	24.612	4	1	-	7	275	3	15
Diesel 40	20.510	6.153	1	0	-	2	275	1	4
Diesel 41	20.510	0	0	0	-	0	0	0	0

Diesel 42	20.510	0	0	0	-	0	0	0	0
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>957.008</b>	-	-	-	<b>343.918</b>	<b>222</b>	-	<b>957.008</b>
P.E. OffShore I	60.000	198.395.905	7.044	3.307	4.483	-	-	-	-
P.E. OffShore II	25.000	66.147.050	6.742	2.646	3.537	-	-	-	-
P.E. NO I	100.000	296.120.315	7.108	2.961	3.501	-	-	-	-
P.E. NO II	75.000	115.573.297	4.287	1.541	3.466	-	-	-	-
P.E. SE I	200.000	801.827.938	8.150	4.009	4.155	-	-	-	-
P.E. SE II	175.000	269.377.819	6.392	1.539	4.113	-	-	-	-
FV-2020 Auto	15.000	19.996.371	4.266	1.333	1.516	-	-	-	-
FV-2025 Auto	15.000	19.897.140	4.229	1.326	1.536	-	-	-	-
FV-2020	15.000	20.519.179	4.277	1.368	1.614	-	-	-	-
FV-2025	15.000	10.697.356	2.580	713	1.655	-	-	-	-
<b>TOTAL EERR</b>	<b>60.000</b>	<b>71.110.046</b>	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 11.24. Resultados técnicos según equipos y tecnología

## RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 17,71 c€/kWh. De estos, el 28,81% están asociados a la retribución por inversión, el 12,24% lo representan los costes fijos y el 58,94% son costes variables. El coste del combustible se eleva a 218.013.169 €/año.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 8,01 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 13,77 c€/kWh, los grupos térmicos con 28,87 c€/kWh.

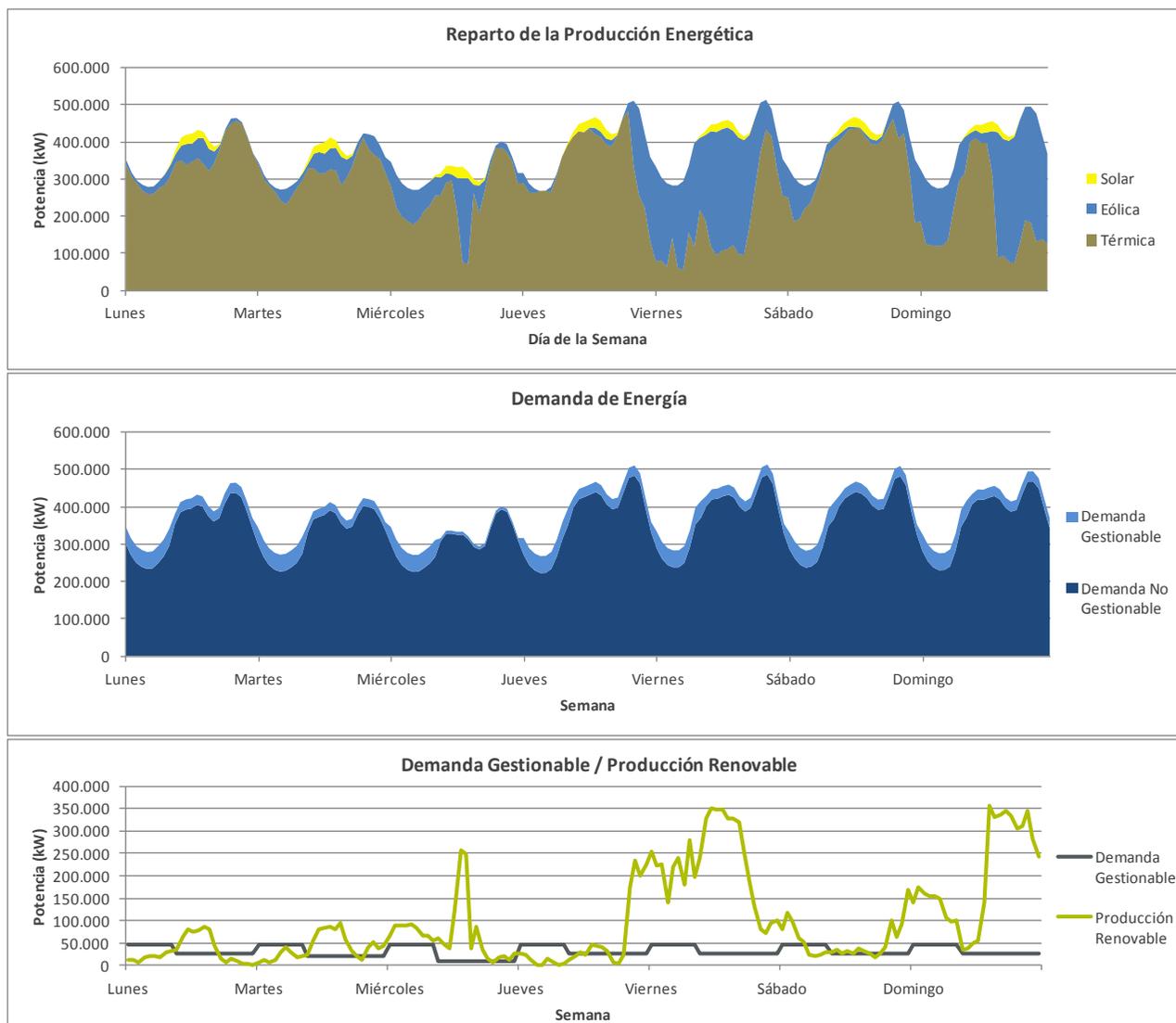
EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Costes O&M Fijo	Costes O&M Variable	Costes Combustible	Retribución emisión CO2	Costes Arranque	TOTAL Costes Generación	
Diesel 6	20.510	156.546.980	1.656.388	1.811.230	4.012.887	20.824.020	494.135	0	28.798.659	18,40
Diesel 7	20.510	134.254.845	1.656.388	1.811.230	3.441.455	18.224.239	432.444	0	25.565.757	19,04
Diesel 8	20.510	119.462.370	1.656.388	1.811.230	3.062.269	16.553.745	392.805	0	23.476.436	19,65
Diesel 9	20.510	113.192.700	1.656.388	1.811.230	2.901.554	15.839.706	375.862	0	22.584.739	19,95
Diesel 10	20.510	108.666.739	1.656.388	1.811.230	2.785.536	15.319.739	363.523	0	21.936.416	20,19
Diesel 11	20.510	103.306.963	1.656.388	1.811.230	2.648.145	14.695.861	348.719	0	21.160.343	20,48
Diesel 12	20.510	93.677.965	1.665.842	1.821.567	2.401.318	13.583.444	322.323	138.455	19.932.949	21,28
Diesel 13	20.510	89.947.455	1.730.946	1.892.757	2.305.691	13.159.966	312.274	761.505	20.163.138	22,42
Diesel 14	20.510	89.135.876	1.797.124	1.965.122	2.284.887	13.073.799	310.229	1.224.651	20.655.812	23,17
Diesel 15	20.510	89.011.051	1.882.210	2.058.162	2.281.687	12.953.196	307.367	1.900.732	21.383.355	24,02
Diesel 16	20.510	77.251.987	1.882.210	2.058.162	1.980.258	11.174.150	265.152	2.859.036	20.218.969	26,17
Diesel 17	20.510	64.097.820	1.882.210	2.058.162	1.643.068	9.142.844	216.951	3.033.929	17.977.164	28,05
Diesel 18	20.510	53.400.033	1.882.210	2.058.162	1.368.843	7.530.011	178.680	2.314.315	15.332.222	28,71
Diesel 19	20.510	46.126.598	2.159.536	1.997.632	1.147.624	6.494.863	154.117	1.630.558	13.584.330	29,45
Diesel 20	20.510	40.434.748	2.159.536	1.997.632	1.006.011	5.706.507	135.410	1.537.677	12.542.774	31,02
Diesel 21	20.510	34.975.479	2.159.536	1.997.632	870.185	4.951.813	117.502	1.516.179	11.612.846	33,20
Diesel 22	20.510	29.452.498	2.159.536	1.997.632	732.774	4.180.423	99.198	1.454.064	10.623.627	36,07
Diesel 23	20.510	24.250.179	2.159.536	1.997.632	603.341	3.456.704	82.024	1.272.714	9.571.952	39,47
Diesel 24	20.510	19.390.203	2.159.536	1.997.632	482.426	2.794.436	66.309	1.201.243	8.701.581	44,88
Diesel 25	20.510	14.926.510	2.159.536	1.997.632	371.370	2.173.560	51.577	1.127.567	7.881.240	52,80
Diesel 26	20.510	11.278.731	2.159.536	1.997.632	280.613	1.647.469	39.093	955.995	7.080.338	62,78
Diesel 27	20.510	8.585.343	2.806.630	1.863.227	199.231	1.256.678	29.820	755.672	6.911.258	80,50
Diesel 28	20.510	6.553.197	2.806.630	1.863.227	152.073	958.859	22.753	650.139	6.453.680	98,48
Diesel 29	20.510	4.885.239	2.806.630	1.863.227	113.366	716.211	16.995	515.748	6.032.178	123,48
Diesel 30	20.510	3.595.813	2.806.630	1.863.227	83.444	530.388	12.586	380.807	5.677.082	157,88
Diesel 31	20.510	2.536.426	2.806.630	1.863.227	58.860	375.761	8.916	297.262	5.410.657	213,32
Diesel 32	20.510	1.812.986	2.806.630	1.863.227	42.072	270.262	6.413	241.864	5.230.468	288,50

Diesel 33	20.510	1.170.991	2.806.630	1.863.227	27.174	173.053	4.106	165.077	5.039.268	430,34
Diesel 34	20.510	722.350	2.806.630	1.863.227	16.763	108.933	2.585	99.954	4.898.092	678,08
Diesel 35	20.510	434.681	2.806.630	1.863.227	10.087	67.069	1.591	72.210	4.820.815	1.109,05
Diesel 36	20.510	270.888	3.083.956	1.808.430	6.101	41.287	980	55.853	4.996.608	1.844,53
Diesel 37	20.510	107.560	3.083.956	1.808.430	2.423	16.982	403	16.518	4.928.712	4.582,27
Diesel 38	20.510	67.683	3.083.956	1.808.430	1.524	11.818	280	12.888	4.918.897	7.267,55
Diesel 39	20.510	24.612	3.083.956	1.808.430	554	4.297	102	4.836	4.902.175	19.917,83
Diesel 40	20.510	6.153	3.083.956	1.808.430	139	1.074	25	0	4.893.624	79.532,33
Diesel 41	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0
Diesel 42	20.510	0	3.083.956	1.808.430	0	0	0	0	4.892.386	0
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.543.561.650</b>	<b>86.784.728</b>	<b>70.188.583</b>	<b>39.325.753</b>	<b>218.013.169</b>	<b>5.173.252</b>	<b>26.197.450</b>	<b>445.682.934</b>	<b>28,87</b>
P.E. OffShore I	60.000	198.395.905	9.154.200	0	-	-	-	-	18.262.187	9,20
P.E. OffShore II	25.000	66.147.050	4.753.000	0	-	-	-	-	7.794.373	11,78
P.E. NO I	100.000	296.120.315	10.646.720	0	-	-	-	-	20.517.817	6,93
P.E. NO II	75.000	115.573.297	9.562.140	0	-	-	-	-	13.606.966	11,77
P.E. SE I	200.000	801.827.938	21.293.440	0	-	-	-	-	48.022.176	5,99
P.E. SE II	175.000	269.377.819	22.311.660	0	-	-	-	-	31.739.326	11,78
FV-2020 Auto	15.000	19.996.371	2.288.550	771.587	0	-	-	-	3.060.137	15,67
FV-2025 Auto	15.000	19.897.140	2.737.728	770.845	0	-	-	-	3.508.573	18,06
FV-2020	15.000	20.519.179	915.420	578.690	0	-	-	-	1.494.110	7,44
FV-2025	15.000	10.697.356	1.140.720	587.311	0	-	-	-	1.728.031	16,43
<b>TOTAL EERR</b>	<b>695.000</b>	<b>1.818.552.371</b>	<b>84.803.578</b>	<b>2.708.433</b>	<b>62.221.685</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>149.733.696</b>	<b>8,23</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.453.870</b>	<b>3.362.114.021</b>	<b>171.588.306</b>	<b>72.897.016</b>	<b>101.547.438</b>	<b>218.013.169</b>	<b>5.173.252</b>	<b>26.197.450</b>	<b>595.416.630</b>	<b>17,71</b>

Tabla 11.25. Resultados económicos según equipos y tecnología

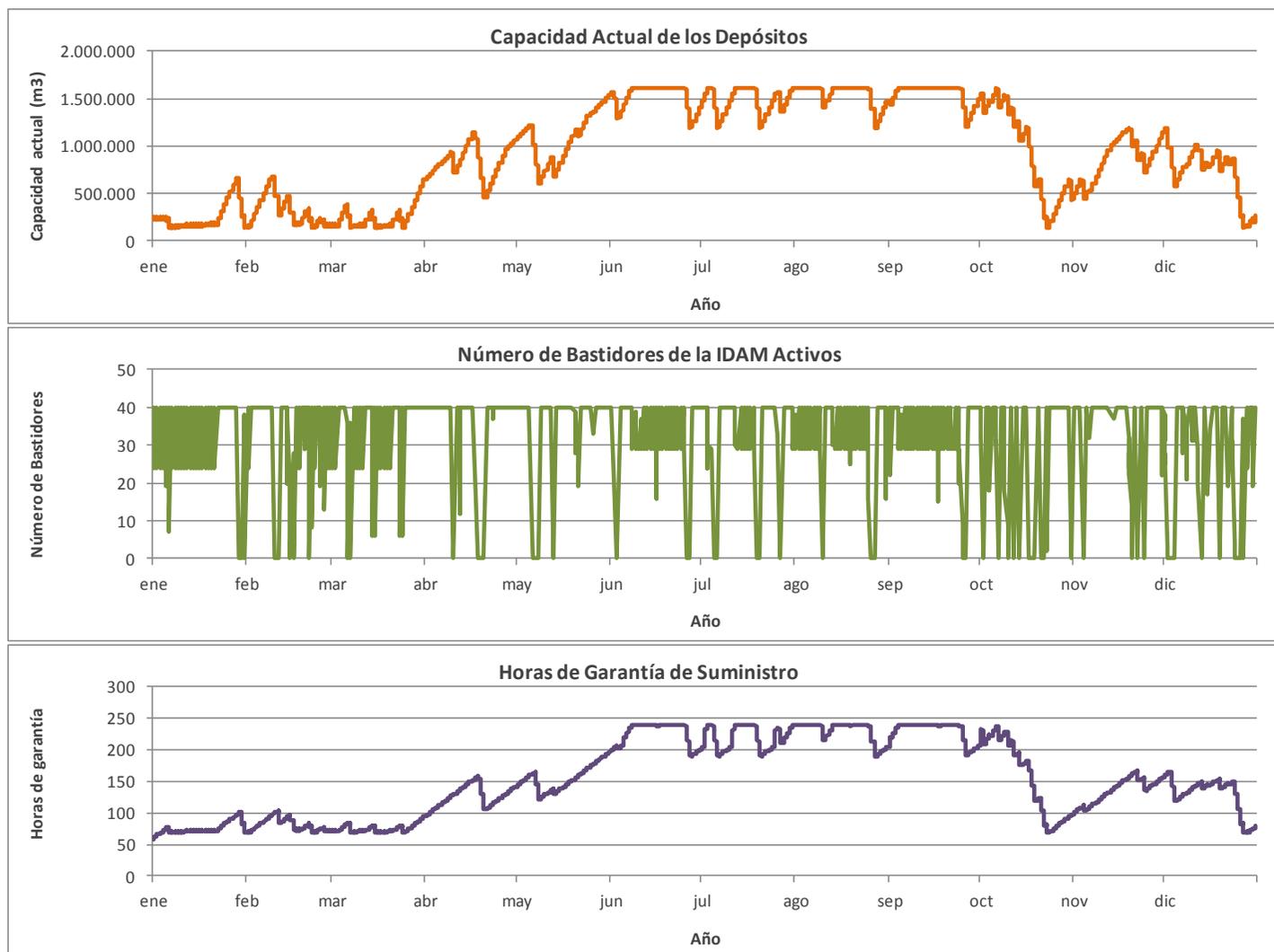
## GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN Y DEMANDA POR TECNOLOGÍAS

SEMANA 1-7 ENERO DE 2038



## GRÁFICOS DE CAPACIDAD DE LOS DEPÓSITOS, NÚMERO DE BASTIDORES ACTIVOS Y HORAS DE GARANTÍA DE SUMINISTRO

AÑO 2038



## 11.9 ALTERNATIVA ÓPTIMA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ENERGÍA-AGUA-MOVILIDAD (TRINOMIO)

### 11.9.1 INTRODUCCIÓN

A continuación se presenta la alternativa para el año 2038, en la que se incluye el sistema de generación de energía eléctrica óptimo, incluyendo la gestión eficiente de la producción de agua desalada como demanda gestionable, el sistema de almacenamiento energético empleando baterías y la recarga de 200.000 vehículos eléctricos. Esta alternativa se ha llamado trinomio y representa la situación que cabría esperar para el año 2038 si se tomaran en consideración todas las opciones propuestas en las alternativas anteriores de forma simultánea, consiguiendo los mejores resultados.

El sistema eléctrico estaría compuesto por 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW, instalaciones fotovoltaicas con una potencia total instalada de 120 MW y 200 MW de baterías eléctricas como sistema de almacenamiento energético.

### 11.9.2 RESULTADOS PORMENORIZADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ENERGÍA-AGUA-MOVILIDAD (TRINOMIO)

A continuación se muestran los resultados gráficos, técnicos y económicos de la simulación realizada en SOWES del sistema eléctrico del año 2038 incluyendo una demanda gestionable asociada a la producción de agua, baterías para el almacenamiento de energía eléctrica y un parque móvil de 200.000 vehículos eléctricos.

Cabe recordar que el precio del combustible empleado para este análisis ha sido de 633,91 €/t para el fuel BIA 0,73%.

## RESULTADOS TÉCNICOS

La demanda de energía eléctrica prevista en el año 2038, estimada en 3.760.412 MWh en barras de central, es cubierta en un 32,5% por grupos diesel, un 63,66 % por los parques eólicos y un 3,9% por instalaciones solares fotovoltaicas repartidas por todo el territorio. Las pérdidas de generación se estiman en un 5% y las de transporte en un 6%. La penetración de renovables en el sistema eléctrico es del 67.54%.

Para producir la energía eléctrica demandada se han consumido (a efectos retributivos) 265.823 t de combustible y se han emitido a la atmósfera (a efectos retributivos) 756.886 t de CO<sub>2</sub>.

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GRAN CANARIA (MWh)		
2038 TRINOMIO		
<b>RÉGIMEN ORDINARIO</b>		
Turbina Vapor	-	
Motor Diesel	1.408.643	
Turbina Gas	-	
Ciclo Combinado	-	
<b>Total Régimen Ordinario</b>	<b>1.408.643</b>	
<i>Consumos en generación</i>	-188.021	5% (pérdidas generación)
<b>RÉGIMEN ESPECIAL</b>		
Eólica	2.394.000	
Fotovoltaica	145.791	
<b>Total Régimen Especial</b>	<b>2.539.790</b>	67,54% (penetración renovables)
<i>Consumos en baterías</i>	-	
<i>Saldos Intercambios (impor+;expor-)</i>	-	
<b>DEMANDA(b.c.)</b>	<b>3.760.412</b>	
<i>Pérdidas en transporte</i>	-225.625	6% (pérdidas transporte)
<b>CONSUMO FINAL</b>	<b>3.534.788</b>	

Tabla 11.26. Balance del año 2038 de energía eléctrica en Gran Canaria, según SOWES

A continuación se presenta los resultados técnicos por equipo de generación:

EQUIPO	POT NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	HORAS FUNCIONAM.	HORAS EQUIV.	HORAS EQUIV. MÁXIMAS	CONSUMO COMBUSTIBLE (t)	CONSUMO ESPEC. COMBUSTIBLE (gr/kWh)	Nº ARRANQUES	EMISIONES CO2 EQUIV. (tCO2)
Diesel 6	20.510	148.508.375	7.709	7.241	-	211	234	472	92.075
Diesel 7	20.510	132.049.508	7.709	6.438	-	215	296	427	81.871
Diesel 8	20.510	120.711.394	7.375	5.885	-	216	452	392	74.841
Diesel 9	20.510	94.905.278	5.930	4.627	-	217	549	310	58.841
Diesel 10	20.510	85.504.017	5.170	4.169	-	216	488	278	53.012
Diesel 11	20.510	77.964.492	4.667	3.801	-	216	474	253	48.338
Diesel 12	20.510	71.202.099	4.296	3.472	-	216	442	232	44.145
Diesel 13	20.510	65.501.786	3.996	3.194	-	217	383	213	40.611
Diesel 14	20.510	60.043.539	3.770	2.928	-	218	369	197	37.227
Diesel 15	20.510	54.365.315	3.502	2.651	-	219	341	179	33.706
Diesel 16	20.510	49.508.769	3.236	2.414	-	219	310	163	30.695
Diesel 17	20.510	44.331.916	2.954	2.161	-	220	343	147	27.486
Diesel 18	20.510	39.017.689	2.661	1.902	-	221	348	130	24.191
Diesel 19	20.510	34.027.980	2.365	1.659	-	221	352	113	21.097
Diesel 20	20.510	29.125.841	2.091	1.420	-	223	362	98	18.058
Diesel 21	20.510	24.834.906	1.830	1.211	-	224	365	84	15.398
Diesel 22	20.510	20.742.212	1.582	1.011	-	225	359	70	12.860
Diesel 23	20.510	17.008.883	1.361	829	-	227	343	58	10.546
Diesel 24	20.510	13.290.908	1.122	648	-	230	324	46	8.240
Diesel 25	20.510	9.992.013	882	487	-	232	297	35	6.195
Diesel 26	20.510	7.650.152	681	373	-	232	263	27	4.743
Diesel 27	20.510	5.663.761	531	276	-	235	229	20	3.512
Diesel 28	20.510	4.229.215	412	206	-	237	205	15	2.622
Diesel 29	20.510	3.072.838	331	150	-	243	180	11	1.905
Diesel 30	20.510	2.079.465	254	101	-	251	154	8	1.289
Diesel 31	20.510	1.314.013	183	64	-	262	122	5	815
Diesel 32	20.510	867.426	129	42	-	267	103	3	538
Diesel 33	20.510	560.841	91	27	-	275	85	2	348
Diesel 34	20.510	443.016	72	22	-	275	72	2	275
Diesel 35	20.510	430.710	70	21	-	275	70	2	267
Diesel 36	20.510	406.098	66	20	-	275	66	2	252
Diesel 37	20.510	375.333	61	18	-	275	61	2	233
Diesel 38	20.510	313.803	51	15	-	275	51	1	195
Diesel 39	20.510	258.426	42	13	-	275	42	1	160
Diesel 40	20.510	184.590	30	9	-	275	30	1	114
Diesel 41	20.510	92.295	15	5	-	275	15	0	57

Diesel 42	20.510	43.071	7	2	-	275	7	0	27
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.220.621.974</b>	-	-	-	<b>265.823</b>	<b>218</b>	-	<b>756.786</b>
P.E. OffShore I	60.000	259.025.673	8.014	4.317	4.483	-	-	-	-
P.E. OffShore II	25.000	85.161.424	7.870	3.406	3.537	-	-	-	-
P.E. NO I	100.000	341.875.442	7.943	3.419	3.501	-	-	-	-
P.E. NO II	75.000	143.733.539	5.165	1.916	3.466	-	-	-	-
P.E. SE I	200.000	99.722.167	3.878	1.330	3.430	-	-	-	-
P.E. SE II	175.000	827.770.436	8.150	4.139	4.155	-	-	-	-
FV-2020 Auto	22.401.108	4.720	1.493	1.516	22.401.108	-	-	-	-
FV-2025 Auto	22.656.259	4.719	1.510	1.536	22.656.259	-	-	-	-
FV-2020	22.885.521	4.711	1.526	1.556	22.885.521	-	-	-	-
FV-2025	23.146.647	4.707	1.543	1.577	23.146.647	-	-	-	-
<b>TOTAL EERR</b>	<b>120.000</b>	<b>145.790.736</b>	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 11.27. Resultados técnicos según equipos y tecnología

## RESULTADOS ECONÓMICOS

Los costes de generación del sistema eléctrico simulado se estiman en 19,51 c€/kWh. De estos, el 39,92% están asociados a la retribución por inversión, el 12,78% lo representan los costes fijos y el 47,30% son costes variables. El coste del combustible se eleva a 168.508.085 €/año.

Si lo analizamos por tecnología de generación, se observa que los parques eólicos son los que menores costes de generación poseen, con 8,38 c€/kWh, seguido de las instalaciones fotovoltaicas, con 15,17 c€/kWh, los grupos térmicos con 33,79 c€/kWh.

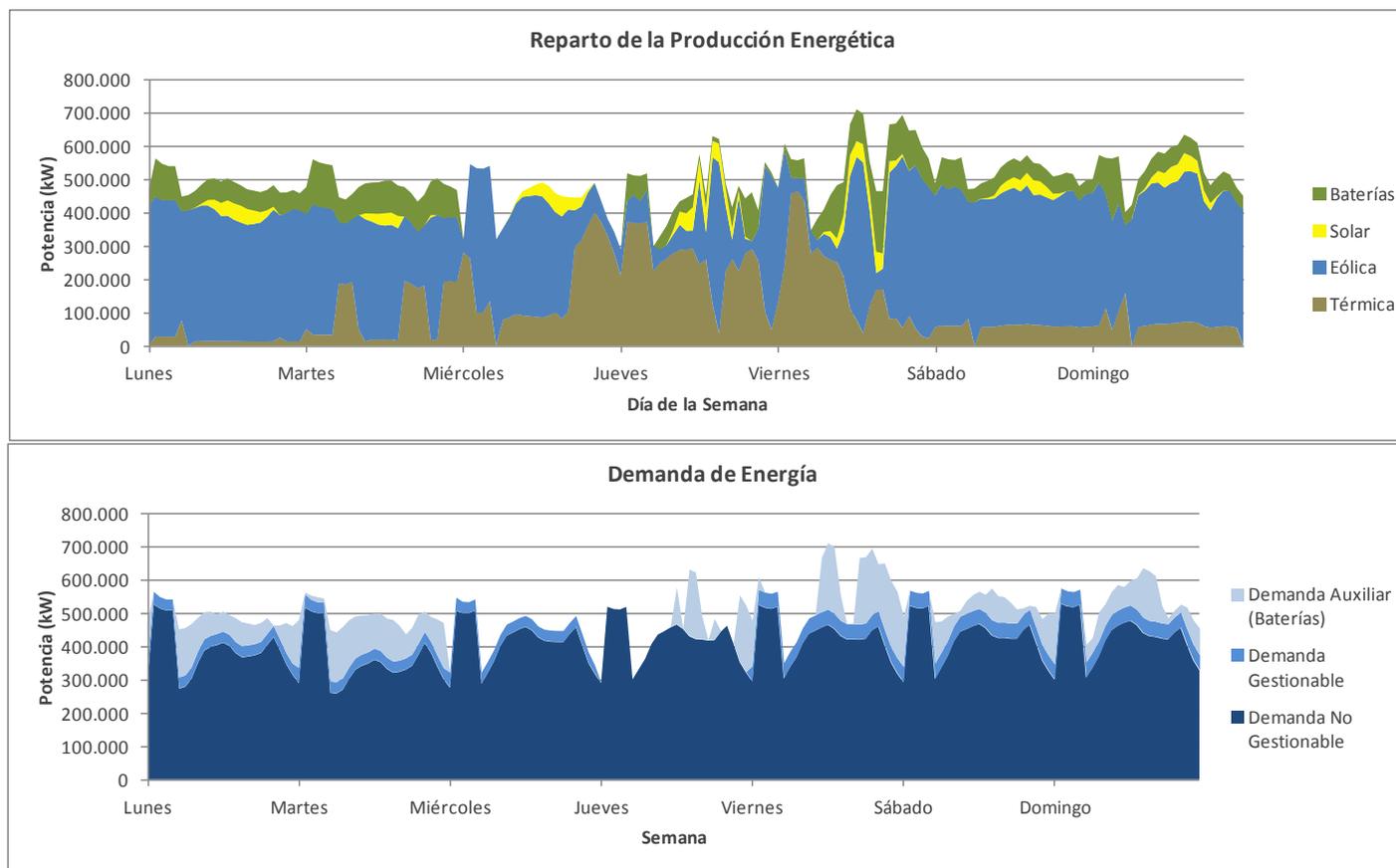
EQUIPO	POT. NETA (kW)	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES GENERACIÓN (€)							COSTES DE GENERACIÓN (c€/kWh)
			Retribución Inversión	Costes O&M Fijo	Costes O&M Variable	Costes Combustible	Retribución emisión CO2	Costes Arranque	TOTAL Costes Generación	
Diesel 6	20.510	148.508.375	1.746.201	1.909.439	3.806.827	19.877.759	471.681	1.246.099	29.058.005	19,57
Diesel 7	20.510	132.049.508	1.779.720	1.946.091	3.384.924	17.995.326	427.012	1.576.261	27.109.335	20,53
Diesel 8	20.510	120.711.394	1.882.210	2.058.162	3.094.286	16.534.829	392.356	2.406.994	26.368.837	21,84
Diesel 9	20.510	94.905.278	1.882.210	2.058.162	2.432.778	13.082.558	310.437	2.923.539	22.689.685	23,91
Diesel 10	20.510	85.504.017	1.882.210	2.058.162	2.191.789	11.724.040	278.201	2.598.596	20.732.998	24,25
Diesel 11	20.510	77.964.492	1.882.210	2.058.162	1.998.522	10.672.600	253.251	2.524.043	19.388.789	24,87
Diesel 12	20.510	71.202.099	1.882.210	2.058.162	1.825.177	9.758.715	231.565	2.353.636	18.109.465	25,43
Diesel 13	20.510	65.501.786	1.882.210	2.058.162	1.679.057	8.993.758	213.414	2.039.372	16.865.972	25,75
Diesel 14	20.510	60.043.539	1.882.210	2.058.162	1.539.141	8.281.481	196.512	1.964.896	15.922.403	26,52
Diesel 15	20.510	54.365.315	1.882.210	2.058.162	1.393.587	7.531.857	178.724	1.815.790	14.860.331	27,33
Diesel 16	20.510	49.508.769	1.882.210	2.058.162	1.269.096	6.875.682	163.154	1.650.658	13.898.962	28,07
Diesel 17	20.510	44.331.916	1.882.210	2.058.162	1.136.393	6.176.202	146.556	1.826.360	13.225.884	29,83
Diesel 18	20.510	39.017.689	1.882.210	2.058.162	1.000.170	5.458.324	129.521	1.852.979	12.381.366	31,73
Diesel 19	20.510	34.027.980	2.159.536	1.997.632	846.612	4.775.221	113.312	1.868.857	11.761.169	34,56
Diesel 20	20.510	29.125.841	2.159.536	1.997.632	724.647	4.110.799	97.545	1.922.094	11.012.253	37,81
Diesel 21	20.510	24.834.906	2.159.536	1.997.632	617.889	3.523.023	83.598	1.937.979	10.319.657	41,55
Diesel 22	20.510	20.742.212	2.159.536	1.997.632	516.063	2.960.361	70.247	1.905.339	9.609.178	46,33
Diesel 23	20.510	17.008.883	2.159.536	1.997.632	423.179	2.451.375	58.169	1.820.301	8.910.192	52,39
Diesel 24	20.510	13.290.908	2.159.536	1.997.632	330.676	1.935.138	45.919	1.718.741	8.187.642	61,60
Diesel 25	20.510	9.992.013	2.159.536	1.997.632	248.600	1.469.927	34.880	1.574.786	7.485.360	74,91
Diesel 26	20.510	7.650.152	2.159.536	1.997.632	190.335	1.127.213	26.748	1.392.576	6.894.039	90,12
Diesel 27	20.510	5.663.761	2.806.630	1.863.227	131.433	844.060	20.029	1.211.667	6.877.046	121,42
Diesel 28	20.510	4.229.215	2.806.630	1.863.227	98.143	636.190	15.096	1.081.292	6.500.578	153,71
Diesel 29	20.510	3.072.838	2.806.630	1.863.227	71.308	473.270	11.230	948.235	6.173.900	200,92
Diesel 30	20.510	2.079.465	2.806.630	1.863.227	48.256	331.042	7.855	807.695	5.864.706	282,03
Diesel 31	20.510	1.314.013	2.806.630	1.863.227	30.493	217.862	5.170	636.745	5.560.127	423,14
Diesel 32	20.510	867.426	2.806.630	1.863.227	20.129	146.824	3.484	534.979	5.375.273	619,68

Diesel 33	20.510	560.841	2.806.630	1.863.227	13.015	97.862	2.322	433.019	5.216.075	930,04
Diesel 34	20.510	443.016	2.806.630	1.863.227	10.281	77.354	1.836	363.791	5.123.119	1.156,42
Diesel 35	20.510	430.710	2.806.630	1.863.227	9.995	75.205	1.785	353.141	5.109.983	1.186,41
Diesel 36	20.510	406.098	3.083.956	1.808.430	9.147	70.908	1.683	331.840	5.305.963	1.306,57
Diesel 37	20.510	375.333	3.083.956	1.808.430	8.454	65.536	1.555	305.214	5.273.145	1.404,92
Diesel 38	20.510	313.803	3.083.956	1.808.430	7.068	54.793	1.300	251.962	5.207.509	1.659,48
Diesel 39	20.510	258.426	3.083.956	1.808.430	5.821	45.123	1.071	204.035	5.148.436	1.992,23
Diesel 40	20.510	184.590	3.083.956	1.808.430	4.158	32.231	765	140.135	5.069.674	2.746,45
Diesel 41	20.510	92.295	3.083.956	1.808.430	2.079	16.115	382	60.451	4.971.414	5.386,44
Diesel 42	20.510	43.071	3.083.956	1.808.430	970	7.521	178	19.931	4.920.986	11.425,29
<b>TOTAL TÉRMICA</b>	<b>758.870</b>	<b>1.220.621.974</b>	<b>88.353.881</b>	<b>71.904.423</b>	<b>31.120.496</b>	<b>168.508.085</b>	<b>3.998.542</b>	<b>48.604.029</b>	<b>412.489.455</b>	<b>33,79</b>
P.E. OffShore I	60.000	259.025.673	9.154.200	0	11.891.387	-	-	-	18.262.187	9,20
P.E. OffShore II	25.000	85.161.424	4.753.000	0	3.915.634	-	-	-	7.794.373	11,78
P.E. NO I	100.000	341.875.442	10.646.720	0	11.396.333	-	-	-	20.517.817	6,93
P.E. NO II	75.000	143.733.539	9.562.140	0	5.030.376	-	-	-	13.606.966	11,77
P.E. SE I	75.000	99.722.167	11.139.240	0	3.528.224	-	-	-	48.022.176	5,99
P.E. SE II	200.000	827.770.436	21.293.440	0	27.593.522	-	-	-	31.739.326	11,78
FV-2020 Auto	15.000	22.401.108	2.288.550	771.587	0	-	-	-	3.060.137	15,67
FV-2025 Auto	15.000	22.656.259	2.737.728	770.845	0	-	-	-	3.508.573	18,06
FV-2020	15.000	22.885.521	3.141.846	768.358	0	-	-	-	1.494.110	7,44
FV-2025	15.000	23.146.647	3.500.904	764.297	0	-	-	-	1.728.031	16,43
<b>TOTAL EERR</b>	<b>1.005.000</b>	<b>2.539.790.415</b>	<b>131.534.468</b>	<b>5.432.965</b>	<b>85.697.108</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>149.733.696</b>	<b>8,23</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.963.870</b>	<b>3.760.412.389</b>	<b>292.857.949</b>	<b>93.785.514</b>	<b>125.921.791</b>	<b>168.508.085</b>	<b>3.998.542</b>	<b>48.604.029</b>	<b>733.675.910</b>	<b>19,51</b>

Tabla 11.28. Resultados económicos según equipos y tecnología

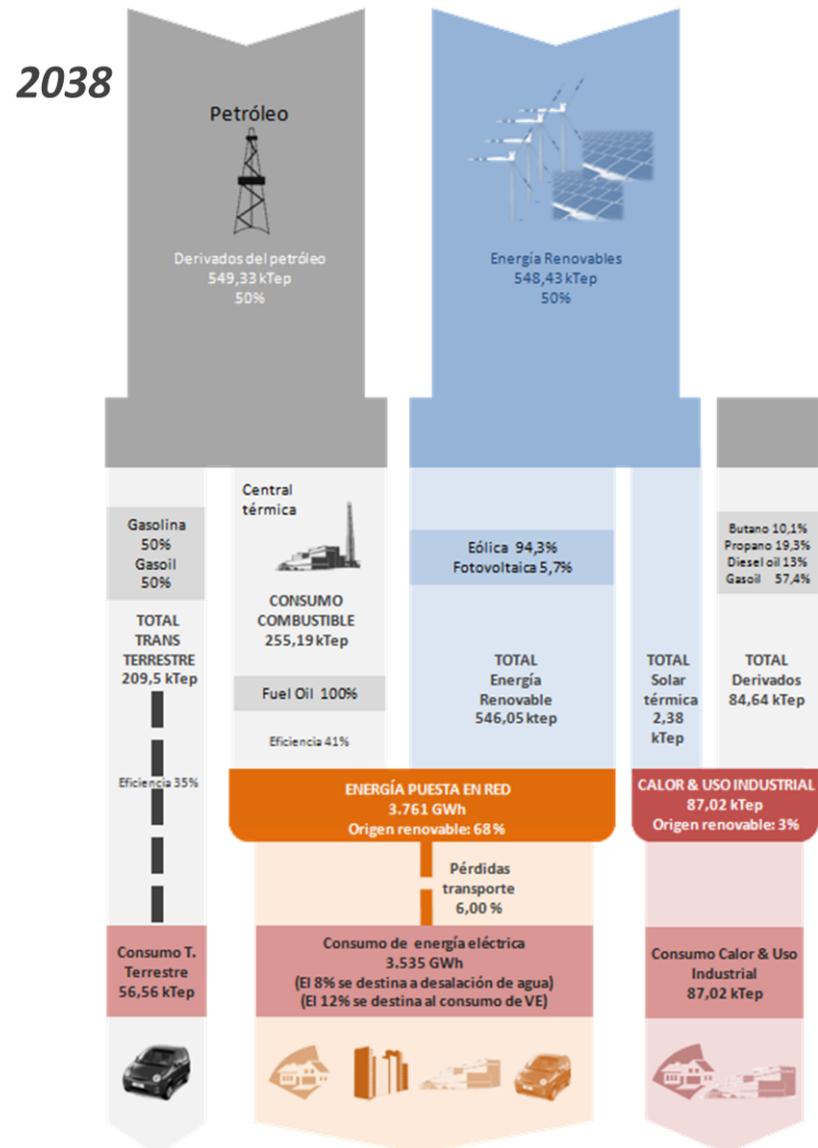
## GRÁFICOS DE REPARTO DE GENERACIÓN Y DEMANDA POR TECNOLOGÍAS

SEMANA 23-29 AGOSTO DE 2038



Con la alternativa analizada empleando la máxima penetración de energías renovables para la producción de energía eléctrica, produciendo agua desalada como demanda gestionable, empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica y abasteciendo de energía eléctrica a un parque móvil de 200.000 vehículos eléctricos, se consiguen los mejores resultados de todas las alternativas analizadas:

- Una alta penetración de energía renovable en la generación de energía eléctrica: 67,54%, frente al 8,9% del año 2014.
- Un consumo de combustible para uso interno de: 549,33 kTep, un 55,27% menos que en el año 2014.
- Unas emisiones de CO2 de 1,9 millones t/año, un 55% menos que en el año 2014.



## 11.10 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A continuación se presentan diferentes análisis de sensibilidad para evaluar cómo afectan a los sistemas eléctricos analizados la variación de diferentes parámetros de partida.

### ■ REPERCUSIÓN DE UN AUMENTO DE LA DEMANDA DE AGUA

En la alternativa analizada:

*GC036\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + AGUA (+10% demanda agua) Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW, con un 10% menos de demanda de energía, incrementando un 10% la demanda de agua”,*

se observó que el 97,5% del agua desalada para consumo humano de la isla (76 hm<sup>3</sup>/año), se producía a expensas de las energías renovables, por lo que se ha indagado el comportamiento del sistema para producir un 10% más de agua con destino al consumo agrícola.

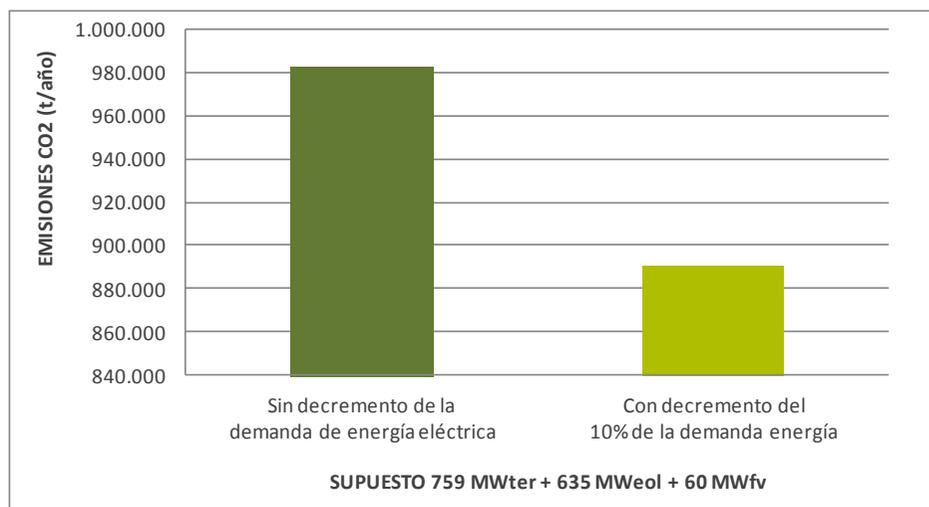
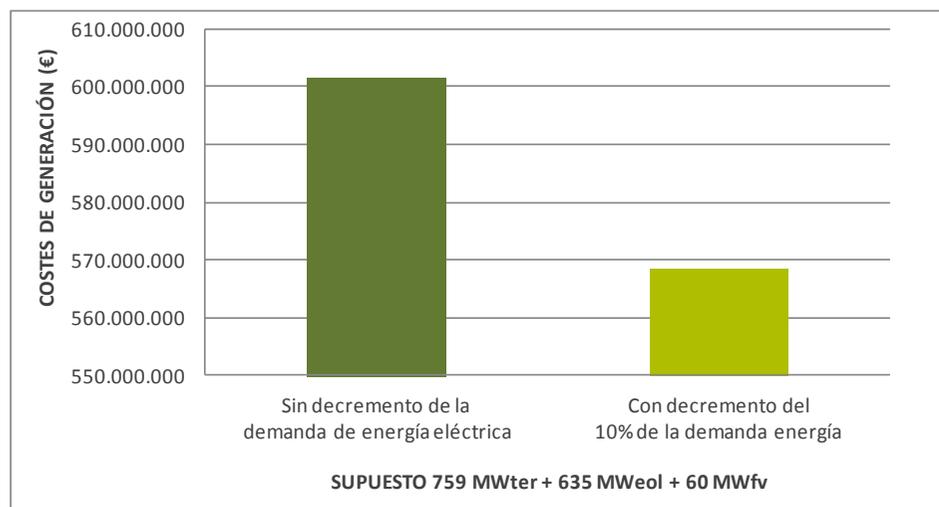
Se demuestra que un incremento de la producción para producir un 10% adicional de la demanda anual de agua, para cubrir aparte de la demanda de agua de abasto una parte de la demanda de agua de uso agrícola, manteniendo la misma capacidad de producción y almacenamiento, genera resultados favorables ya que se continúa produciendo prácticamente con energía 100% renovable (en la simulación se alcanza el 96%) y continua generando ahorros para el sistema eléctrico cuantificado en torno a 5.000.000 euros (frente a los 6.000.000 de euros que se consigue sin este incremento del 10% de la demanda de agua).

## REPERCUSIÓN DE UNA DISMINUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se ha considerado interesante comprobar el efecto de un ahorro de la demanda de energía eléctrica en el sistema de un 10%, lo cual se ha aplicado a la alternativa siguiente:

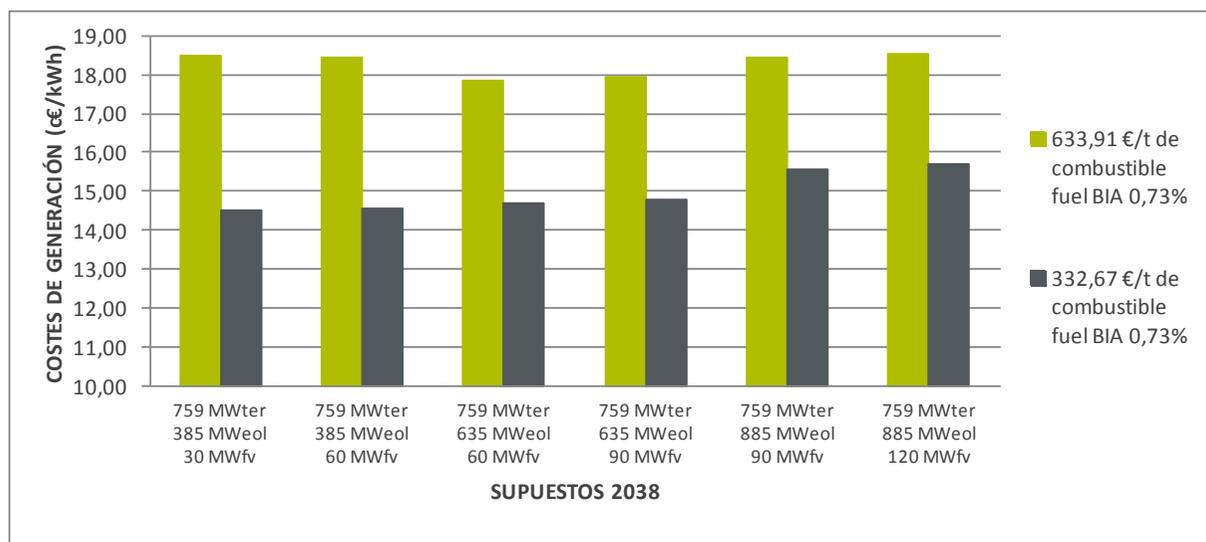
GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (-10% demanda energía) *Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW, con un 10% menos de demanda de energía.*

En las gráficas inferiores se muestra cómo el hecho de disminuir un 10% la demanda de energía eléctrica generaría un ahorro de un 5,5% en los costes de generación, lo que supone un ahorro económico de 32.887.530 €/año (ahorro económico global que podría ser derivado al incentivo del propio ahorro). Por otro lado, las emisiones de CO2 disminuyen un total de 92.349 toneladas, lo que equivale a un 9,4%.



## REPERCUSIÓN DE UN INCREMENTO DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

La gráfica inferior muestra claramente cómo un aumento del precio de los combustibles fósiles aumenta considerablemente los costes de generación. Sin embargo, se aprecia cómo esta diferencia de costes entre una alternativa que emplea combustibles caros y otra alternativa que emplea combustibles más baratos se hace menos acusada a medida que la penetración renovable es mayor en el sistema, pasando de un ahorro de 3,98 c€/kWh en un sistema de baja penetración de renovables, a un ahorro de un 2,83 c€/kWh. En otras palabras, un aumento de los costes de los combustibles fósiles puede ser compensado, dentro de ciertos límites, por un incremento de la penetración de las energías renovables.



## REPERCUSIÓN DEL USO DE GNL COMO COMBUSTIBLE

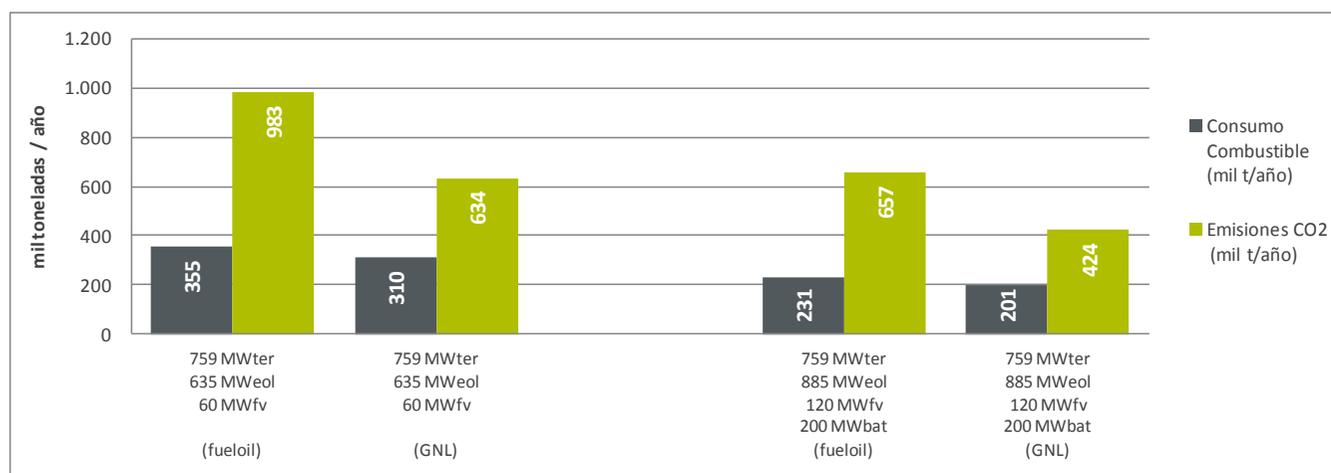
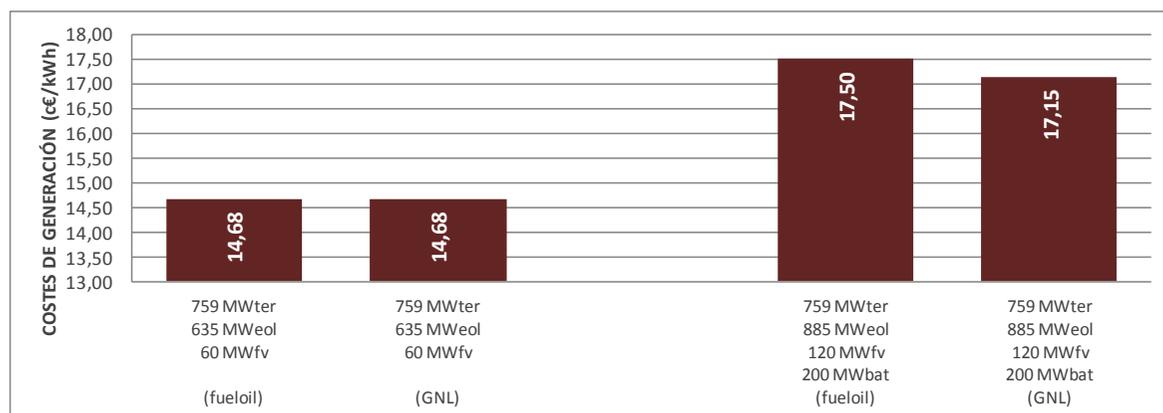
A continuación se presentan las alternativas analizadas:

- GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (GNL)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW.*
- GC031\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + 150 MWbat (GNL)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 150 MW.*
- GC033\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + CHR (GNL)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW y empleando la Central Hidroeléctrica Chira-Soria con una potencia total instalada de 200 MW como sistema de almacenamiento energético.*
- GC034\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + VE (GNL)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW. Se sustituyen 200.000 vehículos térmicos del parque móvil de Gran Canaria por vehículos eléctricos.*
- GC035\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv + AGUA (GNL)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW, incluyendo una gestión eficiente de la producción de agua desalada (carga gestionable).*
- GC062\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + 200 MWbat (GNL)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 120 MW y empleando baterías para el almacenamiento de energía eléctrica de 200 MW.*

- GC064\_759 MWter + 885 MWeol + 120 MWfv + AGUA (GNL)

Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 120 MW, incluyendo una gestión eficiente de la producción de agua desalada (carga gestionable).

En las gráficas siguientes se muestran los resultados de dos opciones dentro de las varias analizadas para el año 2038, usando fueloil y esas mismas alternativas usando gas natural licuado, a precios de los combustibles del año 2015, es decir, con el fueloil a 332,67 €/t y el GNL (ya regasificado) a 392,05 €/t.



En todos los casos representados se muestra un ligero descenso de los costes de generación de las alternativas que emplean GNL frente a las que emplean fueloil, así como un descenso en el consumo de combustible y en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

La primera comparativa muestra una variación inapreciable de los costes de generación, sin embargo, si la penetración de renovables aumenta y se añade al sistema el uso de batería eléctricas estáticas (segunda comparativa), la variación es mayor y llega a un 2,04%.

Por otro lado, la gráfica inferior demuestra que tanto el consumo de combustibles, como las emisiones de CO<sub>2</sub>, disminuyen en un 12,83% y en un 35,48% respectivamente en las dos comparativas.

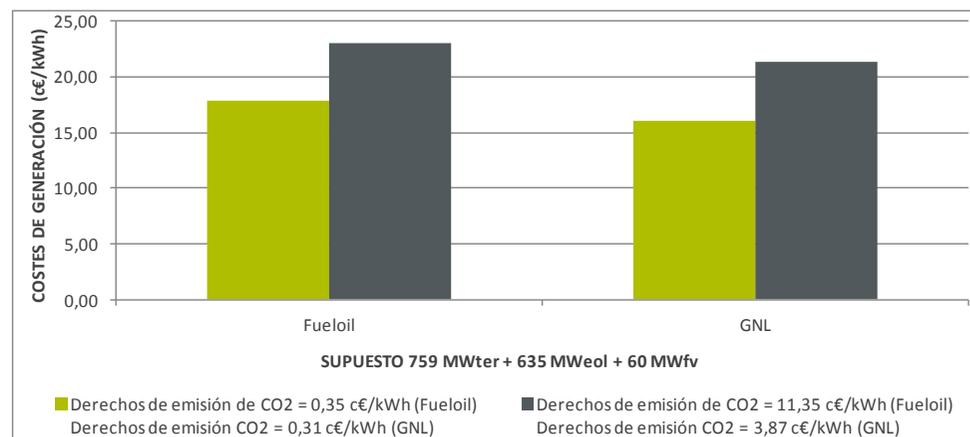
## REPERCUSIÓN DE LA VARIACIÓN DE LOS COSTES DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub>

La alternativa analizada ha sido la siguiente:

- GC03\_759 MWter + 635 MWeol + 60 MWfv (incremento costes derechos emisión)  
*Conformado por: 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 635 MW e instalaciones fotovoltaicas con una potencia fotovoltaica total instalada de 60 MW, con un 10% menos de demanda de energía, incrementando los costes de derechos de emisión.*

Un incremento de los costes de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, asociado al consumo de fueloil en las centrales térmicas que, según múltiples fuentes nacionales e internacionales lo cifran en 42 veces el valor que actualmente se está aplicando, pasando de 0,35c€/kWh a 11,35c€/kWh, incrementaría los costes de generación en un 29,0%, pasando de 17,86 c€/kWh a 23,04 c€/kWh. Si se empleara el gas natural, tendría el mismo efecto, pasando los costes de derecho de emisión de 0,31c€/kWh a 3,87c€/kWh e incrementando los costes de generación en un 32,3%, de 16,10 c€/kWh a 21,30 c€/kWh.

Este efecto se ve mitigado cuanto mayor penetración de energía renovable posea el sistema eléctrico, ya que el consumo de combustible se reduce sustancialmente.



En cualquier caso existe una problemática asociada al uso del GNL en Gran Canaria:

- El bajo consumo de GNL en la alternativa óptima, y mas si se pretende que la producción de electricidad no dependa solo del GNL obliga replantear su viabilidad económica.
- La introducción del GNL incrementa la vulnerabilidad energética de Gran Canaria al depender todo el suministro de energía para electricidad y agua de un solo depósito y una sola regasificadora.
- La implantación del depósito y la regasificadora en un litoral fuertemente antropizado genera problemas de seguridad.
- En la alternativa óptima no tiene sentido la introducción del GNL en los hogares y zonas residenciales.



## 12 IMPACTO EN EL EMPLEO

Los datos siguientes muestran el empleo generado por la puesta en marcha de la alternativa óptima seleccionada (solo en referencia al sistema eléctrico, no el de agua).

En lo que concierne a la creación de empleo directo, y si se asume como valores generalmente aceptados (IDAE y otras fuentes) 13 empleos por MW en la fase de instalación y 0,2 empleos en la de operación y mantenimiento en el caso de energía eólica, 34,6 y 5, respectivamente en el caso de energía solar fotovoltaica, y 18,6 y 0,4 en hidráulica, el empleo generado en Gran Canaria en la alternativa óptima serían los mostrados en la tabla 11.1:

Tipo de energía	Potencia instalada	Construcción e instalación	Operación y mantenimiento
Eólica	635 MW	8.255	127
Solar fotovoltaica	60 MWp	2.076	300
Hidráulica	200 MW	3.720	80

Tabla 12.1. Empleo directo generado en Gran Canaria en la alternativa óptima

En resumen, más de 14.051 empleos directos en la fase de construcción e instalación y 507 en la de operación y mantenimiento. De los empleos en la fase de construcción e instalación, más de 1.000 en energía eólica, 500 en solar fotovoltaica y 800 en hidráulica podrían suponerse en el territorio de Canarias.

En cuanto a los empleos indirectos, asumiendo (de acuerdo con los datos del IDAE y otros) un factor de 0,8 para la energía eólica, y de 0,45 para la solar fotovoltaica y la hidráulica, en Canarias se alcanzarían los siguientes valores:

Tipo de energía	Empleos indirectos fase construcción e instalación	Empleos indirectos fase Operación y Mantenimiento
Eólica	6.604	101
Solar fotovoltaica	934	135
Hidráulica	1.674	36

Tabla 12.2. Empleo indirecto generado en Gran Canaria en la alternativa óptima

En resumen, los empleos directos e indirectos a largo plazo (empleos fijos) suman 779.

## 13 CONCLUSIONES

El modelo energético actual de la Isla de Gran Canaria es insostenible, con una dependencia absoluta de los combustibles fósiles, que ha provocado que los costes de generación de electricidad, de producción de agua y de transporte interior se hayan incrementado sustancialmente en la última década y se disponga de un bajo nivel de autosuficiencia energética. En este estudio se ha analizado la situación actual del sistema eléctrico, tomando como referencia el año 2014, la situación prevista para el año 2018 y la previsible para el año 2038.

En el año 2014 el sistema de generación de energía eléctrica de la isla de Gran Canaria poseía un parque térmico de 911,65 MW, parques eólicos con una potencia total instalada de 86,865 MW y 39,29 MW de instalaciones solares fotovoltaicas, produciendo 3.360 GWh de energía puesta en red, de las cuales sólo el 8,92 % fueron de origen renovable, con un consumo estimado de combustible de 710.000 t y unas emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> estimadas de 2.100.000 t.

En el año 2018, se estima la incorporación de nuevos parques eólicos e instalaciones solares fotovoltaicas, alcanzando una potencia total instalada de 240,4 MW eólicos y 44,3 MW fotovoltaicos con un parque térmico similar al que existía en el año 2014 con una potencia total instalada de 819,02 MW. Los resultados obtenidos tras efectuar la simulación en este año muestran que la penetración de energías renovables, se incrementará hasta alcanzar el 23,99%, se consumirán 579.321 toneladas de combustible y se emitirán a la atmósfera un total de 1.620.347 toneladas de CO<sub>2</sub>.

En el año 2038 se ha analizado hacia donde debe tender el sistema de generación eléctrico para conseguir la máxima penetración de renovables al mínimo coste de generación alcanzado los siguientes resultados:

- Si se continuara con un sistema eléctrico similar al actual, sin incorporar cargas gestionables y/o sistemas de almacenamiento energético, el sistema eléctrico óptimo a nivel económico sería el compuesto por 635 MW eólicos, 60 MW fotovoltaicos y 758,87 MW térmicos, alcanzando una penetración de renovables de 52,94%, un ahorro de combustibles respecto al año 2014 de un 50% y un ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> de un 48,21%, con una reducción en los costes de O&M de 19,3%. Aunque se incorporaren nuevos parques eólicos, que incrementarían los costes de generación, la máxima penetración que se podría alcanzar se estima en un 60%, debido a que se debe disponer de grupos térmicos de respaldo que garanticen la estabilidad del sistema frente a disminuciones instantáneas de producción de las instalaciones renovables.
- En el caso de que se incorpore, como está previsto la Central Hidroeléctrica Reversible Chira-Soria como sistema de almacenamiento energético, con una potencia prevista de 200 MW, se podrían incorporar nuevos parques eólicos e instalaciones solares fotovoltaicas, incrementando la penetración de renovables hasta alcanzar el 61,92%, y permitiría generar un 18,35% más de ahorro de combustible, un 19,08% más de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y un 0,47% más de ahorro de costes de O&M, aunque los costes de generación se incrementarían en un 12,41% durante los primeros años de puesta en funcionamiento de la central debido a elevada inversión que se debe realizar, estimada en 321 millones de euros.

- Si se emplearan 200 MW de baterías eléctricas de ión-litio industriales, como otra alternativa de sistema de almacenamiento energético, también se podrían incorporar nuevos parques eólicos e instalaciones solares fotovoltaicas, incrementando la penetración de renovables hasta alcanzar el 70%, y permitiría generar un 35,04% más de ahorro de combustible, un 33,18% más de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y un 0,14% más de ahorro de costes de O&M, incrementando también los costes de generación en un 9,57% durante los primeros años de puesta en funcionamiento, requiriendo una inversión estimada en 800 millones de euros.
- La introducción de cargas gestionables asociadas a la producción de agua desalada, en la que se establece una condiciones de interumpibilidad de algunos bastidores de las plantas desaladoras de la isla para producir agua con energía 100% renovable, permitiría incrementar la penetración de renovables como mínimo en un 2%, reduciendo los costes de generación en un 0,15%, generando un ahorro de 6 millones de euros al año.
- La incorporación de una flota de vehículos eléctricos en este sistema de alta penetración de renovables, sustituyendo 200.000 vehículos térmicos por eléctricos, permitiría generar un ahorro en consumo de combustibles asociados a automoción del 67,02%, reduciendo los costes de desplazamiento de 8€-100km a 2€-100km.
- Por último, la alternativa con la que se consiguen los mejores resultados es aquella que combina los anteriores supuestos, incorporando cargas gestionables asociadas a la producción de agua, sistema de almacenamiento energético y recarga de vehículos eléctricos, todos de forma simultánea, obteniéndose los siguientes resultados:
  - Una alta penetración de energía renovable en la generación de energía eléctrica: 67,54%, frente al 8,9% del año 2014.
  - Un consumo de combustible para uso interno de: 549,33 kTep, un 55,27% menos que en el año 2014.
  - Unas emisiones de CO<sub>2</sub> de 1,9 millones t/año, un 55% menos que en el año 2014.

En definitiva para conseguir los mejores resultados técnicos, económicos y medioambientales el sistema de generación de energía eléctrica de la isla de Gran Canaria debe, en los próximos años, incrementar sustancialmente la potencia eólica y solar fotovoltaica, sustituir los ciclos combinados y turbinas de vapor del parque térmico por grupos diesel e introducir cargas gestionables, sistemas de almacenamiento energético y vehículos eléctricos que permitan incrementar la penetración de renovables y reducir al máximo el consumo de combustibles.

Este sistema estará compuesto por 37 grupos diesel de 20,51 MW con una potencia total instalada de 759 MW, 3 plataformas energéticas eólicas de 885 MW, instalaciones fotovoltaicas con una potencia total instalada de 120 MW y 200 MW de almacenamiento energético.

A continuación se presenta el balance de energía de uso interno de la isla de Gran Canaria previsto para el año 2038 si se llevaran a cabo estas actuaciones, frente al balance de energía de uso interno actual:

