

REVISIÓN PECAN 2006 - 2015

Enero 2012



Consejería de Empleo,
Industria y Comercio

ÍNDICE

	Pág.
1.- INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes: PECAN 2006.....	1
1.2. Justificación de la revisión del PECAN 2006	2
1.3. Objeto de la revisión del PECAN 2006.....	5
1.4. Consideración de la revisión.....	7
1.5. Metodología utilizada en la revisión.....	7
1.6. Contenido del documento de revisión.....	9
1.7. Revisión de la legislación en materia energética.....	10
1.7.1. Energía eléctrica.....	10
1.7.2. Energías renovables.....	20
1.7.3. Petróleo.....	31
1.7.4. Gas natural.....	37
1.7.5. Energía y medio ambiente.....	39
2.- REVISIÓN DE LA DEMANDA TENDENCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2005-2015.....	43
2.1. Demanda de energía eléctrica.....	43
2.2. Puntas de demanda de energía eléctrica.....	52
3.- REVISIÓN DE LA DEMANDA TENDENCIAL FINAL DE COMBUSTIBLES 2005-2015.....	62
3.1. Gases licuados del petróleo (GLP).....	62
3.2. Gasolinas de automoción.....	67
3.3. Gasoil de automoción e industrial.....	69
3.4. Keroseno de aviación.....	70
3.5. Diesel-oil y fuel-oil Industrial.....	72
3.6. Gas oil, diesel oil y fuel marino.....	73
3.7. Biocombustibles.....	75
4.- REVISIÓN DE LA APORTACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y DE LA COGENERACIÓN A LA COBERTURA DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2005-2015..	79
4.1. Aportación de las energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica.....	79
4.1.1. Eólica.....	76
4.1.2. Fotovoltaica.....	90
4.1.3. Minihidráulica.....	95
4.1.4. Resto de renovables.....	100
4.2. Aportación de la cogeneración a la cobertura de la demanda eléctrica.....	104
4.3. Centrales hidroeléctricas reversibles.....	105

5.- BALANCE ELÉCTRICO Y APORTACIÓN DE LA GENERACIÓN CONVENCIONAL	108
6.- COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FINAL Y PRIMARIA	110
6.1. Demanda de energía final.....	110
6.2. Cobertura con combustibles y energía solar térmica.....	113
6.3. Demanda de energía primaria.....	118
7.- COBERTURA DE LA DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA: INFRAESTRUCTURAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NECESARIAS.....	122
7.1. Cobertura de la demanda de potencia eléctrica	122
7.2. Revisión de la cobertura de la demanda de potencia eléctrica, e infraestructuras de generación necesarias.	122
8.- INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	133
9.- INFRAESTRUCTURAS DE GAS NATURAL.....	195
10.- INFRAESTRUCTURAS DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO	197
11. REVISIÓN DEL GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL PECAN	198
11.1. Objetivos relacionados con la garantía del suministro de energía	198
11.2. Objetivos relacionados con el fomento de las energías renovables.....	199
12.- IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS A ADOPTAR PARA LA CONSECUCCIÓN DE LOS OBJETIVOS DEL PECAN	202

1.- INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes: PECAN 2006

La planificación constituye uno de los instrumentos básicos que utiliza la Administración para intervenir en la actividad económica de una zona, con la finalidad de encauzar, racionalizar y facilitar la aplicación de políticas en función de lo que se considera necesario o beneficioso para la colectividad.

El suministro de energía es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad, incorporando un valor estratégico a todos los sectores económicos. Por ello, es objetivo indispensable en la definición de la política energética que el suministro energético se efectúe en condiciones óptimas de garantía, seguridad y calidad, todo ello con el máximo respeto a los criterios medioambientales.

Una de las principales ventajas de diseñar un plan energético es que obliga a diseñar escenarios de futuro, que aunque inciertos por el largo plazo de proyección y la inestabilidad de los mercados mundiales de energía, permite acotar los espacios de riesgo y permitir las grandes avenidas de acción.

En el ámbito de esta Comunidad Autónoma, la actual política energética viene recogida en el Plan Energético de Canarias 2006 (PECAN 2006), - aprobado por el Parlamento de Canarias, en sesiones del 28 y 29 de marzo del 2007- que constituye el documento básico orientativo de las actividades a desarrollar en el sector de la energía, tanto a nivel del Gobierno, como de las empresas que intervienen en el suministro energético o de los usuarios de la energía.

El PECAN 2006 define la política energética canaria hasta el año 2015, a través de la fijación de cuatro principios básicos, que se resumen en:

1. Garantizar el suministro de energía a todos los consumidores en condiciones óptimas en cuanto a regularidad, calidad y precio.
2. Potenciar al máximo el uso racional de la energía.
3. Impulsar la máxima utilización posible de fuentes de energía renovables, especialmente eólica y solar, como medio para reducir la vulnerabilidad exterior y mejorar la protección del medio ambiente.
4. Integrar la dimensión ambiental en todas las decisiones energéticas.

En base a estos principios, el PECAN 2006 recoge distintas previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda y los recursos necesarios para satisfacerla, a efectos de garantizar el suministro, sin olvidar los criterios de protección ambiental.

De igual forma incluye un conjunto de objetivos, muchos de los cuales van encaminados a fomentar la generación eléctrica mediante tecnologías limpias. En este sentido, se apuesta por favorecer la máxima penetración de energías renovables y la entrada del gas natural, primeramente en el sector de generación de electricidad y complementariamente, en otras aplicaciones. Para lograrlo se marcaban los objetivos finales siguientes:

- Reducir la dependencia del petróleo desde el 99,4% en 2005 hasta un 72% en 2015;
- Alcanzar el 8% de autoabastecimiento de energía primaria en Canarias en 2015, frente al 0,6% en 2005.
- Introducir el gas natural en el mix energético canario, con un porcentaje de participación en el balance de energía primaria del 20% en 2015.
- Alcanzar un 30% de la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables, frente al 3,9% al inicio del periodo de planificación.
- Alcanzar una potencia eólica instalada de 1.025 MW en el horizonte del año 2015, lo que significaría multiplicar por más de 7 la potencia instalada a 31 de diciembre de 2004, que ascendía solamente a 136, 39 MW.
- Alcanzar una superficie instalada de 460.000 m², frente a los escasos 58.000 m² instalados de paneles solares térmicos en 2004.
- Alcanzar una potencia fotovoltaica instalada de 160 MW en el horizonte del año 2015, frente a la instalada a finales de 2004, situada en menos de 1 MW.
- Y por último, fomentar el aprovechamiento de otras fuentes renovables, distintas de las tradicionales (eólica y solar), como la minihidráulica, solar termoeléctrica, energía de las olas y biocombustibles.

Con relación al uso racional de la energía (URE) el PECAN 2006 contempla un objetivo muy ambicioso de reducción en un 25%, en el año 2015, del índice de intensidad energética (ratio entre energía y PIB), respecto al valor del año 2004.

Finalmente, la diversificación energética de Canarias y el esfuerzo para reducir las emisiones de CO₂ pasa por la introducción del gas natural. Los desarrollos de la red de transporte previstos en el PECAN 2006 consisten básicamente en la instalación de una planta de regasificación en Gran Canaria y otra en Tenerife, cuya puesta en servicio permitirá el abastecimiento de gas natural a Canarias, desplazando el empleo de productos petrolíferos en la generación de energía eléctrica, con el consiguiente efecto positivo sobre el medio ambiente. Como ya se ha indicado, el uso del gas natural propuesto en el PECAN 2006 suponía llegar a un 20% en el balance de energía primaria en el año 2015, lo que representa aproximadamente un 70% de la producción térmica de electricidad en régimen ordinario, equivalente a un 40,5% sobre el total de producción eléctrica neta. En este sentido, la introducción del gas natural se presenta como alternativa a la energía de base de los dos grandes sistemas insulares de Tenerife y Gran Canaria que, actualmente se cubre mayoritariamente con gasoil y fuel-oil.

1.2. Justificación de la revisión del PECAN 2006.

El Plan de Medidas incluido en el PECAN 2006 recoge, en su apartado 7.1.4, la conveniencia de realizar revisiones periódicas ordinarias cada cuatro años o extraordinarias en caso de concurrir

situaciones excepcionales (en relación con los mercados internacionales de energía o cualquier otra situación que lo aconseje). No obstante, en estas revisiones se tratará de minimizar sus impactos sobre decisiones recientemente ejecutadas o en ejecución, por parte de los diferentes agentes económicos y sociales.

Asimismo, se aconseja proceder a una actualización, con carácter anual o cuando se realice la revisión por parte del Estado y de Red Eléctrica de España, de la planificación de infraestructuras eléctricas y gasistas.

La revisión del PECAN 2006 se hace en cumplimiento de la citada recomendación recogida en el Plan de Medidas.

No obstante, se dan en la actualidad determinados factores, además del tiempo transcurrido desde la aprobación del PECAN 2006, que aconsejan también su revisión, como la actual situación de crisis económica internacional, que está afectando gravemente a la economía española y a la canaria en particular; y también los cambios producidos en la definición de las infraestructuras necesarias para garantizar el suministro energético, a raíz de las modificaciones efectuadas en la Planificación Energética del Estado tras la aprobación del PECAN 2006 y de la que Canarias depende en aspectos muy importantes, entre ellos, las repercusiones económicas derivada de la implantación de dichas infraestructuras.

- Nuevo escenario macroeconómico.

Actualmente nos encontramos ante un nuevo escenario macroeconómico, marcado por una crisis económica internacional, situación que no existía en el momento de elaboración y posterior aprobación del PECAN 2006.

Las previsiones sobre la evolución futura de la economía española y la canaria siguen siendo inciertas. Desde hace más de un año, los centros de previsión han retrasado varias veces el anuncio del comienzo de la recuperación económica, llegándose a dudar que 2011 sea el año de dicha recuperación. Incluso algunos apuntan que en 2011 ciertas economías podrían entrar otra vez en crisis.

Las previsiones actuales son que persistan tasas de paro cercanas al 20% en España y de más del 25% en las islas, al menos hasta 2012 y que estas tasas comiencen a reducirse lentamente a partir de ese año. Difícilmente podrán alcanzarse tasas de crecimiento significativas del PIB y del empleo hasta 2012 y 2013. Por el lado de la demanda, el consumo privado seguirá mostrando síntomas de debilidad, mientras que la inversión en bienes de equipo puede que adelante su recuperación y sea la dinamizadora de la demanda interna. Por su parte, la inversión residencial no parece que vuelva a ser el motor del crecimiento hasta pasado muchos años.

Sin embargo, todo apunta a que será el sector exterior (las exportaciones, el turismo, etc.) el que ponga los primeros cimientos para la recuperación, lo que puede suponer que Canarias sea de las primeras regiones que experimente tasas positivas de crecimiento tanto del PIB como del empleo. No obstante, también hay que tener en cuenta que el

punto de partida es inferior al del resto del territorio nacional, por lo que necesitará de estímulos que vayan más allá del sector exterior y del turismo, cuya recuperación es, por otro lado, aun incierta, especialmente por los problemas que está acarreado el control de la deuda a los mercados europeos, que son los principales demandantes de servicios turísticos de las islas.

Se prevé que en los años 2014-2015 se alcancen sendas de crecimiento potencial, pero los ajustes fiscales previstos para los próximos años y las turbulencias financieras en los mercados de deuda y cambiarios, podrían retrasar aún más esta llegada. Aunque estos ajustes por el lado de la demanda deberán verse complementados con el éxito de las reformas estructurales que están en marcha, que afectarán especialmente al lado de la oferta, que es la que en última instancia, debe sostener el crecimiento a largo plazo de las economías.

- Coordinación con la planificación energética estatal.

El PECAN 2006 incorpora, como uno de los principales objetivos de cualquier ejercicio de planificación energética, la definición de las infraestructuras necesarias para garantizar la cobertura de la demanda de energía prevista.

Con la publicación del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la planificación eléctrica, en lo que afecta a los sistemas eléctricos insulares de Canarias, debe realizarse de acuerdo con esta Comunidad Autónoma, de forma coordinada con la planificación general que corresponde al Estado. Por tanto, existe una clara corresponsabilidad entre las administraciones de la Comunidad Autónoma de Canarias y la del Estado, en lo que respecta a la definición de la planificación energética.

En este sentido, cabe recordar que con fecha 30 de mayo de 2008, se aprobó por Consejo de Ministros el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

Posteriormente, por Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, se aprueba el Programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Este Programa anual de instalaciones de las redes de transporte es el instrumento a través del cual se actualizan los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales y actuaciones excepcionales de las infraestructuras contenidas en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, considerando para ello la última información disponible en el momento de su realización en cuanto a nuevos datos y previsiones de demanda eléctrica y gasista, modificaciones necesarias de carácter técnico identificadas en determinadas infraestructuras, así como la aparición de nuevas necesidades de carácter imprevisto no contempladas en la planificación aprobada.

Por último, mediante Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, se ha iniciado el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos, para el periodo 2012-2020, si bien dicho procedimiento aún no ha concluido, por lo que la actual planificación energética estatal, de carácter vinculante, viene recogida en el citado documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado en mayo de 2008, actualizado por el Programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural, aprobado por Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre.

Dado que la planificación de las infraestructuras eléctricas y de gas tiene que estar consensuada entre las administraciones estatal y autonómica, carece de sentido que los documentos emanados de cada una de ellas contengan relaciones de infraestructuras que no son coincidentes, por lo que es objeto de la presente revisión la actualización de la relación de infraestructuras contenidas en el PECAN 2006, en coordinación con la planificación estatal vigente.

En base a lo expuesto, la Comisión de Actualización y Seguimiento de la Planificación de Infraestructuras Energéticas acuerda el 18 de marzo de 2010 que se proceda a la revisión del PECAN 2006. Para desarrollar los trabajos de revisión, la Comisión propone crear un Grupo de trabajo compuesto, además de por los miembros de la Comisión, por representantes de entidades y empresas relacionadas con el sector energético, con el fin de fomentar la participación y tener en cuenta diferentes puntos de vista sobre la revisión de la planificación a acometer.

1.3. Objeto de la revisión del PECAN 2006.

La revisión del PECAN 2006 se hace en cumplimiento del acuerdo adoptado por la Comisión de Actualización y Seguimiento de la Planificación de Infraestructuras Energéticas con fecha 18 de marzo de 2010, en base a la recomendación recogida en el apartado 7.1.4 del Plan energético, no planteándose en ningún caso, la modificación de los principios contemplados en el PECAN 2006, ni su ámbito temporal.

Por lo que respecta al Uso Racional de la Energía, como ya se indicó en el apartado 1.1 del presente documento, el PECAN 2006 contempla una serie de objetivos, entre los que destaca el compromiso de reducción en un 25% del consumo de energía por unidad de PIB. Para alcanzar esos objetivos, el PECAN incluye un plan de medidas, que afecta a las distintas actividades que tienen relación con el consumo de energía. A los efectos de alcanzar el compromiso de reducción del consumo energético, el propio documento prevé la redacción de un Programa específico de uso racional de la energía (PURE). En cumplimiento de este mandato, en el año 2007 se inicia por la Consejería competente en materia de energía los trabajos de redacción del PURE.

En paralelo con estas actuaciones, por parte de la Agencia Canaria de Desarrollo Sostenible y de Lucha contra el Cambio Climático se inicia la redacción del documento denominado “Estrategia Canaria de Lucha contra el Cambio Climático” (en adelante Estrategia), incluyendo en el mismo un Plan de Mitigación, incorporando este último numerosas referencias al PECAN 2006, al reconocerse en el propio texto que la energía aporta en Canarias el 94,3% de las emisiones de gases de efecto invernadero, responsables del cambio climático. De igual forma, dicho Plan de Mitigación incorpora un conjunto de medidas, en las que las de contenido energético tenían un papel primordial y entre éstas, destacaban las relativas al Uso Racional de la Energía.

Tras los trámites de consultas preceptivos, se elabora el documento definitivo de Estrategia, cuyo Plan de Mitigación incorpora buena parte de las medidas que debían haberse incluido en el PURE. Dicho documento se aprueba finalmente por el Parlamento de Canarias en mayo de 2009.

Considerando que las líneas maestras del PURE coinciden en gran medida con la Estrategia aprobada por el Parlamento de Canarias, el Gobierno de Canarias acuerda en abril de 2010 eximir a la Consejería de Empleo, Industria y Comercio de continuar con la redacción del PURE y que encargue a la extinta Dirección General de Energía la redacción de una memoria que defina las actuaciones que sería necesario realizar para poder ejecutar las medidas de la Estrategia con contenido energético, así como la elaboración de un informe anual de seguimiento de las acciones que haya ejecutado, derivadas de la Estrategia, cuantificando su repercusión en términos energéticos y de emisiones de gases de efecto invernadero, de forma que pueda evaluarse el ritmo de cumplimiento de los objetivos definidos en la Estrategia, al menos en cuanto al sector energético se refiere.

En base a ello, dado que las medidas específicas en Uso Racional de la Energía están siendo analizadas en el marco de la Estrategia y Plan de Mitigación, se ha optado por no incluir en la presente revisión los objetivos y medidas contenidos en el PECAN 2006 en esta materia.

Por tanto, el objeto de la presente revisión se centra fundamentalmente en analizar las desviaciones en la previsión de la evolución energética y de gran parte de los objetivos contenidos en el PECAN 2006, producidas en los años transcurridos desde su aprobación, se plantean nuevos escenarios en base a las previsiones actualizadas de las demandas energéticas disponibles y su forma de cobertura, se actualiza la relación de infraestructuras de transporte de electricidad y gas, en coordinación con la actual planificación estatal, y se identifican las medidas necesarias para que los objetivos previstos en el PECAN 2006 puedan alcanzar el mayor grado de cumplimiento posible en lo que resta del periodo de planificación.

Asimismo, se procede a revisar la normativa en materia de energía a nivel europeo, estatal y autonómico, tanto en el campo de la energía eléctrica, con especial incidencia en las energías renovables, como del petróleo y gas natural, que ha entrado en vigor con posterioridad a la elaboración de PECAN 2006.

1.4. Consideración de la revisión desde el punto de vista ambiental.

Desde el punto de vista ambiental, los trabajos de revisión se consideran como una modificación menor de la planificación energética vigente, a efectos de lo establecido en la Ley 9/2006, de 28 de abril en su artículo 2, sobre evaluación de efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

De conformidad con lo establecido en el artículo 3 de la citada Ley 9/2006, de 28 de abril, serán objeto de evaluación ambiental los planes y programas, así como sus modificaciones, que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, entendiéndose que tienen estos efectos aquellos planes y programas que establezcan el marco para la futura autorización de proyectos legalmente sometidos a evaluación de impacto ambiental en materias tales como la de energía.

No obstante, de conformidad con lo establecido en el artículo 6.1 de la citada Ley 9/2006, de 28 de abril, cuando exista una concurrencia de planes o programas promovidos por diferentes Administraciones públicas, éstas deberán adoptar las medidas necesarias con el fin de que puedan complementarse y para evitar que se produzca una duplicidad de evaluaciones, asegurando que todos los efectos ambientales significativos de cada uno son convenientemente evaluados.

En este sentido, la relación de infraestructuras de transporte de energía eléctrica y gas contenida en el presente documento de Revisión del PECAN 2006 coincide con la relación de infraestructuras recogida en la Planificación estatal, que fue objeto de la oportuna evaluación ambiental estratégica prevista en la Ley 9/2006, de 28 de abril.

1.5. Metodología utilizada en la revisión de las previsiones.

La información que ha servido de base para la revisión del PECAN 2006 ha sido suministrada fundamentalmente por los principales agentes del sector eléctrico, gasista y de hidrocarburos que operan en Canarias (REE, Endesa, Gascan, Cepsa y Disa), a lo largo del año 2010 y principios del 2011.

Por ello, la revisión de las demandas energéticas y su cobertura se ha llevado a cabo comparando las previsiones iniciales contenidas en el PECAN 2006 para todo el periodo de planificación 2005-2015, con los valores reales registrados en la primera mitad del horizonte temporal del Plan (hasta el año 2009 o 2010 en función de la disponibilidad de datos) y con las nuevas previsiones realizadas para lo que resta de ámbito temporal, hasta 2015.

En primer lugar se procede a revisar la evolución de las demandas de los distintos tipos de energía, tanto final como primaria. En este sentido, cabe destacar que dado el largo periodo de crisis que está sufriendo la economía española y en particular la canaria, las previsiones de demanda de energía hasta el año 2015 han variado notablemente respecto a las contempladas en el PECAN 2006.

Para ello, se comenzará por analizar la demanda de energía final, constituida básicamente por los usos finales de combustibles derivados del petróleo y la electricidad. A partir de esta demanda final se valorarán las necesidades de energía primaria, tanto de productos derivados del petróleo, como de energías renovables y de gas natural, éste último en el momento en que se produzca su introducción.

Por lo que respecta a la previsión de demanda, conviene recordar que el PECAN 2006 diseña en primer lugar, a partir de una serie de modelos econométricos, unos escenarios de previsión de la demanda tendencial final de energía para todo el horizonte temporal del plan. Serán estas previsiones tendenciales las que se comparen inicialmente con las nuevas previsiones de demanda energética, facilitadas por los correspondientes agentes del sector energético.

Sobre esos escenarios de previsión tendenciales, -en los que no se considera ninguna intervención especial por parte de las autoridades públicas- el PECAN 2006 incorpora una serie de medidas de uso racional de la energía (URE) a efectos de cuantificar las necesidades de cobertura de la demanda de una manera respetuosa con el medio ambiente e incluso más eficiente en términos de coste económico, que se traducen en los ahorros de consumo de energía primaria y final detallados en el PECAN 2006.

Sustrayendo de la demanda tendencial el efecto de esas medidas de URE, se llega a la demanda objetivo de energía final, que es la que se deberá satisfacer y para la que se definirán las infraestructuras adecuadas.

Con relación a la actualización de las previsiones de demanda de electricidad, cabe aclarar que al igual que en el PECAN 2006, se emplea para estas previsiones la evolución del consumo de electricidad en barras de central (generación neta de electricidad); a partir de la cual se obtiene, una vez descontadas las pérdidas en transformación y distribución, la demanda eléctrica final. Para determinar la cobertura eléctrica por parte de la producción se parte del consumo de electricidad en barras de central; sin embargo, para analizar las necesidades de potencia de generación se utiliza la previsión de demanda horaria de electricidad o punta máxima. Ambos conceptos se cuantifican en las nuevas previsiones de Red Eléctrica de España (REE) sobre la base de tres escenarios: inferior, central y superior. El escenario central se utilizará para calcular la cobertura del consumo y el superior para la cobertura de la punta de demanda máxima.

En resumen, en el presente documento se comparan, en primer lugar, las previsiones de demanda tendencial previstas en el PECAN 2006, sin aplicación de medidas de URE, con las demandas reales alcanzadas, de acuerdo con la mejor información disponible y con las nuevas previsiones obtenidas de las diferentes fuentes, para así analizar las desviaciones producidas. Sin embargo, a la hora de calcular el grado de cumplimiento de los objetivos del PECAN 2006 y la cobertura de la demanda, se emplearán las previsiones del PECAN 2006 tras la aplicación de medidas URE en él contenidas. No obstante, en este documento no se cuantifica el peso relativo de las medidas URE ni el efecto de la crisis sobre la reducción de la demanda energética y por lo tanto, en el cumplimiento de los objetivos.

En cuanto a la actualización de las infraestructuras, ésta se efectuará en coordinación con la actual planificación energética estatal, de carácter vinculante, recogida en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado en mayo de 2008, así como en el Programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural, aprobado por Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre.

1.6 Contenido del documento de revisión.

El presente documento se ha estructurado en los siguientes bloques temáticos:

- Revisión de la legislación energética.
- Previsión de la demanda eléctrica, tanto en energía como en valores de punta máxima horaria: valoración y nuevas perspectivas. Se comparan las previsiones de demanda de energía contenidas en el PECAN 2006 (sin URE), con los datos reales hasta el año 2010 y nuevas previsiones desde el año 2011 hasta el año 2015.
- Previsión de la demanda final de combustibles: valoración y nuevas perspectivas. Se comparan las previsiones de demanda según el PECAN 2006 (sin URE) con los datos reales disponibles hasta el año 2009, así como con las estimaciones actualizadas hasta el final del horizonte temporal del plan.
- Aportación de las energías renovables y de la cogeneración a la cobertura de la demanda de energía eléctrica.
- Balance eléctrico y aportación de la generación convencional.
- Cobertura de la demanda de energía final y primaria.
- Cobertura de la demanda de potencia eléctrica: infraestructuras de generación eléctrica necesarias.
- Infraestructuras de transporte de energía eléctrica, gas natural y de almacenamiento de petróleo.
- Revisión del grado de cumplimiento de los objetivos del PECAN 2006.
- Identificación de nuevas medidas a aplicar para la consecución de los objetivos del PECAN 2006.

1.7. Revisión de la legislación en materia energética.

A continuación se procede a revisar la normativa en materia de energía que ha entrado en vigor con posterioridad a la elaboración del PECAN.

1.7.1. Energía eléctrica.

De la normativa comunitaria destaca, en materia de energía eléctrica, la **Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009**, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE y la Directiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura.

Respecto al tránsito de electricidad, cabe mencionar también el **Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009**, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003.

Por lo que se refiere a la legislación estatal española, en primer lugar cabe citar como legislación básica el **Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio**, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. La incorporación de este Real Decreto-Ley posibilita la corrección de ciertas ineficiencias imputables a la legislación energética del momento, en lo que se refiere a la aplicación de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del sector eléctrico y de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, de Hidrocarburos.

Respecto a la Ley 54/97, entre los cambios introducidos se encuentra la supresión de los costes de transición a la competencia (CTCs), al considerarse un mecanismo ineficiente y distorsionador de los precios de mercado. Se mantienen, sin embargo, los regímenes de incentivo al consumo de carbón autóctono y de apoyo a las instalaciones que desarrollen planes específicos de especial relevancia tecnológica, para lo cual se podrán incorporar planes de viabilidad e incentivos específicos. Por otra parte, por razones de seguridad de suministro, permite la aprobación de un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 euros por MWh producido, de modo que se permita la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de energía primaria autóctonas. Asimismo, se procede a considerar a efectos de retribución la producción en barras de central y no solo la energía excedentaria, como se contemplaba en la aplicación inicial de la Ley 54/97. Igualmente, se procede a introducir una mayor flexibilización en los límites de variación tarifaria y de los distintos grupos tarifarios, en la revisión de la tarifa eléctrica media, a efectuar con anterioridad al 1 de julio de 2006, considerándose necesaria dicha flexibilidad especialmente desde la entrada en vigor en el ordenamiento jurídico español del régimen comunitario del comercio de derechos de emisión. La revisión de la tarifa media no será de aplicación a los precios, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Para finalizar con los cambios relativos a la Ley 54/97, se posibilita la introducción de mecanismos de mercado que incentiven la contratación a plazo de la energía eléctrica. Estos mecanismos

adoptarán la forma de una emisión primaria de una determinada cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y periodo de tiempo correspondientes a la emisión.

También destaca, la **Ley 17/2007, de 4 de julio**, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Algunos de los aspectos más destacados de esta Ley se resumen en los siguientes:

- La creación de las tarifas de último recurso. Con la aprobación de la modificación de la Ley 54/1997 la actividad de suministro a tarifa dejar de formar parte de la actividad de distribución a partir del 1 de enero de 2009, pasando el suministro a ser ejercido en su totalidad por comercializadores en libre competencia, siendo los consumidores de electricidad quienes elegirán libremente a su suministrador. A partir de esa fecha, se crean las tarifas de último recurso, que son los precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores. Esta actividad será realizada por las empresas comercializadoras de último recurso a las que se imponga tal obligación.
- Se refuerza la separación entre actividades, contemplando además de la separación jurídica, la separación funcional y de gestión entre ellas dentro de un mismo grupo de empresas.
- Se realiza una diferenciación en la red de transporte, en la que se introduce una separación entre transporte primario y secundario, correspondiendo a la Administración General del Estado, sin perjuicio de las especificidades establecidas en la reglamentación singular a que se refiere el artículo 12, autorizar las instalaciones eléctricas de generación de potencia eléctrica instalada superior a 50 Mw eléctricos, las de transporte secundario y distribución que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, y todas las instalaciones de transporte primario.

Dadas las discrepancias suscitadas al respecto, con fecha 29 de marzo de 2008 se adopta finalmente Acuerdo de la Comisión Bilateral de Cooperación Administración General del Estado-Comunidad Autónoma de Canarias por el cual la Administración General del Estado, como consecuencia de la interpretación conjunta de los artículos 3.2.a) y 12 de la Ley 54/1997, en los términos redactados por la Ley 12/2007, y atendiendo a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, se compromete a interpretar que corresponde a la Comunidad Autónoma de Canarias la competencia para autorizar las instalaciones eléctricas de generación que se ubiquen en su territorio, con independencia de su potencia instalada, así como las de transporte primario o secundario que no excedan de su ámbito territorial.

- Asimismo, por su relevancia para los sistemas eléctricos de Canarias, merece especial atención la modificación efectuada con la Ley 17/2007, por la cual el gestor de la red de transporte actuará como transportista único, pasando a desarrollar dicha actividad en régimen de exclusividad. A tales efectos se dispone también que las empresas que a la entrada en

vigor de la citada Ley fueran titulares de instalaciones de transporte, debían transmitir dichas instalaciones a Red Eléctrica de España, S. A., como gestor de la red de transporte y transportista único, en el plazo máximo de tres años desde la entrada en vigor de la Ley. Por lo que respecta al SEIE de Canarias, el acuerdo para el traspaso de la red de transporte se materializó en julio de 2010, siendo actualmente REE el titular de la red de transporte en Canarias.

- Se traspasa a Red Eléctrica de España, S.A. todas las funciones asignadas al Operador del Mercado en relación con la liquidación y comunicación de los pagos y cobros correspondientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como la recepción de las garantías que en su caso procedan.

Asimismo, cabe destacar el **Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril**, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Con este RDL se establecen los mecanismos oportunos para la eliminación del déficit de tarifa, estableciendo un calendario a efectos de alcanzar la suficiencia tarifaria en los costes regulados a partir del año 2013. Además, respecto a los costes liberalizados, se diseñan los mecanismos para garantizar una formación eficiente de los precios, a través de la celebración de subastas periódicas.

Por su relevancia para el SEIE de Canarias, conviene resaltar que este RDL establece un sistema para la financiación del extracoste de generación en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, que, de forma escalonada, se financiará por los presupuestos generales del Estado, y dejará de formar parte de los costes permanentes del sistema. Esta financiación presupuestaria tendrá la misma consideración que el resto de medidas destinadas a compensar los efectos de la insularidad y extrapeninsularidad existentes.

A estos efectos, los extracostes correspondientes a cada año serán incorporados en la Ley de Presupuestos Generales del año posterior. No obstante, el extracoste del año 2009 se compensará en un 17%; el del año 2010, en un 34%; el del año 2011, en un 51%; el del 2012 en un 75% y el de los ejercicios siguientes en un 100%. El resto, no recogido en los Presupuestos Generales del Estado, incluidas, en su caso, las desviaciones de los años 2009 al 2012, será financiado a través de los peajes de acceso y será considerado coste permanente del sistema.

Las compensaciones presupuestarias no tendrán la consideración de costes permanentes de funcionamiento del sistema.

Como desarrollo del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, se publica el **Real Decreto 437/2010, de 9 de abril**, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. El objeto de este RD es desarrollar los apartados 4 y 5 de la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, donde se establece que a partir del 1 de enero de 2013, los peajes de acceso serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas sin que pueda aparecer déficit ex ante. Asimismo, la referida

disposición regula un periodo transitorio hasta dicha fecha, limitando durante el mismo el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico.

Al mismo tiempo se regula la financiación del déficit tarifario previendo la cesión de los correspondientes derechos de cobro a un fondo de titulización, que se denomina Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

Por afectar al ejercicio de actividades a desarrollar por determinados sujetos del sector eléctrico, cabe destacar la **Ley 25/2009, de 22 de diciembre**, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. La Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio incorpora parcialmente al Derecho español la Directiva 2006/123/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a los servicios en el mercado interior, al objeto de consolidar los principios regulatorios compatibles con las libertades básicas de establecimiento y de libre prestación de servicios y al mismo tiempo suprimir las barreras y reducir las trabas que restringen el acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. Para ello se requería adecuar a su vez toda la normativa reguladora del acceso a las actividades de servicios y de su ejercicio, para adecuarla a los principios que dicha Ley establece.

Con la entrada en vigor de la Ley 25/2009 se adapta la normativa estatal de rango legal a lo dispuesto en la Ley 17/2009. Por lo que respecta al sector energético, la Ley 25/2009 elimina los regímenes de autorización para el ejercicio de las actividades de comercialización en el ámbito de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. También elimina la obligación de inscripción en el Registro para los comercializadores y consumidores directos en mercado de electricidad y gas natural. Y se eliminan los requisitos prohibidos por la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, de todas las leyes del sector energético.

En el mismo sentido se publica el **Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero**, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, antes citada. El objeto de este Real Decreto es desarrollar los preceptos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificados por la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, con el fin de adaptar la normativa existente a los nuevos requerimientos contemplados en dicha norma. De esta forma se procede a modificar determinados aspectos del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Por su parte, el **Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril**, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, aborda diferentes reformas que por su incidencia en el conjunto del sistema productivo español, se consideran necesarias para impulsar el crecimiento de la economía española y la creación de empleo. Por lo que respecta al ámbito del sector

energético, se incluyen medidas para impulsar nuevas actividades para la modernización del sector, como son las empresas de servicios energéticos y el vehículo eléctrico, que por su papel dinamizador de la demanda interna y de la recuperación económica, se consideran que deben puestas en marcha a la mayor brevedad. Asimismo, se introducen medidas para facilitar el proceso de titulación del déficit de tarifa eléctrica.

Y por último, cabe mencionar el **Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre**, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Este RDL, al objeto de corregir el déficit tarifario del sector eléctrico, establece que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta una cuantía máxima, tengan la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010. Además para preservar el impacto futuro de esta medida sobre los consumidores se amplía el bono social establecido en dicho real decreto ley con efectos de 1 de enero de 2014. Asimismo, se elevan los límites máximos de déficit que se establecieron en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, para los años 2011 y 2012.

De igual forma, al objeto de eliminar la aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013, se recogen un conjunto de medidas para que todos los agentes del sector contribuyan a la reducción del déficit del sistema eléctrico.

Para lograr esta reducción, se anula la excepción del pago por el uso de las redes de transporte y distribución a los consumos por bombeo y se establece la obligación de los productores de energía eléctrica del pago de dichos peajes. Dado el crecimiento significativo experimentado de las instalaciones de generación, especialmente las de régimen especial, y que ha producido un incremento de las inversiones en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica para poder evacuar la energía que vierten a las mismas, se establece que los generadores contribuyan mediante el pago de peajes a los costes imputables a las inversiones que requieren.

Asimismo, se considera razonable que los productores de régimen especial contribuyan en la mitigación de los sobrecostes del sistema de manera proporcional a las características de cada tecnología, a su grado de participación en la generación de esos sobrecostes y al margen existente en la retribución cuya rentabilidad razonable queda en todo caso garantizada. De este modo, con esta misma finalidad, se han venido aprobando en los últimos meses por el Gobierno medidas regulatorias dirigidas a los productores de energía eléctrica eólica, termosolar y de cogeneración.

Por ello, teniendo en cuenta el ritmo de crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas y por la especial incidencia que los desvíos en las previsiones de generación de esta fuente energética producen en el déficit tarifario, se establece con carácter general la posibilidad de limitar las horas equivalentes de funcionamiento con derecho al régimen económico primado que tengan reconocido, fijando los valores de referencia, teniendo en cuenta la zona solar climática donde se ubique la instalación, de acuerdo con la clasificación de zonas climáticas según la radiación solar media en España establecidas en el Código Técnico de la Edificación. Paralelamente, y en aras a asegurar la razonabilidad de la retribución se amplía a 28 años para las instalaciones de tipo b.1.1,

las referencias en el plazo a los primeros 25 años establecidas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Con el fin de reducir los costes imputables a la tarifa se establece que las empresas productoras del régimen ordinario financiarán el Plan de acción 2008-2012, por el que se concretan las medidas del documento de «Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012». Asimismo, se fijan los porcentajes de participación de cada empresa en su financiación, modificándose con ello lo establecido en la Ley de Presupuestos Generales del Estado de 2011.

En cuanto al **funcionamiento económico y técnico de los sistemas insulares y extrapeninsulares** (SEIE), el marco regulatorio existente en el momento de elaboración del PECAN 2006 lo conformaba fundamentalmente el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan estos sistemas y en desarrollo del mismo, las órdenes ITC/913/2006, 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, y la ITC/914/2006, 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, aprobadas el 30 de marzo de 2006, así como la Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Este desarrollo normativo viene a completarse con la **Resolución de 22 de mayo de 2009**, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Y con la **Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio**, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Como consecuencia de las exigencias impuestas en las autorizaciones ambientales integradas emitidas, determinadas instalaciones de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares de Canarias, que hasta la fecha venían consumiendo Fuel Oil BIA 1% (porcentaje de azufre del 1%), debían pasar a consumir Fuel Oil BIA con un contenido en azufre del 0,73%, combustible no recogido en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo. En esta situación se encuentran grupos de las centrales de Gran Canaria (Jinámar), Tenerife (Candelaria), Lanzarote (Punta Grande) y Fuerteventura (Salinas). En base a ello, la Orden ITC/1559/2010, establece un procedimiento de cálculo del precio del Fuel Oil BIA 0,7-0,73, a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico canario.

Asimismo, la citada Orden regula otros aspectos del régimen de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, mediante la modificación de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

Entre las modificaciones de la Orden ITC/913/2006, citar la que permite a las empresas propietarias de los grupos de generación realizar las pruebas obligatorias de rendimiento para la

determinación de los parámetros aplicables a los costes variables, únicamente a una muestra representativa, en lugar de efectuar estas pruebas a todos los grupos.

Se establece, a su vez, que la información relativa a los parámetros correspondientes a los costes de arranque y a los costes de operación y mantenimiento, que no se obtiene de las pruebas técnicas de rendimiento de los grupos, dado su carácter puramente económico, sea remitida directamente a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación.

Por último, se modifica también la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, para aplicar a la demanda en los SEIE el mismo mecanismo de coste de desvíos aplicado actualmente al régimen especial en los SEIE y para que el precio del consumo de servicios auxiliares del régimen ordinario y especial en los SEIE sea el precio del mercado diario.

Por lo que respecta a la **retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica**, cabe citar las siguientes normativas:

- **Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero**, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. La normativa que desarrollaba la retribución de dicha actividad venía constituida por el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, para instalaciones cuya puesta en servicio sea anterior al 1 de enero de 2008. El Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, aplicable a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, surge como consecuencia del nuevo escenario regulatorio que recoge la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, tras las modificaciones introducidas en ella por la Ley 17/2007, de 4 de julio, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, así como de la necesidad de acometer en los próximos diez años un fuerte ciclo inversor en instalaciones de transporte, para el nuevo período objeto de planificación que abarca desde 2008 a 2016.

- **Orden ITC/368/2011, de 21 de febrero**, por la que se aprueban los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte, por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. Esta Orden se dicta en desarrollo del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero. En el preámbulo del citado Real Decreto, se recoge que una de las causas que lo impulsaron fue su aplicación a las nuevas inversiones, procediendo a su actualización a la luz de la evolución experimentada, tanto por las características técnicas y constructivas de las instalaciones, como por la evolución de los costes relacionados con la implantación de las mismas. Este hecho motivó que fuese necesario realizar una revisión tanto de los valores unitarios de los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte que se tomen como estándares, como de las propias instalaciones que componen estos estándares.

Por ello, en el artículo 4.1 de dicho Real Decreto se establece que los valores unitarios de referencia se determinarán de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las

infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema eléctrico nacional y que éstos serán únicos para todo el territorio nacional. Y en el artículo 4.2 se dispone que estos valores unitarios anuales de referencia de los costes de inversión serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

- **Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero**, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Este Real Decreto propone una revisión del régimen económico de la actividad de distribución de energía eléctrica, para tratar de superar las deficiencias del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y por otro lado, permitir que el nuevo modelo pueda ser aplicable también a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

- **Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre**, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este norma se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para la revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con una periodicidad distinta a la anual, de modo que sea posible ajustar los costes a los ingresos evitando la aparición de déficits o cualquier tipo de desajuste temporal en las actividades reguladas del sector eléctrico.

Otras normas relacionadas con las instalaciones de transporte y distribución a destacar son:

- **Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto**, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero**, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- **Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre**, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Por lo que respecta al **suministro eléctrico**, conviene citar que tras la aprobación de la ya mencionada **Ley 17/2007, de 4 de julio**, que modificó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, se pasó a un nuevo modelo, en el que la actividad de suministro a tarifa, deja de formar parte de la actividad de distribución y el suministro pasa a ser ejercido en su totalidad por los comercializadores en libre competencia siendo los consumidores de electricidad quienes eligen libremente a su comercializador. Asimismo, con la Ley 17/2007, se establece la obligación de crear las tarifas de último recurso, que son precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores, para quienes se concibe el suministro eléctrico como servicio universal, tal como contempla la Directiva 2003/54/CE.

Así, se dispone que las tarifas de último recurso, que serán únicas en todo el territorio nacional, serán los precios máximos y mínimos que podrán cobrar los comercializadores que asuman las

obligaciones de suministro de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente para estas tarifas, se acojan a las mismas.

En este contexto se publica el **Real Decreto 485/2009, de 3 de abril**, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, en el que se establece que a partir del 1 de julio de 2009 se inicia el suministro de último recurso realizado por los comercializadores de último recurso, y que sólo podrán acogerse a las tarifas de último recurso los consumidores conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW. Asimismo designa los comercializadores de energía que asumirán la obligación del suministro de último recurso de energía eléctrica.

Como desarrollo del citado Real Decreto 485/2009, se publica la **Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio**, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

El objeto de esta orden era la regulación, de acuerdo con lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del mecanismo de traspaso de clientes del anterior sistema de suministro regulado por parte de los distribuidores hasta el día 1 de julio de 2009, fecha a partir de la cual los comercializadores o, en su caso, los comercializadores de último recurso debían formalizar o adaptar los contratos al nuevo marco legal.

Asimismo se establecía la forma de facturación de los suministros a tarifa que en dicha fecha se encontraban pendientes de facturación de aquellos consumidores transferidos al comercializador de último recurso.

La Orden también desarrolla las previsiones del artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, estableciendo la estructura de las tarifas de último recurso aplicables a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, y sus peajes de acceso correspondientes, fijando además el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica a incluir en las tarifas de último recurso y los costes de comercialización que le corresponden a cada una de ellas, posibilitando su revisión de forma automática.

Por último, respecto al suministro cabe citar la modalidad del bono social, puesto en marcha con la entrada en vigor de la Tarifa de Último Recurso (TUR), que fue aprobado por el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, como mecanismo para favorecer a los colectivos más vulnerables (los clientes domésticos con una potencia contratada inferior a 3 KW; los pensionistas con prestaciones mínimas; las familias numerosas y los hogares en los que todos sus integrantes se encuentren en situación de desempleo). Con ello, se impone una obligación de servicio público a las comercializadoras de último recurso y la financiación se comparte por las empresas titulares de instalaciones de generación del sistema eléctrico. Consistente en la congelación de la tarifa vigente en el momento de la puesta en marcha de la TUR. Mediante Resolución de 26 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, se determinó el procedimiento de puesta en marcha del bono social.

Por su parte, de las **disposiciones dictadas con carácter general por la Comunidad Autónoma de Canarias** en materia de energía eléctrica cabe destacar:

Ley 2/2011, de 26 de enero, por la que se modifican la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario y la Ley 19/2003, de 14 de abril, por la que se aprueban las Directrices de Ordenación General y las Directrices de Ordenación del Turismo de Canarias. La citada Ley 2/2011 modifica el artículo 6-bis de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario, en la redacción dada por la Ley 8/2005, de 21 de diciembre, relativo al Procedimiento excepcional para obras de interés general para el suministro de energía eléctrica. Con la primera modificación de la Ley 11/1997, efectuada con la citada Ley 8/2005, se buscaba hacer frente a los problemas que, desde el punto de vista de la normativa genérica territorial o urbanística, dificultaban el hacer frente a situaciones de urgencia o de excepcional interés en el sistema eléctrico canario, tanto en la fase de generación como en la de transporte y distribución.

Sin embargo, algunos de sus preceptos necesitaban ser actualizados, entre ellos, el eliminar el límite máximo de potencia (fijado en 50 MW) de las instalaciones de generación para poder hacer uso del procedimiento excepcional. Con la nueva redacción de la Ley 11/1997, tras la publicación de la Ley 2/2011, cuando razones justificadas de urgencia o excepcional interés aconsejen la modernización o el establecimiento de instalaciones eléctricas, incluidas las de generación, independientemente de su potencia, los proyectos correspondientes pueden ser declarados de interés general, recayendo en los responsables administrativos la decisión de acuerdo a los requerimientos técnicos.

Asimismo, en concordancia con las previsiones del Pecan, aprobado por el Parlamento el 29 de marzo de 2007, se deroga el apartado 8 de la Directriz 36 de Ordenación General de Canarias incluido en la Ley 19/2003, de 14 de abril, en donde se recogía la necesidad de establecer en los Planes Territoriales Especiales correspondientes el plazo en el que las centrales de generación de Jinámar, en Gran Canaria y Candelaria, en Tenerife, debían abandonar su función generadora.

Por último, en materia de autorización de instalaciones eléctricas, cabe mencionar el **Decreto 141/2009, de 10 de noviembre**, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias. La citada norma derogó el anterior Decreto 161/2006, de 8 de noviembre, por el que se regulan la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias, aplicándose este último de manera transitoria, para aquellos procedimientos iniciados con anterioridad a la entrada en vigor del Decreto 141/2009, de 10 de noviembre.

Asimismo, mediante **Orden de 16 de abril de 2010**, se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

1.7.2. Energías renovables.

Por lo que se refiere a las energías renovables, dentro del ámbito comunitario cabe citar la **Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009**, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Esta Directiva tiene por objeto establecer un marco común relativo a la producción y el fomento de energía procedente de fuentes renovables. En ella se fija, para cada Estado miembro, un objetivo relativo a la cuota de energía obtenida de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía para 2020. Este objetivo se ajusta al objetivo global «20-20-20» de la Comunidad.

Por otra parte, antes de 2020, la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte debe alcanzar al menos el 10% del consumo final de energía en este sector.

Asimismo, se establecen unos criterios de sostenibilidad para que los biocarburantes contabilicen para el objetivo del 10% de renovables en el transporte. Se establece la necesidad de demostrar una reducción mínima de emisiones del 35% respecto a combustibles fósiles durante el periodo 2011-2016 y del 50% a partir del 2017 para las plantas existentes, y del 60% si la instalación de producción entra en operación con posterioridad al 2017.

Para España ha asignado dos objetivos obligatorios. Por un lado, le exige aumentar hasta el 20% la utilización de las energías renovables para 2020 con respecto a 2005, cuando la cuota de renovables era del 8,7%, lo que supone doblar la actual capacidad de producción. La cifra incluye la producción de biocombustibles, de modo que en 2020 deberá cubrir el 10% de las necesidades de carburante del sector del transporte. Por otro lado, España deberá reducir un 10% su nivel de emisiones de gases de efecto invernadero en sectores como el transporte o la vivienda.

Asimismo, la Directiva contempla que los Estados miembros deben establecer un plan de acción nacional para 2020 que determine la cuota de energía procedente de fuentes renovables consumida en el transporte, la electricidad y la producción de calor. Estos planes de acción deben tener en cuenta los efectos de otras medidas relativas a la eficiencia energética en el consumo final de energía (lo más importante es la reducción del consumo de energía). Estos planes deben establecer, asimismo, modalidades para reformar las normativas de planificación y tarificación, así como el acceso a las redes de electricidad, en favor de energías generadas a partir de fuentes renovables.

En este sentido, y de acuerdo con los datos contenidos en el anticipo del Plan de Renovables 2011-2020, enviado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a la Comisión Europea en cumplimiento de la propia directiva comunitaria, la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía en España se estima para el año 2020 en un 22,7%, casi tres puntos superior al objetivo obligatorio fijado por la Unión Europea para sus estados miembros, mientras que la aportación de las renovables a la producción de energía eléctrica alcanzará el 42,3%, con lo que España también superará el objetivo fijado por la UE en este ámbito (40%).

Por lo que respecta a la normativa estatal, han sido muchas las disposiciones aprobadas en los últimos años al objeto de fomentar el uso de las energías renovables, de acuerdo con los objetivos contenidos en las Directivas comunitarias, pero que también han introducido grandes modificaciones en su régimen retributivo.

Respecto a la cogeneración, cabe destacar el **Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio**, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, por el cual se eliminaba la necesidad de autoconsumo eléctrico de las plantas que utilizan la cogeneración, primando no sólo los excedentes eléctricos, sino toda la electricidad cogenerada, en sintonía con la Directiva 2004/8/CE, relativa al fomento de la cogeneración. Se establecía la posibilidad de que todas estas plantas (no sólo las menores de 10MW) fueran retribuidas con el complemento de una prima por encima del precio del mercado durante 10 años desde su puesta en marcha. Se eliminaba la banda de retribución de las instalaciones de generación que utilizaban las energías renovables, entre el 80 y el 90 por 100 de la tarifa eléctrica media.

Se desvinculaba la variación de las primas del régimen especial de la tarifa eléctrica media o de referencia, y se mantenía el régimen del Real Decreto 2366/1994, en tanto no se realizase la revisión del régimen especial. Todas estas modificaciones tendrían efecto una vez aprobado el desarrollo de lo establecido en el citado Real Decreto Ley, lo que se preveía en un plazo de seis meses desde la publicación de éste.

Mediante **Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo**, sobre fomento de la cogeneración se incorpora al derecho español el contenido de la Directiva 2004/8/CE (fomento de la cogeneración) y se desarrolla el artículo 6 de la Ley 24/2005 en lo relativo a la información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

Con este Real Decreto se pretende sentar las bases para el establecimiento de un marco estable para la promoción y el apoyo público a la cogeneración de alta eficiencia, al objeto de permitir tanto el mantenimiento de las instalaciones existentes como el desarrollo de otras nuevas, incrementándose así la eficiencia energética y el ahorro de energía primaria del país.

Este Real Decreto incluye entre otros aspectos, el procedimiento de cálculo de la electricidad producida y de ahorro de energía primaria por este tipo de instalaciones, con el fin de que las estadísticas a nivel europeo sobre la electricidad producida con cogeneración sean homogéneas. Asimismo, se regula la información que las empresas distribuidoras o comercializadoras deben indicar en las facturas a sus clientes sobre la contribución de cada fuente de energía primaria en el conjunto de la energía eléctrica suministrada por la empresa comercializadora durante el año anterior, así como su impacto ambiental asociado, en cuanto a las emisiones totales de CO₂ y los residuos radiactivos.

Por su gran relevancia para el fomento de las energías renovables, cabe destacar el **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Con el fin de adaptarnos a la normativa comunitaria y debido a la necesidad de

regular los aspectos técnicos y económicos para el crecimiento del Régimen Especial con seguridad y calidad de suministro, se aprueba este Real Decreto, que sustituyó al anterior Real Decreto 436/2004. De esta forma, las energías renovables pasan a regularse dentro de dicho Régimen Especial, junto con la cogeneración y el tratamiento de residuos.

Asimismo, se establece un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación. Además, el Real Decreto 661/2007 determina una prima para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que utilicen energías renovables (con excepción de la hidráulica), las cogeneraciones y las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás.

Por lo que se refiere al régimen retributivo de las energías renovables, se establecen dos opciones de venta de energía: a tarifa regulada, precio fijo que recibe el productor por su energía vertida al sistema, o directamente en el mercado, percibiendo el precio negociado en el mismo más una prima, que tiene límite superior e inferior para ciertas tecnologías.

Según el Real Decreto 661/2007, la condición de instalación de Régimen Especial la otorga la Comunidad Autónoma correspondiente, siendo la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en Régimen Especial la condición necesaria para acceder al régimen económico regulado en el RD 661/2007, siempre que el objetivo de potencia instalada fijado para cada tecnología en el propio real decreto no haya sido cubierto.

En el Real Decreto 661/2007 se prevé que en 2010 se revisen las tarifas, primas, complementos y límites en función de la consecución de los objetivos y de los nuevos objetivos para cada área renovable, y cada 4 años se realizará una nueva revisión.

Las instalaciones de energías renovables tienen prioridad de acceso de la red frente al resto de generadores; el operador del sistema y gestor de la red podrá denegar la solicitud de acceso, siempre que quede suficientemente justificada y ofrezca propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar las restricciones de acceso. En lo relativo a la conexión, en caso de existir limitaciones en el punto de conexión, los generadores renovables también tendrán preferencia frente al resto de generadores.

Los cambios más significativos que presenta este Real Decreto frente a la regulación anterior son los siguientes:

- La retribución del régimen especial no va ligada a la Tarifa Media o de Referencia. La actualización de las tarifas, primas y complementos irá ligada a la evolución de diversos factores (como el IPC o el precio del gas natural).
- Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación procedente de renovables que participa en el mercado.
- Se establece un aval que deberán satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar el acceso a la red de distribución. El aval era ya necesario en el caso de productores que se quieran conectar a red de transporte.

- Los nuevos parques eólicos deberán ser capaces de mantenerse conectados a la red ante una breve caída de tensión en la misma.
- Se permite la hibridación en instalaciones de biomasa y solar termoeléctrica.
- Obligación del régimen especial de potencia instalada superior a 10 MW a conectarse a un centro de control.
- Obligación del régimen especial a tarifa a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero por medio de un representante.
- Derecho del régimen especial a tarifa a que la distribuidora sea su representante para la participación en el mercado hasta el 31/12/2008. Los distribuidores empezarán a cobrar al régimen especial por este servicio un cargo de 0,5 c€/kWh a partir del 1/07/2008. Se aplicarán costes de desvíos a las instalaciones en régimen especial a tarifa que deban disponer de equipo de medida horaria.
- Se prevé que en 2008 se comenzará la elaboración del Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Por su parte, la **Ley 17/2007, de 4 de julio**, por la que se modificaba la Ley 54/1997, del sector eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad establece que el Gobierno podrá determinar una prima para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW.

Asimismo, dispone que el Gobierno modificará el Plan de Fomento de las Energías Renovables, para adecuarlo a los objetivos que ha establecido a este respecto la Unión Europea del 20% para 2020, manteniendo el compromiso que este plan establecía del 12% para 2010. Estos objetivos serán tenidos en cuenta en la fijación de las primas a este tipo de instalaciones.

Sin embargo, el crecimiento de la potencia instalada experimentado por las energías renovables, fundamentalmente la tecnología solar fotovoltaica, muy superior al esperado (según informe de la CNE, en agosto de 2007 se superó el 85 por ciento del objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010 y en el mes de mayo de 2008, se habían alcanzado ya los 1.000 MW de potencia instalada), y el consiguiente creciente impacto económico sobre el sistema tarifario, ha dado lugar a la aprobación de distintas disposiciones que limitan la posibilidad de instalación y que ha afectado a su régimen retributivo.

En este sentido, en lo referente a las instalaciones fotovoltaicas, cabe citar la **Resolución de 27 de septiembre de 2007**, de la Secretaría General de Energía, por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. El citado artículo contempla que una vez se

alcance el 85% por ciento del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo, recogido en los artículos 35 al 42, se establecerá, mediante resolución del Secretario General de Energía, el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán derecho a la prima o, en su caso, tarifa regulada establecida en el citado real decreto para dicho grupo o subgrupo, que no podrá ser inferior a doce meses. Para el caso de las instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica, el Real Decreto 661/2007 fijaba un objetivo de potencia de referencia de 371 MW.

De conformidad con lo anterior, la Resolución de 27 de septiembre de 2007, determina el 29 de septiembre de 2008 como fecha final para la aplicación del régimen primado regulado en el RD 661/2006, teniendo derecho al régimen de ayudas correspondiente únicamente las instalaciones inscritas en los correspondientes registros antes de dicha fecha, siempre que cumplan los requisitos habilitantes, agotándose la posibilidad de acceso de nuevas instalaciones al régimen de primas previsto en el Real Decreto 661/2007.

Posteriormente, se publica el **Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre**, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. El Real Decreto 1578/2008 establece un nuevo marco retributivo coordinando la evolución retribución-potencia, basado en la realización de una serie de convocatorias con tope de potencia, en las que se sabe de antemano la tarifa que recibirán las instalaciones que accedan a dicha convocatoria, y para lo cual deberán inscribirse en el Registro de Preasignación de Retribución (creado por este RD), una vez han finalizado la mayor parte de la tramitación administrativa, antes de comenzar la ejecución de las obras. La inscripción en dicho registro otorga al promotor el derecho a una tarifa regulada conocida que se hará efectiva, una vez finalice la instalación.

Este Real Decreto clasifica las nuevas instalaciones en dos tipologías, según estén ubicadas en cubiertas (tipo I) o en suelo (tipo II). Dentro de las primeras existen dos subtipos: se diferencia aquellas instalaciones con potencia inferior o igual a 20 Kw (tipo I.1) de aquellas con potencia superior a 20 Kw (tipo I.2). Asimismo, establece unas convocatorias anuales, con cupos de potencia por tipo y subtipo, fijando las tarifas reguladas para cada tipo de instalaciones, para la primera convocatoria. En el caso de completar los cupos, en las siguientes convocatorias se reducirán las citadas tarifas de forma paulatina hasta alcanzar una reducción de un 10% anual.

Por último, y relacionada con las disposiciones anteriores respecto a las instalaciones fotovoltaicas, cabe citar el **Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto**, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial. Este Real Decreto fija el procedimiento para la acreditación de las distintas instalaciones fotovoltaicas a la hora de ingresar en los distintos marcos retributivos que la legislación vigente dispone para estas instalaciones.

En la misma línea que para las instalaciones fotovoltaicas, y debido al impacto económico que suponen las energías renovables sobre el sistema tarifario, se aprueba el **RD-Ley 6/2009, de 30 de abril**, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. En este RDL se establecen unos mecanismos respecto al sistema retributivo de las instalaciones de Régimen Especial (salvo para tecnología fotovoltaica, ya regulado en el RD 1578/2008), con la finalidad de garantizar la sostenibilidad del sistema, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Para ello se crea un Registro de Preasignación de Retribución, con el que se pretende conocer los proyectos de instalaciones que cumplen las condiciones para poder ejecutarse y acceder al sistema eléctrico, su volumen de potencia, el impacto en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario. De esta manera, la inscripción en dicho Registro de Preasignación pasa a ser condición necesaria para obtener el régimen económico establecido en el RD 661/2007; posteriormente, las instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación deberán ser inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

Se prevé así mismo un régimen transitorio para garantizar la seguridad jurídica de aquéllos que ya habían realizado inversiones bajo el Real Decreto 661/2007 antes de la entrada en vigor del RD-Ley 6/2009.

Así, los proyectos que a la entrada en vigor de este RD-Ley 6/2009 cumplieran todos los requisitos del Registro de Preasignación, salvo el referido al depósito del aval en favor de la Dirección General de Política Energética y de Minas, podrán presentar su solicitud de inscripción en un plazo determinado, y contarán con un plazo adicional para cumplir con el requisito del aval.

Asimismo, cuando la potencia inscrita sea inferior al objetivo previsto en el Real Decreto 661/2007, el régimen económico previsto en el mismo se extenderá hasta su cumplimiento. Pero si la potencia inscrita para un grupo y subgrupo es mayor al objetivo previsto, el régimen económico se aplicará y se agotará con dichas instalaciones inscritas. En este caso se podrán establecer restricciones anuales a la ejecución y entrada en operación de las instalaciones inscritas y la priorización de las mismas para no comprometer la sostenibilidad técnica y económica del sistema.

Por lo que respecta a las tecnologías solar termoeléctrica y eólica, los objetivos de potencia de referencia previstos en el Real Decreto 661/2007 son 500 MW y 20.155 MW. Dichos objetivos son los previstos en el PER 2005-2010 y los considerados en la elaboración de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016.

Dado que la potencia solicitada para las tecnologías solar termoeléctrica y eólica, sumada a la potencia ya instalada, excedía los objetivos de potencia recogidos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se procedió a analizar el impacto técnico y económico que la entrada en funcionamiento de una potencia muy superior al objetivo previsto en el horizonte 2010 podría conllevar. Tras la realización de dichos estudios, se dicta la **Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía**, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de

Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. En la citada Resolución se recoge que con el fin de no comprometer el sistema, sólo se podrán incorporar al sistema 3.100 MW de nueva potencia renovable al año hasta 2014, se acuerda ordenar los proyectos atendiendo a un criterio cronológico, y se dispone la puesta en marcha de las instalaciones en fases sucesivas de acuerdo a un ritmo acumulado de implantación establecido.

Relacionadas con las anteriores disposiciones, cabe mencionar las siguientes normas, por afectar a diferentes aspectos de las instalaciones del régimen especial:

- **Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre**, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Este RD responde al crecimiento del número de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos, y en especial, de las instalaciones fotovoltaicas. Su objeto es la modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, ya comentados, así como el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. Y las modificaciones principales atienden al régimen económico y al establecimiento de nuevos requisitos técnicos para las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación.

- **Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre**, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Con este Real Decreto se establece una limitación de las horas equivalentes de funcionamiento para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica y eólica con derecho a prima equivalente o prima, además de reducir las primas de este tipo de instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007.

Por su incidencia para Canarias, cabe destacar de este Real Decreto su artículo 7, relativo a la convocatoria de preasignación de retribución para instalaciones de tecnología eólica ubicadas en la Comunidad Autónoma de Canarias, por el que se establece un objetivo específico de potencia eólica para la Comunidad Autónoma de Canarias de 600 MW.

- **Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre**, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Este Real Decreto-ley establece con carácter general la posibilidad de limitar las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas con derecho al régimen económico primado que tengan reconocido. De este modo se fijan expresamente dichos valores de referencia de acuerdo con los valores utilizados para el cálculo de su retribución establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y los reflejados en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, teniendo en cuenta la zona solar climática donde se ubique la instalación, de acuerdo con la clasificación de zonas climáticas según la

radiación solar media en España establecidas en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Paralelamente, y en aras a asegurar la razonabilidad de la retribución se amplía a 28 años para las instalaciones de tipo b.1.1, las referencias en el plazo a los primeros 25 años establecidas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Otras disposiciones relacionadas con las energías renovables son:

- La **Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo**, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. Como herramienta para contribuir al cumplimiento del objetivo de promoción de la electricidad generada a partir de las fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia se dicta la citada Orden, implantando un sistema de garantía de origen de la electricidad que permita a los productores de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia demostrar que la electricidad que venden ha sido generada de acuerdo a tales principios, y cuyo instrumento fundamental será el sistema de anotaciones en cuenta creado para su gestión.

- **Orden ITC/1673/2007, de 6 de junio**, por la que se aprueba el programa sobre condiciones de aplicación de aportación de potencia al sistema eléctrico de determinados productores y consumidores asociados que contribuyan a garantizar la seguridad de suministro eléctrico. Al objeto de contribuir a garantizar el suministro, con esta Orden se extiende el sistema de interrumpibilidad, por el cual un consumidor, a cambio de un complemento en la tarifa, se compromete a reducir, en todo o en parte, su potencia, en aquellos momentos en que, por necesidades del sistema, lo requiera el Operador del sistema, a instalaciones de cogeneración, así como a los consumidores asociados a estas plantas, de tal forma que se permita la máxima aportación del grupo cogenerador, a la vez que el consumidor aplica la interrumpibilidad.

Por último, respecto a la autorización de instalaciones, citar el **Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio**, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. El objetivo de este RD es aglutinar toda la normativa nacional que resulta de aplicación e integrarla en un solo procedimiento administrativo, a efectos de racionalizar los trámites de autorización para este tipo de instalaciones. Asimismo, establece un procedimiento particular de autorización y permisos para las instalaciones eólicas, que contempla un procedimiento en concurrencia, para las instalaciones eólicas marinas de potencia superior a 50 MW (ámbito general del real decreto). La convocatoria de los concursos requiere la publicación previa del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral.

En este sentido, el Real Decreto aprobado establece la realización de un estudio estratégico ambiental del litoral español, con el objeto de determinar las zonas del dominio público marítimo terrestre que, a los solos efectos ambientales, reúnen condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos. El estudio establecerá una clasificación, al menos, en zonas aptas y zonas de exclusión para estos usos. Una vez aprobado el estudio, las solicitudes de reserva de

zona sólo podrán presentarse para las zonas aptas. Este estudio se aprueba finalmente en abril de 2009.

El Real Decreto fija un límite mínimo de 50 MW de potencia para autorizar instalaciones eólicas que pretendan ubicarse en el mar. Sólo con carácter extraordinario, para un proyecto o proyectos particulares, se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar, hasta en un 20% al alza o a la baja, el límite mínimo de 50 MW para permitir una instalación o la superficie máxima en función de la densidad de potencia.

Para las instalaciones de generación de electricidad de origen renovable y de tecnología diferente a la eólica que pretendan ubicarse en el mar se establece un procedimiento simplificado, por tratarse en su mayor parte de instalaciones de reducido tamaño y carácter experimental, que comienza con la solicitud de autorización administrativa, y se tramitará de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 1955/2000.

Especial mención merece la **Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible**, que entró en vigor el pasado 6 de marzo de 2011. Esta norma forma parte de la Estrategia de Economía Sostenible del Gobierno y aborda, transversalmente y con alcance estructural, muchos de los cambios que, con rango de ley, son necesarios para incentivar y acelerar el desarrollo de una economía más competitiva e innovadora, capaz de renovar los sectores productivos tradicionales.

La energía constituye uno de los ejes principales de la actividad económica y, como tal, un motor para el desarrollo y progreso de cualquier país. En este sentido se define en la Ley un modelo sostenible orientado a garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental. En especial, el modelo de consumo y de generación y distribución de energía debe ser compatible con la normativa y objetivos comunitarios y con los esfuerzos internacionales en la lucha contra el cambio climático.

Por su importancia para Canarias, cabe destacar la **disposición adicional decimocuarta de la Ley**, referente al Desarrollo de la Estrategia Integral para la Comunidad Autónoma de Canarias. En ella se recoge que el Gobierno prestará atención a las características específicas que concurren en la Comunidad Autónoma de Canarias como región ultraperiférica, en razón de su lejanía, insularidad y dispersión poblacional. De esta forma, los objetivos contenidos en la Ley informarán las actuaciones del Gobierno y la Administración General del Estado en Canarias, y especialmente aquéllas que, en el marco de la Estrategia Integral para la Comunidad, aprobada por el Consejo de Ministros de 9 de octubre de 2009, se refieren entre otras, a la política en materia de energías renovables.

En particular, se recoge que el Gobierno tendrá en cuenta, en la planificación energética, las condiciones específicas de Canarias y a las necesidades contempladas en el Plan Energético de la Comunidad en materia de energías renovables. Para ello, se establecerán cupos especiales de potencia para energías renovables en Canarias atendiendo a criterios técnicos y económicos, cuando resulten competitivas con las tecnologías convencionales en cada uno de los subsistemas del SEIE de Canarias. Así mismo, se revisarán las necesidades de tecnologías de respaldo a la

generación renovable, con el objetivo de asegurar la estabilidad del sistema eléctrico canario, conforme se establece en la normativa reguladora de los SEIE.

Por su parte, en materia de energías renovables la Comunidad Autónoma de Canarias ha aprobado el **Decreto 32/2006, de 27 de marzo**, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias. Este Decreto se dicta con la finalidad de ordenar la implantación de parques eólicos en las Islas, de forma que se facilitase el máximo desarrollo de la energía eólica, sin comprometer la calidad del suministro eléctrico a los usuarios finales.

Para ello, se regula la instalación y explotación de los parques eólicos de potencia superior a 10 kW, conectados a la red eléctrica de distribución o transporte de cualquiera de los sistemas eléctricos insulares, excluyendo así las miniturbinas eólicas, cuya influencia sobre la red no es relevante.

Asimismo, en el Decreto se fija la potencia máxima que podrá estar instalada y conectada a la red en el año 2015 en cada uno de los sistemas eléctricos insulares (Gran Canaria: 411 MW; Tenerife: 402 MW; Lanzarote-Fuerteventura: 162 MW; La Palma: 28 MW; La Gomera: 8 MW y El Hierro: 14 MW), estableciéndose el procedimiento de concurso para la asignación de potencia, atendiendo a criterios de eficiencia energética, protección medioambiental, seguridad del suministro y afección al sistema eléctrico, que se concretarán en las convocatorias correspondientes. Todo ello al objeto de lograr el establecimiento de soluciones integradas, que racionalicen el uso del escaso suelo existente en Canarias, que limiten el impacto medioambiental, y que proporcionen un tratamiento global a las infraestructuras eléctricas.

Con este marco regulatorio, únicamente podría concederse autorización administrativa para la instalación o ampliación de parques eólicos a quienes hayan obtenido previamente en concurso público la potencia eólica correspondiente, a excepción de la repotenciación de parques existentes (que no sean instalaciones con consumos asociados) y las instalaciones eólicas dedicadas a fines de investigación y desarrollo tecnológico conectadas a las redes eléctricas y aquéllas asociadas a sistemas singulares de acumulación energética, los cuales deben solicitar la exención de asignación previa de potencia.

No obstante, recientemente se ha publicado el **Decreto 7/2011, de 20 de enero**, que modifica el Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias. Con esta modificación se flexibilizan la normativa y condicionantes para las instalaciones eólicas con sistemas de almacenamiento energético asociado.

Concretamente la modificación consiste por un lado, en la flexibilidad de los requisitos exigidos para la implantación de instalaciones eólicas asociadas a sistemas singulares de acumulación energética, sin necesidad de disponer de asignación previa de potencia eólica mediante concurso. Y por otro lado, establece la preceptividad del informe del Operador del Sistema y amplía el plazo

para resolver el procedimiento a seis meses y fijando de forma expresa, el sentido desestimatorio del silencio.

Asimismo incorpora dos nuevos apartados donde se recoge la posibilidad de exonerar a los parques eólicos de efectuar “el tarado de protecciones” cuando no sea técnicamente factible su realización, aplicable también a los parques eólicos que se sometan a repotenciación.

Como desarrollo del Decreto 32/2006, de 27 de marzo, cabe mencionar las **Órdenes de 15 de noviembre de 2006**, por la que se establecen las condiciones técnico-administrativas para la repotenciación de parques eólicos existentes y de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias.

En cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 32/2006, por **Orden de 27 de abril de 2007**, se convoca concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios y por **Orden de 17 de mayo de 2007**, se convoca concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de instalación o ampliación de parques eólicos con consumos asociados en los sistemas eléctricos insulares canarios.

Por otro lado, en 2009 se publica también la **Ley 6/2009, de 6 de mayo**, de medidas urgentes en materia de ordenación territorial para la dinamización sectorial y la ordenación del turismo. En materia de energía cabe destacar la inclusión de un nuevo apartado 7 al artículo 63 del Decreto-Legislativo 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias, por el que se permite, en suelos rústicos protegidos por sus valores económicos, la implantación de redes y líneas eléctricas, así como estaciones eléctricas de transformación compactas prefabricadas, o las que se ejecuten soterradamente, sin necesidad de obtener la previa Calificación Territorial, siempre que no exista prohibición expresa en el Plan Insular de Ordenación, en los Planes Territoriales de Ordenación o en el Planeamiento de los Espacios Naturales Protegidos, simplificando de esta manera el procedimiento para la puesta en servicio de este tipo de instalaciones. Asimismo se incluye un nuevo apartado 8 al citado artículo 63 del Texto Refundido, que posibilita autorizar en los suelos rústicos protegidos por sus valores económicos, previa obtención de la correspondiente Calificación Territorial, la instalación de plantas de generación de energía fotovoltaica, eólica, o cualquier otra proveniente de fuentes endógenas renovables de hasta una potencia de 1.500 KW, siempre que no exista prohibición expresa en el Plan Insular de Ordenación, en los Planes Territoriales de Ordenación o en el Planeamiento de los Espacios Naturales Protegidos que les sea de aplicación y respetando el resto de los requisitos establecidos en la citada Ley. De esta manera se abre la posibilidad de implantar, en determinadas islas en las que no se había contemplado este tipo de actuaciones en sus correspondientes planes insulares, instalaciones de energías renovables que por su escasa dimensión previsiblemente no tienen importantes repercusiones ambientales en este tipo de suelo, eximiéndose incluso a las instalaciones de potencia inferior a 600 KW de la declaración de impacto ambiental.

Resaltar también que con la citada Ley, el Plan Energético de Canarias tiene la consideración de Directrices de Ordenación Sectorial, cuyas determinaciones tendrán carácter de Normas de Aplicación Directa.

1.7.3. Petróleo.

Por lo que se refiere a la **garantía de suministro** de productos petrolíferos, cabe destacar la **Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009**, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos.

En cuanto a la normativa estatal, cabe mencionar el **Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre**, por el que se modifica 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 incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Entre otras cuestiones, ese Real Decreto deroga el calendario para el incremento de existencias estratégicas a que hace referencia la Orden ITC/543/2005, de 3 de marzo y modifica el artículo 14 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, estableciendo que tendrán la consideración de existencias estratégicas, a constituir y mantener por CORES, al menos, 45 días del conjunto de la obligación de existencias mínimas de seguridad. Además, la Corporación deberá mantener, al menos, 40 días de la obligación de cada uno de los sujetos obligados. Ambas obligaciones tendrán lugar a partir de 31 de diciembre de 2010, de conformidad con la Disposición transitoria segunda del referido Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre. Este nuevo calendario para la puesta en práctica de este sistema no prevé la publicación por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas de los días de la obligación que corresponde asumir a CORES y a los sujetos obligados.

Por **Resolución de 30 de marzo de 2009**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, sobre las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y de los sujetos obligados, se deja sin efecto la Resolución de 26 de octubre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y de los sujetos obligados a partir del 31 de octubre de 2007.

En cuanto a las **especificaciones** de productos petrolíferos, cabe citar en primer lugar el **Real Decreto 61/2006, de 31 de enero**, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes. La Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo, modifica la Directiva 98/70/CE, fijando fundamentalmente el contenido de azufre máximo para gasolinas y gasóleo de automoción (clase A), a partir del 1 de enero de 2009 y para gasóleos destinados a ser utilizados en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales, a

partir del 1 de enero de 2008. Y por su parte, la Directiva 2003/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de los biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, establece que los Estados miembros deberán velar para que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes, contemplando para ello, entre otros aspectos, una serie de medidas relativas al porcentaje de mezcla de los gasóleos y de las gasolinas con los biocarburantes.

El Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, transpone las citadas Directivas 2003/17/CE y 2003/30/CE. Esta nueva norma viene a derogar el Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes, con objeto de dar cumplimiento al procedimiento de información regulado por la Directiva 98/34/CE. Por otra parte, se incorporan las especificaciones requeridas a los biocarburantes, cumplimentando de esta manera lo establecido en la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

El citado Real Decreto 61/2006, ha sufrido posteriormente varias modificaciones.

La primera de ellas mediante el **Real Decreto 1027/2006, de 15 de septiembre**, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo. La Directiva 1999/32/CE del Consejo, de 26 de abril de 1999, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE, fija los límites para el contenido en azufre de determinados combustibles líquidos, concretamente para el fuelóleo pesado, gasóleo de calefacción y gasóleo para uso marítimo, con objeto de reducir las emisiones de dióxido de azufre producidas en su combustión y aminorar así los efectos nocivos de dichas emisiones para el hombre y el medio ambiente. Posteriormente, mediante la Directiva 2005/33/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 6 de julio de 2005 se modifica la Directiva 1999/32/CE en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, afectando esta modificación al contenido del artículo 3 «Especificaciones técnicas de gasóleos», artículo 4 «Especificaciones técnicas de fuelóleos» y artículo 7 «Muestreo y análisis» del Real Decreto 61/2006, haciéndose a su vez necesaria la incorporación al mismo de tres nuevos artículos referentes al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, así como una nueva disposición adicional que recoge las excepciones contempladas en la Directiva 2005/33/CE, en cuanto a la limitación del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos derivados del petróleo.

La segunda de las modificaciones al Real Decreto 61/2006 se efectúa mediante el **Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre**, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.

La aprobación de la Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, supone una modificación de las especificaciones de gasolinas y gasóleos de automoción establecidas en la Directiva 98/70/CE teniendo en cuenta los requisitos técnicos de los motores y la adición de biocarburantes a dichos combustibles, así como la modificación de la Directiva

1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior.

El Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre transpone la Directiva 2009/30/CE en lo que se refiere a las especificaciones de gasolinas y gasóleos, modifica aspectos relativos al uso de biocarburantes e introduce modificaciones en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior.

Por lo que se refiere a **Gases licuados del petróleo (GLP)**, cabe destacar el **Real Decreto 919/2006, de 28 de julio**, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.

Por lo que se refiere a los precios de los GLP, la **Orden ITC /1968/2007, de 2 de julio**, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, modifica los costes de comercialización que intervienen en la fórmula de fijación de precios y modifica la fórmula de cálculo. La Orden también liberaliza el precio de los envases cuya carga sea superior a 20 Kg (los envases de capacidad inferior a 8 Kg estaban ya liberalizados desde la publicación de la Orden de 16 de julio de 1998). Igualmente, liberaliza el suministro de GLP envasado para su uso como carburante.

Por **Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio**, se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados. Esta Orden mantiene la fórmula establecida en la Orden de 2007, si bien actualiza los costes de comercialización.

Por **Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre**, se modifica la anterior Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, en el sentido de modificar el peso final del flete en el precio regulado y establecer una fórmula para la revisión anual de los costes de comercialización. Asimismo, se actualiza el valor de dichos costes de comercialización, tanto el término fijo como el variable.

Y por último, la **Orden ITC/3292/2008, de 14 de noviembre**, por la que se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización. Mediante dicha Orden se modifica el peso final del flete en el precio regulado y se establece una fórmula para la revisión anual de los costes de comercialización.

Por lo que se refiere a **Instalaciones petrolíferas**, mencionar únicamente el **Real Decreto 1416/2006**, de 1 de diciembre, por el que se aprueba la Instrucción Técnica Complementaria MI-IP 06 «Procedimiento para dejar fuera de servicio los tanques de almacenamiento de productos petrolíferos líquidos»

Con carácter general, cabe mencionar la ya citada **Ley 25/2009, de 22 de diciembre**, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. Modifica el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos, sustituyendo la autorización administrativa para el desarrollo de la actividad de operador al por mayor de productos petrolíferos por la comunicación al MITYC del inicio o cese de

dicha actividad, acompañando a la comunicación una declaración responsable sobre el cumplimiento de las condiciones para el ejercicio de la actividad que se establezcan reglamentariamente. Se suprime igualmente el Registro de operadores al por mayor de productos petrolíferos, que se sustituye por un listado que la Comisión Nacional de Energía publicará en su página web incluyendo aquellas sociedades que hayan comunicado al MIT YC el ejercicio de esta actividad.

Y el **Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero**, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009. Este real decreto tiene como objeto desarrollar los preceptos de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos modificados por la Ley 25/2009, con el fin de adaptar la normativa existente a los nuevos requerimientos contemplados en dicha norma. De esta forma, se modifican determinados preceptos del Reglamento de la actividad de distribución de GLP, aprobado por Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre, el Estatuto regulador de las actividades de distribución al por mayor y de distribución al por menor mediante suministros directos a instalaciones fijas de carburantes y combustibles petrolíferos, aprobado por el Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre y el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de gas natural.

Por lo que respecta a la **remisión de información**, el Real Decreto- Ley 6/2000, estableció en su artículo 50 la obligación de informar a la Dirección General de Política Energética y Minas de los precios practicados en las estaciones de servicio, tanto por parte de los operadores como por parte de los titulares de estaciones de servicio independientes. Esta obligación ha sido posteriormente desarrollada por varias órdenes ministeriales. La actualmente vigente es la **Orden ITC/2308/2007, de 25 de julio**, por la que se determina la forma de remisión de información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre las actividades de suministro de productos petrolíferos. Respecto a la normativa anterior (ITC/1.201/ 2006), que ya incluía las obligaciones de información sobre los nuevos gasóleos, sobre el biodiésel y sobre las instalaciones de suministro a barcos y aeronaves, incorpora la obligación de comunicar los horarios de apertura.

Además obliga a las empresas de ventas directas (gasocentros y similares) a comunicar semanalmente los precios de gasóleo de calefacción y fuelóleo, mensualmente los precios y cantidades vendidas de todos sus productos y anualmente estos mismos precios y cantidades referidos al año anterior.

Y por último, la **Resolución de 29 de mayo de 2007**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los nuevos formularios oficiales para la remisión de información a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

Por lo que respecta a los **biocarburantes**, cabe citar entre la normativa comunitaria, además de la ya comentada **Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009**, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, la **Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009**, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diesel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE.

El objetivo de esta Directiva 2009/30/CE es garantizar un mercado único de los combustibles utilizados para el transporte por carretera y para las máquinas móviles no de carretera (tractores agrícolas y forestales, embarcaciones de recreo y buques de navegación interior cuando no se hallen en el mar) y el cumplimiento de unos niveles mínimos de protección ambiental en la utilización de esos combustibles, recogiendo los progresos técnicos al respecto, así como el incremento en la utilización de biocarburantes. Esta Directiva, que modifica la Directiva 98/70/CE, dentro del objetivo de la Unión Europea de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, teniendo en cuenta que el transporte por carretera es responsable de cerca del 20% de las emisiones comunitarias de dichos gases, regula un método para reducir dichas emisiones durante el ciclo de vida de los combustibles empleados en el transporte, contemplando en el caso de los biocarburantes criterios de sostenibilidad.

Por lo que respecta a la normativa estatal, cabe mencionar el **Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre**, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo. Con este Real Decreto se transpone la Directiva 2009/30/CE en lo que se refiere a las especificaciones de gasolinas y gasóleos, modifica aspectos relativos al uso de biocarburantes e introduce modificaciones en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior.

Por lo que se refiere al grado de penetración de los biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte cabe citar en primer lugar la **Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre**, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. La disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establecía unos objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que son objetivos obligatorios a partir del año 2009, y alcanzaban el 5,83 por ciento en 2010. Igualmente, habilitaba al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a dictar las disposiciones necesarias para regular un mecanismo de fomento de la incorporación de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

En base a ello, esta Orden establece objetivos mínimos por tipo de producto, mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de biocarburantes vendidas o

consumidas, y un sistema de certificación y pagos compensatorios que será gestionado por la CNE y permitirá a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que servirá como mecanismo de control de la obligación. Con ello, se espera alcanzar, en el 2011, un objetivo global de biocarburantes del 7% del contenido energético de las gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte.

Así con la citada Orden ITC/2877/2008, se establecen objetivos mínimos por producto hasta el año 2010, alcanzando dicho año el 3,9 por ciento, tanto para gasolinas como para gasóleos, junto con el mencionado objetivo global del 5,83 por ciento en 2010.

Quedan obligados por esta Orden los operadores autorizados para distribuir al por mayor productos petrolíferos, las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de dichos productos, y los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrado por los sujetos antes mencionados. Los sujetos obligados deberán acreditar anualmente ante la CNE la titularidad de una cantidad mínima de certificados de biocarburantes que permitan cumplir con los objetivos recogidos en la Orden.

La CNE establecerá un sistema de anotaciones en cuenta de certificados de biocarburantes, distinguiendo entre los relativos a gasolinas y a diesel. Los titulares de estas cuentas podrán transferir certificados de biocarburantes de los que sean titulares a cuentas de otros sujetos, manteniendo en todo caso la distinción entre certificados de biocarburantes en gasolinas y en diesel. Los certificados correspondientes al año anterior podrán computar, a partir del 2010, hasta en un 30% de la obligación anual de cada sujeto obligado.

Las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles se deberán realizar con las condiciones técnicas adecuadas y utilizando equipos que aseguren su calidad y homogeneidad, y permitan determinar su contenido en biocarburantes y el cumplimiento de las especificaciones. En cuanto a la comercialización de productos con etiquetado específico como biocarburantes se deberán emplear equipos de distribución adaptados a tal efecto, así como incorporar anuncios acordes según se trate de biocarburantes para motores de gasolina o diesel.

Para contribuir al desarrollo de la Orden ITC/2877/2008 se dicta la **Circular 2/2009, de 26 de febrero**, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte. Esta circular tiene por fin el establecimiento de normas de organización y funcionamiento del referido mecanismo de certificación. Esto implica la definición, por una parte, de los procedimientos, normas y reglas relativas a la constitución de Cuentas de Certificación, a la solicitud de expedición de los certificados y a la transferencia de éstos, y por otra, del procedimiento de gestión de todo este proceso por parte de la CNE.

Asimismo, mediante **Resolución de 7 de enero de 2011**, de la Secretaría de Estado de Energía, se actualizan para el año 2010 valores de las fórmulas de cálculo de los pagos compensatorios, relacionados con el cumplimiento de la obligación de biocarburantes, contenidos en la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre.

Por último, mediante **Real Decreto 1738/2010, de 23 de diciembre**, se fijan objetivos anuales de consumo y venta de biocarburantes tanto globales, como por producto para los años 2011, 2012 y 2013. Sin embargo, posteriormente se publica el **Real Decreto 459/2011, de 1 de abril**, por el que se fijan los objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013. Con este Real Decreto, los objetivos establecidos en el Real Decreto 1738/2010, de 23 de diciembre (que queda derogado), de biocarburantes en diesel se elevan del 3,9%, 4,1% y 4,1% en 2011, 2012 y 2013 respectivamente, hasta el 7,0% y los objetivos globales de biocarburantes, se elevan del 5,9%, 6,0% y 6,1% hasta el 6,4%, 6,5% y 6,5%, en los mismos años. Teniendo en cuenta la fecha de entrada en vigor del citado Real Decreto 459/2011, y el tiempo necesario para consumir el producto actualmente en el sistema, el objetivo global para 2011 se establece en el 6,2% y el objetivo de biocarburantes en diesel en el 6,0%.

ES importante resaltar que este Real Decreto incluye una Disposición final en la que se recoge la posibilidad de introducir, mediante Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, excepciones o mecanismos de flexibilidad de carácter territorial en el mecanismo de fomento del uso de biocarburantes,

1.7.4. Gas natural.

Por lo que se refiere a legislación básica en materia de gas natural, cabe destacar a nivel europeo las siguientes:

La **Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009**, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

El **Reglamento (UE) nº 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010**, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo

Y el **Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009**, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005.

Por lo que se refiere al ámbito estatal, cabe mencionar la **Ley 12/2007, de 2 de julio**, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Con esta Ley se modifica el modelo gasista español inicialmente previsto en la Ley del Sector de Hidrocarburos, en el que los distribuidores y transportistas, bajo determinadas condiciones, realizaban la actividad de suministro y Enagas, S.A. realizaba el suministro de gas a los distribuidores para su venta en el hasta e se momento segmento regulado del mercado.

Asimismo, la citada Ley 12/2007, de 2 de julio, reforzó la independencia de las funciones del Gestor Técnico, obligando a separar las actividades que realiza como gestor del sistema de aquellas que desempeña como transportista. Para ello, el Gestor Técnico ha creado una unidad orgánica específica encargada de la gestión técnica del sistema. Por otra parte, el Gestor Técnico del Sistema ha ampliado su ámbito de actuación a la red de transporte secundario, que se incluye en la planificación obligatoria. Complementariamente, se garantiza la necesaria coordinación entre las planificaciones realizadas por el Gobierno y por las Comunidades Autónomas.

Se da la posibilidad a los consumidores domésticos y a las pequeñas y medianas empresas de acogerse a la denominada tarifa de último recurso, a un precio regulado establecido por el Gobierno. De este servicio se ocupará la figura que se crea de suministrador de último recurso. El Gobierno designará aquellos comercializadores que asumirán las obligaciones de suministradores de último recurso, creándose además la Oficina de Cambios de Suministrador, para evitar posibles obstáculos a la competencia.

Por otro lado, mediante **Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero**, se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Y por último citar la ya comentada **Ley 25/2009, de 22 de diciembre**, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, que modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y sustituye la autorización administrativa previa para el ejercicio de la actividad de comercialización por la presentación por parte de los sujetos que deseen ejercer la actividad de una declaración responsable de cumplimiento de los requisitos establecidos. Asimismo, la citada Ley 25/2009, elimina el registro de empresas comercializadoras de gas natural.

Y el **Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero**, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, mediante el cual se desarrollan los preceptos de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos modificados por la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, con el fin de adaptar la normativa existente a los nuevos requerimientos contemplados en dicha norma. De esta forma, se modifican entre otros, determinados preceptos del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de gas natural.

1.7.5. Energía y medio ambiente.

De la normativa comunitaria cabe citar las siguientes directivas:

Directiva 2008/1/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de enero de 2008, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación. Esta Directiva (conocida como «Directiva IPPC») somete a autorización las actividades industriales y agrícolas, nuevas o existentes, que presentan un elevado potencial de contaminación (entre las que se encuentran las industrias de actividades energéticas). Esta autorización sólo puede concederse si se reúne una serie de condiciones medioambientales, de manera que las empresas asuman las labores de prevención y reducción de la contaminación que puedan llegar a causar. Para recibir autorización, la instalación debe cumplir una serie de obligaciones, entre ellas, las relativas a la aplicación de todas las medidas adecuadas de lucha contra la contaminación y en particular, el recurso a las mejores técnicas disponibles (las que generan menos residuos, utilizan las sustancias menos peligrosas, posibilitan la recuperación y el reciclado de las sustancias emitidas, etc.); o la adopción de medidas para que, al cesar las actividades, el lugar de la explotación vuelva a quedar en un estado satisfactorio.

Para coordinar el proceso de autorización previsto por esta Directiva y el régimen de intercambio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, las autorizaciones que se concedan con arreglo a la primera no deben imponer valores límite de emisión de gases de efecto invernadero si estos son objeto del régimen de intercambio de derechos de emisión, siempre que a nivel local no haya un problema de contaminación. Además, las autoridades competentes tendrán la posibilidad de no imponer medidas de eficiencia energética dirigidas a las unidades de combustión.

Directiva 2008/50/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2008, relativa a la calidad del aire ambiente y a una atmósfera más limpia en Europa. Esta directiva revisa la legislación europea relativa a la calidad del aire ambiente con el fin de reducir la contaminación a niveles que limiten al mínimo los efectos perjudiciales para la salud humana y el medio ambiente y mejorar la información proporcionada a los ciudadanos sobre los riesgos a los que se exponen. Para ello fija las normas y fechas tope para reducir las concentraciones de partículas finas que, junto con las partículas más gruesas ya sujetas a normativa, constituyen uno de los contaminantes más peligrosos para la salud humana.

Directiva 2009/33/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes. Su objeto es promover y estimular el desarrollo de un mercado de vehículos limpios y energéticamente eficientes, obligando a los poderes públicos y otros operadores a tomar en consideración, en el caso de adjudicaciones de contratos públicos de vehículos de transporte, el impacto de la utilización de dichos vehículos durante su vida útil en términos de consumo de energía, emisiones de CO₂ y otros contaminantes.

Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de

comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Forma parte del llamado paquete comunitario de legislación sobre energía y cambio climático, cuya principal finalidad es poner en marcha un conjunto de medidas que garanticen el cumplimiento del compromiso asumido por el Consejo Europeo en marzo de 2007: reducir para 2020 las emisiones globales de gases de efecto invernadero de la Comunidad al menos un 20% respecto a los niveles de 1990, y un 30% siempre que otros países desarrollados se comprometan a realizar reducciones comprobables y que los países en desarrollo económicamente más avanzados se comprometan a contribuir convenientemente en función de sus responsabilidades y capacidades.

La cantidad de derechos de emisión para la Comunidad en su conjunto que se expida cada año a partir de 2013 se reducirá de manera lineal desde la mitad del período 2008-2012. La cantidad se reducirá utilizando un factor lineal del 1,74 % en relación con la media de la cantidad total anual de derechos de emisión expedidos por los Estados miembros de acuerdo con las decisiones de la Comisión sobre sus planes nacionales de asignación para el período 2008-2012.

Con esta directiva se acomete una revisión en profundidad del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión, puesto en marcha el 1 de enero de 2005 y responde a la necesidad de armonizar el régimen para aprovechar mejor sus beneficios potenciales, evitar distorsiones en el mercado comunitario interior y facilitar vínculos entre regímenes de comercio de derechos de emisión. Asimismo, se amplía el ámbito de aplicación del régimen para dar cabida a nuevos sectores y gases que cumplen las condiciones necesarias para ser regulados mediante un instrumento normativo de este tipo.

Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de octubre de 2009, por la que se insta un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía. El objeto de esta Directiva es proteger el medio ambiente, reduciendo el impacto medioambiental de los productos que utilizan energía. En ella se dispone el establecimiento de requisitos que los productos relacionados con la energía cubiertos por las medidas de ejecución deberán cumplir para poder ser introducidos en el mercado o puestos en servicio.

Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios. Su objeto es fomentar la eficiencia energética de los edificios situados en la Unión, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores y las particularidades locales, así como las exigencias ambientales interiores y la rentabilidad en términos de coste y eficacia.

Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación). El objetivo de esta nueva norma es lograr un mayor nivel de protección del medio ambiente y simplificar el marco jurídico y las cargas administrativas. Con esta Directiva se refunde y modifican varias directivas existentes, entre ellas la Directiva sobre Prevención y Control Integrado de la Contaminación IPPC y la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC).

Por lo que se refiere a la legislación estatal española, cabe citar las siguientes normas:

Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente. Esta ley introduce en la legislación española la evaluación ambiental de planes y programas, también conocida como evaluación ambiental estratégica, como un instrumento de prevención que permita integrar los aspectos ambientales en la toma de decisiones de planes y programas públicos e incorpora a nuestro derecho interno la Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente. Con ella se pretende evitar o corregir los efectos ambientales en el caso de las tomas de decisión de las fases anteriores a la de proyectos.

Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera. Para alcanzar y mantener un nivel de protección elevado de las personas y del medio ambiente frente a la contaminación atmosférica de manera compatible con un desarrollo sostenible, esta ley aborda la gestión de la calidad del aire y la protección de la atmósfera a la luz de los principios de cautela y acción preventiva, de corrección de la contaminación en la fuente misma y de quien contamina paga, y desde un planteamiento de corresponsabilidad, con un enfoque integral e integrador.

Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos. Con esta norma se refunde y armonizan las disposiciones vigentes en materia de evaluación de impacto ambiental de proyectos, tras la publicación del anterior Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental. Esta refundición se limita a la evaluación de impacto ambiental de proyectos y no incluye la evaluación ambiental de planes y programas regulada, en la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo. Esta Ley incorpora a nuestro ordenamiento jurídico las disposiciones de las Directivas 2008/101/CE y 2009/29/CE. Tras su publicación se incluye en el comercio de derechos el sector de la aviación a partir de 2013, para aquellos operadores aéreos que realicen vuelos con origen o despegue en un aeródromo situado en el territorio de un Estado miembro al que aplique el Tratado o un Estado del Espacio Económico Europeo, que no les sean de aplicación ninguna de las excepciones establecidas en la Ley. Asimismo, a partir del 1 de enero de 2013 desaparece el Plan Nacional de asignación, elemento central en la asignación de derechos de emisión durante los dos primeros períodos de aplicación del régimen de comercio. Tras esa fecha, se adopta un enfoque comunitario, tanto en lo que respecta a la determinación del volumen total de derechos de emisión, como en lo relativo a la metodología para asignar los derechos de emisión. Y se introduce el concepto de período de comercio en sustitución de lo que en el régimen actual es el período de vigencia de un Plan Nacional de asignación. La duración de los períodos de comercios se fija en ocho años.

Por último citar los Reales Decretos siguientes:

Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

Real Decreto 1031/2007, de 20 de julio, por el que se desarrolla el marco de participación en los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto.

Real Decreto 509/2007, de 20 de abril, por el que se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación

Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire. Este Real Decreto adapta el ordenamiento jurídico español en materia de evaluación y gestión de la calidad del aire a la Directiva 2008/50/CE, desarrollar reglamentariamente la Ley 34/2007 en los temas relativos a calidad del aire y simplificar la normativa nacional en dicha materia.

Real Decreto 301/2011, de 4 de marzo, sobre medidas de mitigación equivalentes a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión a efectos de la exclusión de instalaciones de pequeño tamaño

2.- REVISIÓN DE LA DEMANDA TENDENCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2005-2015.

2.1.- Demanda de energía eléctrica.

En este apartado se analiza la evolución real de la demanda de energía eléctrica en el periodo 2005-2010 y se procede a efectuar una nueva estimación para la segunda mitad del horizonte temporal del Plan (2011-2015) en el contexto actual, marcado fundamentalmente por una crisis económica, comparándolas con la inicialmente prevista en el PECAN.

El análisis de revisión de la demanda tendencial de energía eléctrica se desglosará, al igual que en el PECAN, para cada una de las islas del archipiélago, salvo para el caso de Fuerteventura y Lanzarote, considerado como un único sistema eléctrico gracias a su conexión mediante cable submarino.

El PECAN 2006 recogía las siguientes previsiones de demanda eléctrica final:

Tabla 2.1. Previsiones de demanda eléctrica final 2005-2015 según PECAN. (GWh)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS*
2005	3.236	2.991	1.254	232	60	30	7.851
2006	3.390	3.161	1.319	231	63	32	8.258
2007	3.547	3.325	1.385	240	67	33	8.660
2008	3.705	3.486	1.451	250	70	35	9.058
2009	3.865	3.644	1.517	260	73	37	9.452
2010	4.024	3.797	1.582	283	76	39	9.838
2011	4.183	3.950	1.649	280	80	40	10.223
2012	4.344	4.104	1.716	291	83	42	10.610
2013	4.507	4.260	1.784	302	86	44	11.000
2014	4.671	4.417	1.853	314	90	46	11.393
2015	4.837	4.576	1.923	342	94	48	11.790

(*) Según el PECAN, las cifras del conjunto de Canarias se obtuvieron por modelización independiente, lo que implica las diferencias, inferiores en todos los casos al 0,75% de la obtenida por suma del consumo de las islas individuales, y que justifican que no coincidan estas previsiones con las cifras obtenidas por suma de la demanda individual de cada isla.

Como puede comprobarse, el crecimiento promedio anual previsto para el conjunto de Canarias entre el 2005 y 2009 sería del 4,7% y del 3,8% entre 2010 y 2015, previéndose un crecimiento promedio anual en todo el periodo del Plan de un 4,2%.

De acuerdo con los datos aportados por Endesa Distribución Eléctrica para el periodo 2005-2009, y por REE para el año 2010, las demandas eléctricas en barras de central obtenidas han sido las siguientes:

Tabla 2.2. Revisión de la demanda eléctrica final 2005-2010. (GWh)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS*
2005	3.440	3.358	1.399	238	64	35	8.534
2006	3.567	3.536	1.492	252	66	37	8.950
2007	3.667	3.644	1.535	262	67	40	9.215
2008	3.712	3.712	1.538	269	70	42	9.341
2009	3.626	3.626	1.502	262	69	41	9.126
2010	3.527	3.525	1.451	268	72	43	8.886

Fuente: Endesa Distribución Eléctrica y REE

Por lo que respecta al periodo 2011-2015, las nuevas previsiones consideradas en el presente documento, se corresponden con las aportadas por REE.

El estudio de previsión aborda tres escenarios de previsión (superior, central e inferior), basados en diferentes hipótesis de evolución de las variables explicativas, en especial el PIB. Estas previsiones no incluyen explícitamente los efectos de las medidas recogidas en el Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética.

Bajo estos supuestos, las demandas anuales en el periodo 2011-2015 para cada uno de los sistemas y escenarios son las siguientes:

Tabla 2.3. Nueva previsión de demanda eléctrica final 2011-2015. Escenario Superior (GWh).

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2011	3.623	3.597	1.481	270	75	43	9.089
2012	3.784	3.704	1.526	280	77	45	9.415
2013	3.942	3.856	1.580	290	80	46	9.794
2014	4.085	3.995	1.646	301	83	48	10.158
2015	4.248	4.149	1.716	313	86	50	10.562

Fuente: REE

Tabla 2.4. Nueva previsión de demanda eléctrica final 2011-2015. Escenario Central (GWh).

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2011	3.535	3.509	1.455	266	73	42	8.881
2012	3.656	3.580	1.485	273	75	44	9.113
2013	3.773	3.694	1.524	282	78	45	9.395
2014	3.874	3.794	1.575	290	80	46	9.659
2015	3.992	3.906	1.628	299	82	47	9.955

Fuente: REE

Tabla 2.5. Nueva previsión de demanda eléctrica final 2011-2015. Escenario Inferior (GWh).

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2011	3.448	3.423	1.429	262	72	42	8.676
2012	3.531	3.459	1.446	267	74	43	8.819
2013	3.608	3.537	1.471	273	75	43	9.008
2014	3.669	3.599	1.506	279	77	44	9.174
2015	3.745	3.672	1.543	286	79	45	9.370

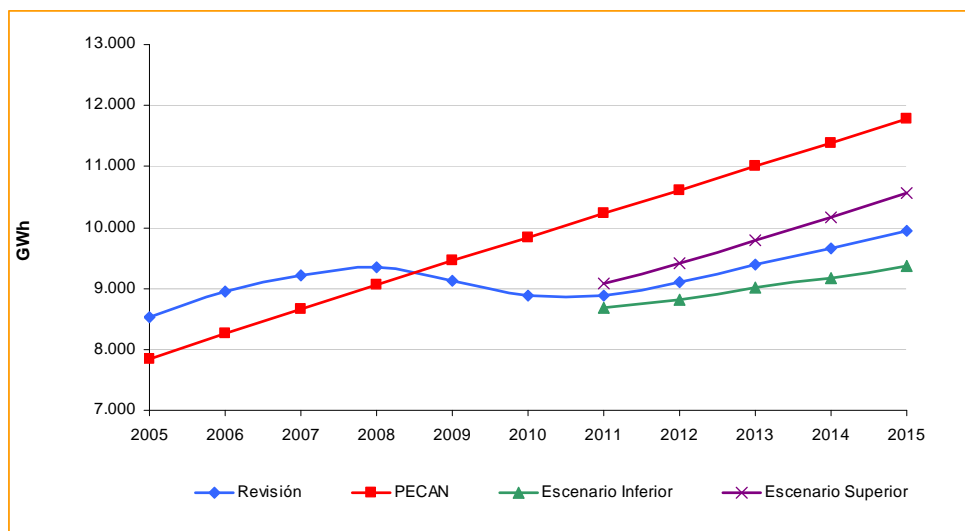
Fuente: REE

En las tablas y gráficos que se muestran a continuación se comparan los datos reales obtenidos en el periodo 2005-2010 y las nuevas previsiones para el periodo 2011-2015 (tomando como referencia el escenario central), ajustadas a la nueva realidad económica, con las previsiones iniciales del PECAN-2006.

Tabla 2.6. Comparativa de la demanda eléctrica real (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015) - escenario central - con la previsión de demanda PECAN (2005-2015). CANARIAS

Año	CANARIAS (GWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	8.534	7.851	8,7%			
2006	8.950	8.258	8,4%	4,9%	5,2%	-0,3%
2007	9.215	8.660	6,4%	3,0%	4,9%	-1,9%
2008	9.341	9.058	3,1%	1,4%	4,6%	-3,2%
2009	9.126	9.452	-3,5%	-2,3%	4,3%	-6,7%
2010	8.886	9.838	-9,7%	-2,6%	4,1%	-6,7%
2011	8.881	10.223	-13,1%	-0,1%	3,9%	-4,0%
2012	9.113	10.610	-14,1%	2,6%	3,8%	-1,2%
2013	9.395	11.000	-14,6%	3,1%	3,7%	-0,6%
2014	9.659	11.393	-15,2%	2,8%	3,6%	-0,8%
2015	9.955	11.790	-15,6%	3,1%	3,5%	-0,4%

Gráfico 2.1. Comparativa de la demanda eléctrica. CANARIAS



Tal y como puede observarse en la tablas y gráfico anteriores, el ritmo de crecimiento para el conjunto de Canarias en el periodo 2006-2008 ha sido superior al inicialmente previsto, lo cual iba en detrimento del objetivo fijado en el PECAN de control del consumo energético. Es a partir de 2009 cuando comienza a advertirse el efecto de la crisis económica, situándose la demanda en

ese año un 3,5% por debajo de lo previsto, mientras que en el año 2010, la demanda final ha sido un 9,7% inferior a la prevista en el PECAN 2006.

De igual forma, si comparamos las nuevas previsiones de demanda para el periodo 2011-2015 con las recogidas en el PECAN, vemos que se continuará con el cambio de tendencia iniciado en 2009, previéndose para el año 2015 una demanda total en Canarias que oscilará en el intervalo de 9.400-10.600 GWh, según los escenarios de previsión inferior y superior. Tomando como referencia el valor central, se prevé para ese año una demanda en torno a 9.955 GWh, lo que supone casi un 14% por debajo de los 11.790 GWh previstos en el PECAN-2006.

A continuación se muestra la revisión de la demanda eléctrica, por sistemas insulares.

Tabla 2.7. Comparativa de la demanda eléctrica real (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015) - escenario central - con la previsión de demanda PECAN (2005-2015). GRAN CANARIA

Año	GRAN CANARIA (GWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	3.440	3.236	6,3%			
2006	3.567	3.390	5,2%	3,7%	4,8%	-1,1%
2007	3.667	3.547	3,4%	2,8%	4,6%	-1,8%
2008	3.712	3.705	0,2%	1,2%	4,5%	-3,2%
2009	3.626	3.865	-6,2%	-2,3%	4,3%	-6,6%
2010	3.527	4.024	-12,4%	-2,7%	4,1%	-6,8%
2011	3.535	4.183	-15,5%	0,2%	4,0%	-3,7%
2012	3.656	4.344	-15,8%	3,4%	3,8%	-0,4%
2013	3.773	4.507	-16,3%	3,2%	3,8%	-0,6%
2014	3.874	4.671	-17,1%	2,7%	3,6%	-1,0%
2015	3.992	4.837	-17,5%	3,0%	3,6%	-0,5%

Gráfico 2.2. Comparativa de la demanda eléctrica. GRAN CANARIA

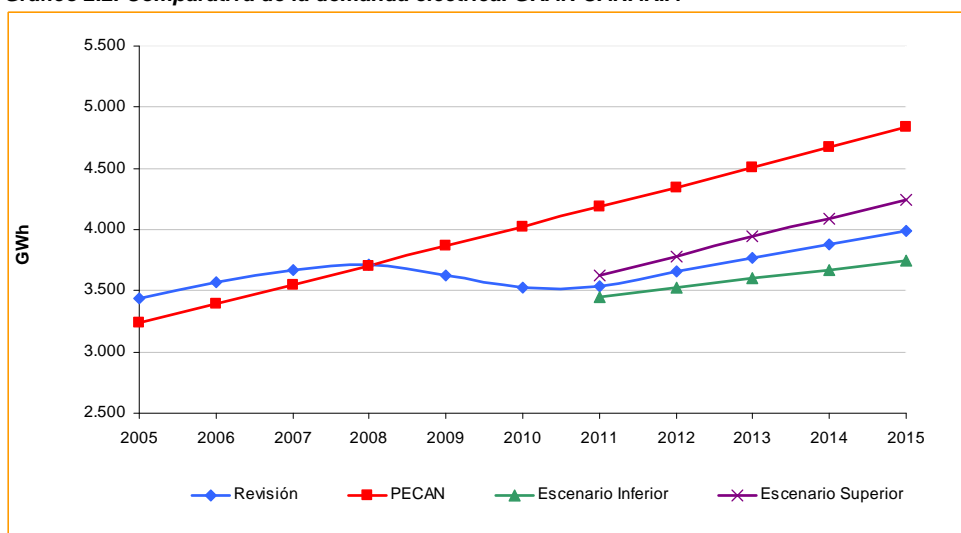


Tabla 2.8. Comparativa de la demanda eléctrica real (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015) - escenario central - con la previsión de demanda PECAN (2005-2015). TENERIFE

Año	TENERIFE (GWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	3.358	2.991	12,3%			
2006	3.536	3.161	11,9%	5,3%	5,7%	-0,4%
2007	3.644	3.325	9,6%	3,0%	5,2%	-2,2%
2008	3.712	3.486	6,5%	1,9%	4,8%	-3,0%
2009	3.626	3.644	-0,5%	-2,3%	4,5%	-6,8%
2010	3.525	3.797	-7,2%	-2,8%	4,2%	-7,0%
2011	3.509	3.950	-11,2%	-0,4%	4,0%	-4,5%
2012	3.580	4.104	-12,8%	2,0%	3,9%	-1,9%
2013	3.694	4.260	-13,3%	3,2%	3,8%	-0,6%
2014	3.794	4.417	-14,1%	2,7%	3,7%	-1,0%
2015	3.906	4.576	-14,6%	3,0%	3,6%	-0,6%

Gráfico 2.3. Comparativa de la demanda eléctrica. TENERIFE

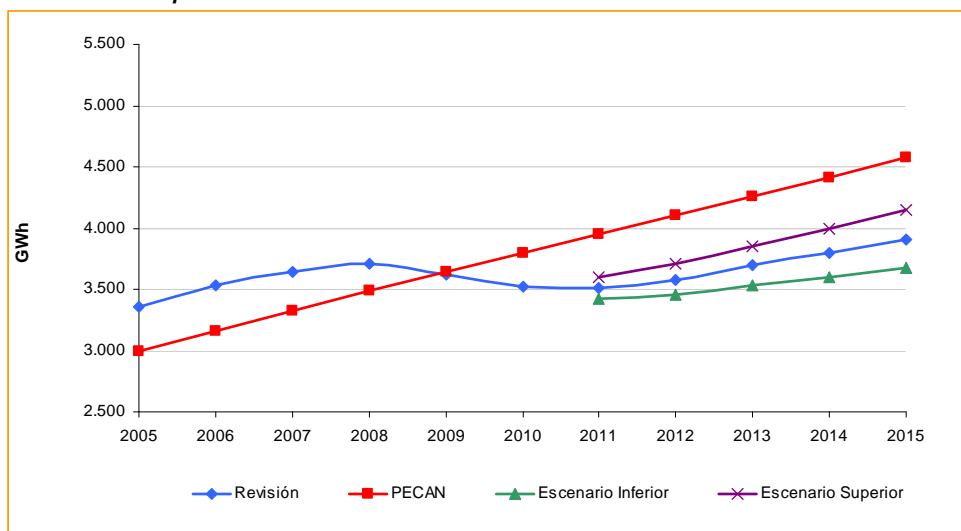


Tabla 2.9 Comparativa de la demanda eléctrica real (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015) -escenario central- con la previsión demanda PECAN (2005-2015). LANZAROTE-FUERTEVENTURA

Año	LANZAROTE-FUERTEVENTURA (GWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	1.399	1.254	11,6%			
2006	1.492	1.319	13,1%	6,7%	5,2%	1,5%
2007	1.535	1.385	10,8%	2,9%	5,0%	-2,1%
2008	1.538	1.451	6,0%	0,2%	4,8%	-4,6%
2009	1.502	1.517	-1,0%	-2,3%	4,5%	-6,9%
2010	1.451	1.582	-8,3%	-3,4%	4,3%	-7,7%
2011	1.455	1.649	-11,8%	0,3%	4,2%	-4,0%
2012	1.485	1.716	-13,5%	2,1%	4,1%	-2,0%
2013	1.524	1.784	-14,6%	2,6%	4,0%	-1,3%
2014	1.575	1.853	-15,0%	3,3%	3,9%	-0,5%
2015	1.628	1.923	-15,3%	3,4%	3,8%	-0,4%

Gráfico 2.4. Comparativa de la demanda eléctrica. LANZAROTE-FUERTEVENTURA

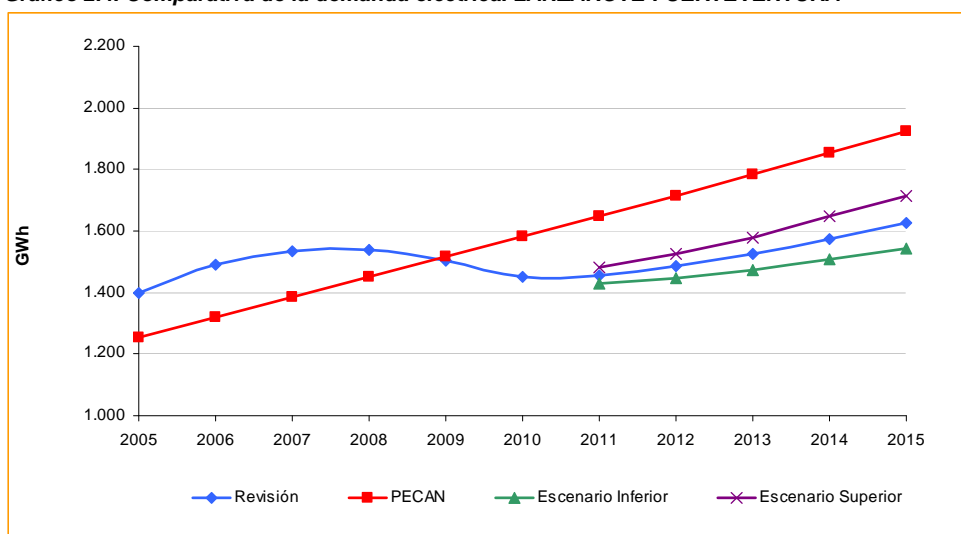


Tabla 2.10 Comparativa de la demanda eléctrica real (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015) - escenario central - con la previsión de demanda PECAN (2005-2015). LA PALMA

Año	LA PALMA (GWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	238	232	2,5%			
2006	252	231	8,9%	5,9%	-0,4%	6,3%
2007	262	240	9,3%	4,3%	3,9%	0,4%
2008	269	250	7,4%	2,4%	4,2%	-1,8%
2009	262	260	0,9%	-2,3%	4,0%	-6,3%
2010	268	283	-5,3%	2,1%	8,8%	-6,7%
2011	266	280	-5,0%	-0,7%	-1,1%	0,3%
2012	273	291	-6,2%	2,6%	3,9%	-1,3%
2013	282	302	-6,6%	3,3%	3,8%	-0,5%
2014	290	314	-7,6%	2,8%	4,0%	-1,1%
2015	299	342	-12,6%	3,1%	8,9%	-5,8%

Gráfico 2.5. Comparativa de la demanda eléctrica. LA PALMA

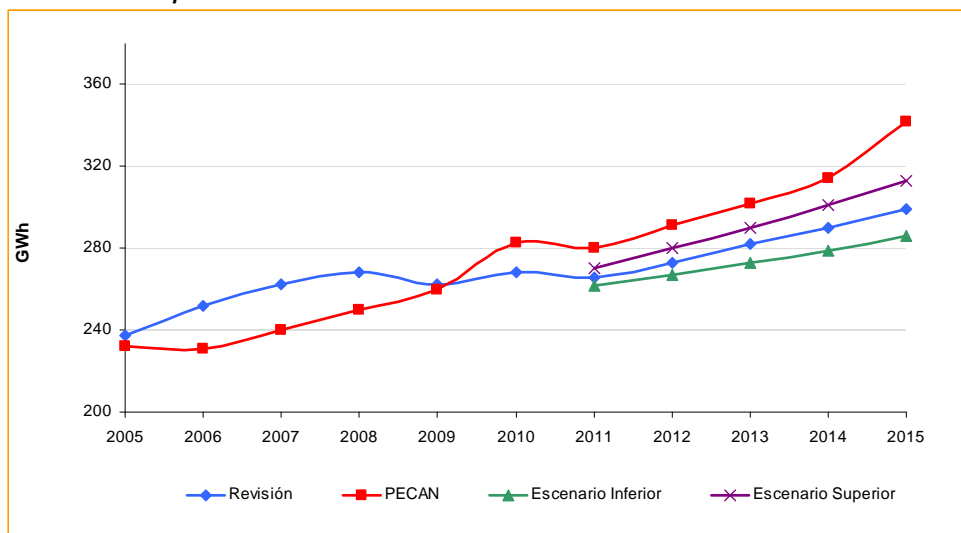


Tabla 2.11. Comparativa de la demanda eléctrica real (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015) - escenario central - con la previsión de demanda PECAN (2005-2015). LA GOMERA

Año	LA GOMERA (GWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	64	60	6,5%			
2006	66	63	5,2%	3,7%	5,0%	-1,3%
2007	67	67	0,7%	1,8%	6,3%	-4,5%
2008	70	70	0,2%	3,9%	4,5%	-0,5%
2009	69	73	-6,1%	-2,3%	4,3%	-6,6%
2010	72	76	-5,3%	5,1%	4,1%	1,0%
2011	73	80	-8,2%	1,9%	5,3%	-3,3%
2012	75	83	-9,2%	2,7%	3,8%	-1,0%
2013	78	86	-9,8%	2,9%	3,6%	-0,7%
2014	80	90	-11,3%	2,8%	4,7%	-1,8%
2015	82	94	-12,6%	3,0%	4,4%	-1,4%

Gráfico 2.6. Comparativa de la demanda eléctrica. LA GOMERA

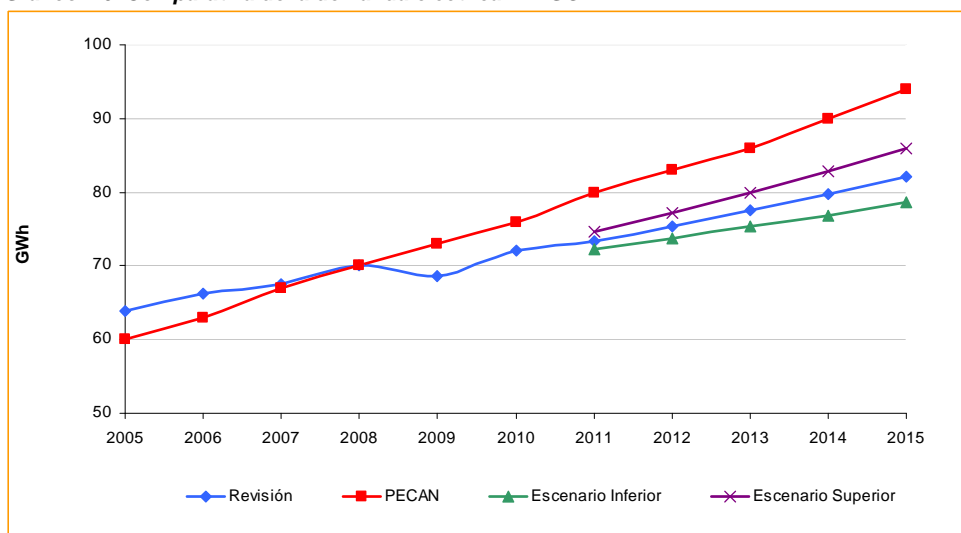
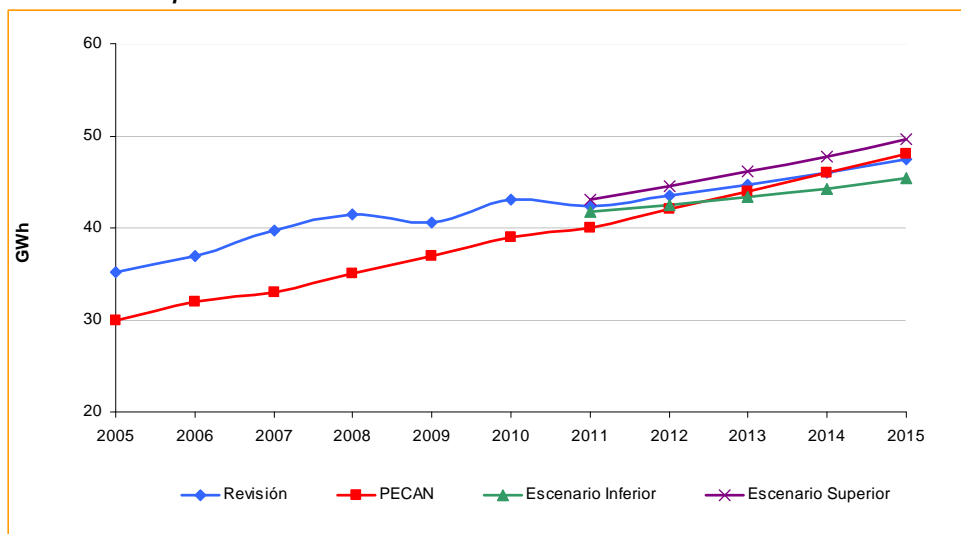


Tabla 2.12. Comparativa de la demanda eléctrica real (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015) - escenario central - con la previsión de demanda PECAN (2005-2015). EL HIERRO

Año	EL HIERRO (GWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	35	30	17,3%			
2006	37	32	15,6%	5,1%	6,7%	-1,6%
2007	40	33	20,4%	7,4%	3,1%	4,2%
2008	42	35	18,7%	4,6%	6,1%	-1,5%
2009	41	37	9,6%	-2,3%	5,7%	-8,0%
2010	43	39	10,5%	6,2%	5,4%	0,8%
2011	42	40	5,7%	-1,9%	2,6%	-4,4%
2012	44	42	3,6%	2,8%	5,0%	-2,2%
2013	45	44	1,6%	2,8%	4,8%	-2,0%
2014	46	46	0,0%	2,9%	4,5%	-1,6%
2015	47	48	-1,3%	3,0%	4,3%	-1,3%

Gráfico 2.7. Comparativa de la demanda eléctrica. EL HIERRO



A nivel de sistemas, se puede apreciar que las nuevas estimaciones de demanda anual son inferiores a las recogidas en el PECAN en todos los sistemas insulares y para todos los escenarios de previsión, excepto para el sistema eléctrico de El Hierro, cuyo escenario de previsión superior supera al previsto en el PECAN.

No hay que olvidar que si bien las nuevas previsiones son consistentes con el escenario macroeconómico actual, la situación de incertidumbre en la que nos encontramos podría dar lugar a la modificación de estos escenarios en los próximos años.

2.2.- Puntas de demanda de energía eléctrica.

La previsión de la potencia instalada se basa en el análisis de “puntas de demanda anuales” registradas en el parque generador en servicio a nivel de cada isla, ya que la potencia eléctrica necesaria debe calcularse para responder a las situaciones más extremas que puedan producirse, con independencia de la repetición de tales demandas máximas en el año.

El PECAN 2006 recogía la siguiente previsión de demanda de puntas, correspondiente al escenario central, para el periodo 2005-2015:

Tabla 2.13. Previsión de las puntas eléctricas 2005-2015 según PECAN (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2005	601,1	583,2	245,2	41,4	12,7	6,2
2006	628,1	613,1	257,8	43,1	13,4	6,5
2007	655,7	643,4	270,5	44,9	14,0	6,8
2008	684,0	674,0	283,1	46,8	14,7	7,1
2009	712,9	705,0	295,8	48,7	15,5	7,5
2010	742,3	736,4	308,5	50,7	16,2	7,8
2011	772,3	768,4	321,2	52,8	16,9	8,2
2012	803,0	801,1	334,0	54,9	17,7	8,5
2013	834,3	834,6	347,0	57,0	18,4	8,9
2014	866,4	868,9	360,2	59,2	19,2	9,2
2015	899,3	904,0	373,7	61,5	20,0	9,6

Tabla 2.14. Previsión del crecimiento de las puntas eléctricas respecto al año 2005 según PECAN

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2005						
2006	4,5%	5,1%	5,1%	4,2%	5,2%	5,0%
2007	9,1%	10,3%	10,3%	8,6%	10,6%	10,0%
2008	13,8%	15,6%	15,5%	13,1%	16,1%	15,3%
2009	18,6%	20,9%	20,6%	17,8%	21,7%	20,7%
2010	23,5%	26,3%	25,8%	22,6%	27,2%	26,0%
2011	28,5%	31,8%	31,0%	27,6%	33,1%	31,7%
2012	33,6%	37,4%	36,2%	32,6%	39,0%	37,3%
2013	38,8%	43,1%	41,5%	37,8%	45,0%	43,1%
2014	44,1%	49,0%	46,9%	43,2%	51,3%	49,1%
2015	49,6%	55,0%	52,4%	48,7%	57,7%	55,1%

Como puede comprobarse, el PECAN estimaba para el año 2010 crecimientos de puntas en torno al 25% respecto a las de 2005, prácticamente en todos los sistemas eléctricos, alcanzándose al final del periodo crecimientos superiores al 52% en la mayoría de las islas, con un máximo de casi el 60% en la isla de La Gomera y un mínimo del 49% en la isla de La Palma.

De acuerdo con los datos aportados por Unelco-Endesa y REE, las puntas de demanda en el periodo 2005-2010 han sido las siguientes:

Tabla 2.15. Puntas eléctricas 2005-2010 (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2005	601,1	584,8	259,8	42,8	11,5	6,4
2006	584,5	585,3	271,4	44,2	11,6	6,3
2007	600,0	595,2	259,5	45,4	11,7	6,8
2008	581,7	586,6	266,6	45,3	12,2	6,9
2009	582,1	550,4	248,4	45,4	11,6	7,0
2010	570,5	569,2	256,5	48,4	12,1	7,3

Fuentes: Unelco-Endesa hasta año 2009 y REE año 2010

Tabla 2.16. Crecimiento de las puntas eléctricas respecto al año 2005

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2005						
2006	-2,8%	0,1%	4,5%	3,3%	0,9%	-1,6%
2007	-0,2%	1,8%	-0,1%	6,1%	1,7%	6,3%
2008	-3,2%	0,3%	2,6%	5,8%	6,1%	7,8%
2009	-3,2%	-5,9%	-4,4%	6,1%	1,0%	9,8%
2010	-5,1%	-2,7%	-1,3%	13,1%	5,2%	14,1%

Las puntas de demanda en el periodo 2005-2010 no han experimentado el crecimiento previsto en el PECAN, llegando incluso a registrarse, en los sistemas eléctricos de mayor tamaño (Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura), puntas inferiores a las alcanzadas en 2005. El resto de los sistemas eléctricos (La Palma, La Gomera y El Hierro) han registrado en 2010 puntas superiores a las alcanzadas en 2005, año de inicio del periodo de planificación.

Por lo que respecta al periodo 2011-2015, las previsiones de puntas de demanda anual para cada uno de los sistemas y escenarios, según los datos aportados por REE son las recogidas en las tablas siguientes. En estas previsiones no se han tenido en cuenta consumos singulares.

Tabla 2.17. Previsión de las puntas eléctricas 2011-2015. Escenario Superior (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2011	613,0	630,0	269,0	51,0	12,8	7,8
2012	637,0	659,0	277,0	54,0	13,2	8,0
2013	660,0	684,0	289,0	56,0	13,6	8,3
2014	682,0	707,0	301,0	58,0	14,1	8,5
2015	707,0	733,0	313,0	61,0	14,5	8,8

Fuente: REE

Tabla 2.18. Previsión de las puntas eléctricas 2011-2015. Escenario Central (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2011	600,0	616,0	264,0	50,0	12,7	7,6
2012	617,0	638,0	270,0	53,0	13,0	7,8
2013	635,0	657,0	279,0	54,0	13,3	8,0
2014	650,0	674,0	288,0	56,0	13,6	8,3
2015	668,0	693,0	298,0	58,0	14,0	8,5

Fuente: REE

Tabla 2.19. Previsión de las puntas eléctricas 2011-2015. Escenario Inferior (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2011	587,0	603,0	260,0	49,0	12,5	7,5
2012	598,0	619,0	263,0	51,0	12,7	7,7
2013	610,0	631,0	270,0	53,0	13,0	7,8
2014	619,0	642,0	276,0	54,0	13,2	8,0
2015	631,0	654,0	283,0	55,0	13,5	8,2

Fuente: REE

De igual forma que lo realizado para la demanda eléctrica, a continuación se comparan los datos reales obtenidos en el periodo 2005-2010 y las nuevas previsiones para el periodo 2011-2015, tomando el escenario central como referencia, con las previsiones iniciales del PECAN-2006.

Tabla 2.20. Comparativa de las puntas eléctricas reales (2005-2010) y nuevas previsiones (2011-2015) con la previsión de puntas del PECAN (2005-2015). GRAN CANARIA

Año	GRAN CANARIA (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	601,10	601,08	0,0%			
2006	584,50	628,08	-6,9%	-2,8%	4,5%	-7,3%
2007	600,00	655,71	-8,5%	2,7%	4,4%	-1,7%
2008	581,70	683,98	-15,0%	-3,1%	4,3%	-7,4%
2009	582,10	712,85	-18,3%	0,1%	4,2%	-4,2%
2010	570,50	742,25	-23,1%	-2,0%	4,1%	-6,1%
2011	600,00	772,27	-22,3%	4,0%	4,0%	-0,1%
2012	617,00	802,95	-23,2%	2,8%	4,0%	-1,1%
2013	635,00	834,33	-23,9%	2,9%	3,9%	-1,0%
2014	650,00	866,42	-25,0%	2,4%	3,8%	-1,5%
2015	668,00	899,26	-25,7%	2,8%	3,8%	-1,0%

Gráfico 2.8. Comparativa de puntas de demanda eléctrica. GRAN CANARIA

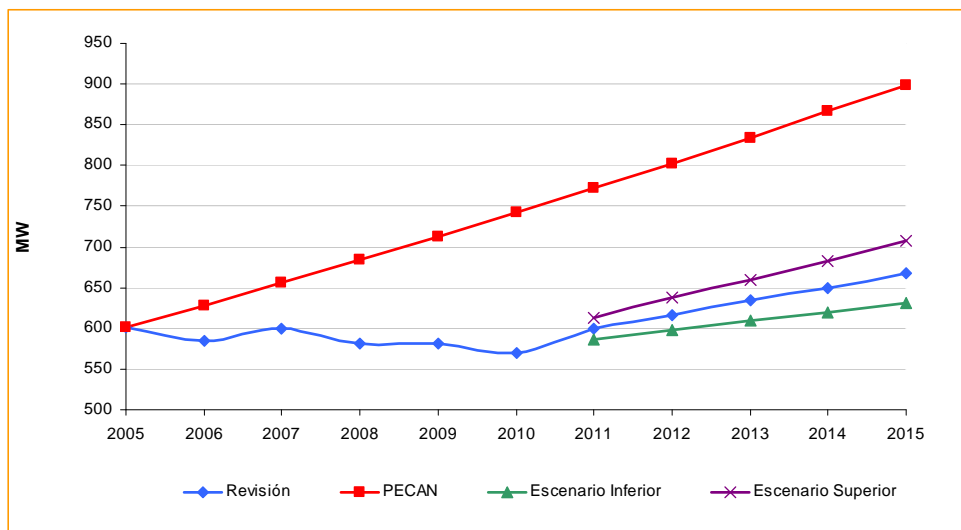


Tabla 2.21. Comparativa de las puntas eléctricas reales (2005-2010) y nuevas previsiones (2011-2015) con la previsión de puntas del PECAN (2005-2015). TENERIFE

Año	TENERIFE (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	584,80	583,18	0,3%			
2006	585,30	613,14	-4,5%	0,1%	5,1%	-5,1%
2007	595,20	643,35	-7,5%	1,7%	4,9%	-3,2%
2008	586,60	673,95	-13,0%	-1,4%	4,8%	-6,2%
2009	550,40	705,00	-21,9%	-6,2%	4,6%	-10,8%
2010	569,20	736,36	-22,7%	3,4%	4,4%	-1,0%
2011	616,00	768,38	-19,8%	3,4%	4,3%	-1,0%
2012	638,00	801,11	-20,4%	3,6%	4,3%	-0,7%
2013	657,00	834,59	-21,3%	3,0%	4,2%	-1,2%
2014	674,00	868,86	-22,4%	2,6%	4,1%	-1,5%
2015	693,00	903,98	-23,3%	2,8%	4,0%	-1,2%

Gráfico 2.9. Comparativa de puntas de demanda eléctrica. TENERIFE

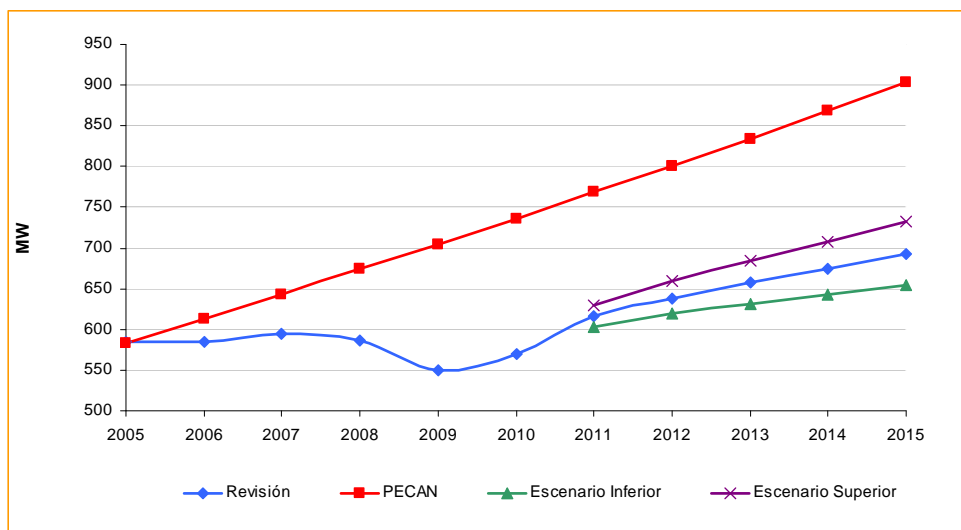


Tabla 2.22. Comparativa de las puntas eléctricas reales (2005-2010) y nuevas previsiones (2011-2015) con la previsión de puntas del PECAN (2005-2015). LANZAROTE-FUERTEVENTURA

Año	LANZAROTE-FUERTEVENTURA (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	259,80	245,23	5,9%			
2006	271,40	257,82	5,3%	4,5%	5,1%	-0,7%
2007	259,50	270,47	-4,1%	-4,4%	4,9%	-9,3%
2008	266,60	283,14	-5,8%	2,7%	4,7%	-1,9%
2009	248,40	295,80	-16,0%	-6,8%	4,5%	-11,3%
2010	256,50	308,47	-16,8%	3,3%	4,3%	-1,0%
2011	264,00	321,19	-17,8%	3,9%	4,1%	-0,2%
2012	270,00	334,00	-19,2%	2,3%	4,0%	-1,7%
2013	279,00	347,00	-19,6%	3,3%	3,9%	-0,6%
2014	288,00	360,21	-20,0%	3,2%	3,8%	-0,6%
2015	298,00	373,71	-20,3%	3,5%	3,7%	-0,3%

Gráfico 2.10. Comparativa de puntas de demanda eléctrica. LANZAROTE-FUERTEVENTURA

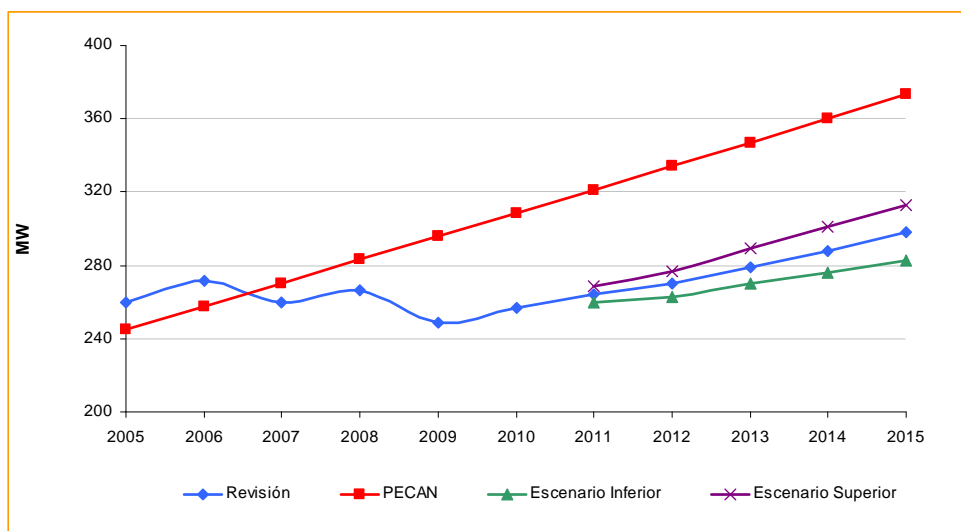


Tabla 2.23. Comparativa de las puntas eléctricas reales (2005-2010) y nuevas previsiones (2011-2015) con la previsión de puntas del PECAN (2005-2015). LA PALMA

Año	LA PALMA (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	42,80	41,35	3,5%			
2006	44,20	43,08	2,6%	3,3%	4,2%	-0,9%
2007	45,40	44,90	1,1%	2,7%	4,2%	-1,5%
2008	45,30	46,78	-3,2%	-0,2%	4,2%	-4,4%
2009	45,40	48,71	-6,8%	0,2%	4,1%	-3,9%
2010	48,40	50,71	-4,6%	6,6%	4,1%	2,5%
2011	50,00	52,75	-5,2%	4,2%	4,0%	0,1%
2012	53,00	54,85	-3,4%	6,0%	4,0%	2,0%
2013	54,00	57,00	-5,3%	1,9%	3,9%	-2,0%
2014	56,00	59,21	-5,4%	3,7%	3,9%	-0,2%
2015	58,00	61,49	-5,7%	3,6%	3,9%	-0,3%

Gráfico 2.11. Comparativa de puntas de demanda eléctrica. LA PALMA

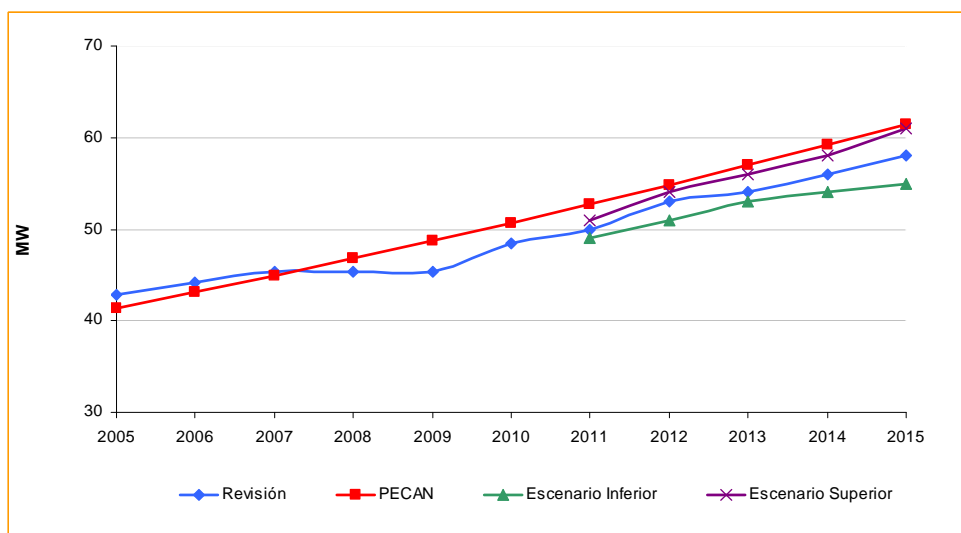


Tabla 2.24. Comparativa de las puntas eléctricas reales (2005-2010) y nuevas previsiones (2011-2015) con la previsión de puntas del PECAN (2005-2015). LA GOMERA

Año	LA GOMERA (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	11,50	12,70	-9,4%			
2006	11,60	13,36	-13,2%	0,9%	5,2%	-4,3%
2007	11,70	14,04	-16,7%	0,9%	5,1%	-4,2%
2008	12,20	14,74	-17,2%	4,3%	5,0%	-0,7%
2009	11,62	15,45	-24,8%	-4,8%	4,8%	-9,6%
2010	12,10	16,16	-25,1%	4,1%	4,6%	-0,5%
2011	12,70	16,90	-24,9%	2,4%	4,6%	-2,2%
2012	13,00	17,65	-26,3%	2,4%	4,4%	-2,1%
2013	13,30	18,42	-27,8%	2,3%	4,4%	-2,1%
2014	13,60	19,22	-29,2%	2,3%	4,3%	-2,1%
2015	14,00	20,03	-30,1%	2,9%	4,2%	-1,3%

Gráfico 2.12. Comparativa de puntas de demanda eléctrica. LA GOMERA

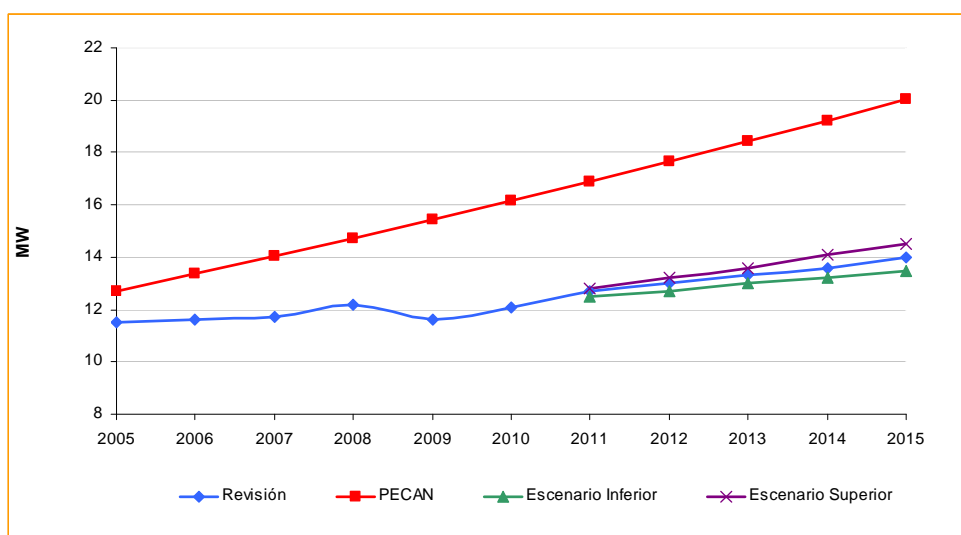
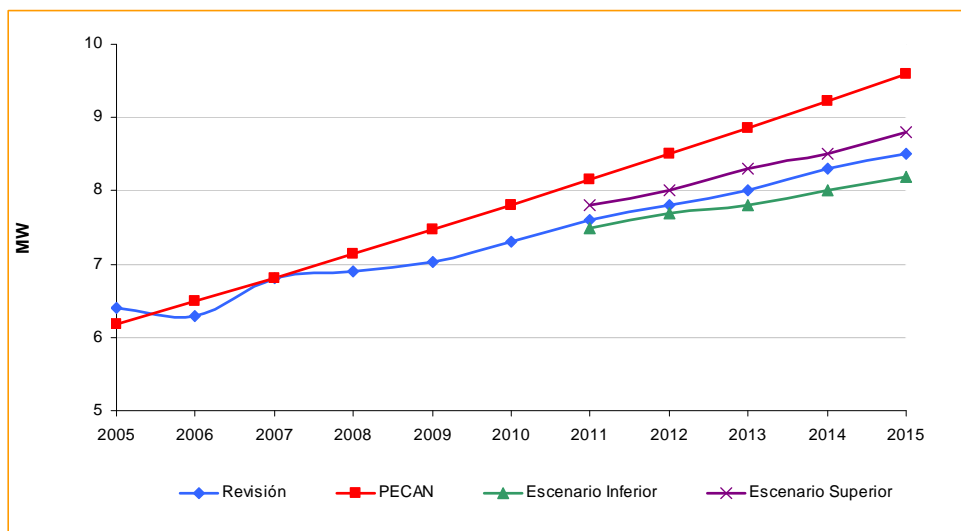


Tabla 2.25. Comparativa de las puntas eléctricas reales (2005-2010) y nuevas previsiones (2011-2015) con la previsión de puntas del PECAN (2005-2015). EL HIERRO

Año	EL HIERRO (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	6,40	6,19	3,4%			
2006	6,30	6,50	-3,1%	-1,6%	5,0%	-6,6%
2007	6,80	6,81	-0,1%	7,9%	4,8%	3,2%
2008	6,90	7,14	-3,4%	1,5%	4,8%	-3,4%
2009	7,03	7,47	-5,9%	1,9%	4,6%	-2,7%
2010	7,30	7,80	-6,4%	3,8%	4,4%	-0,6%
2011	7,60	8,15	-6,7%	1,3%	4,5%	-3,2%
2012	7,80	8,50	-8,2%	2,6%	4,3%	-1,7%
2013	8,00	8,86	-9,7%	2,6%	4,2%	-1,7%
2014	8,30	9,23	-10,1%	3,8%	4,2%	-0,4%
2015	8,50	9,60	-11,5%	2,4%	4,0%	-1,6%

Gráfico 2.13. Comparativa de puntas de demanda eléctrica. EL HIERRO



Como puede observarse de las tablas y gráficos anteriores, en el caso de Gran Canaria y Tenerife, las puntas previstas y las registradas realmente durante el año 2005 han sido similares. A partir de 2006 y especialmente en 2009 y 2010 las puntas registradas han sido notablemente inferiores a las previstas, alcanzando en el 2010 puntas en torno a un 23% por debajo de las previsiones del PECAN.

En el caso de La Gomera, las puntas han sido inferiores a las previstas desde el inicio del periodo, siendo los diferenciales negativos registrados aún mayores, alcanzando el 25% en 2010 y en el caso de El Hierro las puntas han sido inferiores a las previstas desde el año 2006, registrando en el año 2010 un diferencial de casi un 6,5% inferior al previsto en el PECAN para ese 2010.

Por su parte, en el sistema de Lanzarote-Fuerteventura y en el de La Palma se registraron puntas de demanda superiores a las previstas en los primeros años, si bien esta tendencia ha cambiado registrando en el 2010 puntas inferiores en torno a un 17% y un 57% respectivamente, respecto a las contempladas en el PECAN para ese año.

Por lo que respecta al periodo 2011-2015 las nuevas previsiones, con independencia del escenario de previsión (superior, central o inferior), se encuentran por debajo de los valores establecidos en el PECAN en todos los casos.

De esta forma, considerando el escenario central de previsión, se estiman para el año 2015, puntas de demanda en torno a un 25% inferior a las inicialmente previstas en el caso de Gran Canaria y Tenerife; para el sistema Lanzarote-Fuerteventura la diferencia se sitúa en torno al 20%; en el caso de Palma, en torno al 6%; en la Gomera la diferencia es aún mayor, en torno al 30% y finalmente en el caso de El Hierro, se esperan diferencias de aproximadamente el 11%, respecto a las previsiones iniciales.

3.- REVISIÓN DE LA DEMANDA TENDENCIAL FINAL DE COMBUSTIBLES 2005-2015.

Se recoge en este apartado la actualización y revisión de la demanda de los diferentes combustibles (productos petrolíferos y biocombustibles) respecto de las previsiones del PECAN.

Al igual que en el PECAN, el estudio se lleva a cabo de acuerdo con la metodología de la Agencia Internacional de la Energía, esto es, considerando consumos interiores los suministros para vuelos nacionales e internacionales y excluyendo los consumos a barcos internacionales (incluidos los suministros a barcos de pesca, considerados como suministros internacionales ya que su mayor parte, aunque se haga a barcos con bandera española, se consume en aguas internacionales).

3.1. Gases licuados del petróleo (GLP).

El PECAN 2006 recogía la siguiente evolución del consumo de GLP en el periodo 2005-2015, a nivel de Canarias:

Tabla 3.1. Consumo de GLP según PECAN (Tep). CANARIAS

Año	PROPANO	BUTANO	TOTAL	Ratio butano/propano
2005	47.066	55.185	102.251	1,17
2006	50.513	53.128	103.641	1,05
2007	54.066	51.117	105.183	0,95
2008	57.553	49.135	106.688	0,85
2009	61.154	47.189	108.343	0,77
2010	64.796	45.312	110.108	0,70
2011	68.508	43.441	111.949	0,63
2012	72.297	41.568	113.865	0,57
2013	76.171	39.677	115.848	0,52
2014	80.131	37.768	117.899	0,47
2015	84.185	35.833	120.018	0,43

Según esta previsión, la evolución esperada del consumo de GLP en el periodo 2005-2015 iba a ser diferente para ambos productos. Mientras se preveía que el propano continuara creciendo a un ritmo promedio del 6% anual, el butano iba a ver reducido su consumo en un promedio anual superior al 4%. Se continuaría así con la tendencia de los últimos años, en la que la disminución en el consumo del butano está claramente marcada por el aumento de los aparatos eléctricos en los hogares (cocinas, calentadores, etc.), y el incremento del consumo de propano, cuyo uso está más orientado al sector industrial (restaurantes, hoteles, sistemas de calefacción centralizada, etc.).

Esta diferencia de evolución del consumo de ambos productos se cuantificaría en una reducción de la relación Butano/Propano, alcanzando en 2015 un valor inferior a 0,5, en comparación con el año 2005, en el que este ratio superaba la unidad.

De acuerdo con los datos suministrados por CEPESA, la revisión del consumo de GLP en el periodo 2005-2015 es la siguiente:

Tabla 3.2. Consumo real de GLP (2005-2009) y nuevas previsiones (2010-2015) (Tep). CANARIAS

Año	PROPANO (Tep)	BUTANO (Tep)	TOTAL (Tep)	Ratio BUTANO/PROPANO
2005	53.765	60.917	114.682	1,13
2006	55.353	55.247	110.600	1,00
2007	56.346	52.091	108.437	0,92
2008	54.345	49.093	103.438	0,90
2009	52.035	46.887	98.922	0,90
2010	55.184	47.646	102.830	0,86
2011	56.228	46.602	102.830	0,83
2012	56.598	45.102	101.700	0,80
2013	57.545	44.155	101.700	0,77
2014	57.804	42.766	100.570	0,74
2015	58.666	41.904	100.570	0,71

Fuente: Cepsa

En las tablas y gráficos siguientes se comparan los datos registrados obtenidos en el periodo 2005-2009 y las nuevas previsiones para el periodo 2010-2015, con las previsiones iniciales recogidas en el PECAN-2006.

Tabla 3.3. Comparativa del consumo real de Propano (2005-2009) y la nueva previsión (2010-2015) con la previsión PECAN (2005-2015) (Tep) CANARIAS

Año	PROPANO (Tep)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	53.765	47.066	14,2%			
2006	55.353	50.513	9,6%	3,0%	7,3%	-4,4%
2007	56.346	54.066	4,2%	1,8%	7,0%	-5,2%
2008	54.345	57.553	-5,6%	-3,6%	6,4%	-10,0%
2009	52.035	61.154	-14,9%	-4,3%	6,3%	-10,5%
2010	55.184	64.796	-14,8%	6,1%	6,0%	0,1%
2011	56.228	68.508	-17,9%	1,9%	5,7%	-3,8%
2012	56.598	72.297	-21,7%	0,7%	5,5%	-4,9%
2013	57.545	76.171	-24,5%	1,7%	5,4%	-3,7%
2014	57.804	80.131	-27,9%	0,5%	5,2%	-4,7%
2015	58.666	84.185	-30,3%	1,5%	5,1%	-3,6%

Gráfico 3.1. Comparativa del consumo de Propano. CANARIAS

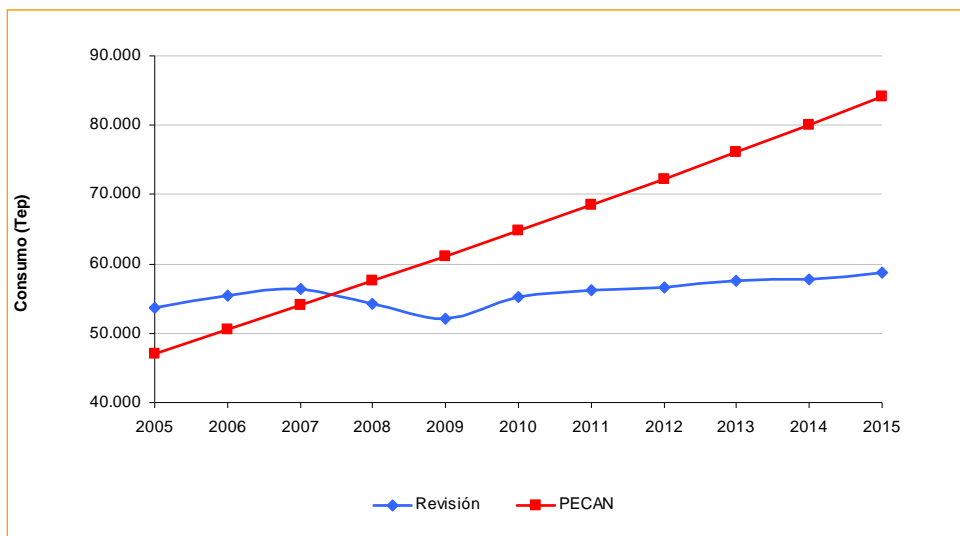


Tabla 3.4. Comparativa del consumo real de Butano (2005-2009) y la nueva previsión (2010-2015) con la previsión PECAN (2005-2015) (Tep). CANARIAS

Año	BUTANO (Tep)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	60.917	55.185	10,4%			
2006	55.247	53.128	4,0%	-9,3%	-3,7%	-5,6%
2007	52.091	51.117	1,9%	-5,7%	-3,8%	-1,9%
2008	49.093	49.135	-0,1%	-5,8%	-3,9%	-1,9%
2009	46.887	47.189	-0,6%	-4,5%	-4,0%	-0,5%
2010	47.646	45.312	5,2%	1,6%	-4,0%	5,6%
2011	46.602	43.441	7,3%	-2,2%	-4,1%	1,9%
2012	45.102	41.568	8,5%	-3,2%	-4,3%	1,1%
2013	44.155	39.677	11,3%	-2,1%	-4,5%	2,4%
2014	42.766	37.768	13,2%	-3,1%	-4,8%	1,7%
2015	41.904	35.833	16,9%	-2,0%	-5,1%	3,1%

Gráfico 3.2. Comparativa del consumo de Butano. CANARIAS

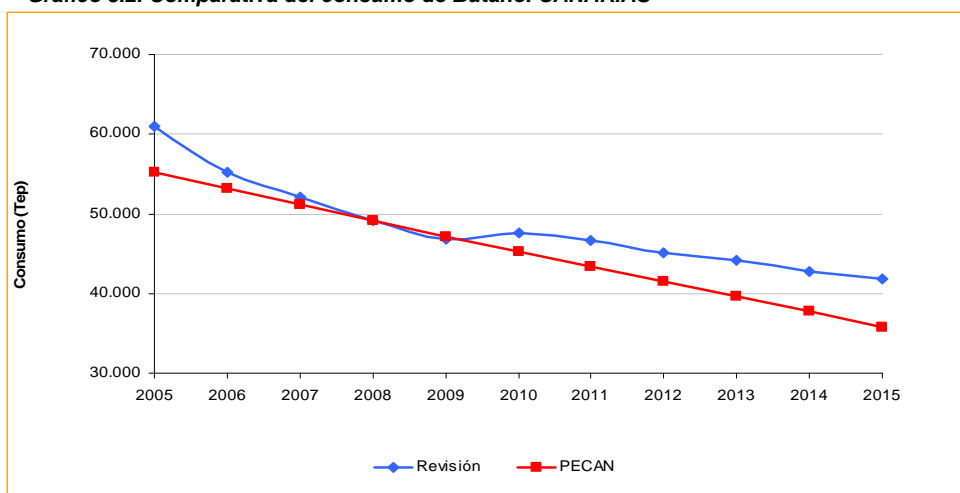
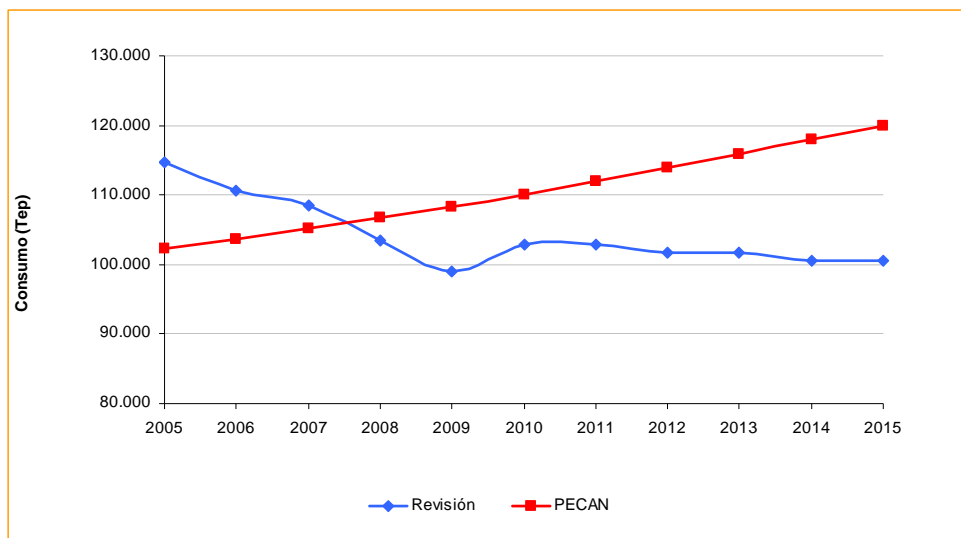


Tabla 3.5. Comparativa del consumo real de GLP (2005-2009) y la nueva previsión (2010-2015) con la previsión PECAN (2005-2015) (Tep). CANARIAS

Año	GLP: PROPANO + BUTANO (Tep)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	114.682	102.251	12,2%			
2006	110.600	103.641	6,7%	-3,6%	1,4%	-4,9%
2007	108.437	105.183	3,1%	-2,0%	1,5%	-3,4%
2008	103.438	106.688	-3,0%	-4,6%	1,4%	-6,0%
2009	98.922	108.343	-8,7%	-4,4%	1,6%	-5,9%
2010	102.830	110.108	-6,6%	4,0%	1,6%	2,3%
2011	102.830	111.949	-8,1%	0,0%	1,7%	-1,7%
2012	101.700	113.865	-10,7%	-1,1%	1,7%	-2,8%
2013	101.700	115.848	-12,2%	0,0%	1,7%	-1,7%
2014	100.570	117.899	-14,7%	-1,1%	1,8%	-2,9%
2015	100.570	120.018	-16,2%	0,0%	1,8%	-1,8%

Gráfico 3.3. Comparativa del consumo de GLP (Propano + Butano). CANARIAS



Analizando por separado los productos, se comprueba que hasta el 2007 el consumo de propano se situó por encima de la previsión del PECAN, mientras que en 2008 y 2009 el consumo fue inferior al previsto.

Las nuevas previsiones apuntan a que la demanda de propano vuelva a crecer a partir del año 2010, aunque a ritmos mucho más lentos a los previstos inicialmente. Así, mientras antes se esperaba un crecimiento medio del 5,4% en el periodo 2010- 2015, la nueva previsión sitúa este crecimiento medio en un 2,1%. Todo esto lleva a que las actuales previsiones de demanda de propano sean entre un 15% (para 2010) y un 30% (para 2015) inferiores a las anteriores.

Por lo que respecta al butano, entre 2005 y 2007 su consumo permaneció ligeramente por encima de las previsiones del PECAN-2006, igualándose prácticamente en los años 2008 y 2009. En el global, en el periodo 2005 y 2009 la demanda final de butano se ha reducido en torno a un 4,5%, similar a la previsión del PECAN-2006, que estimaba esta reducción en un 4%.

Las nuevas previsiones mantienen esta senda de reducción hasta el 2015, pero los consumos se situarían en niveles superiores a los previstos en el PECAN. Así, si bien el PECAN estimaba entre 2010 y 2015 una caída media del 4,5%, la reducción con las nuevas previsiones se limitará al 1,8%. Todo esto sitúa el consumo de butano en 2015 en un 17% superior a la anterior previsión.

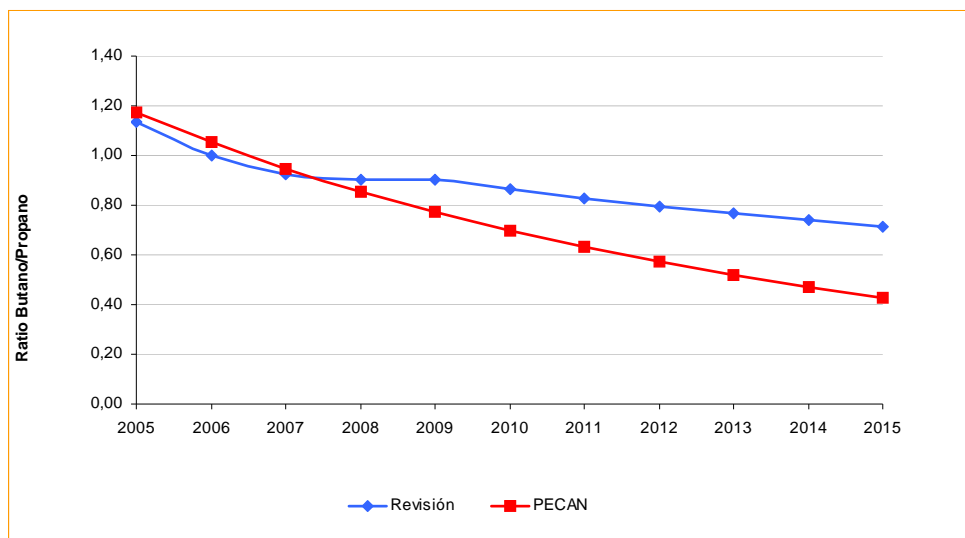
Si se analiza la evolución del total del consumo de los GLP, se observa que la senda de crecimiento y las diferencias respecto al PECAN son similares a las registradas para el Propano: consumos superiores a los previstos hasta 2007, entre 2008 y 2009 se invierte bruscamente el consumo, pasando a registrarse consumos por debajo de las previsiones iniciales, tendencia que se va a mantener hasta el 2015, donde los consumos se colocan claramente por debajo de las previsiones del PECAN, alcanzando un 16% en el último año. Para este periodo de tiempo (2010-2015), se prevé un crecimiento mínimo del 0,3%, mientras que el PECAN estimaba un aumento medio del 1,7%.

Dados los consumos de GLP registrados hasta 2009 y las nuevas previsiones hasta 2015, todo apunta a que el ritmo de reducción del butano frente al propano sea menor que el previsto inicialmente, situándose en el 2015 en niveles de más del 0,7, frente al 0,47 previsto en el PECAN para el final del periodo.

Tabla 3.6. Comparación Ratio Butano/Propano

Año	RATIO: BUTANO / PROPANO			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	1,13	1,17	-3,4%			
2006	1,00	1,05	-5,1%	-11,9%	-10,3%	-1,6%
2007	0,92	0,95	-2,2%	-7,4%	-10,1%	2,7%
2008	0,90	0,85	5,8%	-2,3%	-9,7%	7,4%
2009	0,90	0,77	16,8%	-0,3%	-9,6%	9,4%
2010	0,86	0,70	23,5%	-4,2%	-9,4%	5,2%
2011	0,83	0,63	30,7%	-4,0%	-9,3%	5,3%
2012	0,80	0,57	38,6%	-3,9%	-9,3%	5,5%
2013	0,77	0,52	47,3%	-3,7%	-9,4%	5,7%
2014	0,74	0,47	57,0%	-3,6%	-9,5%	5,9%
2015	0,71	0,43	67,8%	-3,5%	-9,7%	6,2%

Gráfico 3.4. Comparativa del ratio Butano/Propano.



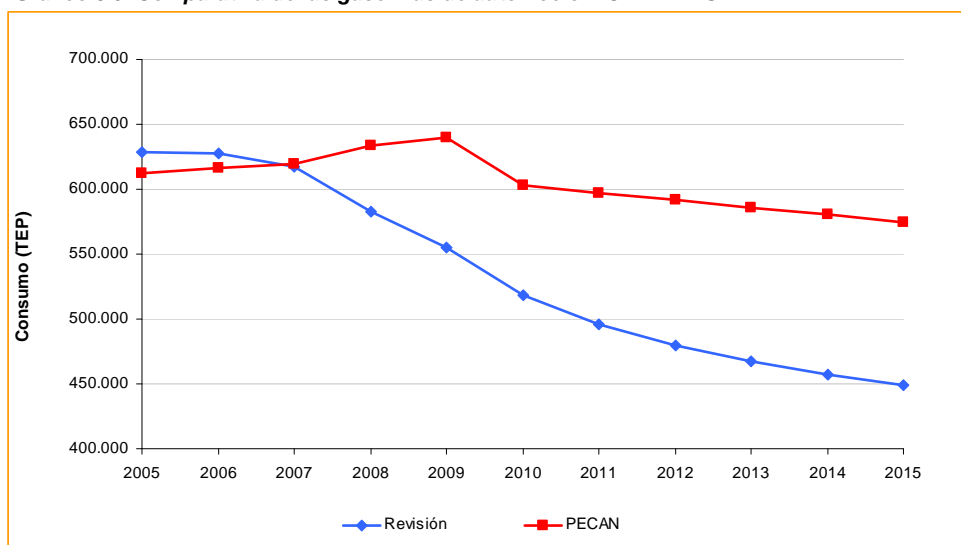
3.2. Gasolinas de automoción.

En la tabla siguiente se muestra la evolución de las gasolinas de automoción en el periodo 2005-2015 prevista en el PECAN 2006. De igual forma, se recogen los consumos reales y las nuevas previsiones, en base a la información suministrada por CEPSA. A este respecto, cabe indicar que de las cantidades aportadas por CEPSA se han descontado, en los años correspondientes, los porcentajes mínimos en contenido energético de biocombustibles con fines de transporte establecidos legalmente y que se detallan en el apartado referido a los biocombustibles.

Tabla 3.7. Comparativa del consumo real de gasolinas de automoción (2005-2009) y la nueva previsión (2010-2015) con la previsión PECAN (2005-2015) (Tep). CANARIAS

Año	GASOLINAS DE AUTOMOCIÓN (TEP)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	628.971	612.458	2,7%			
2006	628.049	616.286	1,9%	-0,1%	0,6%	-0,8%
2007	617.455	619.158	-0,3%	-1,7%	0,5%	-2,2%
2008	582.728	634.056	-8,1%	-5,6%	2,4%	-8,0%
2009	555.355	639.830	-13,2%	-4,7%	0,9%	-5,6%
2010	517.916	602.579	-14,1%	-6,7%	-5,8%	-0,9%
2011	495.808	597.058	-17,0%	-4,3%	-0,9%	-3,4%
2012	479.216	591.538	-19,0%	-3,3%	-0,9%	-2,4%
2013	467.210	586.017	-20,3%	-2,5%	-0,9%	-1,6%
2014	457.226	580.496	-21,2%	-2,1%	-0,9%	-1,2%
2015	448.790	574.489	-21,9%	-1,8%	-1,0%	-0,8%

Gráfico 3.5. Comparativa de las gasolinas de automoción. CANARIAS



La previsión del consumo tendencial de gasolinas de automoción previsto en el PECAN puede resumirse en primer lugar, en un crecimiento promedio anual del 1,1% en el periodo 2005 - 2009, con un máximo histórico en ese último año, seguido por un decrecimiento promedio anual en el periodo 2010-2015 del 1,8%, resultando en un decrecimiento promedio anual del consumo equivalente a un 0,6% en el 2005-2015. El consumo tendencial previsto reflejaba un efecto combinado de mejoras en la tecnología así como una variación en las preferencias del consumidor por los vehículos diesel.

Comparando esta previsión con los datos reales hasta 2009, vemos que entre 2005 y 2006 el consumo de las gasolinas de automoción se mantuvo ligeramente por encima de lo previsto, si bien las diferencias iban siendo cada vez menores, llegando a ser la demanda en el año 2007 prácticamente la misma que la prevista en el PECAN para ese año. Y a partir de ese año, los consumos se han situado claramente por debajo de las previsiones (un 8% y un 13 % en los años 2008 y 2009 respectivamente).

Asimismo, las nuevas previsiones apuntan a unas caídas en el consumo aún mayores (con una reducción promedio anual del 3,5% entre 2010 y 2015), siendo las nuevas previsiones claramente inferiores a las iniciales del PECAN (un 14% y un 22% inferiores en los años 2010 y 2015 respectivamente), si bien cabe recordar que, como ocurre prácticamente en casi todos los demás casos, estas nuevas previsiones se están viendo afectadas por la actual crisis económica.

La mayor participación de bioetanol en la mezcla de gasolinas de automoción en los próximos años contribuirá a reducir el consumo de estos productos derivados del petróleo.

3.3. Gasoil de automoción e industrial.

Tal y como se indica en el PECAN, aunque inicialmente se pensó en realizar una modelización individualizada de estos sectores (gasoil de automoción e industrial de forma separada), la realidad de los datos estadísticos aconsejó integrar en un modelo único ambos sectores.

Sin embargo, al igual que para el caso de las gasolinas de automoción, la normativa en materia de combustibles fija unos porcentajes mínimos en contenido energético de biocombustibles en el gasoil con fines de transporte (obligatorios a partir del año 2009 y que van aumentando anualmente).

En base a ello, de los consumos y nuevas previsiones aportadas por CEPESA, se han descontado los porcentajes anuales mínimos en contenido energético de biocombustibles en los gasóleos con fines de transporte establecidos legalmente y que se detallan en el apartado referido a los biocombustibles.

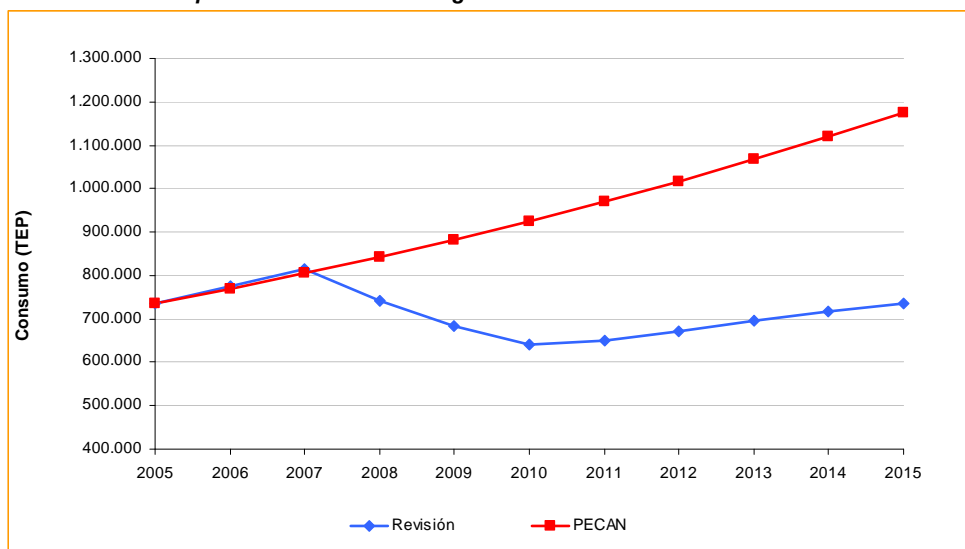
A la hora de realizar los cálculos se ha considerado que el gasóleo de automoción representa el 70% de todo el gasóleo (automoción e industrial), de acuerdo con los datos obtenidos en los últimos años.

En la tabla siguiente se muestra la evolución del consumo del gasoil interior (de automoción y de la industria, básicamente), en el periodo 2005-2015 prevista en el PECAN 2006, así como los consumos producidos hasta el 2009 y las nuevas previsiones hasta el 2015, en base a la información suministrada por CEPESA y los cálculos considerados a efectos de descontar el porcentaje de biocombustibles en el gasoil de automoción.

Tabla 3.8. Comparativa del consumo real de gasoil de automoción e industrial (2005-2009) y la nueva previsión (2010-2015) con la previsión PECAN (2005-2015) (Tep). CANARIAS

Año	GASOIL DE AUTOMOCIÓN E INDUSTRIAL (TEP)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	735.448	734.654	0,1%			
2006	776.755	768.464	1,1%	5,6%	4,6%	1,0%
2007	813.675	804.351	1,2%	4,8%	4,7%	0,1%
2008	741.818	842.374	-11,9%	-8,8%	4,7%	-13,6%
2009	683.903	882.597	-22,5%	-7,8%	4,8%	-12,6%
2010	641.324	925.083	-30,7%	-6,2%	4,8%	-11,0%
2011	649.493	969.898	-33,0%	1,3%	4,8%	-3,6%
2012	670.789	1.017.108	-34,0%	3,3%	4,9%	-1,6%
2013	694.499	1.066.784	-34,9%	3,5%	4,9%	-1,3%
2014	716.169	1.118.997	-36,0%	3,1%	4,9%	-1,8%
2015	736.245	1.173.820	-37,3%	2,8%	4,9%	-2,1%

Gráfica 3.6. Comparativa del consumo de gasoil de automoción e industrial. CANARIAS



La previsión del PECAN 2006 reflejaba, al contrario que en el caso de las gasolinas, un crecimiento tendencial del consumo de este combustible derivado del aumento del parque automóvil equipado con este tipo de tecnología, acompañado de un crecimiento menor en el resto de los sectores incluidos (industrial). Para 2005-2015 se esperaban tasas anuales de crecimiento bastante estables, en torno al 4,8%.

Si se comparan los datos reales con las previsiones del PECAN se observa que entre 2005 y 2007 el consumo de gasoil fue prácticamente el previsto inicialmente. Sin embargo, durante los años 2008 y 2009 este consumo ha caído considerablemente respecto de las previsiones, siendo probablemente uno de los indicadores energéticos que más ha sentido la crisis. Las caídas han sido cercanas al 9% en sendos años, situándose los registros entre un 12% y 23% por debajo de lo previsto en el PECAN-2006. Con las nuevas previsiones, se espera que tras llegar al mínimo de consumo en 2010, se vean a partir de 2011 signos de tímidos repuntes: entre 2011 y 2015 se prevé un aumento medio algo inferior al 3%. Con todo, las nuevas previsiones son entre un 30% y un 40% inferiores a las antiguas para todo el periodo.

Al igual que ocurre con la gasolina, la mayor participación de biodiesel en la mezcla contribuirá a reducir el consumo de este producto derivado del petróleo.

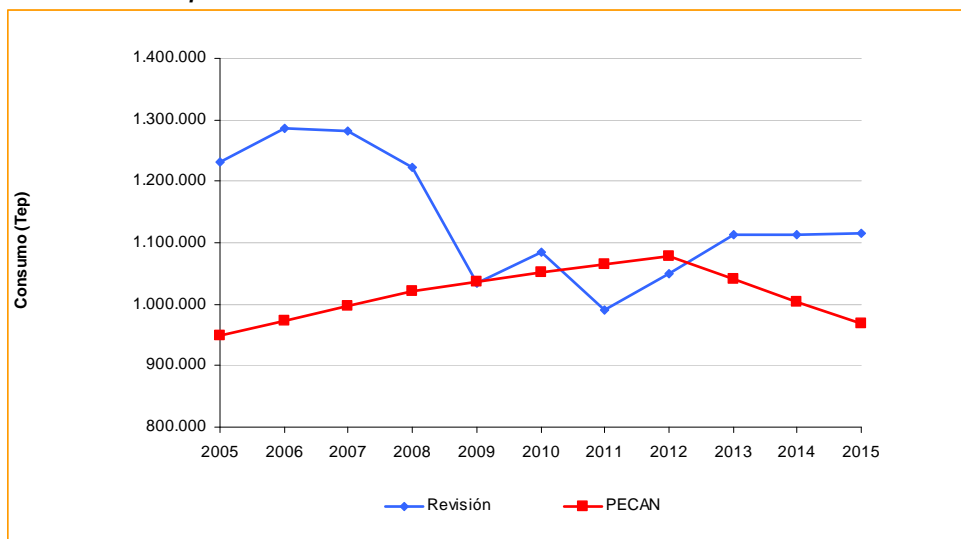
3.4. Keroseno de aviación.

En la tabla siguiente se muestra la evolución del keroseno de aviación en el periodo 2005-2015 prevista en el PECAN 2006, así como los consumos reales desde 2005 hasta 2009 y las nuevas previsiones 2010-2015, según los datos suministrados por CEPSA.

Tabla 3.9. Comparativa del consumo real de keroseno de aviación (2005-2009) y nueva previsión (2010-2015) con la previsión de consumo tendencial PECAN (2005-2015) (Tep). CANARIAS

Año	KEROSENO DE AVIACIÓN (TEP)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	1.230.580	949.337	29,6%			
2006	1.286.205	973.371	32,1%	4,5%	2,5%	2,0%
2007	1.281.704	997.406	28,5%	-0,3%	2,5%	-2,8%
2008	1.221.577	1.021.440	19,6%	-4,7%	2,4%	-7,1%
2009	1.034.115	1.035.791	-0,2%	-15,3%	1,4%	-16,8%
2010	1.085.235	1.050.747	3,3%	4,9%	1,4%	3,5%
2011	990.450	1.065.703	-7,1%	-8,7%	1,4%	-10,2%
2012	1.050.090	1.077.633	-2,6%	6,0%	1,1%	4,9%
2013	1.112.925	1.041.145	6,9%	6,0%	-3,4%	9,4%
2014	1.113.990	1.004.658	10,9%	0,1%	-3,5%	3,6%
2015	1.115.055	968.170	15,2%	0,1%	-3,6%	3,7%

Gráfico 3.7. Comparativa del consumo keroseno de aviación. CANARIAS



De todas las series de consumo de combustibles, es probablemente la más volátil en términos de su evolución pasada y su comparación con las antiguas previsiones del PECAN-2006.

Según el PECAN, la previsión del consumo de keroseno de aviación en Canarias reflejaba una estabilización en el periodo 2005-2015, con un máximo de consumo en el año 2012. Sin embargo, los valores obtenidos en el periodo 2005-2009 evidencian un consumo que difiere notablemente de estas previsiones. En primer lugar, hasta 2008 los consumos han sido claramente superiores a los previstos inicialmente. En segundo lugar, el máximo de su consumo se ha dado en 2006, destacando una considerable caída en 2008 y 2009.

Según las nuevas previsiones, a partir de 2011, que marca el mínimo consumo, se esperan nuevos crecimientos, cuando antes se esperaban caídas a partir de 2012, superando a partir del

2013 hasta el final del periodo los niveles de consumo previstos inicialmente. Con todo, en el año 2015, cuando se espera que ya haya pasado la crisis, los nuevos niveles previstos de consumo de keroseno serán superiores en un 15% aproximadamente a los previstos en el PECAN.

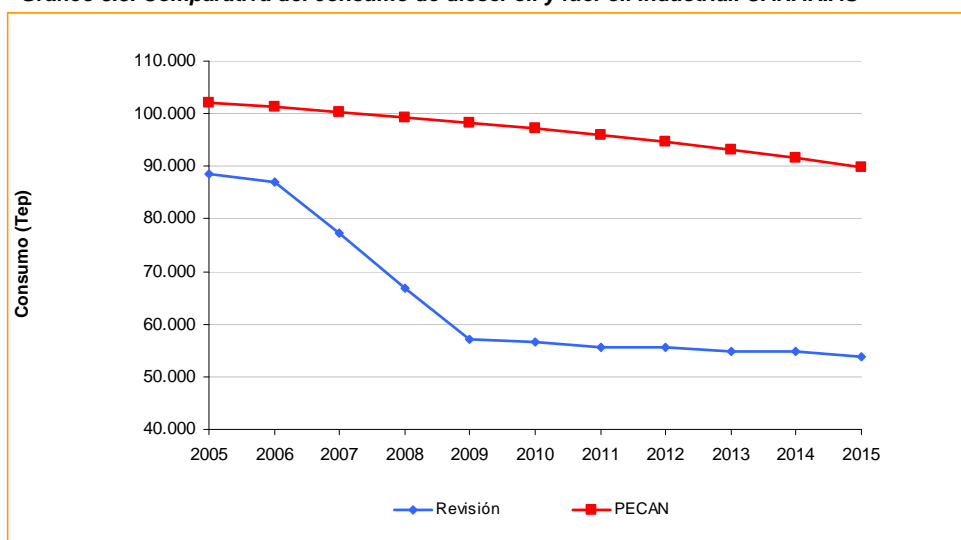
3.5. Diesel-oil y fuel-oil Industrial.

En la tabla siguiente se muestra la evolución del diesel-oil y fuel-oil industrial en el periodo 2005-2015 prevista en el PECAN 2006, así como los consumos reales desde 2005 hasta 2009 y las nuevas previsiones 2010-2015, según los datos suministrados por CEPESA.

Tabla 3.10 Comparativa del consumo real de diesel-oil y fuel-oil Industrial (2005-2009) y nueva previsión (2010-2015) con la previsión de consumo tendencial PECAN (2005-2015). (Tep). CANARIAS

Año	CANARIAS (TEP)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	88.471	102.053	-13,3%			
2006	87.048	101.241	-14,0%	-1,6%	-0,8%	-0,8%
2007	77.347	100.347	-22,9%	-11,1%	-0,9%	-10,3%
2008	66.834	99.367	-32,7%	-13,6%	-1,0%	-12,6%
2009	57.048	98.301	-42,0%	-14,6%	-1,1%	-13,6%
2010	56.640	97.145	-41,7%	-0,7%	-1,2%	0,5%
2011	55.680	95.896	-41,9%	-1,7%	-1,3%	-0,4%
2012	55.680	94.553	-41,1%	0,0%	-1,4%	1,4%
2013	54.720	93.112	-41,2%	-1,7%	-1,5%	-0,2%
2014	54.720	91.570	-40,2%	0,0%	-1,7%	1,7%
2015	53.760	89.925	-40,2%	-1,8%	-1,8%	0,0%

Gráfico 3.8. Comparativa del consumo de diesel-oil y fuel-oil Industrial. CANARIAS



Según el PECAN, el consumo de estos productos seguiría una pauta de movimientos mínimos en torno a un valor central. Ello, unido a la pequeña dimensión relativa de sus cifras, indicaba la escasa dimensión del sector industrial en el Archipiélago.

De los valores obtenidos hasta 2009, se comprueba que entre 2005 y 2006 los consumos se mantuvieron en torno a un 14% por debajo de lo inicialmente previsto. A partir de 2007 y especialmente en 2008 y 2009, estas diferencias se han acentuado, llegando a situarse en 2009 en más del 40%.

Por otro lado, si las antiguas previsiones apuntaban a suaves caídas a lo largo de todo el periodo de tiempo considerado, con variaciones que oscilarían entre -1% y -2%, con las nuevas previsiones las variaciones esperadas entre 2010 y 2015 son parecidas, pero sus niveles de partida son mucho menores, siendo la diferencia entre las antiguas y nuevas previsiones de demanda de este producto en 2015 de más del 40%.

3.6. Gas oil, diesel oil y fuel marino

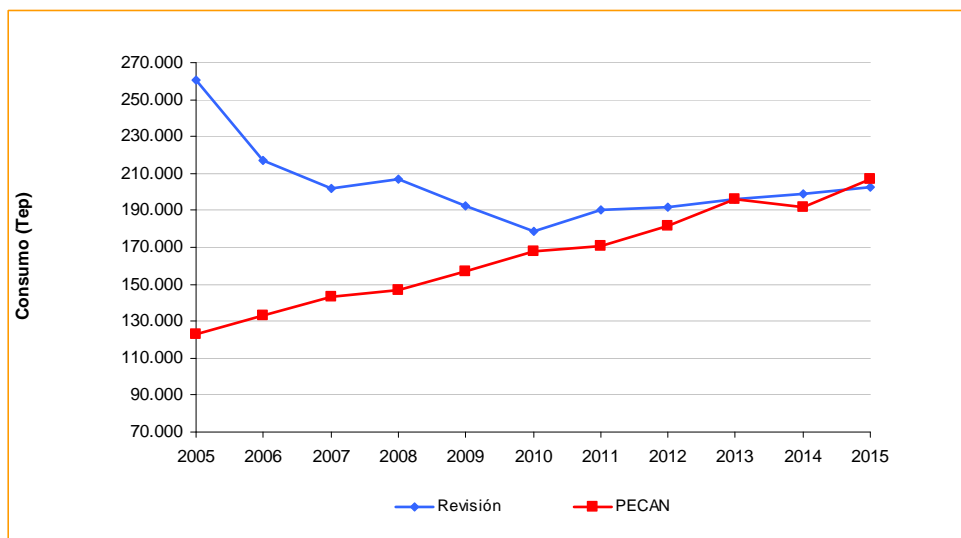
Cabe reiterar que estos datos corresponden exclusivamente, según la metodología de la Agencia Internacional de la Energía, a los consumos derivados del tráfico nacional y por tanto, no comprende los suministros a barcos extranjeros, aunque sean con bandera de un país de la Unión Europea, con independencia del destino final del barco objeto del suministro.

En la tabla siguiente se muestra la evolución del consumo tendencial del gas-oil marino en el periodo 2005-2015 prevista en el PECAN 2006, así como los consumos reales desde 2006 hasta 2009 y las nuevas previsiones 2010-2015, de acuerdo con los datos disponibles, facilitados por CEPESA.

Tabla 3.11. Comparativa del consumo real de gas oil marino (2005-2009) y nueva previsión (2010-2015) con la previsión de consumo tendencial PECAN (2005-2015) (Tep). CANARIAS

Año	GAS OIL MARINO (TEP)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	260.741	122.602	112,7%			
2006	217.188	133.004	63,3%	-16,7%	8,5%	-25,2%
2007	201.576	143.351	40,6%	-7,2%	7,8%	-15,0%
2008	206.724	146.985	40,6%	2,6%	2,5%	0,0%
2009	192.290	157.304	22,2%	-7,0%	7,0%	-14,0%
2010	179.042	167.505	6,9%	-6,9%	6,5%	-13,4%
2011	190.438	171.065	11,3%	6,4%	2,1%	4,2%
2012	191.749	181.423	5,7%	0,7%	6,1%	-5,4%
2013	195.878	195.843	0,0%	2,2%	7,9%	-5,8%
2014	199.285	191.916	3,8%	1,7%	-2,0%	3,7%
2015	202.557	206.639	-2,0%	1,6%	7,7%	-6,0%

Gráfico3.9. Comparativa del consumo real de gas oil marino. CANARIAS



Según el PECAN, el consumo tendencial previsto de gasoil marino sufriría un importante repunte en el periodo, motivado en gran parte por el aumento interinsular de pasajeros.

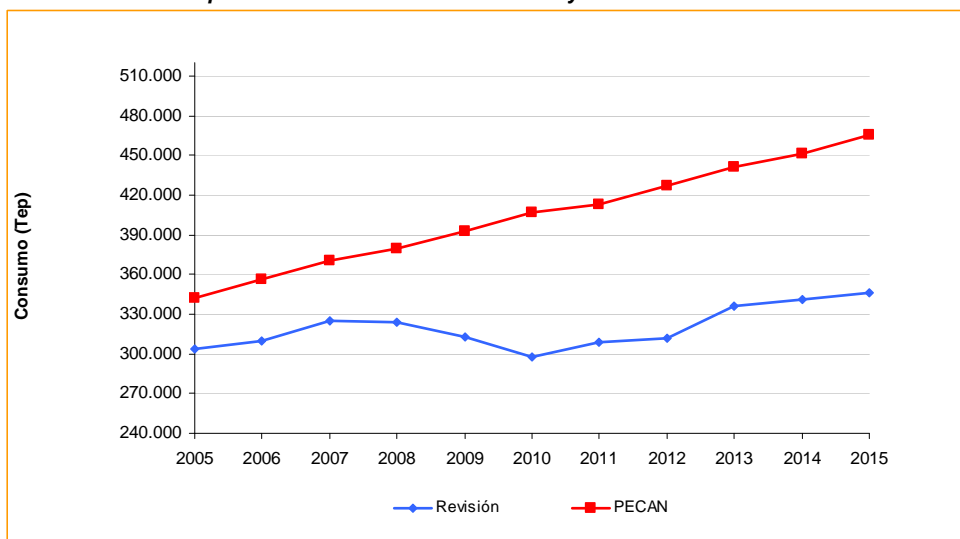
De acuerdo con los datos suministrados, desde el año 2006 hasta 2009 los consumos han sido superiores a los previstos inicialmente en el PECAN. Para la segunda mitad del ámbito temporal del plan se estiman consumos por encima de las previsiones, si bien las diferencias se irán haciendo cada vez más pequeñas, de manera que en los últimos años de vigencia del plan, los consumos de este combustible serán prácticamente similares a los previstos en el PECAN.

Por lo que respecta al diesel-oil y fuel-oil marino, tanto la evolución del consumo en el periodo 2005-2015 previsto en el PECAN 2006, como los consumos reales desde 2006 hasta 2009 y las nuevas previsiones 2010-2015, según los datos disponibles, facilitados por CEPESA, son los que se muestran a continuación:

Tabla 3.12. Comparativa del consumo real de diesel-oil y fuel-oil marino (2005-2009) y nueva previsión (2010-2015) con la previsión de consumo tendencial PECAN (2005-2015) (Tep). CANARIAS

Año	DIESEL-OIL Y FUEL-OIL MARINO (TEP)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	303.615	342.256				
2006	309.835	356.197	-13,0%	2,0%	4,1%	-2,0%
2007	325.115	370.062	-12,1%	4,9%	3,9%	1,0%
2008	324.285	379.176	-14,5%	-0,3%	2,5%	-2,7%
2009	312.875	393.004	-20,4%	-3,5%	3,6%	-7,2%
2010	297.510	406.674	-26,8%	-4,9%	3,5%	-8,4%
2011	308.915	413.318	-25,3%	3,8%	1,6%	2,2%
2012	311.269	427.198	-27,1%	0,8%	3,4%	-2,6%
2013	336.390	441.260	-23,8%	8,1%	3,3%	4,8%
2014	341.362	450.766	-24,3%	1,5%	2,2%	-0,7%
2015	346.222	465.235	-25,6%	1,4%	3,2%	-1,8%

Gráfico 3.10. Comparativa del consumo de diesel oil y fuel oil marino. CANARIAS



El PECAN estimaba un incremento continuado en el consumo nacional de diesel-oil y fuel-oil marino a lo largo de todo el horizonte temporal del plan, en base al previsible aumento de demanda del tráfico marítimo, derivado de los crecimientos poblacionales y la mayor demanda del comercio exterior de Canarias. Sin embargo, las nuevas previsiones de consumo son claramente inferiores a las antiguas, estimándose en el año 2015 un consumo equivalente a un 25% menos que el inicialmente previsto.

3.7. Biocombustibles.

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece que cada Estado miembro velará para que la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea como mínimo equivalente al 10% de su consumo final de energía en el transporte.

La disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos (en la redacción dada por la Ley 12/2007, de modificación de la Ley 34/1997), en línea con el objetivo indicativo de consumo de biocarburantes establecido por la Directiva 2003/30/CE, establece objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte para los años 2008, 2009 y 2010, siendo estos objetivos obligatorios a partir del año 2009.

Mediante Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Asimismo, mediante Real Decreto 1738/2010, de 23 de diciembre, se fijan objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013 y se habilita la introducción por el MICyT de mecanismos de flexibilidad de carácter territorial. No obstante, estos objetivos se modifican posteriormente mediante Real Decreto Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, que deroga el anterior RD 1738/2010.

En aplicación de las anteriores disposiciones, los objetivos anuales mínimos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte (expresados como contenido energético mínimo, en relación al contenido energético en el total de gasolinas y gasóleos vendidos o consumidos) aplicables son: el 1,9% en 2008; el 3,4% en 2009; el 5,83% en 2010; el 6,2% en 2011 y el 6,5% en 2012 y 2013. Para los años 2014 y 2015 se han estimado unos porcentajes del 6,7% y 7% respectivamente, éste último superior al fijado en el PECAN para el año 2015, que era del 5,8%.

No obstante, conviene resaltar que tras el desarrollo experimentado por los biocombustibles, se ha identificado que el criterio nacional de establecer mínimos específicos para gasolina requeriría la creación de una logística de transporte y mezcla de bioetanol de muy difícil viabilidad.

Y también que la obtención de los objetivos marcados requiere mantener el nivel de libre competencia y acceso a los mercados de suministro consistente con el REF.

Se considera que los porcentajes anuales mencionados pueden alcanzarse por lo tanto en un escenario sin más restricciones al origen de los biocombustibles que los criterios de sostenibilidad, liberando completamente la posibilidad de compensar biocombustibles en gasolina con biocombustibles en gasóleo.

Por tanto, en la presente previsión de la tendencia futura del crecimiento del consumo de biocarburantes, se han considerado los porcentajes anuales anteriormente citados, aplicados respecto a las estimaciones de demanda de la gasolina y del gasóleo con fines de transporte. No obstante se tratará que el objetivo a alcanzar se logre de forma global y no individualmente.

A la hora de realizar los cálculos, se ha considerado que el gasóleo de automoción representa el 70% del gasóleo de automoción e industrial previsto.

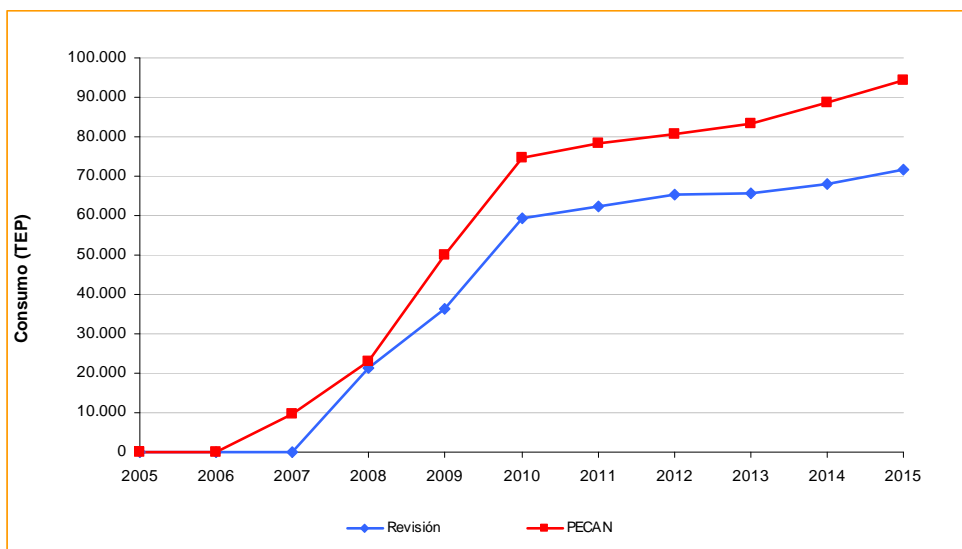
En la tabla siguiente se muestra la previsión del PECAN del consumo de los biocombustibles con fines de transporte y su revisión, de acuerdo con los datos disponibles.

Tabla 3.13. Comparativa del consumo de biocombustibles con fines de transporte (2005-2009) y nueva previsión (2010-2015) con la previsión de PECAN (2005-2015) (Tep). CANARIAS

Año	CANARIAS (TEP)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0	0				
2006	0	0				
2007	0	9.630				
2008	21.285	23.056	-7,7%			
2009	36.220	49.839	-27,3%	70,2%	116,2%	-46,0%
2010	59.350	74.796	-20,7%	63,9%	50,1%	13,8%
2011	62.239	78.197	-20,4%	4,9%	4,5%	0,3%
2012	65.290	80.725	-19,1%	4,9%	3,2%	1,7%
2013	65.586	83.175	-21,1%	0,5%	3,0%	-2,6%
2014	68.075	88.663	-23,2%	3,8%	6,6%	-2,8%
2015	71.715	94.428	-24,1%	5,3%	6,5%	-1,2%

A pesar de la aplicación del objetivo del 7% en 2015, más ambicioso que el empleado en el PECAN, del 5,8%, las nuevas previsiones no se alejan mucho de los valores iniciales, básicamente porque se aplican sobre unos escenarios de consumo globales de combustibles de automoción deprimidos por la crisis.

Gráfico 3.11. Comparativa del consumo de biocombustibles. CANARIAS



Problemática del uso de biocarburantes en Canarias:

El actual mecanismo de promoción del uso de biocarburantes con fines de transporte está teniendo problemas para su implantación en Canarias, fundamentalmente de tipo impositivo y técnico, por falta de logística y de infraestructuras.

Por un lado, la introducción de biocarburantes se viene incentivando en España mediante la aplicación a los biocarburantes del tipo 0 en el Impuesto Especial sobre Hidrocarburos (IEH) en las áreas del IEH y del tipo 0 en el Impuesto sobre combustibles derivados del Petróleo en Canarias. La diferente cuantía de ambos tributos supone que mientras en la Península el sobrecoste de los biocarburantes es aproximadamente neutralizado por la aplicación del tipo 0 del IEH, en Canarias la supresión del impuesto resulta insuficiente, lo que está repercutiendo en un sobrecoste de la materia prima para el mercado canario.

A estos sobrecostes habría que añadir los derivados de inversiones correspondientes a los sistemas de almacenamiento, mezcla y otros costes logísticos. Por razones técnicas y económicas, el cumplimiento de los objetivos de biocombustibles en las gasolinas se viene realizando hasta el momento mezclando la gasolina con ETBE (fabricado a partir de Bioetanol). En Canarias no hay fabricación local de ETBE, por lo que este producto debe transportarse hasta las islas y resulta comparativamente más caro que en Península, al tiempo que, por efecto de la fiscalidad, se produce el efecto de sobrecoste ya indicado anteriormente.

La producción de gasolinas por la refinería local cubre gran parte del mercado canario pero incorpora un porcentaje en contenido energético de biocombustibles por debajo del mínimo, que sólo puede cumplirse con certificados de gasolina. Por encima de ese nivel de cumplimiento, los recursos que puede utilizar el sujeto obligado por sus ventas en Canarias son, o bien compensar con certificados de gasolinas excedentes en Península, afectando además de forma diferente a los sujetos obligados en función de la proporción de sus ventas, beneficiando a los que tienen mayor proporción de ventas en Península y perjudicando a los que tienen mayor proporción de ventas en Canarias; o recurrir a la mezcla directa de bioetanol en Canarias, que sólo puede realizarse en la última terminal antes de su salida al mercado. La mezcla directa de etanol en Canarias (sin producción local), requiere importantes inversiones que tendrían que hacerse en cada isla, con la dificultad añadida de que no existen medios de transporte entre las islas para pequeños volúmenes de mercancías peligrosas, que no son aceptadas en los ferrys ni buques de carga mixta.

El incremento del uso de los biocarburantes que se espera en los próximos años, en aplicación de los objetivos fijados por la normativa comunitaria sobre biocombustibles y sostenibilidad y que se vienen transponiendo a la legislación española, supondrá para Canarias, en el contexto actual, un aumento de los efectos mencionados, tanto sobre los precios como sobre la desigualdad con que influyen a los operadores, encareciendo su participación en el mercado canario.

Por tanto, resulta imprescindible que los futuros desarrollos normativos tengan en cuenta la realidad de las Islas Canarias, territorio fraccionado y de logística compleja, aplicando criterios de sostenibilidad que no resulten comparativamente más caros que en otras partes del territorio nacional.

4.- REVISIÓN DE LA APORTACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y DE LA COGENERACIÓN A LA COBERTURA DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2005-2015.

4.1- Aportación de las energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica.

Se recoge en este apartado la revisión y actualización de la aportación de las diversas energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica.

Para ello, analizaremos las principales energías renovables que hoy en día aportan energía a la red en Canarias: la eólica on-shore y la fotovoltaica y en menor medida, la minihidráulica, así como el resto de renovables. Dentro de esta última categoría el PECAN consideraba tres tipos de energías: las procedentes del biogás producido tanto en vertederos como en las depuradoras de aguas residuales por medio de lodos, la maremotriz, procedente del aprovechamiento de las mareas y la obtenida de centrales termosolares que utilizan paneles de concentración, cuya participación hoy en día es prácticamente inexistente y previsiblemente seguirá siendo así hasta el final del periodo de planificación del PECAN. Por ello, en la revisión de las previsiones de este tipo de renovables se ha considerado que únicamente habrá cierto grado de participación del biogás en la generación de electricidad.

4.1.1. Eólica on-shore.

En la tabla siguiente se muestra la estimación de potencia y producción de energía eólica en Canarias prevista en el PECAN para el periodo 2005-2015, así como la evolución real de estas magnitudes hasta el 2010 y las nuevas previsiones para el periodo 2011-2015, en base a la información disponible en el momento de elaboración del presente documento.

Tabla 4.1. Comparativa de la potencia eólica instalada (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). CANARIAS

Año	CANARIAS (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	137,11	136,40	0,5%			
2006	137,11	136,40	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
2007	139,48	136,40	2,3%	1,7%	0,0%	1,7%
2008	139,48	309,00	-54,9%	0,0%	126,5%	-126,5%
2009	139,48	544,52	-74,4%	0,0%	76,2%	-76,2%
2010	139,48	590,78	-76,4%	0,0%	8,5%	-8,5%
2011	205,06	656,00	-68,7%	47,0%	11,0%	36,0%
2012	369,59	656,00	-43,7%	80,2%	0,0%	80,2%
2013	522,62	774,21	-32,5%	41,4%	18,0%	23,4%
2014	675,65	964,12	-29,9%	29,3%	24,5%	4,8%
2015	1025,00	1.025,00	0,0%	51,7%	6,3%	45,4%

Gráfico 4.1. Comparativa de potencia eólica instalada. CANARIAS

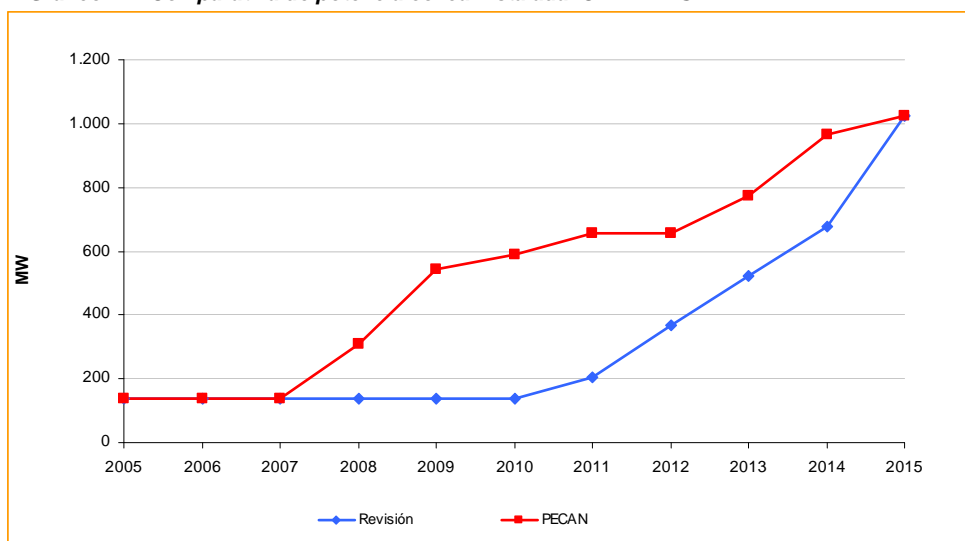
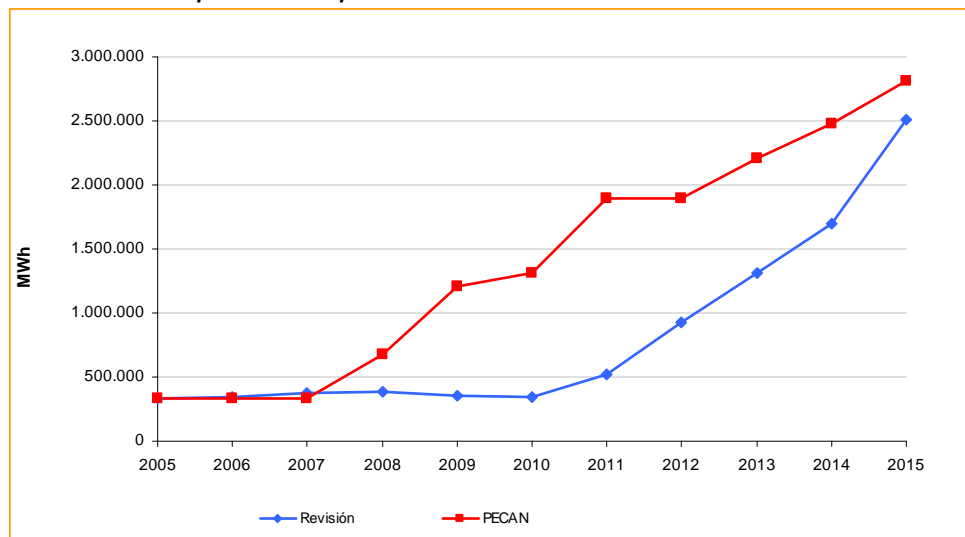


Tabla 4.2. Comparativa de la producción eólica (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). CANARIAS

Año	CANARIAS (MWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	329.512	337.058	-2,2%			
2006	345.276	337.058	2,4%	4,8%	0,0%	4,8%
2007	375.054	337.058	11,3%	8,6%	0,0%	8,6%
2008	390.341	676.466	-42,3%	4,1%	100,7%	-96,6%
2009	357.897	1.205.683	-70,3%	-8,3%	78,2%	-86,5%
2010	339.079	1.307.990	-74,1%	-5,3%	8,5%	-13,7%
2011	520.890	1.897.830	-72,6%	53,6%	45,1%	8,5%
2012	930.681	1.897.830	-51,0%	78,7%	0,0%	78,7%
2013	1.311.722	2.203.788	-40,5%	40,9%	16,1%	24,8%
2014	1.692.764	2.482.618	-31,8%	29,0%	12,7%	16,4%
2015	2.513.853	2.808.607	-10,5%	48,5%	13,1%	35,4%

Gráfico 4.2. Comparativa de la producción eólica. CANARIAS



Tal y como se refleja en las tablas y gráficos anteriores, el PECAN estimaba que tanto la potencia como la producción de energía eléctrica de origen eólico se duplicaría en el año 2008 y nuevamente en el 2009.

Sin embargo, en los últimos años la potencia instalada se ha mantenido en algo menos de 140 MW, sólo un 2% por encima de la potencia con la que se contaba al inicio del periodo de planificación para el conjunto de Canarias, razón por la cual las previsiones de producción tampoco se han cumplido, quedándose claramente por debajo de las estimaciones del PECAN, con diferencias del 74% en 2010.

No obstante se espera que la potencia instalada en Canarias a partir de esta fuente renovable se incremente considerablemente a partir del año 2012, y poder alcanzar así el objetivo del PECAN, consistente en disponer de una potencia total de 1.025 MW en 2015.

Para ello, se ha tenido en cuenta las instalaciones eólicas que actualmente cuentan con autorización administrativa para su instalación, las cuales suponen un potencia adicional total para Canarias de 96 MW, así como las instalaciones que han obtenido asignación de potencia obtenida en el último concurso eólico convocado, destinado a verter toda su energía a la red y que suponen un total de 440 MW adicionales.

Asimismo, se ha considerado que en el año 2015 se añadirá la potencia resultante de un nuevo concurso de asignación de potencia, así como de la autorización de otras instalaciones que en su caso puedan quedar exceptuadas de concursar para la obtención de asignación de potencia, a efectos de completar la potencia total permitida en el artículo 4 del Decreto 32/2006. Con ello, se estima una potencia adicional de 350 MW.

Bajo los anteriores supuestos, los objetivos de potencia instalada en 2015 se mantienen en todas las islas como factibles. No obstante, dado el volumen de instalación de renovables previsto, se podrían producir situaciones en las que los sistemas eléctricos canarios no puedan integrar toda la energía de origen renovable, por lo que las nuevas previsiones de producción de energía eléctrica de origen eólico son inferiores a las previstas inicialmente.

A efectos de asegurar el máximo aprovechamiento de los recursos, la incorporación de sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos permitiría una óptima integración de las renovables.

En las tablas y gráficos siguientes se muestra la evolución de las potencias y producciones por islas:

Tabla 4.3. Comparativa de la potencia eólica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). GRAN CANARIA

Año	GRAN CANARIA (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	76,30	75,65	0,9%			
2006	76,30	75,65	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%
2007	76,30	75,65	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%
2008	76,30	130,00	-41,3%	0,0%	71,8%	-71,8%
2009	76,30	231,77	-67,1%	0,0%	78,3%	-78,3%
2010	76,30	251,44	-69,7%	0,0%	8,5%	-8,5%
2011	105,99	272,00	-61,0%	38,9%	8,2%	30,7%
2012	175,27	272,00	-35,6%	65,4%	0,0%	65,4%
2013	244,55	314,86	-22,3%	39,5%	15,8%	23,8%
2014	313,83	388,36	-19,2%	28,3%	23,3%	5,0%
2015	411,00	411,00	0,0%	31,0%	5,8%	25,1%

Gráfico 4.3. Comparativa de potencia eólica instalada. GRAN CANARIA

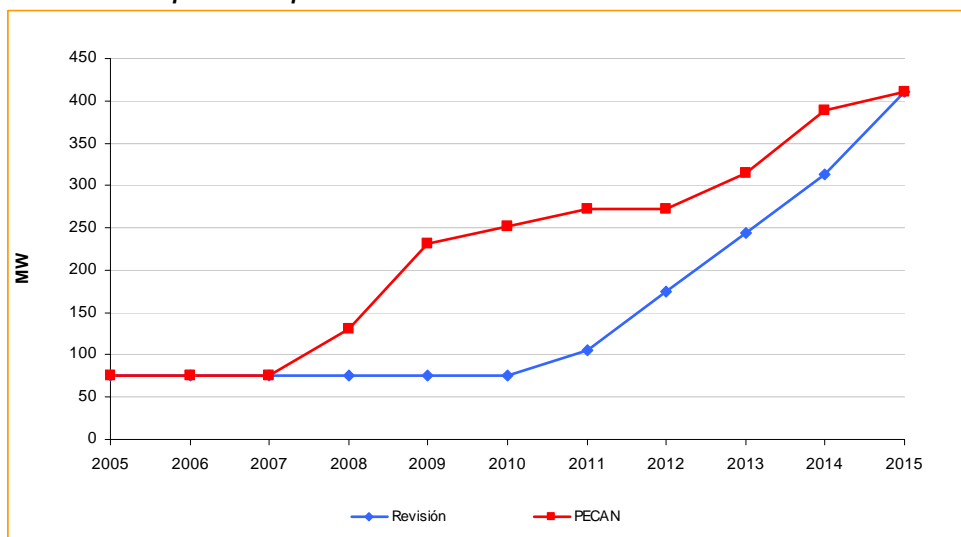


Tabla 4.4. Comparativa de la producción eólica instalada en GRAN CANARIA (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión de potencia PECAN (2005-2015). (MWh)

Año	GRAN CANARIA (MWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	213.217	225.129	-5,3%			
2006	220.245	225.129	-2,2%	3,3%	0,0%	3,3%
2007	230.734	225.129	2,5%	4,8%	0,0%	4,8%
2008	231.446	347.300	-33,4%	0,3%	54,3%	-54,0%
2009	223.427	619.184	-63,9%	-3,5%	78,3%	-81,7%
2010	207.268	671.744	-69,1%	-7,2%	8,5%	-15,7%
2011	307.044	880.645	-65,1%	48,1%	31,1%	17,0%
2012	507.751	880.645	-42,3%	65,4%	0,0%	65,4%
2013	708.458	1.019.414	-30,5%	39,5%	15,8%	23,8%
2014	909.166	1.080.927	-15,9%	28,3%	6,0%	22,3%
2015	1.190.667	1.224.710	-2,8%	31,0%	13,3%	17,7%

Gráfico 4.4. Comparativa de la producción eólica. GRAN CANARIA

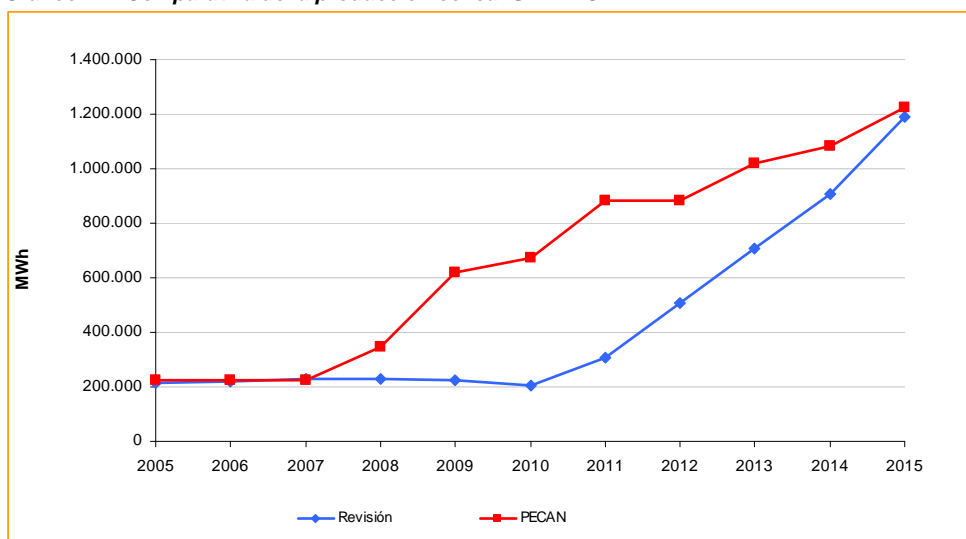


Tabla 4.5. Comparativa de la potencia eólica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). TENERIFE (MW)

Año	TENERIFE (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	36,68	36,69	0,0%			
2006	36,68	36,69	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2007	36,68	36,69	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2008	36,68	124,30	-70,5%	0,0%	238,8%	-238,8%
2009	36,68	214,61	-82,9%	0,0%	72,7%	-72,7%
2010	36,68	232,83	-84,2%	0,0%	8,5%	-8,5%
2011	60,69	253,00	-76,0%	65,5%	8,7%	56,8%
2012	116,73	253,00	-53,9%	92,3%	0,0%	92,3%
2013	172,76	305,84	-43,5%	48,0%	20,9%	27,1%
2014	228,80	379,36	-39,7%	32,4%	24,0%	8,4%
2015	402,00	402,00	0,0%	75,7%	6,0%	69,7%

Gráfico 4.5. Comparativa de potencia eólica instalada. TENERIFE

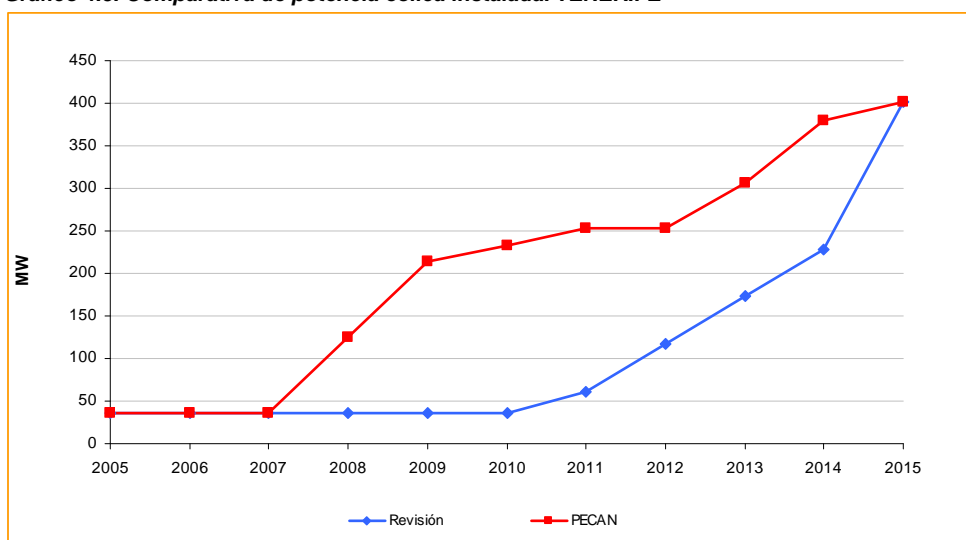


Tabla 4.6. Comparativa de la producción eólica (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). TENERIFE (MWh)

Año	TENERIFE (MWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	77.530	65.757	17,9%			
2006	71.827	65.757	9,2%	-7,4%	0,0%	-7,4%
2007	78.707	65.757	19,7%	9,6%	0,0%	9,6%
2008	86.341	222.927	-61,3%	9,7%	239,0%	-229,3%
2009	71.613	397.446	-82,0%	-17,1%	78,3%	-95,3%
2010	70.256	431.183	-83,7%	-1,9%	8,5%	-10,4%
2011	125.820	674.016	-81,3%	79,1%	56,3%	22,8%
2012	241.980	674.016	-64,1%	92,3%	0,0%	92,3%
2013	358.140	790.466	-54,7%	48,0%	17,3%	30,7%
2014	474.300	898.522	-47,2%	32,4%	13,7%	18,8%
2015	833.346	1.057.048	-21,2%	75,7%	17,6%	58,1%

Gráfico 4.6. Comparativa de la producción eólica. TENERIFE

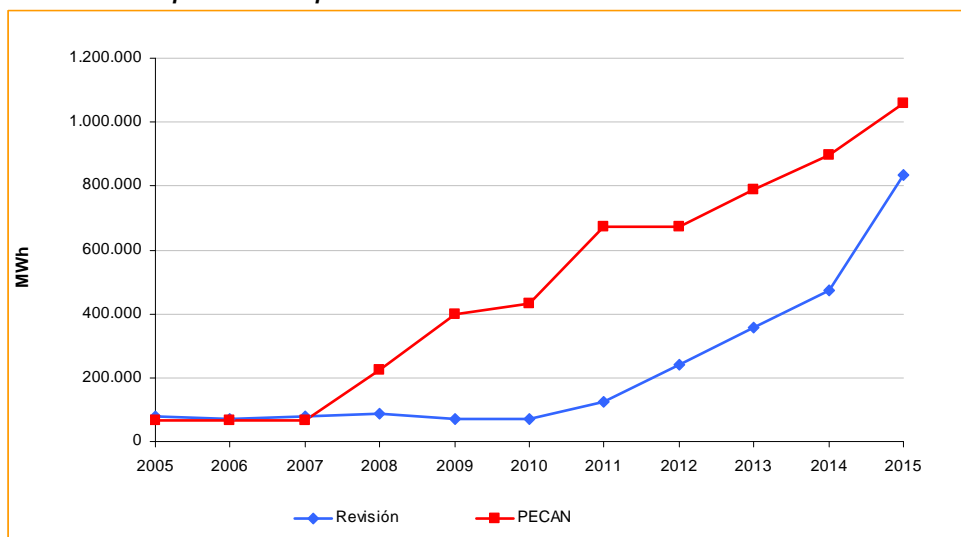


Tabla 4.7. Comparativa de la potencia eólica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LANZAROTE-FUERTEVENTURA (MW)

Año	LANZAROTE-FUERTEVENTURA (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	17,79	18,02	-1,3%			
2006	17,79	18,02	-1,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2007	20,16	18,02	11,9%	13,3%	0,0%	13,3%
2008	20,16	44,60	-54,8%	0,0%	147,5%	-147,5%
2009	20,16	79,52	-74,6%	0,0%	78,3%	-78,3%
2010	20,16	86,26	-76,6%	0,0%	8,5%	-8,5%
2011	30,36	99,00	-69,3%	50,6%	14,8%	35,8%
2012	54,16	99,00	-45,3%	78,4%	0,0%	78,4%
2013	77,97	114,60	-32,0%	43,9%	15,8%	28,2%
2014	101,77	149,36	-31,9%	30,5%	30,3%	0,2%
2015	162,00	162,00	0,0%	59,2%	8,5%	50,7%

Gráfico 4.7. Comparativa de potencia eólica instalada. LANZAROTE - FUERTEVENTURA

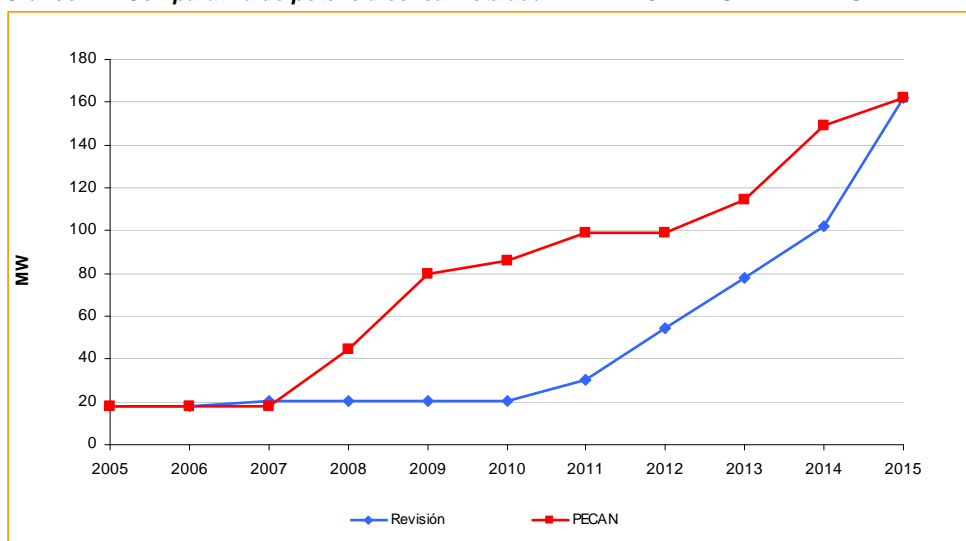


Tabla 4.8. Comparativa de la producción eólica (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LANZAROTE-FUERTEVENTURA (MWh)

Año	LANZAROTE-FUERTEVENTURA (MWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	26.913	32.153	-16,3%			
2006	39.412	32.153	22,6%	46,4%	0,0%	46,4%
2007	51.771	32.153	61,0%	31,4%	0,0%	31,4%
2008	60.175	83.503	-27,9%	16,2%	159,7%	-143,5%
2009	53.294	148.872	-64,2%	-11,4%	78,3%	-89,7%
2010	51.577	161.510	-68,1%	-3,2%	8,5%	-11,7%
2011	72.867	253.927	-71,3%	41,3%	57,2%	-15,9%
2012	129.994	253.927	-48,8%	78,4%	0,0%	78,4%
2013	187.121	293.939	-36,3%	43,9%	15,8%	28,2%
2014	244.248	383.096	-36,2%	30,5%	30,3%	0,2%
2015	388.800	402.784	-3,5%	59,2%	5,1%	54,0%

Gráfico 4.8. Comparativa de la producción eólica. LANZAROTE-FUERTEVENTURA

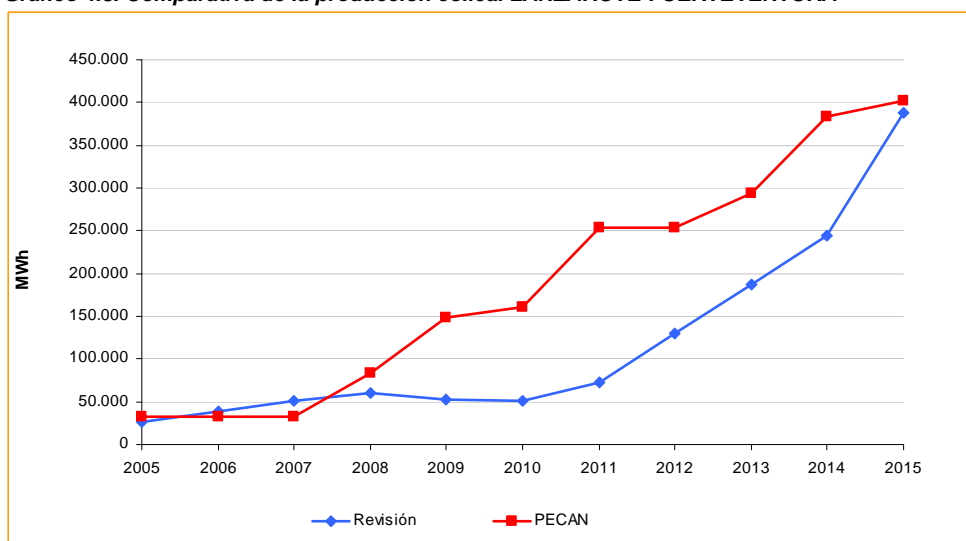


Tabla 4.9. Comparativa de la potencia eólica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LA PALMA (MW)

Año	LA PALMA (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	5,88	5,58	5,4%			
2006	5,88	5,58	5,4%	0,0%	0,0%	0,0%
2007	5,88	5,58	5,4%	0,0%	0,0%	0,0%
2008	5,88	7,80	-24,6%	0,0%	39,8%	-39,8%
2009	5,88	14,91	-60,6%	0,0%	91,2%	-91,2%
2010	5,88	16,09	-63,5%	0,0%	7,9%	-7,9%
2011	7,06	17,00	-58,5%	20,0%	5,7%	14,3%
2012	9,80	17,00	-42,3%	38,9%	0,0%	38,9%
2013	12,55	21,23	-40,9%	28,0%	24,9%	3,1%
2014	15,29	27,66	-44,7%	21,9%	30,3%	-8,4%
2015	28,00	28,00	0,0%	83,1%	1,2%	81,9%

Gráfico 4.9. Comparativa de potencia eólica instalada. LA PALMA

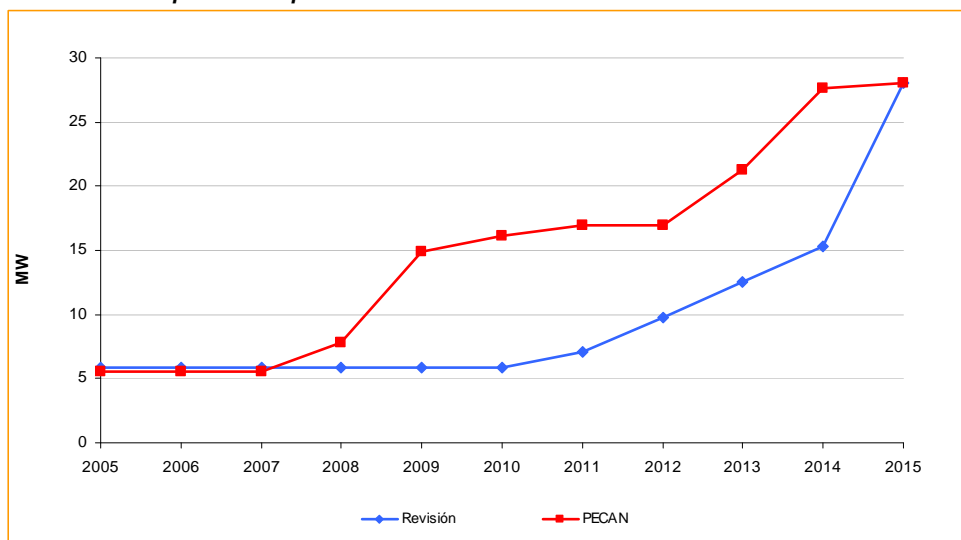


Tabla 4.10. Comparativa de la producción eólica (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LA PALMA (MWh)

Año	LA PALMA (MWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	11.190	13.055	-14,3%			
2006	13.153	13.055	0,8%	17,5%	0,0%	17,5%
2007	13.286	13.055	1,8%	1,0%	0,0%	1,0%
2008	12.045	18.724	-35,7%	-9,3%	43,4%	-52,8%
2009	9.265	33.382	-72,2%	-23,1%	78,3%	-101,4%
2010	9.184	36.215	-74,6%	-0,9%	8,5%	-9,4%
2011	13.619	45.556	-70,1%	48,3%	25,8%	22,5%
2012	18.916	45.556	-58,5%	38,9%	0,0%	38,9%
2013	24.213	52.735	-54,1%	28,0%	15,8%	12,2%
2014	29.510	68.730	-57,1%	21,9%	30,3%	-8,5%
2015	54.040	70.982	-23,9%	83,1%	3,3%	79,8%

Gráfico 4.10. Comparativa de la producción eólica. LA PALMA

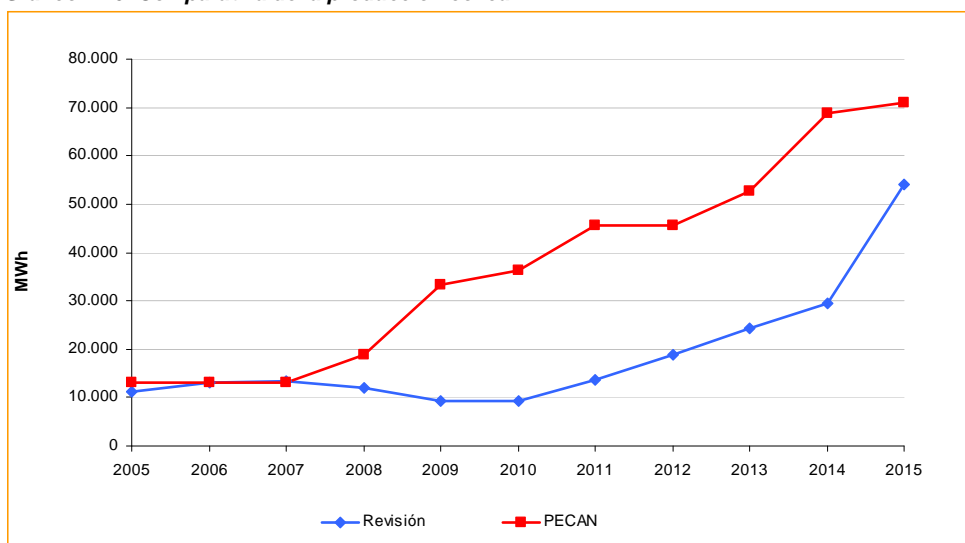


Tabla 4.11. Comparativa de la potencia eólica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LA GOMERA (MW)

Año	LA GOMERA (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,36	0,36	0,0%			
2006	0,36	0,36	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2007	0,36	0,36	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2008	0,36	2,20	-83,6%	0,0%	511,1%	-511,1%
2009	0,36	3,61	-90,0%	0,0%	64,1%	-64,1%
2010	0,36	4,06	-91,1%	0,0%	12,5%	-12,5%
2011	0,86	5,00	-82,8%	138,9%	23,2%	115,7%
2012	2,03	5,00	-59,5%	135,7%	0,0%	135,7%
2013	3,19	5,68	-43,8%	57,6%	13,6%	44,0%
2014	4,36	7,38	-40,9%	36,5%	29,9%	6,6%
2015	8,00	8,00	0,0%	83,5%	8,4%	75,1%

Gráfico 4.11. Comparativa de potencia eólica instalada. LA GOMERA

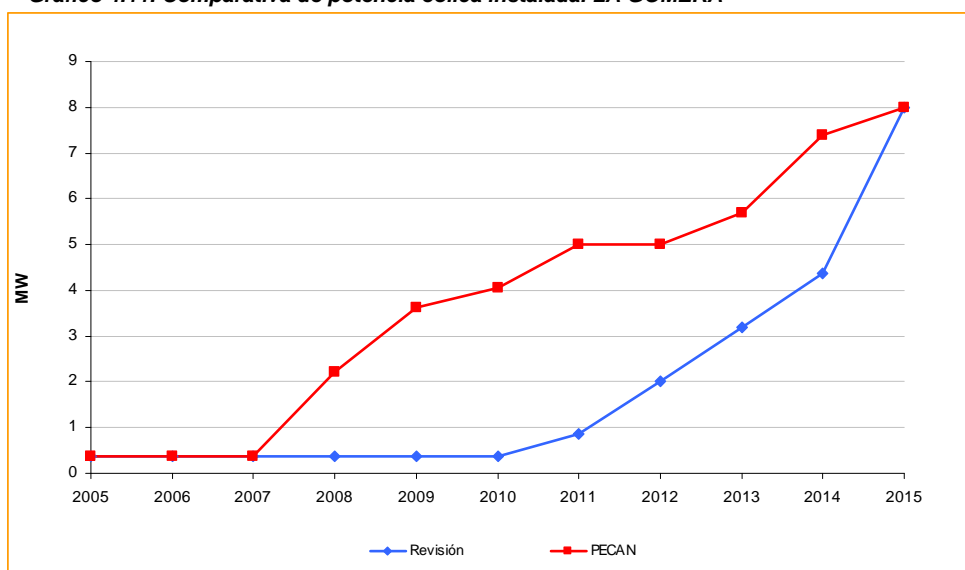


Tabla 4.12. Comparativa de la producción eólica (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LA GOMERA (MWh)

Año	LA GOMERA (MWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	411	512	-19,7%			
2006	397	512	-22,5%	-3,4%	0,0%	-3,4%
2007	240	512	-53,1%	-39,5%	0,0%	-39,5%
2008	92	3.560	-97,4%	-61,7%	595,3%	-657,0%
2009	0	6.347	-100,0%	-100,0%	78,3%	-178,3%
2010	543	6.886	-92,1%	-	8,5%	-
2011	1.290	11.701	-89,0%	137,7%	69,9%	67,8%
2012	3.040	11.701	-74,0%	135,7%	0,0%	135,7%
2013	4.790	13.545	-64,6%	57,6%	15,8%	41,8%
2014	6.540	17.653	-63,0%	36,5%	30,3%	6,2%
2015	12.000	17.688	-32,2%	83,5%	0,2%	83,3%

Gráfico 4.12. Comparativa de la producción eólica. LA GOMERA

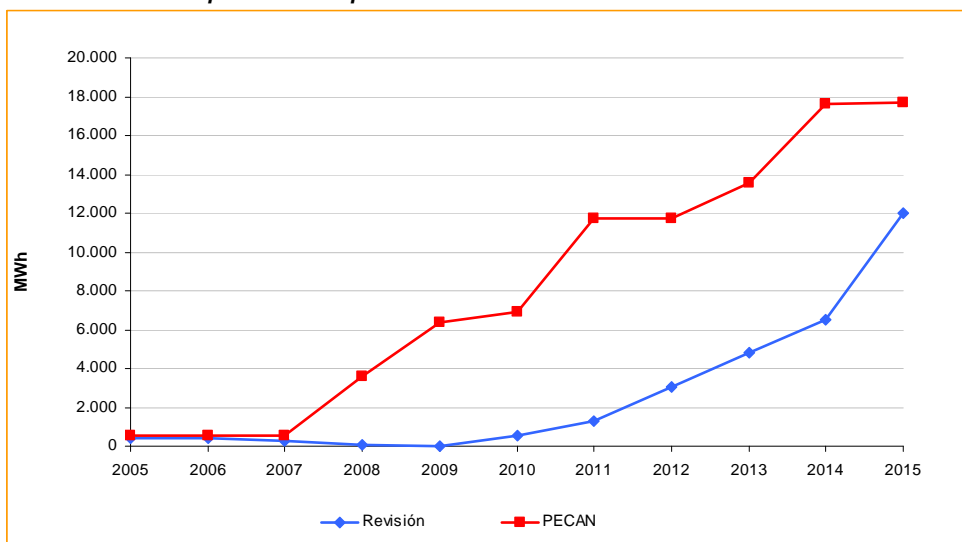


Tabla 4.13. Comparativa de la potencia eólica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). EL HIERRO (MW)

Año	EL HIERRO (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,10	0,10	0,0%			
2006	0,10	0,10	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2007	0,10	0,10	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2008	0,10	0,10	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2009	0,10	0,10	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2010	0,10	0,10	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2011	0,10	10,00	-99,0%	0,0%	9900,0%	-9900,0%
2012	11,60	10,00	16,0%	11500,0%	0,0%	11500,0%
2013	11,60	12,00	-3,3%	0,0%	20,0%	-20,0%
2014	11,60	12,00	-3,3%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	14,00	14,00	0,0%	20,7%	16,7%	4,0%

Gráfico 4.13. Comparativa de potencia eólica instalada. EL HIERRO

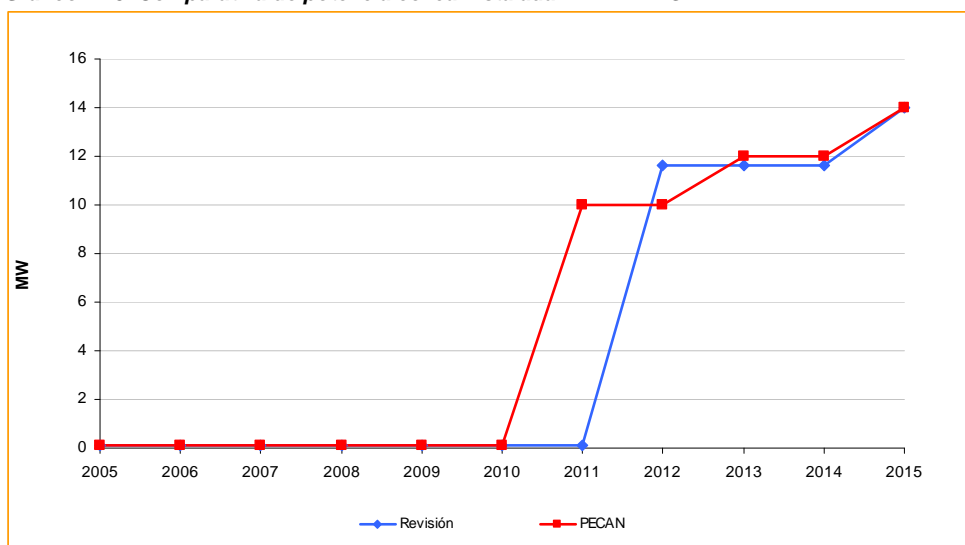
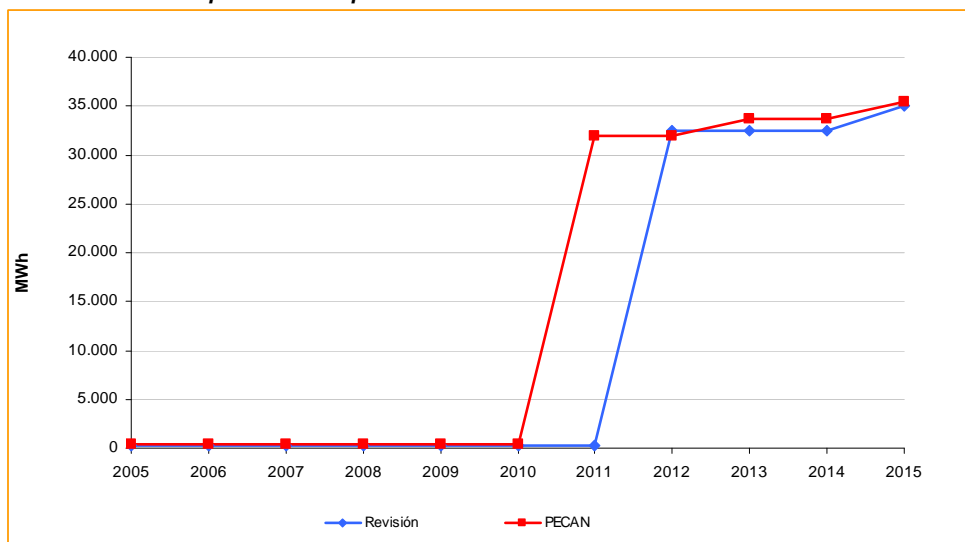


Tabla 4.14. Comparativa de la producción eólica (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). EL HIERRO (MWh)

Año	EL HIERRO (MWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	251	452	-44,5%			
2006	242	452	-46,5%	-3,6%	0,0%	-3,6%
2007	316	452	-30,1%	30,6%	0,0%	30,6%
2008	242	452	-46,5%	-23,4%	0,0%	-23,4%
2009	296	452	-34,4%	22,5%	0,0%	22,5%
2010	252	452	-44,3%	-15,1%	0,0%	-15,1%
2011	280	31.985	-99,1%	11,2%	6976,3%	-6965,1%
2012	32.480	31.985	1,5%	11500,0%	0,0%	11500,0%
2013	32.480	33.690	-3,6%	0,0%	5,3%	-5,3%
2014	32.480	33.690	-3,6%	0,0%	0,0%	0,0%
2015	35.000	35.395	-1,1%	7,8%	5,1%	2,7%

Gráfico 4.14. Comparativa de la producción eólica. EL HIERRO



4.1.2. Fotovoltaica.

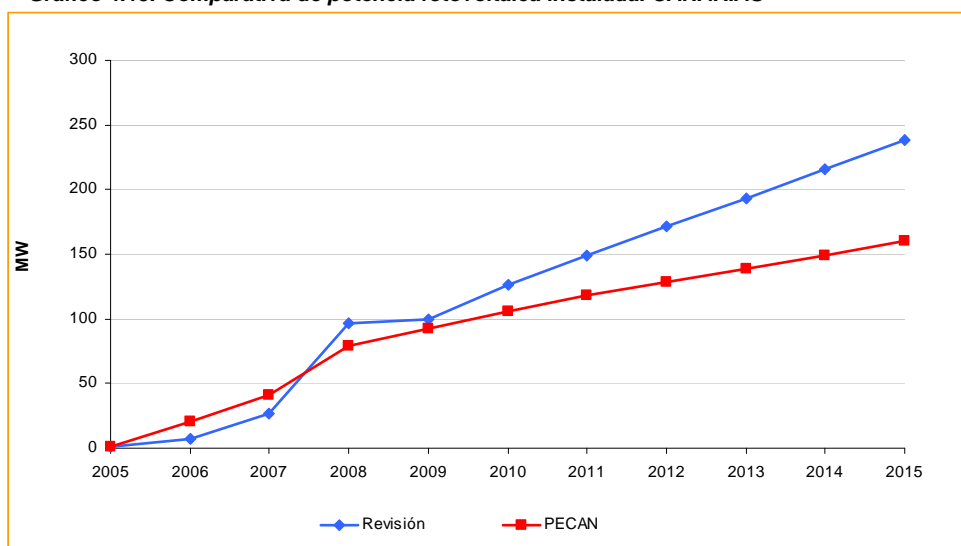
Con relación a la energía de origen fotovoltaico, el PECAN sólo recoge la previsión de la potencia instalada en Canarias por islas a lo largo de todo el horizonte temporal del Plan.

En la tabla siguiente se muestra dicha previsión, así como su evolución real hasta el 2010 y las nuevas previsiones hasta el 2015.

Tabla 4.15. Comparativa de la potencia fotovoltaica instalada (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). CANARIAS (MW)

Año	CANARIAS (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,59	1,20	-50,4%			
2006	7,12	20,90	-66,0%	1098,9%	1646,4%	-547,4%
2007	26,67	40,61	-34,3%	274,9%	94,3%	180,6%
2008	96,62	79,50	21,5%	262,3%	95,8%	166,5%
2009	99,66	92,50	7,7%	3,1%	16,4%	-13,2%
2010	126,79	105,50	20,2%	27,2%	14,1%	13,2%
2011	149,06	118,50	25,8%	17,6%	12,3%	5,2%
2012	171,35	128,50	33,3%	15,0%	8,4%	6,5%
2013	193,62	138,50	39,8%	13,0%	7,8%	5,2%
2014	215,90	148,50	45,4%	11,5%	7,2%	4,3%
2015	238,18	160,00	48,9%	10,3%	7,7%	2,6%

Gráfico 4.15. Comparativa de potencia fotovoltaica instalada. CANARIAS



El boom experimentado por la fotovoltaica en los últimos años ha tenido como consecuencia una evolución de la potencia instalada para el conjunto de Canarias por encima de las previsiones del PECAN, pasando de crecimientos negativos cercanos al 50% en 2005, a crecimientos positivos del 20% en 2008 y de casi el 8% en 2009, respecto de las previsiones iniciales para esos años. Si se analiza esta evolución por islas, se comprueba que Tenerife es la que más ha contribuido a este avance, en donde la potencia instalada pasó de estar en 2005 un 91% por debajo de los objetivos de PECAN-2006, a estar un 92% por encima de dichas previsiones en 2009. Por su

parte, la evolución de la potencia instalada en Gran Canaria se ajusta más a la inicialmente esperada, pasando de estar en 2005 un 19% por debajo de las previsiones, a un 12% por encima de los objetivos iniciales en 2008, situándose en 2009 en niveles similares a los previstos. En el resto de islas los crecimientos han estado muy por debajo de lo esperado.

Sin embargo, el nuevo marco retributivo establecido tras la publicación del Real Decreto 1578/2008, podría suponer el estancamiento a la inversión privada en esta tecnología. Por ello, en las nuevas previsiones sólo se ha tenido en cuenta las instalaciones que a finales de 2010 contaban con autorización administrativa, pendientes de ejecución, y que suponen un total para Canarias de 111 MW adicionales (35 MW en Gran Canaria; 2,4 MW en Lanzarote; 4,3 MW en Fuerteventura; 65,6 MW en Tenerife y 4,1 MW en La Palma). En el caso de La Gomera y El Hierro únicamente se ha previsto un crecimiento mínimo en lo que resta de horizonte de planificación, similar al registrado en los últimos años en esas islas (0,02 MW adicionales en cada isla).

Con todo ello, las nuevas previsiones para el conjunto de Canarias son claramente superiores a las iniciales (casi un 50% por encima en 2015), estimándose una potencia total instalada en Canarias de 238 MW al final del horizonte temporal del PECAN, frente a los 160 MW inicialmente previstos.

La isla de Tenerife es la que más seguirá contribuyendo a este avance, estimándose una potencia instalada un 165% superior a la prevista en el PECAN en el año 2015. Asimismo, en Gran Canaria y en La Palma las nuevas previsiones son también superiores a las antiguas (un 34% y un 59% superior en 2015, respectivamente). Sin embargo, en el resto de islas las nuevas previsiones estiman unas potencias instaladas muy inferiores a las previstas en PECAN-2006.

En las tablas y gráficos siguientes se muestra la evolución de las potencias por islas.

Tabla 4.16. Comparativa de la potencia fotovoltaica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). GRAN CANARIA (MW)

Año	Previsiones (MW) GRAN CANARIA			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,40	0,49	-19,0%			
2006	0,85	1,42	-40,3%	112,1%	188,0%	-75,9%
2007	3,02	6,35	-52,5%	256,1%	347,0%	-90,9%
2008	22,39	20,00	12,0%	642,1%	215,1%	427,0%
2009	22,39	23,33	-4,0%	0,0%	16,7%	-16,7%
2010	26,50	26,67	-0,6%	18,4%	14,3%	4,1%
2011	33,51	30,00	11,7%	26,4%	12,5%	13,9%
2012	40,51	34,00	19,1%	20,9%	13,3%	7,6%
2013	47,51	38,00	25,0%	17,3%	11,8%	5,5%
2014	54,52	42,00	29,8%	14,7%	10,5%	4,2%
2015	61,52	46,00	33,7%	12,8%	9,5%	3,3%

Gráfico 4.16. Comparativa de potencia fotovoltaica instalada. GRAN CANARIA

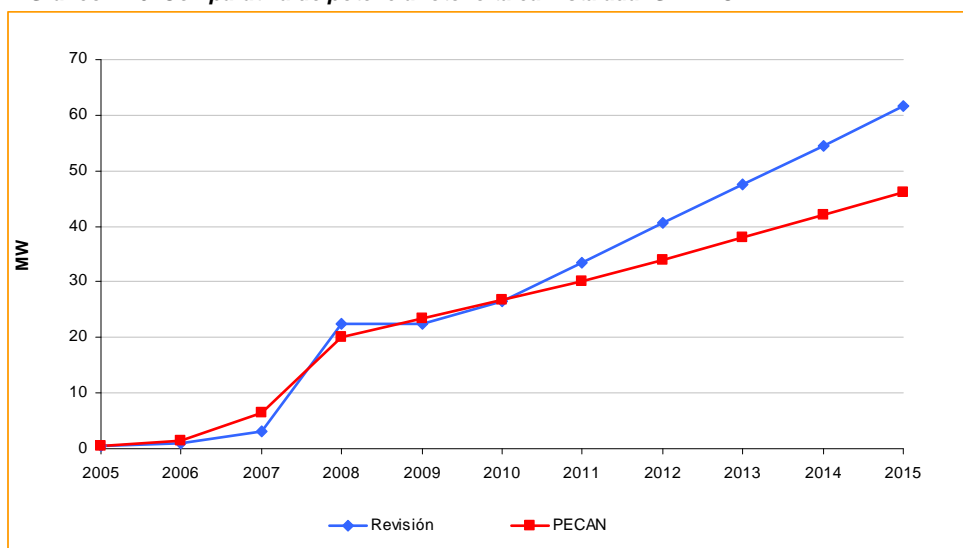


Tabla 4.17. Comparativa de la potencia fotovoltaica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). TENERIFE (MW)

Año	Previsiones (MW) TENERIFE			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,03	0,37	-90,9%			
2006	5,91	15,84	-62,7%	17279,8%	4145,3%	13134,5%
2007	21,42	23,30	-8,1%	262,1%	47,1%	215,0%
2008	65,03	30,00	116,8%	203,6%	28,8%	174,8%
2009	67,27	35,00	92,2%	3,4%	16,7%	-13,2%
2010	85,60	40,00	114,0%	27,3%	14,3%	13,0%
2011	98,72	45,00	119,4%	15,3%	12,5%	2,8%
2012	111,84	48,00	133,0%	13,3%	6,7%	6,6%
2013	124,95	51,00	145,0%	11,7%	6,3%	5,5%
2014	138,07	54,00	155,7%	10,5%	5,9%	4,6%
2015	151,19	57,00	165,2%	9,5%	5,6%	3,9%

Gráfico 4.17. Comparativa de potencia fotovoltaica instalada. TENERIFE

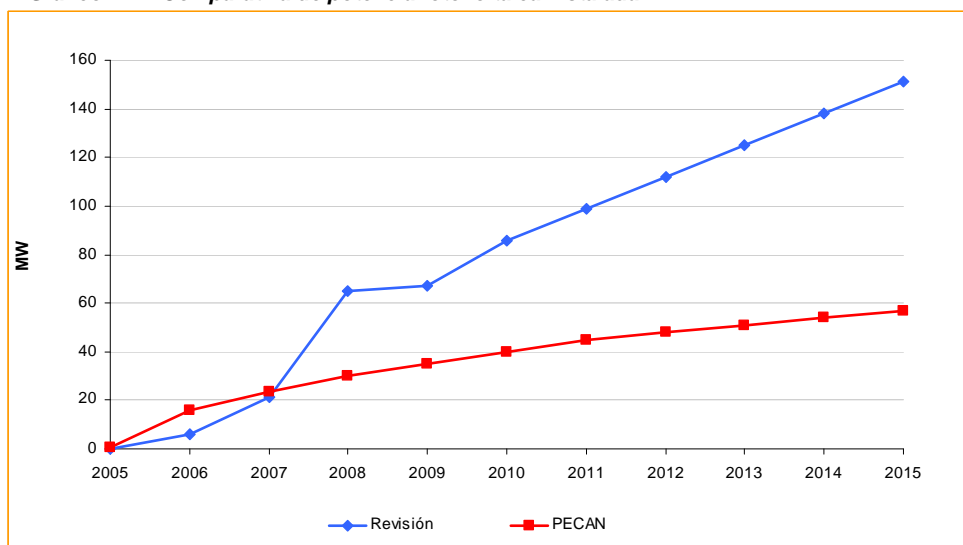


Tabla 4.18. Comparativa de la potencia fotovoltaica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LZTE-FTVRA (MW)

Año	Previsiones (MW) LANZAROTE-FUERTEVENTURA			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,13	0,23	-43,5%			
2006	0,30	2,44	-87,8%	132,6%	979,6%	-847,0%
2007	2,18	8,65	-74,8%	634,2%	254,7%	379,5%
2008	7,37	25,00	-70,5%	238,2%	188,9%	49,3%
2009	7,95	28,33	-72,0%	7,8%	13,3%	-5,6%
2010	10,81	31,67	-65,9%	36,1%	11,8%	24,3%
2011	12,14	35,00	-65,3%	12,3%	10,5%	1,8%
2012	13,47	37,50	-64,1%	10,9%	7,1%	3,8%
2013	14,80	40,00	-63,0%	9,9%	6,7%	3,2%
2014	16,12	42,50	-62,1%	9,0%	6,3%	2,7%
2015	17,45	45,00	-61,2%	8,2%	5,9%	2,4%

Gráfico 4.18. Comparativa de potencia fotovoltaica instalada. LZTE-FTVRA

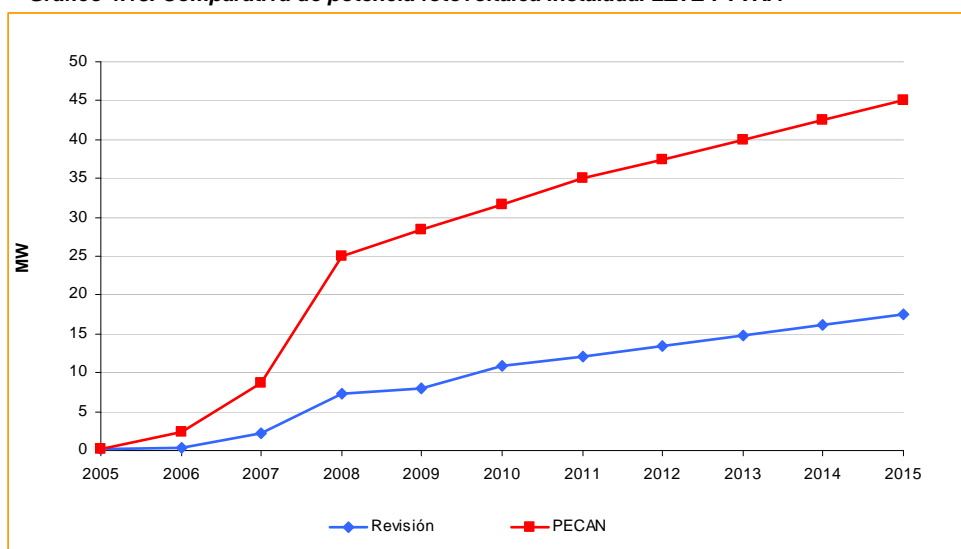


Tabla 4.19. Comparativa de la potencia fotovoltaica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LA PALMA (MW)

Año	Previsiones (MW) LA PALMA			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,03	0,07	-50,3%			
2006	0,03	0,55	-94,1%	0,0%	746,2%	-746,2%
2007	0,03	1,04	-96,9%	0,0%	88,2%	-88,2%
2008	1,81	2,00	-9,7%	5486,3%	93,2%	5393,0%
2009	2,01	2,67	-24,6%	11,4%	33,4%	-22,0%
2010	3,84	3,33	15,1%	90,8%	25,0%	65,8%
2011	4,66	4,00	16,4%	21,4%	20,0%	1,3%
2012	5,47	4,25	28,8%	17,6%	6,3%	11,4%
2013	6,29	4,50	39,9%	15,0%	5,9%	9,1%
2014	7,11	4,75	49,8%	13,0%	5,6%	7,5%
2015	7,93	5,00	58,7%	11,5%	5,3%	6,3%

Gráfico 4.19. Comparativa de potencia fotovoltaica instalada. LA PALMA

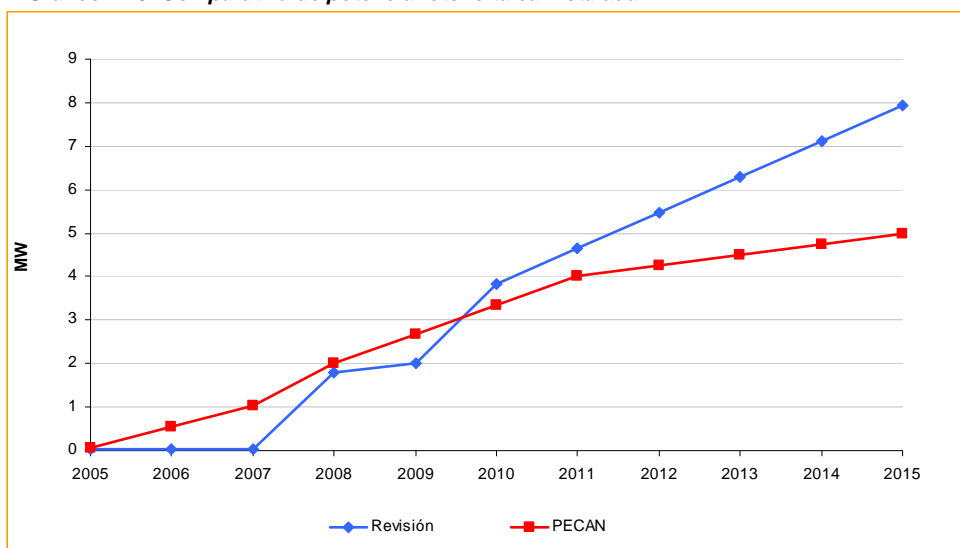


Tabla 4.20. Comparativa de la potencia fotovoltaica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). LA GOMERA (MW)

Año	Previsiones (MW) LA GOMERA			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,00	0,02	-100,0%			
2006	0,00	0,52	-100,0%	0,0%	2485,0%	-2485,0%
2007	0,00	1,01	-100,0%	0,0%	96,1%	-96,1%
2008	0,00	2,00	-100,0%	0,0%	97,2%	-97,2%
2009	0,01	2,67	-99,7%	0,0%	33,4%	-33,4%
2010	0,01	3,33	-99,8%	0,0%	25,0%	-25,0%
2011	0,01	4,00	-99,8%	0,0%	20,0%	-20,0%
2012	0,02	4,25	-99,5%	150,0%	6,3%	143,8%
2013	0,02	4,50	-99,6%	0,0%	5,9%	-5,9%
2014	0,02	4,75	-99,6%	0,0%	5,6%	-5,6%
2015	0,03	5,00	-99,4%	50,0%	5,3%	44,7%

Gráfico 4.20. Comparativa de potencia fotovoltaica instalada. LA GOMERA

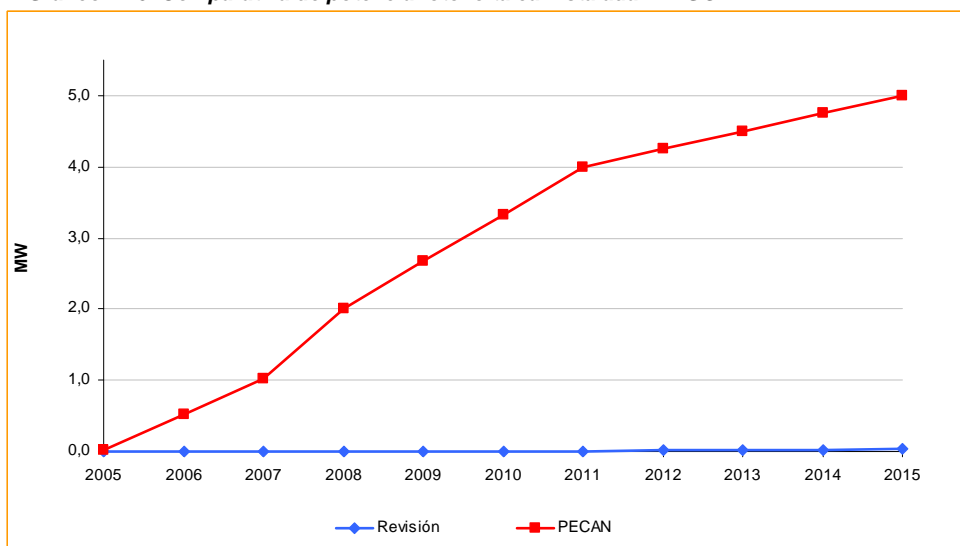
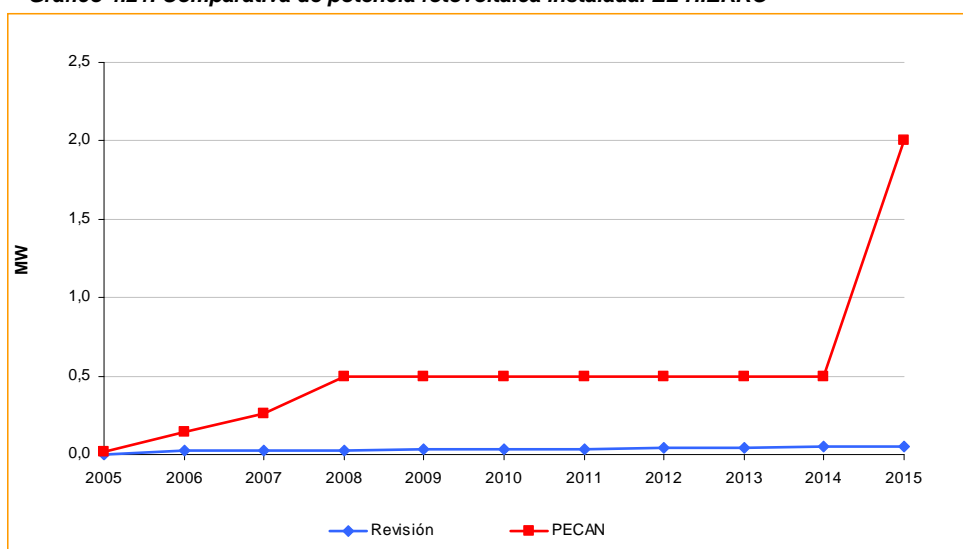


Tabla 4.21. Comparativa de la potencia fotovoltaica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). EL HIERRO (MW)

Año	Previsiones (MW) EL HIERRO			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,00	0,02	-100,0%			
2006	0,02	0,14	-82,7%	0,0%	610,0%	-610,0%
2007	0,02	0,26	-90,7%	0,0%	85,9%	-85,9%
2008	0,02	0,50	-95,1%	0,0%	89,4%	-89,4%
2009	0,03	0,50	-94,0%	22,3%	0,0%	22,3%
2010	0,03	0,50	-94,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2011	0,03	0,50	-94,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2012	0,04	0,50	-92,0%	33,3%	0,0%	33,3%
2013	0,04	0,50	-92,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2014	0,05	0,50	-90,0%	25,0%	0,0%	25,0%
2015	0,05	2,00	-97,5%	0,0%	300,0%	-300,0%

Gráfico 4.21. Comparativa de potencia fotovoltaica instalada. EL HIERRO



4.1.3. Minihidráulica.

En las tablas siguiente se muestra la previsión de la potencia y producción de energía minihidráulica en Canarias prevista en el PECAN para el periodo 2005-2015, así como la evolución real de estas magnitudes hasta el 2010 y las nuevas previsiones hasta el 2015, en base a la información disponible en el momento de elaboración del presente documento.

Tabla 4.22. Comparativa de la potencia minihidráulica instalada (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). CANARIAS (MW)

Año	CANARIAS (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	1,26	1,26	0,2%			
2006	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	423,8%	-423,8%
2007	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	0,0%	0,0%
2008	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	0,0%	0,0%
2009	2,02	6,60	-69,4%	59,9%	0,0%	59,9%
2010	2,02	10,60	-80,9%	0,0%	60,6%	-60,6%
2011	2,02	11,60	-82,6%	0,0%	9,4%	-9,4%
2012	2,02	11,60	-82,6%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	2,30	12,60	-81,7%	13,9%	8,6%	5,2%
2014	8,26	12,60	-34,5%	259,1%	0,0%	259,1%
2015	8,96	13,60	-34,1%	8,5%	7,9%	0,6%

Gráfico 4.22. Comparativa de potencia minihidráulica instalada. CANARIAS

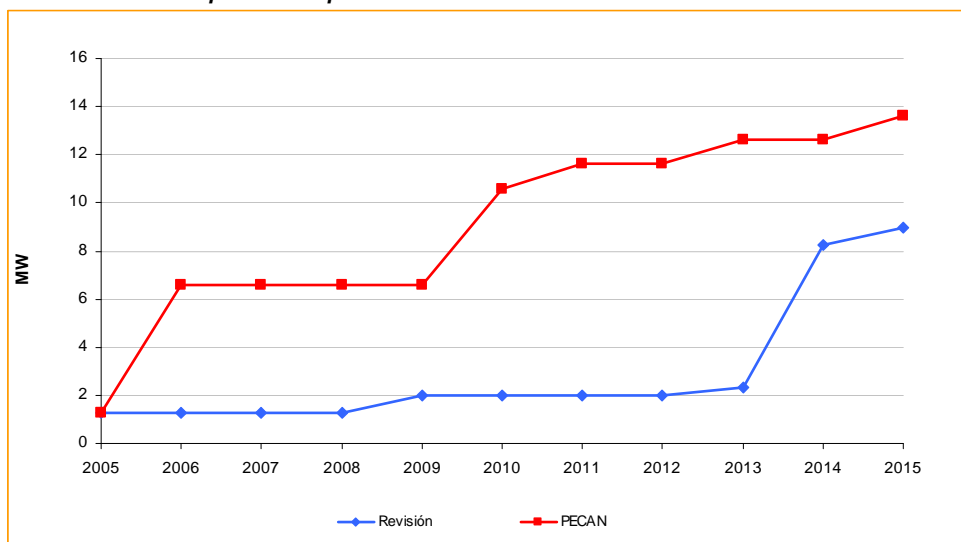
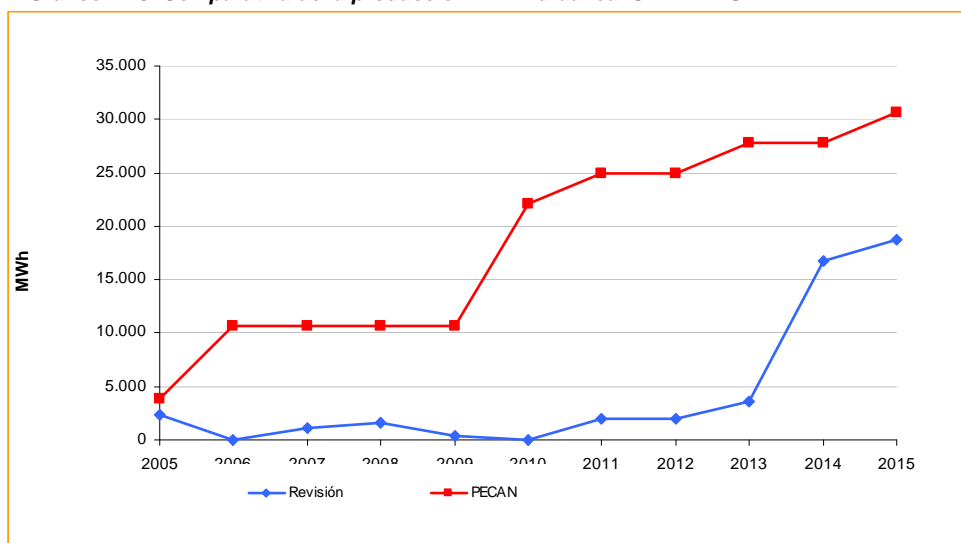


Tabla 4.23. Comparativa de la producción minihidráulica (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). CANARIAS (MWh)

Año	CANARIAS (MWh)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	2.368	3.830	-38,2%			
2006	0	10.719	-100,0%	-100,0%	179,9%	-279,9%
2007	1.176	10.719	-89,0%		0,0%	
2008	1.673	10.719	-84,4%	42,2%	0,0%	42,2%
2009	395	10.719	-96,3%	-76,4%	0,0%	-76,4%
2010	4	22.103	-100,0%	-99,1%	106,2%	-205,3%
2011	1.934	24.950	-92,2%	54897,2%	12,9%	54884,3%
2012	1.934	24.950	-92,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	3.646	27.797	-86,9%	88,5%	11,4%	77,1%
2014	16.699	27.797	-39,9%	358,1%	0,0%	358,1%
2015	18.706	30.644	-39,0%	12,0%	10,2%	1,8%

Gráfico 4.23. Comparativa de la producción minihidráulica. CANARIAS



En el momento de la redacción del PECAN, eran dos las centrales minihidráulicas instaladas en Canarias, una en Tenerife y otra en La Palma, con una potencia total de 1,26 MW.

En la isla de La Palma se encuentra la central de El Mulato, primera central de estas características de Canarias, con una potencia instalada de 800 kW. Sin embargo, desde el año 2005 se encuentra inoperativa, estando prevista su repotenciación (actualmente en fase de proyecto) para alcanzar una potencia total de 5.400 kW.

En la isla de Tenerife, la primera central minihidráulica instalada fue la de Vergara-La Guancha, con una potencia de 463 kW, si bien actualmente están inscritas en el Registro de Instalaciones de producción en régimen especial, además de la citada instalación, la de Altos de Icod- El Reventón, con una potencia instalada de 757 kW.

Según el PECAN-2006, se esperaba que a partir de 2011 existiese potencia minihidráulica también en Gran Canaria, además de las islas de Tenerife y La Palma, siendo la aportación de esa isla al total de Canarias de 1 MW hasta el final del horizonte de planificación.

De acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración de este documento, las nuevas previsiones apuntan a que además de la repotenciación de la central del Mulato, la capacidad minihidráulica de Canarias se podrá ver incrementada con la aportación de nuevos saltos hidroeléctricos en Tenerife, elevando hasta 2,6 MW la potencia instalada en Tenerife, muy por debajo de los 6,2 MW que prevé el PECAN para el 2015 para esa isla. Por último, en línea con lo recogido en el PECAN, se mantendrá la previsión de introducción de la energía minihidráulica en Gran Canaria, si bien su fecha prevista de entrada se retrasa hasta el año 2014.

Esta revisión de las previsiones de potencia minihidráulica, inferiores a las previstas inicialmente en el PECAN, implica que la estimación de producción eléctrica a partir de este tipo de energía renovable esté también por debajo de los objetivos iniciales.

En las tablas y gráficos siguientes se muestra la evolución de las potencias y producciones por islas.

Tabla 4.24. Comparativa de la potencia minihidráulica instalada (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). GRAN CANARIA, TENERIFE Y LA PALMA

Año	GRAN CANARIA (MW)			TENERIFE (MW)			LA PALMA (MW)		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0,00	0,00	0,0%	0,46	0,46	0,7%	0,80	0,80	0,0%
2006	0,00	0,00	0,0%	0,46	1,20	-61,4%	0,80	5,40	-85,2%
2007	0,00	0,00	0,0%	0,46	1,20	-61,4%	0,80	5,40	-85,2%
2008	0,00	0,00	0,0%	0,46	1,20	-61,4%	0,80	5,40	-85,2%
2009	0,00	0,00	0,0%	1,22	1,20	1,7%	0,80	5,40	-85,2%
2010	0,00	0,00	0,0%	1,22	4,20	-71,0%	0,80	6,40	-87,5%
2011	0,00	1,00	-100,0%	1,22	4,20	-71,0%	0,80	6,40	-87,5%
2012	0,00	1,00	-100,0%	1,22	4,20	-71,0%	0,80	6,40	-87,5%
2013	0,00	1,00	-100,0%	1,50	5,20	-71,2%	5,40	6,40	-15,6%
2014	1,00	1,00	0,0%	1,86	5,20	-64,3%	5,40	6,40	-15,6%
2015	1,00	1,00	0,0%	2,56	6,20	-58,6%	5,40	6,40	-15,6%

Gráfico 4.24. Comparativa de potencia minihidráulica instalada. GRAN CANARIA

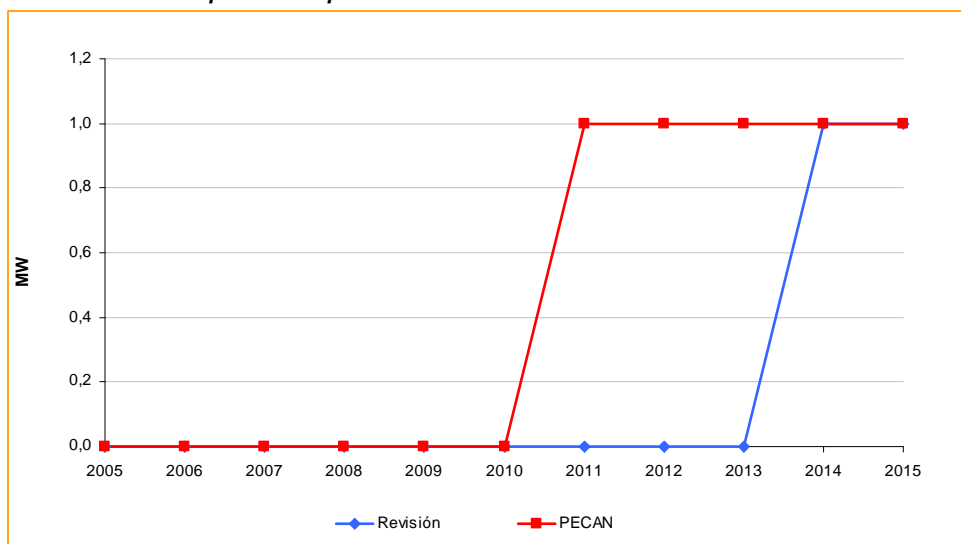


Gráfico 4.25. Comparativa de potencia minihidráulica instalada. TENERIFE

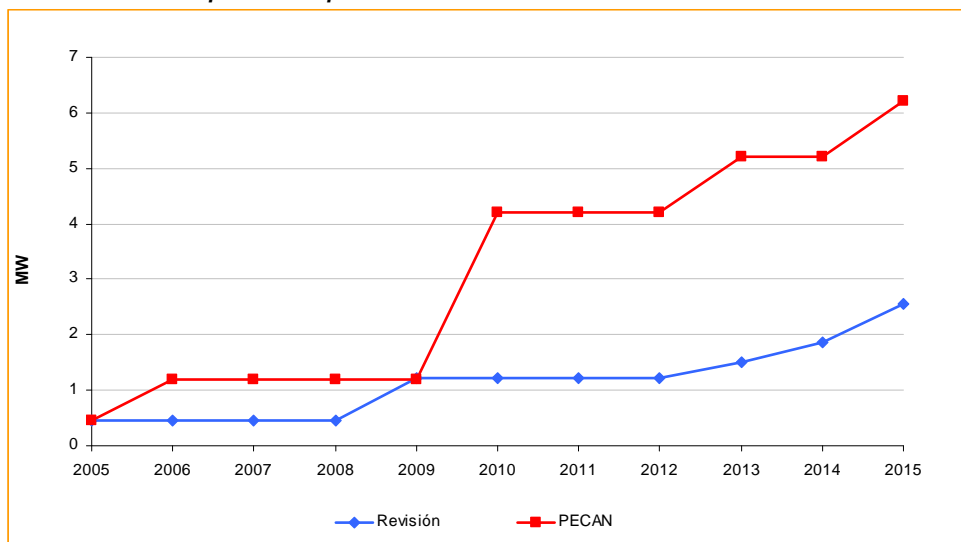


Gráfico 4.26. Comparativa de potencia minihidráulica instalada. LA PALMA

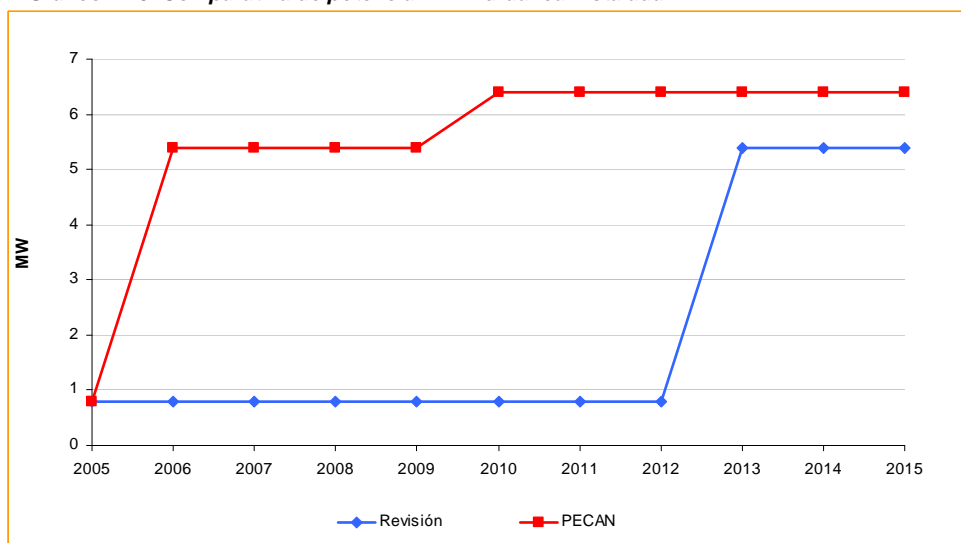


Tabla 4.25. Comparativa de la producción minihidráulica instalada en (2005-2010) y nueva previsión de potencia (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). (MWh)

Año	GRAN CANARIA (MWh)			TENERIFE (MWh)			LA PALMA (MWh)		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	0	0	0,0%	2.368	2.846	-16,8%	0	984	-100,0%
2006	0	0	0,0%	0	3.416	-100,0%	0	7.303	-100,0%
2007	0	0	0,0%	1.176	3.416	-65,6%	0	7.303	-100,0%
2008	0	0	0,0%	1.673	3.416	-51,0%	0	7.303	-100,0%
2009	0	0	0,0%	395	3.416	-88,4%	0	7.303	-100,0%
2010	0	0	0,0%	4	11.957	-100,0%	0	10.146	-100,0%
2011	0	2.847	-100,0%	1.934	11.957	-83,8%	0	10.146	-100,0%
2012	0	2.847	-100,0%	1.934	11.957	-83,8%	0	10.146	-100,0%
2013	0	2.847	-100,0%	2.378	14.804	-83,9%	8.559	10.146	-15,6%
2014	2.847	2.847	0,0%	5.293	14.804	-64,2%	8.559	10.146	-15,6%
2015	2.847	2.847	0,0%	7.300	17.651	-58,6%	8.559	10.146	-15,6%

Gráfico 4.27. Comparativa de producción minihidráulica instalada. GRAN CANARIA

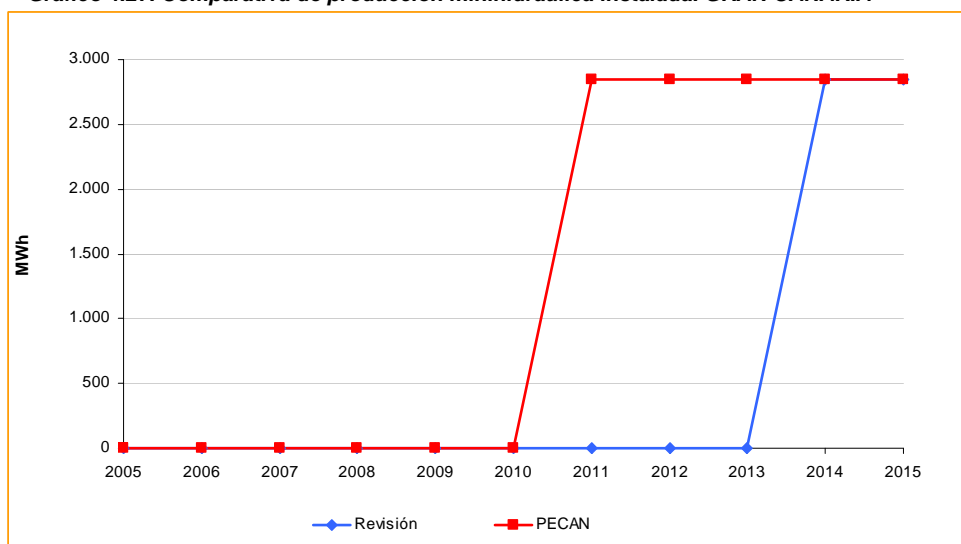


Gráfico 4.28. Comparativa de producción minihidráulica instalada. TENERIFE

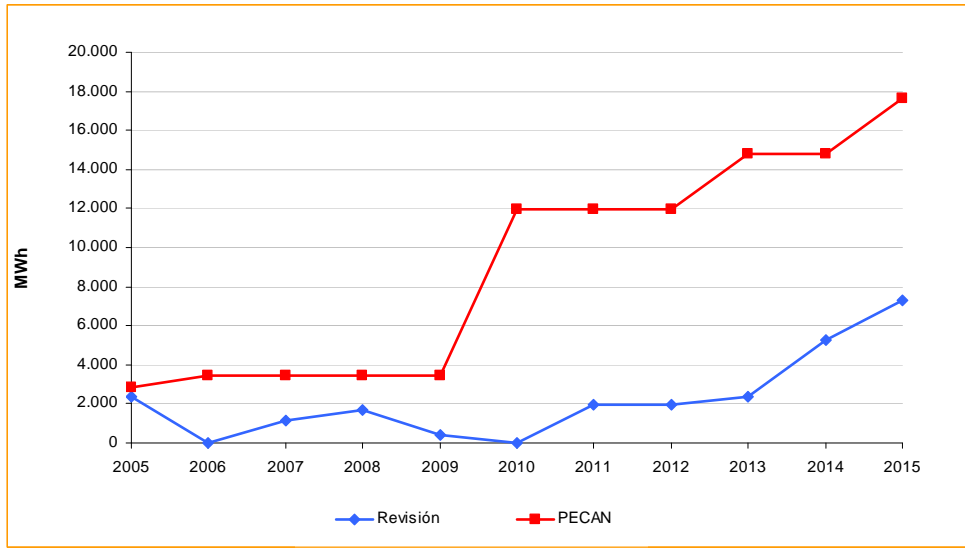
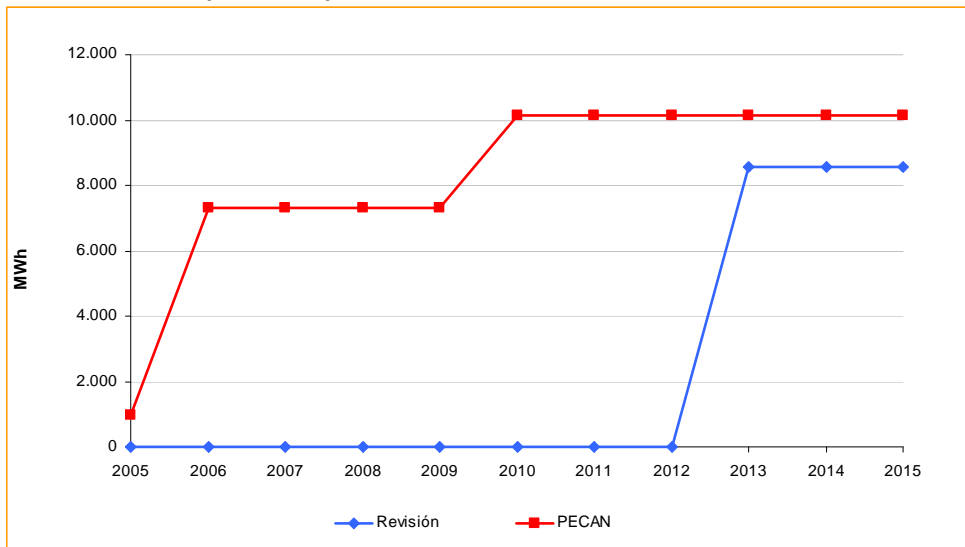


Gráfico 4.29. Comparativa de producción minihidráulica instalada. LA PALMA



4.1.4. Resto de renovables.

En este campo, el PECAN consideraba tres tipos de energías: la procedente del biogás producido tanto en vertederos como en depuradoras de aguas residuales por medio de lodos, la procedente del aprovechamiento de las mareas y la obtenida en centrales termosolares, fijando un objetivo de potencia total instalada procedente de este tipo de energías de 110 MW (30 MW mediante centrales termosolares, 50 MW a partir de energía maremotriz y 30 MW procedentes del biogás).

Sin embargo, la evolución registrada en los últimos años para este tipo de energías no ha sido la prevista en el PECAN, fundamentalmente en lo que se refiere a la tecnología termosolar y maremotriz.

Respecto a la energía maremotriz, no existen tecnologías marinas lo suficientemente maduras en el mercado para convertirse a corto plazo en un sector con una clara penetración fiable en el sistema eléctrico.

En cuanto a la energía termosolar, cabe recordar que tras la publicación del Real Decreto - Ley 6/2009, es condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el RD 661/2007, la inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Y actualmente, debido a la cantidad de proyectos inscritos en el registro a nivel nacional, se han cubierto los objetivos de potencia y por lo tanto, el registro permanece cerrado.

En Canarias no se ha inscrito ningún proyecto bajo este RD, y no podrá hacerlo hasta que se establezca un nuevo marco regulador y nuevos objetivos nacionales al respecto, por lo que es de prever que en lo que resta de horizonte temporal, no se instalará potencia termosolar en ninguna isla.

Por ello, en las nuevas previsiones sólo se va a considerar la posibilidad de producir energía eléctrica con biogás, con lo cual la producción de energía eléctrica esperada a partir de esta fuente renovable se reduce considerablemente.

En base a las anteriores consideraciones, a continuación se muestra la previsión de potencia y producción de energía eléctrica procedente de otras fuentes renovables en Canarias recogida en el PECAN para el periodo 2005-2015, así como la evolución real de estas magnitudes hasta el 2010 y las nuevas previsiones hasta el 2015, en base a la información disponible en el momento de elaboración del presente documento.

Tabla 4.26. Comparativa de la potencia instalada procedente de otras fuentes renovables (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). (MW). CANARIAS.

POTENCIA INSTALADA OTRAS RENOVABLES (MW)												
Año	GRAN CANARIA		TENERIFE		LANZ – FTV		LA PALMA		EL HIERRO		CANARIAS	
	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN
2005	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
2006	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
2007	0,0	2,0	0,0	3,5	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5
2008	0,0	5,0	1,6	8,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	17,0
2009	0,0	6,0	1,6	9,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	19,0
2010	0,0	6,0	1,6	9,0	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	21,0
2011	0,0	13,0	1,6	16,0	0,0	16,0	0,0	1,0	0,0	0,0	1,6	46,0
2012	0,0	13,0	3,5	16,0	0,0	16,0	0,0	1,0	0,0	0,0	3,5	46,0
2013	2,0	14,0	8,0	16,0	3,0	19,0	1,0	1,0	0,0	0,0	14,0	50,0
2014	5,0	21,0	9,0	25,0	4,0	19,0	1,0	1,0	0,0	0,0	19,0	66,0
2015	6,0	40,0	9,0	43,0	4,0	23,0	1,0	3,0	0,0	0,5	20,0	109,5

Gráfico 4.30. Comparativa de la potencia instalada procedente de otras fuentes renovables. CANARIAS

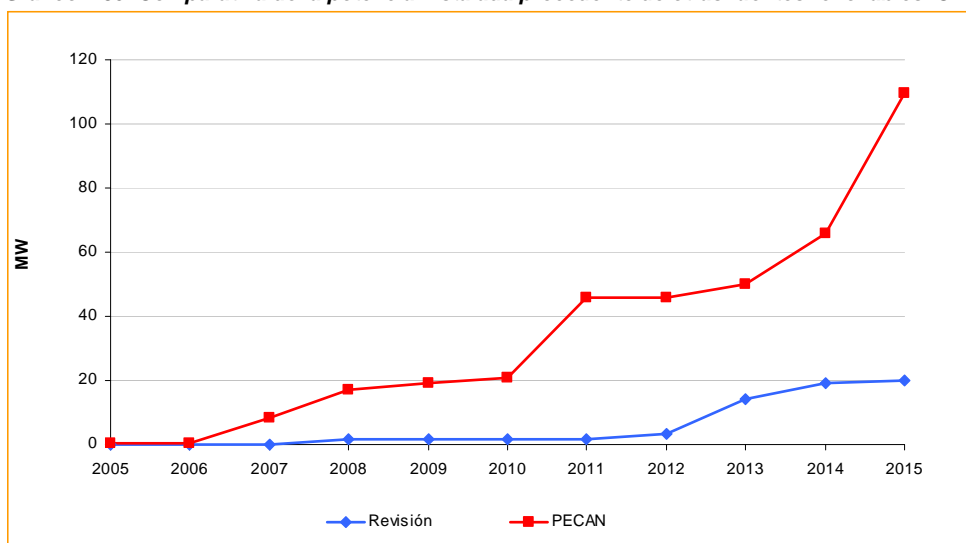
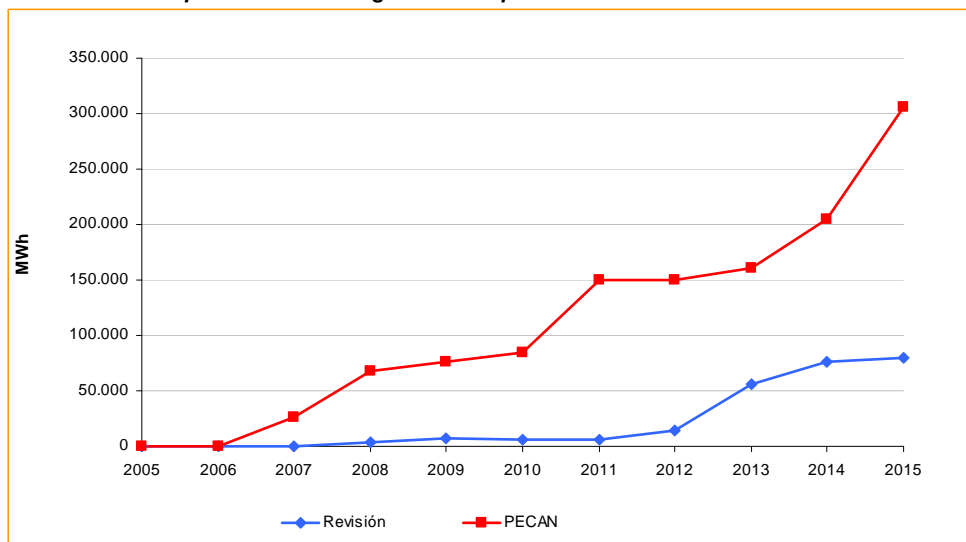


Tabla 4.27. Comparativa de la energía eléctrica procedente de otras fuentes renovables (2005-2010) y nueva previsión (2011-2015), con la previsión PECAN (2005-2015). (MWh). CANARIAS

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA OTRAS RENOVABLES (MWh)												
Año	GRAN CANARIA		TENERIFE		LANZ – FTV		LA PALMA		EL HIERRO		CANARIAS	
	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN
2005	0	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	300
2006	0	0	0	300	0	0	0	0	0	0	0	300
2007	0	200	0	14.000	0	12.000	0	0	0	0	0	26.200
2008	0	20.000	3.389	32.000	0	16.000	0	0	0	0	3.389	68.000
2009	0	24.000	7.037	36.000	0	16.000	0	0	0	0	7.037	76.000
2010	0	24.000	6.400	36.000	0	24.000	0	0	0	0	6.400	84.000
2011	0	44.590	6.400	56.590	0	44.400	0	4.000	0	0	6.400	149.580
2012	0	44.590	14.000	56.590	0	44.400	0	4.000	0	0	14.000	149.580
2013	8.000	48.590	32.000	56.590	12.000	51.954	4.000	4.000	0	0	56.000	161.134
2014	20.000	66.216	36.000	82.216	16.000	51.954	4.000	4.000	0	0	76.000	204.386
2015	24.000	110.760	36.000	122.760	16.000	62.026	4.000	9.036	0	1.259	80.000	305.841

Gráfico 4.31. Comparativa de la energía eléctrica procedente de otras fuentes renovables. CANARIAS



Como se aprecia en las anteriores tablas y gráficos, tanto en potencia instalada como en producción, las nuevas previsiones son claramente inferiores a las antiguas. En potencia instalada las nuevas previsiones estiman unos 20 MW en 2015, frente a los 109,5 MW inicialmente previstos; por consiguiente, la producción estimada es considerablemente inferior, cercana a los 80 GWh frente a los casi 306 GWh previstos anteriormente.

Como resumen de este apartado se muestra a continuación la producción total de energía eléctrica a partir de las diferentes fuentes renovables, así como los porcentajes de participación de cada una de ellas en el total de producción eléctrica de este origen renovable.

Tabla 4.28. Comparativa de la energía eléctrica procedente de energías renovables. CANARIAS (MWh).

AÑO	EOLICA		FOTOVOLTAICA		MINIHIDRAULICA		OTRAS EE.RR.		TOTAL EE.RR.	
	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN
2005	329.512	337.058	399	452	2.368	3.830	0	300	332.279	341.640
2006	345.276	337.058	2.919	27.606	0	10.719	0	300	348.195	375.683
2007	375.054	337.058	19.403	55.233	1.176	10.719	0	26.200	395.633	429.210
2008	390.341	676.466	76.423	114.959	1.673	10.719	3.389	68.000	471.826	870.144
2009	357.897	1.205.683	168.273	133.813	395	10.719	7.037	76.000	533.601	1.426.215
2010	339.079	1.307.990	193.713	148.157	4	22.103	8.411	84.000	541.207	1.562.250
2011	520.920	1.897.830	238.030	163.720	1.934	24.950	6.400	149.580	767.284	2.236.080
2012	934.161	1.897.830	273.611	176.695	1.934	24.950	14.000	149.580	1.223.706	2.249.055
2013	1.315.202	2.203.788	309.162	200.506	3.646	27.797	56.000	161.134	1.684.010	2.593.225
2014	1.696.244	2.482.618	344.711	207.547	16.699	27.797	76.000	204.386	2.133.654	2.922.348
2015	2.513.853	2.808.607	380.277	224.208	18.706	30.644	80.000	305.841	2.992.836	3.369.300

Tabla 4.29. Porcentajes de participación en la producción de energía eléctrica de origen renovable. CANARIAS.

AÑO	EOLICA		FOTOVOLTAICA		MINIHIDRAULICA		OTRAS EE.RR.		TOTAL EE.RR.	
	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN
2005	99,2%	98,7%	0,1%	0,1%	0,7%	1,1%	0,0%	0,1%	100%	100%
2006	99,2%	89,7%	0,8%	7,3%	0,0%	2,9%	0,0%	0,1%	100%	100%
2007	94,8%	78,5%	4,9%	12,9%	0,3%	2,5%	0,0%	6,1%	100%	100%
2008	82,7%	77,7%	16,2%	13,2%	0,4%	1,2%	0,7%	7,8%	100%	100%
2009	67,1%	84,5%	31,5%	9,4%	0,1%	0,8%	1,3%	5,3%	100%	100%
2010	62,7%	83,7%	35,8%	9,5%	0,0%	1,4%	1,6%	5,4%	100%	100%
2011	67,9%	84,9%	31,0%	7,3%	0,3%	1,1%	0,8%	6,7%	100%	100%
2012	76,3%	84,4%	22,4%	7,9%	0,2%	1,1%	1,1%	6,7%	100%	100%
2013	78,1%	85,0%	18,4%	7,7%	0,2%	1,1%	3,3%	6,2%	100%	100%
2014	79,5%	85,0%	16,2%	7,1%	0,8%	1,0%	3,6%	7,0%	100%	100%
2015	84,0%	83,4%	12,7%	6,7%	0,6%	0,9%	2,7%	9,1%	100%	100%

Tal y como puede observarse, la producción de electricidad de origen renovable en Canarias procede mayoritariamente de la energía eólica, cuya previsión inicial estimaba un porcentaje en la cobertura del 99% en 2005, disminuyendo este porcentaje en 2015 hasta el 83%, a favor de la penetración de la fotovoltaica y de otras fuentes renovables (que pasan de tener una presencia prácticamente nula en 2005 a suponer alrededor de un 7% y 9% respectivamente del total de la

energía renovable). Por último, el porcentaje de participación de la minihidráulica en el total de las energías renovables es testimonial, manteniéndose en torno al 1% tanto al principio como al final del horizonte de planificación.

De acuerdo con la evolución real de estas energías, así como la nuevas previsiones, la contribución de la producción de energía eléctrica de origen eólico y fotovoltaico en 2015 será incluso mayor que lo previsto en el PECAN, mientras que la producción de origen minihidráulico y la procedente de otras fuentes renovables serán inferiores a las previsiones iniciales.

4.2- Aportación de la cogeneración a la cobertura de la demanda eléctrica.

En las tablas siguiente se muestra la previsión de la potencia y producción de energía eléctrica mediante instalaciones que utilizan la cogeneración recogida en el PECAN para el periodo 2005-2015, así como la evolución real de estas magnitudes hasta el 2010 y las nuevas previsiones hasta el 2015, en base a la información disponible en el momento de elaboración del presente documento.

Tabla 4.30. Comparativa de la revisión de potencia y producción en instalaciones que utilizan cogeneración, con la previsión PECAN (2005-2015). CANARIAS

CANARIAS						
Año	Potencia (MW)			Producción (MWh)		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	71,4	70,8	0,9%	260.891	268.202	-2,7%
2006	71,4	70,8	0,9%	241.295	268.202	-10,0%
2007	71,4	70,8	0,9%	229.415	339.862	-32,5%
2008	65,3	70,8	-7,8%	247.266	339.862	-27,2%
2009	65,3	70,8	-7,8%	263.547	339.862	-22,5%
2010	65,3	70,8	-7,8%	152.150	339.862	-55,2%
2011	65,3	71,3	-8,4%	161.600	341.862	-52,7%
2012	65,3	72,3	-9,7%	234.223	345.862	-32,3%
2013	65,3	73,3	-10,9%	234.223	349.862	-33,1%
2014	65,3	77,3	-15,5%	234.223	365.862	-36,0%
2015	65,3	80,8	-19,2%	234.223	379.862	-38,3%

Gráfico 4.31. Comparativa de potencia en instalac. que utilizan cogeneración. CANARIAS

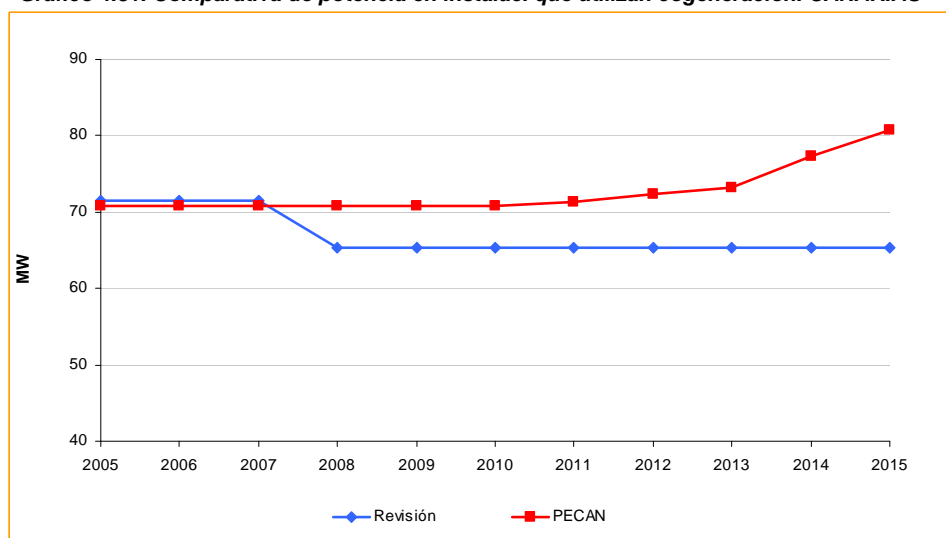
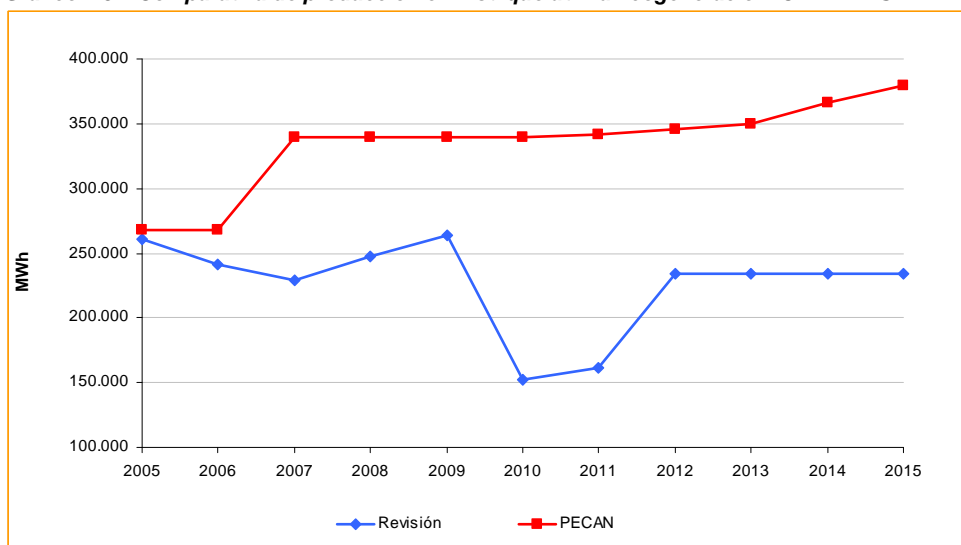


Gráfico 4.32. Comparativa de producción en inst. que utilizan cogeneración. CANARIAS



Las islas de Gran Canaria y Tenerife son las únicas que disponen de plantas de cogeneración, que colaboran inyectando energía al sistema eléctrico.

En Tenerife son dos las instalaciones inscritas en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, (la planta de Cogeneración de Tenerife, S.A. - COTESA, de 38,2 MW y la planta de Cogeneración Mare Nostrum Resort, de 2,2 MW). En Gran Canaria se partía de tres instalaciones de cogeneración (Las Palmas 1, de 24,2 MW, Hotel Amadores, de 0,684 MW y Hospital Juan Negrín, de 6,16 MW), si bien desde el año 2008 la planta de cogeneración del Hospital Juan Negrín está desmantelada.

Sin embargo, la capacidad generadora de estas instalaciones no ha tenido el desarrollo esperado, siendo la central de COTESA la que más ha colaborado en la generación de electricidad en los últimos años. No obstante, la viabilidad de esta centra (acogida actualmente al régimen especial), está pendiente de regulación, tras la solicitud del titular de traspasar la instalación del régimen especial al régimen ordinario, al haber cumplido la instalación los 15 años de vida útil en 2010, por lo que ha dejado de percibir la prima correspondiente. A pesar de ello, cabe esperar que las expectativas respecto a la rentabilidad futura de esta instalación mejoren a corto plazo, de manera que pueda aumentar su contribución a la generación eléctrica.

En las nuevas previsiones no se ha considerado la instalación de potencia adicional en lo que resta de horizonte temporal del PECAN, por lo que la previsión de producción eléctrica se reduce considerablemente.

4.3. Centrales hidroeléctricas reversibles

En los apartados anteriores se han recogido las previsiones de integración de tecnologías renovables no gestionables (principalmente eólica y fotovoltaica), de cara a poder materializar el objetivo de alcanzar un 30% de generación eléctrica mediante fuentes renovables.

Debido a la elevada volatilidad de este tipo de tecnologías, así como a la elevada incertidumbre en las previsiones de su producción, son previsibles situaciones, especialmente en horas valle, en

que no se podría integrar todo el recurso disponible de manera compatible con la seguridad del sistema. En este sentido, resulta necesario disponer de mecanismos que garanticen la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico en los sistemas y posibiliten una mayor integración de estas energías. La integración de forma masiva de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos canarios en condiciones de seguridad requiere disponer de sistemas de almacenamiento, proporcionando de esta forma la seguridad de suministro de la que estas carecen.

Dada la previsión de una significativa integración de energía renovable y de los altos contingentes de potencia instalada previstos en Canarias, por su difícil gestionabilidad y previsión, se determina una alta necesidad del aumento y mejora de los mecanismos de regulación para poder afrontar variaciones bruscas y no previsibles del recurso renovable no gestionable (tanto en el caso de la eólica, como en el caso de la fotovoltaica). El fuerte aumento previsto de la generación renovable intermitente se debe complementar con el refuerzo de equipos de arranque rápido y con capacidad de almacenamiento suficiente para mantener la seguridad y calidad en los sistemas eléctricos aislados, como son los sistemas hidroeléctricos reversibles, ya que contribuyen a adaptar la generación a la curva de la demanda (bombeando en las horas valle y turbinando en las horas pico), maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables primarios.

En este sentido, en la Estrategia Integral para la Comunidad Autónoma de Canarias (Plan Canarias), aprobada por Consejo de Ministros del 9 de octubre de 2009, se contempla en su apartado 1.1 la incorporación de centrales hidráulicas reversibles en algunos de los sistemas de Canarias, en base a dos objetivos sectoriales principales:

- Potenciar las fuentes energéticas autóctonas para que las energías renovables aporten, en 2015, el 30% de la generación eléctrica.
- Reducir el grado de dependencia energética de Canarias.

A estos efectos, el Plan Canarias contempla varios sistemas hidroeléctricos reversibles que permitirán un mayor uso de energía renovable mediante el almacenamiento de los excedentes no integrables (fundamentalmente eólica) y a la vez, dotarán de mayor estabilidad al sistema eléctrico por la rapidez de respuesta que dicha tecnología aporta al parque de generación actual, mejorando como consecuencia, la garantía y calidad del suministro eléctrico.

Los proyectos contemplados en el Plan Canarias se ubican en Gran Canaria, Tenerife, La Palma y La Gomera y supondrían una potencia total instalada de 299 MW (Gran Canaria: 164 MW; Tenerife: 90 MW; La Palma: 30 MW; La Gomera: 15 MW), sin bien no se prevé su puesta en funcionamiento en el horizonte temporal del PECAN.

Asimismo, actualmente se encuentra en fase de ejecución el sistema hidroeólico de El Hierro, (compuesto básicamente por una central de bombeo de 6 MW, una central de turbinación de 11,32 MW y un parque eólico de 11,5 MW), cuya puesta en funcionamiento se prevé para el año 2012.

Estos sistemas contribuyen, más allá de la fiabilidad del sistema, a una mayor eficiencia global en la explotación de estos sistemas eléctricos, a una máxima integración de recursos renovables, que sin estos grupos de bombeo reversible se vería mermada y, consiguientemente, a una reducción del consumo de combustibles fósiles que permanecen necesarios.

5.- BALANCE ELÉCTRICO Y APORTACIÓN DE LA GENERACIÓN CONVENCIONAL.

Una vez tenida en cuenta la aportación de las fuentes renovables y la cogeneración al balance eléctrico, el resto de la electricidad necesaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica se cubrirá con generación convencional.

En la tabla siguiente se muestra la previsión de la aportación en el conjunto del Archipiélago de la electricidad neta en barras de central (una vez descontadas las pérdidas y autoconsumos en generación) según origen, prevista en el PECAN para cada uno de los años del periodo 2005-2015, así como la evolución real de estas magnitudes hasta el 2010 y las nuevas previsiones hasta el 2015.

Hay que tener en cuenta que en la revisión objeto del presente documento, se han comparado las previsiones de generación de energía eléctrica según origen contemplada en el PECAN (que incorpora los ahorros derivados de las medidas de uso racional de la energía) con la generación eléctrica producida según la información aportada por Endesa y REE hasta el año 2010 y las nuevas previsiones de demanda eléctrica aportadas por REE (en el escenario central), a partir de 2011.

Tabla 5.1. Comparativa de electricidad neta generada según origen. CANARIAS (GWh).

AÑO	REGIMEN ORDINARIO		RENOVABLES		COGENERACIÓN		TOTAL (GWh)	
	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN
2005	7.940	8.149	332	343	261	268	8.534	8.760
2006	8.361	8.517	348	377	241	268	8.950	9.163
2007	8.590	8.767	396	431	229	340	9.215	9.538
2008	8.622	8.681	472	867	247	340	9.341	9.888
2009	8.328	8.353	534	1.423	264	340	9.126	10.115
2010	8.192	8.513	541	1.563	152	340	8.886	10.415
2011	7.952	8.067	767	2.239	162	342	8.881	10.648
2012	7.655	8.265	1224	2.254	234	346	9.113	10.865
2013	7.477	8.096	1684	2.589	234	350	9.395	11.035
2014	7.291	7.862	2134	2.926	234	366	9.659	11.154
2015	6.728	7.481	2993	3.370	234	380	9.955	11.231

Tabla 5.2. Comparativa de la participación de la electricidad neta generada según origen.

AÑO	REGIMEN ORDINARIO		RENOVABLES		COGENERACIÓN		TOTAL	
	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN	Revisión	PECAN
2005	93,0%	93,0%	3,9%	3,9%	3,1%	3,1%	100%	100%
2006	93,4%	92,9%	3,9%	4,1%	2,7%	2,9%	100%	100%
2007	93,2%	91,9%	4,3%	4,5%	2,5%	3,6%	100%	100%
2008	92,3%	87,8%	5,1%	8,8%	2,6%	3,4%	100%	100%
2009	91,3%	82,6%	5,8%	14,1%	2,9%	3,4%	100%	100%
2010	92,2%	81,7%	6,1%	15,0%	1,7%	3,3%	100%	100%
2011	89,5%	75,8%	8,6%	21,0%	1,8%	3,2%	100%	100%
2012	84,0%	76,1%	13,4%	20,7%	2,6%	3,2%	100%	100%
2013	79,6%	73,4%	17,9%	23,5%	2,5%	3,2%	100%	100%
2014	75,5%	70,5%	22,1%	26,2%	2,4%	3,3%	100%	100%
2015	67,6%	66,6%	30,1%	30,0%	2,4%	3,4%	100%	100%

El PECAN fijaba un objetivo de reducción del peso de la generación convencional en el cómputo global de producción de energía eléctrica, pasando del 93% al inicio del horizonte de planificación al 66,6% al final del periodo. Ello se lograría con la mayor participación de las energías renovables, cuya previsión consistía en un aumento progresivo desde el 3,9% en 2005 hasta alcanzar el 30% en 2015, completándose el mix de generación con la participación de la cogeneración, que permanecería más o menos constante en términos relativos en todo el horizonte temporal del PECAN.

Respecto al periodo 2005-2010, cabe resaltar el peso de la generación convencional, superior en algo más del 10% al inicialmente previsto, manteniéndose por encima del 90%, cuando el PECAN estimaba una reducción de este tipo de generación que lo situaría en el 82% en 2010.

Por lo que respecta a la cobertura de la demanda eléctrica con energías renovables, los datos registrados evidencian un crecimiento ligeramente por debajo de lo previsto por el PECAN 2006 en la primera parte del periodo de planificación, aumentando las diferencias a medida que avanzan los años. Así, entre 2005 y 2007 las previsiones y las producciones reales presentan muy pocas diferencias (menos de 0,5%), si bien a partir de 2008 empiezan a registrarse producciones menores, llegando en 2010 a ser un 9% inferior a la prevista. Ello es debido a que en ese año el PECAN estimaba un gran salto en la generación eólica, que finalmente no se ha materializado, debido al retraso en la incorporación de la potencia prevista.

Y por último, la generación de electricidad a partir de instalaciones que utilizan la cogeneración ha sido inferior a la prevista en el PECAN, siendo su porcentaje de participación en 2010 del 50% de la estimación inicial (1,7% frente al 3,3% del PECAN).

Si comparamos las nuevas previsiones de cobertura de la demanda respecto a las iniciales del PECAN 2006, destacan con carácter general que los objetivos de cobertura de régimen ordinario están siempre por encima del PECAN 2006, mientras que los de participación de renovables están por debajo salvo en el último año del horizonte de planificación, en el que prácticamente se iguala al valor del 30% previsto en el PECAN. Ello se debe fundamentalmente a la participación de la eólica y fotovoltaica, para las cuales las nuevas previsiones no difieren o incluso superan las previsiones del PECAN.

Por último, respecto a la generación en régimen ordinario, cabe recordar el retraso que se está produciendo en la introducción del gas natural, previsto inicialmente para el año 2009 y cuyas mejores previsiones estiman su incorporación en 2014. Hasta que la entrada del gas natural en Canarias se materialice, los actuales equipos de ciclo combinado deberán seguir utilizando gas oil, lo que tendrá importantes implicaciones en los objetivos de diversificación, eficiencia energética y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

6.- COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA FINAL Y PRIMARIA.

6.1.- Demanda de energía final.

En este apartado se revisa la cobertura de la demanda total de energía final y las necesidades de energía primaria para abastecerla.

Por lo que se refiere a la demanda de energía final, en primer lugar se compararán las previsiones contenidas en el PECAN, una vez descontadas las medidas URE, con las nuevas previsiones. De esta forma se llega a lo que el PECAN denomina demanda objetivo de energía final. Los objetivos de reducción fijados en el PECAN son los siguientes:

- Combustibles de automoción (gasolinas y gasóleos): Reducción del 7% en el año 2010 y del 15% en el año 2015.
- Combustibles para tráfico marítimo interinsular y aéreo: Reducción del 10% en el año 2010 y del 15% en el año 2015.
- Combustibles para la industria: Reducción del 10% en el año 2010 y del 20% en el año 2015.
- Electricidad: Reducción del 5% en el año 2010 y del 14% en el año 2015 con respecto a la demanda tendencial de electricidad final.

En las siguientes tablas se recoge tanto la demanda de energía final prevista en el PECAN 2006, como su revisión, en función de los valores reales y nuevas previsiones.

Tabla 6.1. Demanda de energía final prevista en PECAN (Tep). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Electricidad	Renovables		Calor Cogeneración	Total Energía final
			Biocombustibles	Solar térmica		
2005	3.022.308	698.865	0	4.403	4.299	3.729.875
2006	3.095.850	730.815	0	4.753	4.299	3.835.717
2007	3.116.771	761.960	9.630	7.000	10.678	3.906.039
2008	3.137.347	791.299	23.056	9.450	10.678	3.971.830
2009	3.128.433	818.551	49.839	12.250	10.678	4.019.751
2010	3.079.554	844.067	74.796	14.700	10.678	4.023.795
2011	3.076.667	864.611	78.197	17.850	10.678	4.048.003
2012	3.071.707	883.549	80.725	20.650	10.792	4.067.423
2013	3.030.428	899.211	83.175	24.150	10.792	4.047.756
2014	3.043.330	910.981	88.663	28.000	11.019	4.081.993
2015	3.042.170	919.505	94.428	32.200	11.700	4.100.003

Tabla 6.2. Revisión de la demanda de energía final (Tep). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Electricidad	Renovables		Calor Cogeneración	Total Energía final
			Biocombustibles	Solar térmica		
2005	3.362.508	733.890	0	4.631	4.182	4.105.210
2006	3.415.680	769.722	0	7.731	3.868	4.197.001
2007	3.425.308	792.489	0	8.120	7.208	4.233.124
2008	3.247.404	803.364	21.285	8.316	7.769	4.088.138
2009	2.934.506	784.799	36.220	8.605	8.280	3.772.411
2010	2.880.496	764.162	59.350	9.466	4.780	3.718.254
2011	2.793.613	721.106	62.239	10.886	5.048	3.592.892
2012	2.860.493	741.065	65.290	13.063	7.309	3.687.220
2013	2.963.321	765.593	65.586	16.329	7.225	3.818.054
2014	2.983.321	788.811	68.075	20.411	7.054	3.867.673
2015	3.003.199	815.002	71.715	25.514	7.179	3.922.608

Tabla 6.3. Porcentajes sobre la demanda de energía final prevista en PECAN (Tep). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Electricidad	Renovables		Calor Cogeneración	Total Energía final
			Biocombustibles	Solar térmica		
2005	81,0%	18,7%	0,0%	0,1%	0,1%	100%
2006	80,7%	19,1%	0,0%	0,1%	0,1%	100%
2007	79,8%	19,5%	0,2%	0,2%	0,3%	100%
2008	79,0%	19,9%	0,6%	0,2%	0,3%	100%
2009	77,8%	20,4%	1,2%	0,3%	0,3%	100%
2010	76,5%	21,0%	1,9%	0,4%	0,3%	100%
2011	76,0%	21,4%	1,9%	0,4%	0,3%	100%
2012	75,5%	21,7%	2,0%	0,5%	0,3%	100%
2013	74,9%	22,2%	2,1%	0,6%	0,3%	100%
2014	74,6%	22,3%	2,2%	0,7%	0,3%	100%
2015	74,2%	22,4%	2,3%	0,8%	0,3%	100%

Tabla 6.4. Porcentajes sobre la demanda de energía final revisada (Tep). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Electricidad	Renovables		Calor Cogeneración	Total Energía final
			Biocombustibles	Solar térmica		
2005	81,9%	17,9%	0,0%	0,1%	0,1%	100,0%
2006	81,4%	18,3%	0,0%	0,2%	0,1%	100,0%
2007	80,9%	18,7%	0,0%	0,2%	0,2%	100,0%
2008	79,4%	19,7%	0,5%	0,2%	0,2%	100,0%
2009	77,8%	20,8%	1,0%	0,2%	0,2%	100,0%
2010	77,5%	20,6%	1,6%	0,3%	0,1%	100,0%
2011	77,8%	20,1%	1,7%	0,3%	0,1%	100,0%
2012	77,6%	20,1%	1,8%	0,4%	0,2%	100,0%
2013	77,6%	20,1%	1,7%	0,4%	0,2%	100,0%
2014	77,1%	20,4%	1,8%	0,5%	0,2%	100,0%
2015	76,6%	20,8%	1,8%	0,7%	0,2%	100,0%

Como puede observarse, al final del horizonte de planificación únicamente en el caso de los derivados del petróleo las nuevas previsiones de demanda final superan las estimadas inicialmente, situándose el resto de categorías por debajo de las previsiones del PECAN.

En el caso de los biocombustibles, se ha supuesto una evolución en función de la nueva previsión de la gasolina y gasoil de automoción, con nuevos porcentajes en 2014 y 2015, algo más ambiciosos que los del PECAN. Sin embargo, dado el menor consumo previsto para automoción, la demanda de biocombustibles es algo inferior. En el caso de la electricidad, siguiendo la previsión de demanda de energía eléctrica en barras de central de REE (escenario central), y una vez descontadas las pérdidas en transporte (en la misma proporción que la establecida en el PECAN y convertida en TEP), se advierte que la energía final demandada es casi un 13% inferior. La demanda final de derivados del petróleo en usos finales prácticamente es la misma en ambos casos, al igual que la demanda de calor de cogeneración.

En cuanto al peso relativo de cada categoría, en las nuevas previsiones destaca el petróleo, con una participación del casi el 77% y la electricidad con un 21% en 2015. Se observa que al igual que en las previsiones del PECAN, la electricidad gana algo de peso, mientras que los derivados del petróleo lo pierden a lo largo del horizonte temporal del plan. De igual forma, aunque aún marginalmente, los biocombustibles y la solar térmica ganan cuota, de forma que en 2015 suman conjuntamente un 2,5%, frente al 0,1% al comienzo del periodo.

Las siguientes tablas muestran la demanda final de energía eléctrica tras la aportación de medidas URE recogida en el PECAN, y la revisión de dicha demanda final. A estos efectos, para la revisión del consumo final de electricidad se ha partido de la demanda real hasta 2010 y de la energía estimada por REE (escenario central) en barras de central a partir de 2011, recogidas en el apartado 2 del presente documento, una vez aplicados los mismos coeficientes de pérdidas que los empleados en el PECAN.

Tabla 6.5. Demanda final de energía eléctrica tras la aportación de URE (GWh) según PECAN. CANARIAS

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2005	3.292,6	3.152,9	1.335,9	246,5	65,6	32,8	8.126,3
2006	3.428,6	3.321,1	1.401,1	243,9	68,6	34,4	8.497,9
2007	3.560,2	3.474,8	1.464,9	252,6	71,5	36,0	8.860,0
2008	3.685,8	3.615,8	1.526,6	260,9	74,4	37,7	9.201,1
2009	3.802,7	3.743,8	1.585,8	269,2	77,2	39,2	9.518,0
2010	3.907,4	3.853,7	1.641,7	291,6	79,6	40,8	9.814,7
2011	3.999,6	3.951,4	1.694,0	284,6	81,7	42,3	10.053,6
2012	4.077,4	4.035,1	1.742,0	291,7	83,8	43,7	10.273,8
2013	4.138,6	4.103,4	1.785,1	298,1	85,6	45,1	10.455,9
2014	4.179,6	4.153,0	1.822,3	303,7	87,2	46,3	10.592,1
2015	4.197,1	4.181,2	1.852,3	325,9	88,2	47,4	10.691,9
<i>Crecim. medio (2005-2015)</i>	2,5%	2,9%	3,3%	2,9%	3,0%	3,8%	2,8%
<i>Crecim. medio (2011-2015)</i>	1,2%	1,4%	2,3%	3,5%	1,9%	2,9%	1,6%

Tabla 6.6. Revisión de la demanda final de energía eléctrica (GWh). CANARIAS

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS
2005	3.439,8	3.358,0	1.399,0	237,7	63,9	35,2	8.533,6
2006	3.567,0	3.536,3	1.492,0	251,6	66,3	37,0	8.950,3
2007	3.666,7	3.643,5	1.535,1	262,4	67,5	39,7	9.215,0
2008	3.711,7	3.711,7	1.537,8	268,6	70,1	41,5	9.341,4
2009	3.625,9	3.625,9	1.502,3	262,4	68,5	40,6	9.125,6
2010	3.526,8	3.524,6	1.451,1	268,0	72,0	43,1	8.885,6
2011	3.287,6	3.263,4	1.353,2	247,4	68,3	39,3	8.259,1
2012	3.400,1	3.329,4	1.381,1	253,9	70,1	40,5	8.475,0
2013	3.508,9	3.435,4	1.417,3	262,3	72,2	41,6	8.737,6
2014	3.602,8	3.528,4	1.464,8	269,7	74,2	42,8	8.982,7
2015	3.712,6	3.632,6	1.514,0	278,1	76,4	44,1	9.257,8
<i>Crecim. medio (2005-2015)</i>	0,8%	0,9%	0,9%	1,7%	1,9%	2,4%	0,9%
<i>Crecim. medio (2011-2015)</i>	3,1%	2,7%	2,9%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%

De acuerdo con las nuevas previsiones, para el periodo 2011-2015 se esperan demandas de energía final inferiores a las contempladas en el PECAN. No obstante, el crecimiento promedio de la demanda de energía final previsto para este periodo se sitúan en torno al 3%, tanto a nivel insular, como para el conjunto de Canarias, por encima del esperado en el PECAN para este mismo periodo, salvo en el caso de la isla de La Palma, para la que el PECAN estimaba un crecimiento promedio del 3,5%.

6.2. Cobertura con combustibles y energía solar térmica

Por lo que respecta a los combustibles, la previsión de la demanda final objetivo al nivel del conjunto de Canarias para cada uno de los productos, descontando el efecto de las medidas URE y de sustitución directa por energías renovables (caso de la energía solar térmica), estimada en el PECAN es la siguiente:

Tabla 6.7. Demanda final de combustibles prevista en el PECAN. CANARIAS (Tep)

AÑO	GLP	GASOLINA	GASÓLEOS	QUEROSENO	FUELOIL	BIOCOMBUSTIBLES	TOTAL
2005	102.251	603.767	857.255	949.337	444.309	0	2.956.919
2006	103.641	601.519	892.453	963.638	452.863	0	3.014.114
2007	105.183	593.771	922.170	967.484	456.296	9.630	3.054.534
2008	106.688	595.988	944.298	970.368	454.616	23.056	3.095.014
2009	108.343	577.098	957.405	963.285	456.914	49.839	3.112.884
2010	110.108	520.557	968.044	945.672	453.437	74.796	3.072.614
2011	111.949	503.289	988.783	948.476	452.242	78.197	3.082.936
2012	113.865	480.848	1.006.038	948.317	457.250	80.725	3.087.043
2013	115.848	458.830	1.022.455	905.796	462.110	83.175	3.048.214
2014	117.899	453.227	1.063.716	864.006	462.747	88.663	3.050.258
2015	120.018	447.263	1.112.628	822.944	467.390	94.428	3.064.671

A efectos de la revisión de la demanda final de combustibles y su comparación con la prevista inicialmente en el PECAN, se parte de la demanda de productos petrolíferos ya analizada en el apartado 3 del presente documento descontando, respecto a las nueva previsiones (a partir del año 2010), los porcentajes de reducción fijados en el PECAN en aplicación de medidas URE, para cada uno de los productos.

Tabla 6.8. Revisión de la demanda final de combustibles. CANARIAS (Tep)

AÑO	GLP	GASOLINA	GASÓLEOS	QUEROSENO	FUELOIL	BIOCOMBUSTIBLES	TOTAL
2005	114.682	628.971	996.189	1.230.580	392.086	0	3.362.508
2006	110.600	628.049	993.942	1.286.205	396.883	0	3.415.680
2007	108.437	617.455	1.015.250	1.281.704	402.461	0	3.425.308
2008	103.438	582.728	948.542	1.221.577	391.118	21.285	3.268.689
2009	98.922	555.355	876.192	1.034.115	369.922	36.220	2.970.727
2010	102.830	447.418	726.852	976.711	318.734	59.350	2.631.896
2011	102.830	417.941	727.902	881.501	323.803	62.239	2.516.215
2012	101.700	389.544	724.008	924.079	321.585	65.290	2.526.206
2013	101.700	365.809	721.012	968.245	338.221	65.586	2.560.572
2014	100.570	356.983	742.828	958.032	337.956	68.075	2.564.443
2015	100.570	349.401	756.659	947.796	336.745	71.715	2.562.887

La distribución sectorial de la demanda final de combustibles recogida en el PECAN, así como dicha distribución, en función de las nuevas previsiones se muestran a continuación:

Tabla 6.9. Distribución sectorial de la demanda final de combustibles prevista en PECAN (Tep). CANARIAS

AÑO	Consumo Interior	Transporte aéreo	Navegación	TOTAL
2005	1.542.725	949.337	464.858	2.956.920
2006	1.566.168	963.638	484.309	3.014.115
2007	1.588.980	967.484	498.010	3.054.474
2008	1.624.794	970.368	499.853	3.095.015
2009	1.637.812	963.285	511.786	3.112.883
2010	1.610.181	945.672	516.761	3.072.614
2011	1.614.360	948.476	520.101	3.082.937
2012	1.603.141	948.317	535.586	3.087.044
2013	1.591.555	905.796	550.863	3.048.214
2014	1.630.168	864.006	556.084	3.050.258
2015	1.670.633	822.944	571.093	3.064.670

Tabla 6.10. Revisión de la distribución sectorial de la demanda final de combustibles (Tep). CANARIAS

AÑO	Consumo Interior	Transporte aéreo	Navegación	TOTAL
2005	1.567.572	1.230.580	564.356	3.362.508
2006	1.602.453	1.286.205	527.022	3.415.680
2007	1.616.913	1.281.704	526.690	3.425.308
2008	1.516.104	1.221.577	531.009	3.268.689
2009	1.431.448	1.034.115	505.163	2.970.727
2010	1.226.289	976.711	428.896	2.631.896
2011	1.190.291	881.501	444.424	2.516.215
2012	1.159.471	924.079	442.656	2.526.206
2013	1.129.255	968.245	463.072	2.560.572
2014	1.141.456	958.032	464.956	2.564.443
2015	1.148.629	947.796	466.461	2.562.887

Tabla 6.11. Distribución sectorial de la demanda final de combustibles prevista en PECAN (%). CANARIAS

AÑO	Consumo Interior	Transporte aéreo	Navegación	TOTAL
2005	52,2%	32,1%	15,7%	100%
2006	52,0%	32,0%	16,1%	100%
2007	52,0%	31,7%	16,3%	100%
2008	52,5%	31,4%	16,2%	100%
2009	52,6%	30,9%	16,4%	100%
2010	52,4%	30,8%	16,8%	100%
2011	52,4%	30,8%	16,9%	100%
2012	51,9%	30,7%	17,3%	100%
2013	52,2%	29,7%	18,1%	100%
2014	53,4%	28,3%	18,2%	100%
2015	54,5%	26,9%	18,6%	100%

Tabla 6.12. Revisión de la distribución sectorial de la demanda final de combustibles (%). CANARIAS

AÑO	Consumo Interior	Transporte aéreo	Navegación	TOTAL
2005	46,6%	36,6%	16,8%	100%
2006	46,9%	37,7%	15,4%	100%
2007	47,2%	37,4%	15,4%	100%
2008	46,4%	37,4%	16,2%	100%
2009	48,2%	34,8%	17,0%	100%
2010	46,6%	37,1%	16,3%	100%
2011	47,3%	35,0%	17,7%	100%
2012	45,9%	36,6%	17,5%	100%
2013	44,1%	37,8%	18,1%	100%
2014	44,5%	37,4%	18,1%	100%
2015	44,8%	37,0%	18,2%	100%

En relación con la demanda final de combustibles por sectores destaca, al igual que en las previsiones iniciales, el consumo interior por su mayor peso, seguido del transporte aéreo y por último, la navegación marítima nacional. Sin embargo, al final del horizonte temporal, el consumo para la navegación aérea aumenta en 10 puntos respecto de las previsiones iniciales, colocándose en un 37% frente al 27% previsto en el PECAN, en detrimento del consumo interior, que disminuye prácticamente en la misma proporción (pasa de un 55% a un 45%), mientras que el combustible para la navegación marítima se mantiene en porcentajes similares.

En las siguientes tablas se reflejan las demandas de productos petrolíferos y gas natural necesarias para la producción de electricidad, una vez descontada las medidas URE y la aportación de las energías renovables, de acuerdo con las previsiones iniciales del PECAN y las nuevas previsiones.

Para ello se ha supuesto que el gas natural empieza a ser utilizado en 2014 en Tenerife y en 2015 también en Gran Canaria, con un grado de penetración en función de los valores suministrados por Gascan, si bien hay que indicar que las cifras de introducción de este combustibles referentes al primer año en cada isla podrían tener una variación importante, al tratarse de instalaciones nuevas en Canarias, en prueba conjuntamente con los ciclos combinados.

A efectos de determinar los combustibles necesarios para la generación de electricidad se ha empleado, a partir del año 2011, la previsión de demanda de energía eléctrica en barras de central (descontando el uso de renovables) y los rendimientos energéticos globales del parque generador convencional recogidos en el PECAN hasta 2008 (debido al retraso en la entrada del gas natural, previsto inicialmente para el año 2009). Para los años 2014 y 2015 se ha empleado el rendimiento energético del 40%, al preverse la entrada de este combustible en esos años.

Tabla 6.13. Combustibles destinados a la generación eléctrica según el PECAN (TEP). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Gas natural	Total combustible	Petróleo	Gas natural	Total combustible
2005	2.182.540	0	2.182.540	100%	0%	100,0%
2006	2.229.630	0	2.229.630	100%	0%	100,0%
2007	2.287.525	0	2.287.525	100%	0%	100,0%
2008	2.228.167	0	2.228.167	100%	0%	100,0%
2009	2.102.646	28.479	2.131.125	98,7%	1,3%	100,0%
2010	1.768.525	316.264	2.084.789	84,8%	15,2%	100,0%
2011	1.152.846	826.369	1.979.215	58,2%	41,8%	100,0%
2012	772.568	1.216.081	1.988.649	38,8%	61,2%	100,0%
2013	682.458	1.244.525	1.926.983	35,4%	64,6%	100,0%
2014	673.665	1.159.004	1.832.669	36,8%	63,2%	100,0%
2015	673.847	1.087.730	1.761.577	38,3%	61,7%	100,0%

Tabla 6.14. Revisión de los combustibles destinados a la generación eléctrica según consumos reales y nuevas previsiones (TEP). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Gas natural	Total combustible	Petróleo	Gas natural	Total combustible
2005	2.052.994	0	2.052.994	100,0%	0,0%	100,0%
2006	2.037.581	0	2.037.581	100,0%	0,0%	100,0%
2007	2.091.227	0	2.091.227	100,0%	0,0%	100,0%
2008	2.081.280	0	2.081.280	100,0%	0,0%	100,0%
2009	1.956.249	0	1.956.249	100,0%	0,0%	100,0%
2010	1.927.789	0	1.927.789	100,0%	0,0%	100,0%
2011	1.826.345	0	1.826.345	100,0%	0,0%	100,0%
2012	1.782.643	0	1.782.643	100,0%	0,0%	100,0%
2013	1.747.028	0	1.747.028	100,0%	0,0%	100,0%
2014	1.471.513	147.142	1.618.655	90,9%	9,1%	100,0%
2015	598.645	898.134	1.496.779	40,0%	60,0%	100,0%

En las siguientes tablas se muestra el destino de los combustibles.

Tabla 6.15. Combustibles por destinos según PECAN (TEP). CANARIAS

AÑO	Usos Finales	Centrales térmicas	Cogeneración	Pérdidas y autoconsumos	Total combustibles
2005	2.956.920	2.103.260	79.280	200.703	5.340.163
2006	3.014.115	2.150.350	79.280	212.911	5.456.655
2007	3.054.474	2.167.388	120.136	192.211	5.534.210
2008	3.095.015	2.108.031	120.136	192.006	5.515.187
2009	3.112.883	2.010.988	120.136	192.659	5.436.668
2010	3.072.614	1.964.653	120.136	201.189	5.358.593
2011	3.082.937	1.858.616	120.599	216.470	5.278.622
2012	3.087.044	1.866.766	121.883	228.085	5.303.777
2013	3.048.214	1.804.175	122.808	228.710	5.203.907
2014	3.050.258	1.705.802	126.868	225.863	5.108.791
2015	3.064.670	1.630.395	131.182	223.443	5.049.690

Tabla 6.16. Revisión de los combustibles por destinos según datos reales y nuevas previsiones (TEP). CANARIAS

AÑO	Usos Finales	Centrales térmicas	Cogeneración	Pérdidas y autoconsumos	Total combustibles
2005	3.362.508	1.975.817	77.177	188.790	5.604.292
2006	3.415.680	1.966.201	71.380	194.572	5.647.834
2007	3.425.308	2.010.165	81.062	175.717	5.692.251
2008	3.268.689	1.993.911	87.369	179.348	5.529.317
2009	2.970.727	1.863.127	93.122	176.850	5.103.825
2010	2.631.896	1.874.028	53.761	186.038	4.745.723
2011	2.516.215	1.769.361	56.985	199.750	4.542.311
2012	2.526.206	1.700.135	82.508	204.457	4.513.307
2013	2.560.572	1.664.844	82.184	207.351	4.514.951
2014	2.564.443	1.537.465	81.190	199.487	4.382.585
2015	2.562.887	1.415.922	80.857	189.855	4.249.521

Tabla 6.17. Aportación de los combustibles por destinos según PECAN (%). CANARIAS

AÑO	Usos Finales	Centrales térmicas	Cogeneración	Pérdidas y autoconsumos	Total combustibles
2005	55,4%	39,4%	1,5%	3,8%	100%
2006	55,2%	39,4%	1,5%	3,9%	100%
2007	55,2%	39,2%	2,2%	3,5%	100%
2008	56,1%	38,2%	2,2%	3,5%	100%
2009	57,3%	37,0%	2,2%	3,5%	100%
2010	57,3%	36,7%	2,2%	3,8%	100%
2011	58,4%	35,2%	2,3%	4,1%	100%
2012	58,2%	35,2%	2,3%	4,3%	100%
2013	58,6%	34,7%	2,4%	4,4%	100%
2014	59,7%	33,4%	2,5%	4,4%	100%
2015	60,7%	32,3%	2,6%	4,4%	100%

Tabla 6.18. Revisión de la aportación de los combustibles por destinos (%). CANARIAS

AÑO	Usos Finales	Centrales térmicas	Cogeneración	Pérdidas y autoconsumos	Total combustibles
2005	60,0%	35,3%	1,4%	3,4%	100,0%
2006	60,5%	34,8%	1,3%	3,4%	100,0%
2007	60,2%	35,3%	1,4%	3,1%	100,0%
2008	59,1%	36,1%	1,6%	3,2%	100,0%
2009	58,2%	36,5%	1,8%	3,5%	100,0%
2010	55,5%	39,5%	1,1%	3,9%	100,0%
2011	55,4%	39,0%	1,3%	4,4%	100,0%
2012	56,0%	37,7%	1,8%	4,5%	100,0%
2013	56,7%	36,9%	1,8%	4,6%	100,0%
2014	58,5%	35,1%	1,9%	4,6%	100,0%
2015	60,3%	33,3%	1,9%	4,5%	100,0%

Según las nuevas previsiones, el destino mayoritario de los combustibles es para usos finales (consumo interior, buques nacionales y aeronaves) con un 60% del total de combustibles, y en segundo lugar, para el funcionamiento de las centrales térmicas, con un 33%, siguiendo una tendencia muy similar a la prevista inicialmente en el PECAN.

Por último, por lo que respecta a la cobertura por medio de la energía solar térmica, a continuación se muestra la comparativa de los datos de instalación de paneles solares planos contemplados en el PECAN y la revisión de los mismos, a nivel del Archipiélago:

Tabla 6.19. Comparativa de paneles solares planos instalados (2005-2010) y la nueva previsión (2011-2015) con la previsión PECAN (2005-2015). CANARIAS

Año	CANARIAS (m ²)			CANARIAS (TEP)		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	66.153	62.900	5,2%	4.631	4.403	5,2%
2006	110.448	67.900	62,7%	7.731	4.753	62,7%
2007	115.994	100.000	16,0%	8.120	7.000	16,0%
2008	118.801	135.000	-12,0%	8.316	9.450	-12,0%
2009	122.935	175.000	-29,8%	8.605	12.250	-29,8%
2010	135.229	210.000	-35,6%	9.466	14.700	-35,6%
2011	155.513	255.000	-39,0%	10.886	17.850	-39,0%
2012	186.615	295.000	-36,7%	13.063	20.650	-36,7%
2013	233.269	345.000	-32,4%	16.329	24.150	-32,4%
2014	291.586	400.000	-27,1%	20.411	28.000	-27,1%
2015	364.483	460.000	-20,8%	25.514	32.200	-20,8%

Cabe indicar que la estimación realizada es bastante prudente, al estar basada fundamentalmente en los datos de superficie de paneles instalados que han sido subvencionados en los últimos años, por lo que es muy probable que exista un mayor número de instalaciones que estén en funcionamiento de las contabilizadas en esta revisión.

6.3. Demanda de energía primaria.

De los valores de energía final, eléctrica o de productos petrolíferos, es posible determinar la energía primaria demandada en Canarias en el periodo considerado. Dicha conversión es relativamente sencilla para el caso de los productos petrolíferos, pero para la electricidad es más complejo ya que, en función de cada tecnología y del mix de generación, existe una diferente relación entre energía primaria y final. En este estudio se han utilizado los mismos factores de conversión que los utilizados en cada tecnología por el PECAN 2006, pero en base a las nuevas previsiones de demanda.

Las siguientes tablas presentan las diferentes energías primarias por fuentes.

Tabla 6.20. Energía primaria según fuentes según PECAN (Tep). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Gas natural	Renovables	Total
2005	5.405.551	0	33.943	5.439.494
2006	5.538.390	0	37.272	5.575.662
2007	5.596.507	0	58.659	5.655.165
2008	5.557.520	0	119.933	5.677.453
2009	5.422.873	28.479	198.804	5.650.155
2010	5.039.654	316.264	239.763	5.595.681
2011	4.420.861	826.369	308.279	5.555.509
2012	4.035.391	1.216.081	314.864	5.566.336
2013	3.903.762	1.244.525	350.377	5.498.664
2014	3.907.625	1.159.004	390.183	5.456.813
2015	3.906.392	1.087.730	439.166	5.433.288

Tabla 6.21. Revisión de la energía primaria según fuentes (Tep). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Gas natural	Renovables	Total
2005	5.686.276	0	33.202	5.719.478
2006	5.725.925	0	37.671	5.763.595
2007	5.792.361	0	42.138	5.834.499
2008	5.617.468	0	70.956	5.688.424
2009	5.173.324	0	92.337	5.265.661
2010	4.787.669	0	117.299	4.904.969
2011	4.559.688	0	147.976	4.707.664
2012	4.524.292	0	191.447	4.715.738
2013	4.522.980	0	242.478	4.765.458
2014	4.237.754	147.142	289.251	4.674.147
2015	3.319.609	898.134	373.096	4.590.838

Tabla 6.22. Porcentajes de energía primaria según fuentes PECAN (%). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Gas natural	Renovables	Total
2005	99,4%	0,0%	0,6%	100%
2006	99,3%	0,0%	0,7%	100%
2007	99,0%	0,0%	1,0%	100%
2008	97,9%	0,0%	2,1%	100%
2009	96,0%	0,5%	3,5%	100%
2010	90,1%	5,7%	4,3%	100%
2011	79,6%	14,9%	5,5%	100%
2012	72,5%	21,8%	5,7%	100%
2013	71,0%	22,6%	6,4%	100%
2014	71,6%	21,2%	7,2%	100%
2015	71,9%	20,0%	8,1%	100%

Tabla 6.23. Revisión de los porcentajes de energía primaria según fuentes (Tep). CANARIAS

AÑO	Petróleo	Gas natural	Renovables	Total
2005	99,4%	0,0%	0,6%	100,0%
2006	99,3%	0,0%	0,7%	100,0%
2007	99,3%	0,0%	0,7%	100,0%
2008	98,8%	0,0%	1,2%	100,0%
2009	98,2%	0,0%	1,8%	100,0%
2010	97,6%	0,0%	2,4%	100,0%
2011	96,9%	0,0%	3,1%	100,0%
2012	95,9%	0,0%	4,1%	100,0%
2013	94,9%	0,0%	5,1%	100,0%
2014	90,7%	3,1%	6,2%	100,0%
2015	72,3%	19,6%	8,1%	100,0%

De los datos anteriores se aprecia que los porcentajes de energía primaria de las diferentes fuentes en las nuevas previsiones son bastante similares a las previsiones del PECAN al final del periodo de planificación.

Respecto a la energía primaria de origen renovable, la comparativa de las previsiones del PECAN y las revisadas se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 6.24. Energía primaria de origen renovable según PECAN (Tep). CANARIAS

AÑO	Eólica	Solar térmica	Solar fotovolta.	Minihidráulica	Biocomb.	Otras renovab.	Total renovables
2005	28.983	4.403	145	329	0	83	33.943
2006	28.983	4.753	2.532	922	0	83	37.272
2007	28.983	7.000	4.919	922	9.630	7.205	58.659
2008	58.176	9.450	9.629	922	23.056	18.700	119.933
2009	103.689	12.250	11.204	922	49.839	20.900	198.804
2010	112.487	14.700	12.779	1.901	74.796	23.100	239.763
2011	163.213	17.850	14.353	2.146	78.197	32.520	308.279
2012	163.213	20.650	15.610	2.146	80.725	32.520	314.864
2013	189.526	24.150	16.866	2.391	83.175	34.270	350.377
2014	213.505	28.000	18.123	2.391	88.663	39.501	390.183
2015	241.540	32.200	19.380	2.635	94.428	48.982	439.166

Tabla 6.25. Revisión de la energía primaria de origen renovable (Tep). CANARIAS

AÑO	Eólica	Solar térmica	Solar fotovolta.	Minihidráulica	Biocomb.	Otras renovab.	Total renovables
2005	28.333	4.631	34	204	0	0	33.202
2006	29.688	7.731	251	0	0	0	37.671
2007	32.249	8.120	1.668	101	0	0	42.138
2008	33.563	8.316	6.571	144	21.285	1.076	70.956
2009	30.774	8.605	14.469	34	36.220	2.235	92.337
2010	29.156	9.466	16.656	0	59.350	2.671	117.299
2011	52.185	10.886	20.467	166	62.239	2.033	147.976
2012	84.954	13.063	23.526	166	65.290	4.446	191.447
2013	115.254	16.329	26.583	940	65.586	17.786	242.478
2014	145.551	20.411	29.640	1.436	68.075	24.138	289.251
2015	216.152	25.514	32.698	1.608	71.715	25.408	373.096

Tabla 6.26. Energía primaria de origen renovable según PECAN (%). CANARIAS

AÑO	Eólica	Solar térmica	Solar fotovolta.	Minihidráulica	Biocomb.	Otras renovab.	Total renovables
2005	85,4%	13,0%	0,4%	1,0%	0,0%	0,2%	100%
2006	77,8%	12,8%	6,8%	2,5%	0,0%	0,2%	100%
2007	49,4%	11,9%	8,4%	1,6%	16,4%	12,3%	100%
2008	48,5%	7,9%	8,0%	0,8%	19,2%	15,6%	100%
2009	52,2%	6,2%	5,6%	0,5%	25,1%	10,5%	100%
2010	46,9%	6,1%	5,3%	0,8%	31,2%	9,6%	100%
2011	52,9%	5,8%	4,7%	0,7%	25,4%	10,5%	100%
2012	51,8%	6,6%	5,0%	0,7%	25,6%	10,3%	100%
2013	54,1%	6,9%	4,8%	0,7%	23,7%	9,8%	100%
2014	54,7%	7,2%	4,6%	0,6%	22,7%	10,1%	100%
2015	55,0%	7,3%	4,4%	0,6%	21,5%	11,2%	100%

Tabla 6.27. Revisión de la energía primaria de origen renovable (%). CANARIAS

AÑO	Eólica	Solar térmica	Solar fotovolta.	Minihidráulica	Biocomb.	Otras renovab.	Total renovables
2005	85,3%	13,9%	0,1%	0,6%	0,0%	0,0%	100,0%
2006	78,8%	20,5%	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2007	76,5%	19,3%	4,0%	0,2%	0,0%	0,0%	100,0%
2008	47,3%	11,7%	9,3%	0,2%	30,0%	1,5%	100,0%
2009	33,3%	9,3%	15,7%	0,0%	39,2%	2,4%	100,0%
2010	24,9%	8,1%	14,2%	0,0%	50,6%	2,3%	100,0%
2011	35,3%	7,4%	13,8%	0,1%	42,1%	1,4%	100,0%
2012	44,4%	6,8%	12,3%	0,1%	34,1%	2,3%	100,0%
2013	47,5%	6,7%	11,0%	0,4%	27,0%	7,3%	100,0%
2014	50,3%	7,1%	10,2%	0,5%	23,5%	8,3%	100,0%
2015	57,9%	6,8%	8,8%	0,4%	19,2%	6,8%	100,0%

El mayor peso dentro de las renovables procede, al igual que en las previsiones del PECAN, de la eólica que, aunque pierde valor relativo al final del periodo por la incorporación de los biocombustibles y la fotovoltaica, se coloca en el 58% en 2015, por encima de las previsiones iniciales que estimaban un porcentaje de esta energía del 55%. A ello contribuye también el descenso de la categoría del resto de renovables. La fotovoltaica también aumenta su grado de penetración, mientras que la aportación de los biocombustibles en ambas previsiones se mantiene en torno al 20%.

7.- COBERTURA DE LA DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA: INFRAESTRUCTURAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NECESARIAS.

Uno de los principales objetivos de la planificación energética es la definición de las infraestructuras necesarias para garantizar la cobertura de la demanda de energía prevista para todo el horizonte de planificación. La planificación de estas infraestructuras toma una especial relevancia en el sector eléctrico, debido a la particularidad de la demanda de electricidad, que debe ser atendida en el mismo instante en que se origina.

7.1.- Cobertura de la demanda de potencia eléctrica.

La garantía de suministro en las adecuadas condiciones de calidad y continuidad exige que, en cada momento, exista una capacidad de generación suficiente para hacer frente a la demanda eléctrica. El dimensionamiento y tamaño del parque generador debe ser tal que dicha garantía de suministro incluya aquellas situaciones en las que los consumos alcanzan los valores extremos, es decir, las situaciones de punta en cada sistema.

El PECAN 2006 definió las necesidades del nuevo equipo generador para cada isla o sistema insular y cada año de vigencia del plan, en base a la disponibilidad del equipo generador existente, corregido por el coeficiente tradicional de garantía de potencia, y suponiendo además que en todo momento la capacidad de generación con combustibles convencionales debía ser suficiente en cada isla para cubrir esas demandas puntas, dado el carácter impredecible de la aportación de la energía eólica y del conjunto de energías renovables.

7.2.- Revisión de la cobertura de la demanda de potencia eléctrica, e infraestructuras de generación necesarias.

A efectos de determinar la potencia instalada necesaria en cada isla para afrontar la punta de demanda, el análisis de cobertura se ha realizado tomando en consideración la previsión de puntas de demanda (escenario superior) elaborada por REE, considerando el criterio de seguridad determinista, de acuerdo con lo recogido en la Orden ITC/914/2006, 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, empleando para ello los valores de índices de cobertura máximos en los diferentes sistemas insulares recogidos en su Anexo I. Asimismo, se ha tenido en cuenta los niveles de reserva de regulación necesarios en cada SEIE para hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumos reales, de acuerdo con lo especificado en los procedimientos de operación aprobados mediante Resolución, de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (en concreto en el P.O.1, Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares).

En dicho Procedimiento de Operación se establece un criterio de cobertura de demanda de forma que la potencia horaria disponible en cada sistema debe ser igual o superior a la suma de los siguientes valores:

- Demanda horaria;
- 100% del valor de la potencia neta del grupo mayor del sistema, en concepto de reserva rodante (suma de la reserva de regulación primaria y la reserva de regulación secundaria);
- 100% del valor de la potencia neta del grupo mayor del sistema, en concepto de reserva de regulación terciaria.

Además, como criterio de prudencia, se considera que la potencia instalada en cada sistema debe ser al menos, igual a la potencia horaria disponible más una potencia adicional en función del tamaño máximo de grupo estimado, para tener en cuenta las indisponibilidades fortuitas de los grupos y/o los descargos de grupos por mantenimiento.

Los márgenes de reserva (mayor grupo instalado) y tamaños máximos estimados de grupos para cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias, son los siguientes:

Tabla 7.1. Márgenes de reserva y tamaños de grupos por islas

	Margen de reserva adoptado (MW)	Tamaño máximo de grupo (MW)
Gran Canaria*	115,60*	70
Tenerife*	103,05*	70
Lanzarote	32,34	18
Fuerteventura	29,40	18
La Palma	11,50**	8
La Gomera	3,10	3
El Hierro	1,90	2

* Las turbinas de gas de los ciclos combinados se contabilizan como una vez y media para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.

** La turbina de gas de La Palma no se considera a efectos de requisitos de reserva, ya que se utiliza en ocasiones excepcionales

Estos valores estimados de tamaños máximos están basados en los resultados de estudios realizados por el operador del sistema, que combinan análisis probabilísticos de cobertura con análisis de incidentes reales que producen pérdidas significativas de generación y, en ocasiones, actuaciones de los mecanismos de deslastre de carga por variación excesiva de la frecuencia.

Por tanto, el criterio adoptado es:

$$P_{\text{ter dis}} = P_{\text{ter inst}} - 2 \cdot P_{\text{mayor grupo}} - G_{\text{máx}}$$

Donde:

$P_{\text{ter dis}}$ es la potencia disponible convencional requerida (MW) según POSEIE 1;

$P_{\text{ter inst}}$ es la potencia instalada convencional (MW);

$P_{\text{mayor grupo}}$ es la potencia neta del mayor grupo del sistema (MW);

$G_{\text{máx}}$, es el tamaño máximo de grupo estimado en cada sistema (MW).

En el caso de que la potencia disponible ($P_{\text{ter dis}}$) no sea igual o superior a la punta de demanda esperada, se propone la instalación de generación adicional en el sistema, de tamaño igual al tamaño máximo de grupos admisible en cada sistema.

Los resultados obtenidos incluyen el factor de garantía de cada sistema, que se calcula como el cociente entre la potencia térmica disponible y la punta de demanda, esto es:

$$(1 + f_g) = P_{\text{ter inst}} / P_{\text{max}}$$

Siendo:

$P_{\text{ter inst}}$ la potencia instalada convencional (MW), necesaria según POSEIE 1;

P_{max} la punta de demanda (MW).

Como ya se ha advertido, no se considera a efectos de cobertura de la punta de demanda la disponibilidad de las centrales existentes y/o futuras de régimen especial, ni los sistemas de bombeo, puesto que no se prevé su instalación hasta después de finalizado el horizonte de planificación (2015).

La determinación de las necesidades de potencia instalada futura se ha realizado, en base a la metodología expuesta, de forma independiente para las siete islas y/o sistemas del archipiélago: Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro.

En el caso del sistema eléctrico Lanzarote – Fuerteventura, aunque en la actualidad existe un cable submarino de interconexión entre esas islas, las limitaciones en la capacidad de transporte reducen sustancialmente la posibilidad de intercambio o apoyo entre dichas islas, por lo que el análisis de cobertura se realizará para ambas islas de forma separada. Ello se debe a que en el supuesto de una avería del cable de interconexión entre las dos islas, el tiempo necesario para su reparación podría resultar en una falta de cobertura inadmisibles.

Se expone a continuación la cobertura de la demanda para cada una de las siete islas del archipiélago, teniendo en cuenta las necesidades de potencia, previendo generación adicional en los años en que ésta es necesaria para cumplir con el factor de garantía disponible en el mismo año. Las bajas tendrán efecto en el año previsto.

El escenario de previsión de puntas de demanda de energía eléctrica considerado es el superior, detallado en el apartado 2 del presente documento y que se reproduce a continuación:

Tabla 7.2. Previsión de las puntas eléctricas 2010-2015. Escenario Superior (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LZTE-FTRA	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2011	613,0	630,0	269,0	51,0	12,8	7,8
2012	637,0	659,0	277,0	54,0	13,2	8,0
2013	660,0	684,0	289,0	56,0	13,6	8,3
2014	682,0	707,0	301,0	58,0	14,1	8,5
2015	707,0	733,0	313,0	61,0	14,5	8,8

Fuente: REE

Gran Canaria:

El equipo generador existente en Gran Canaria se resume en la siguiente tabla:

Tabla 7.3. Potencia de régimen ordinario instalada. GRAN CANARIA

Isla	Central	Tecnología	Grupo	Potencia efectiva neta (MW)
GRAN CANARIA	Jinámar	Fuel oil	Vapor 1	28,02
			Vapor 2	37,28
			Vapor 3	37,28
			Vapor 4	55,56
			Vapor 5	55,56
		Diesel oil	Diesel 1*	8,51
			Diesel 2*	8,51
			Diesel 3*	8,51
			Diesel 4	20,51
			Diesel 5	20,51
	T.G. (Gas oil)	Gas 1	17,64	
		Gas 2	32,34	
		Gas 3	32,34	
	Barranco de Tirajana	Fuel oil	Vapor 1	74,24
			Vapor 2	74,24
		T.G. (Gas oil)	Gas 1	32,34
			Gas 2	32,34
		C.C (Gas oil)	Gas 3 (CC1)	68,70
Gas 4 (CC1)			68,70	
Vapor 3 (CC1)			68,70	
Gas 5 (CC2)			75,00	
Gas 6 (CC2)	75,00			
Vapor 4 (CC2)	77,50			
Total Gran Canaria				1.009,33

A continuación se recoge la valoración de la garantía de suministro del sistema eléctrico de Gran Canaria, teniendo en cuenta las necesidades mínimas y máximas de potencia en función de los parámetros de cobertura definidos en los procedimientos de operación y en la Orden ITC/914/2006, respectivamente, previendo generación adicional en los años en que ésta es necesaria, y en su caso, las fechas previstas de baja de grupos.

Tabla 7.4. Cobertura de demanda según las necesidades de potencia. GRAN CANARIA

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg Criterio cobert. mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (tamaño máximo) (MW)	Pter inst (MW)	1+ fg. Índice cobertura	Pter ins máxima retribuable (MW)	1+fg Criterio cobert. máximo
2011	613,0	914,2	1,49	100,1	-	909,2	1,48	919,5	1,50
2012	637,0	938,2	1,47	28,0	70	951,1	1,49	955,5	1,50
2013	660,0	961,2	1,46	-	-	951,1	1,44	990,0	1,50
2014	682,0	983,2	1,44	-	70	1.021,1	1,50	1.023,0	1,50
2015	707,0	1.008,2	1,43	-	-	1.021,1	1,44	1.060,5	1,50

Los grupos vapor 1, vapor 2 y vapor 3 de la CT de Jinámar han agotado su vida útil y además están acogidos al límite de 20.000 horas de funcionamiento entre 2008 y 2015, recogido en la normativa de grandes instalaciones de combustión (Orden PRE/77/2008), por lo que tienen limitada su producción. En el presente estudio de cobertura se ha adoptado la hipótesis de considerar la baja del vapor 2 y vapor 3 en 2011, por haber agotado ya el límite de horas permitidas y la baja del vapor 1 en 2012.

Asimismo, los grupos diesel 1, diesel 2 y diesel 3 de la citada Central de Jinámar han agotado su vida útil (25 años según la Orden ITC/914/2006) y en los últimos años, su contribución al despacho de generación eléctrica ha sido mínima, por estar sujetos a restricciones medioambientales, por lo que se ha considerado su baja en el año 2011.

Según se observa en la tabla anterior, bajo las hipótesis de evolución de demanda y bajas consideradas y considerando el tamaño máximo de grupo definido para este sistema eléctrico, el índice de cobertura real estimado para el año 2011 es algo inferior al mínimo, situación que se corrige a partir del 2012, siendo necesaria, al final del horizonte de planificación (2015) una potencia máxima adicional de 140 MW.

Por último, señalar que en el caso de Gran Canaria, deberán mantenerse los dos emplazamientos de generación térmica actuales: Jinámar y Barranco de Tirajana, tanto por una justificación de carácter estratégico energético, como por la relativa proximidad de ambos emplazamientos a los centros de consumo más importantes: el noreste de la isla, en la zona capitalina y el sur de la isla. Un tercer emplazamiento de generación térmica, adicional a los anteriores, disminuiría la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad de suministro.

Tenerife

El equipo generador existente en la isla es el siguiente:

Tabla 7.5. Potencia de régimen ordinario instalada. TENERIFE

Isla	Central	Tecnología	Grupo	Potencia efectiva neta (MW)
TENERIFE	Candelaria	Fuel oil	Vapor 3	37,28
			Vapor 4	37,28
			Vapor 5	37,28
			Vapor 6	37,28
		Diesel oil	Diesel 1*	8,51
			Diesel 2*	8,51
			Diesel 3*	8,51
		T.G. (Gas oil)	Gas 1	32,34
			Gas 2	32,34
	Gas 3		14,70	
	Granadilla	Fuel oil	Vapor 1	74,24
			Vapor 2	74,24
		Diesel oil	Diesel 1	20,51
			Diesel 2	20,51
		T.G (Gas oil)	Gas 1	32,34
			Gas 2	39,20
		C.C (Gas oil)	Gas 3 (cc1)	68,70
Gas 4 (cc1)			68,70	
Vapor 3 (cc1)	68,70			
Gas 5 (cc2)	77,50			
		Gas 6 (cc2)	77,50	
T.G (Gas oil)	Gas Arona 1	21,60		
	Gas Arona 2	21,60		
	Gas Guía Isora	43,12		
Total Tenerife				962,49

A continuación se recoge la valoración de la garantía de suministro del sistema eléctrico de Tenerife.

Tabla 7.6. Cobertura de demanda según las necesidades de potencia. TENERIFE

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg Criterio cobert. mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (tamaño máximo) (MW)	Pter inst (MW)	1+ fg. Índice cobertura	Pter ins máxima retribuable (MW)	1+fg Criterio cobert. máximo
2011	630,0	906,1	1,44	114,8	70	917,7	1,46	945,0	1,50
2012	659,0	935,1	1,42	-	70	987,7	1,50	988,5	1,50
2013	684,0	960,1	1,40	-	-	987,7	1,44	1.026,0	1,50
2014	707,0	983,1	1,39	-	-	987,7	1,40	1.060,5	1,50
2015	733,0	1.009,1	1,38	-	70	1.057,7	1,44	1.099,5	1,50

Los grupos diesel 1, diesel 2, diesel 3 y gas 3 de la Central de Candelaria han agotado su vida útil y su contribución a la cobertura de la demanda es baja, debido a su elevada tasa de indisponibilidad por restricciones ambientales, por lo que se ha considerado su baja en el año 2011.

Los grupos de Candelaria vapor 3 y vapor 4 han agotado también su vida útil y además están acogidos al límite de 20.000 horas de funcionamiento entre 2008 y 2015, recogido en la normativa de grandes instalaciones de combustión (Orden PRE/77/2008), por lo que tienen limitada su producción. En el presente estudio de cobertura se ha adoptado la hipótesis de considerar la baja de los citados grupos vapor 3 y vapor 4 en 2011, por haber agotado ya el límite de horas permitidas.

Según se observa en la tabla anterior, bajo las hipótesis de evolución de demanda y bajas consideradas, al final del horizonte de planificación (2015) sería necesaria una potencia máxima adicional de 210 MW, considerando el tamaño máximo de grupo definido para este sistema eléctrico.

Al igual que en el caso de Gran Canaria, en Tenerife deberán mantenerse los dos actuales emplazamientos de generación térmica actuales: Candelaria y Granadilla, tanto por una justificación de carácter estratégico energético, como por la relativa proximidad de ambos emplazamientos a los centros de consumo más importantes: el noreste de la isla, en la zona capitalina y el sur de la isla. Un tercer emplazamiento de generación térmica, adicional a los anteriores, disminuiría la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad de suministro.

Lanzarote

El equipo generador en la isla es el siguiente:

Tabla 7.7. Potencia de régimen ordinario instalada. LANZAROTE

Isla	Central	Tecnología	Grupo	Potencia efectiva neta (MW)
LANZAROTE	Punta Grande	Diesel oil	Diesel 1	6,49
			Diesel 2	6,49
			Diesel 3	6,49
			Diesel 4	12,85
			Diesel 5	12,85
			Diesel 6	20,51
			Diesel 7	17,20
			Diesel 8	17,20
			Diesel 9	17,60
			Diesel 10	17,60
		T.G. (Gas oil)	Gas 1	19,60
			Gas 2	32,34
Total Lanzarote				187,22

A continuación se recoge una valoración de la garantía de suministro del sistema eléctrico de Lanzarote.

Tabla 7.8. Cobertura de demanda según las necesidades de potencia. LANZAROTE

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg Criterio cobert. mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (tamaño máximo) (MW)	Pter inst (MW)	1+ fg. Índice cobertura	Pter ins máxima retribuable (MW)	1+fg Criterio cobert. máximo
2011	148,0	230,7	1,56	-	36	223,2	1,51	236,8	1,60
2012	153,0	235,7	1,54	-	18	241,2	1,58	244,8	1,60
2013	159,0	241,7	1,52	-	-	241,2	1,52	254,4	1,60
2014	166,0	248,7	1,50	-	18	259,2	1,56	265,6	1,60
2015	173,0	255,7	1,48	-	-	259,2	1,50	276,8	1,60

Según se observa en la tabla anterior, bajo las hipótesis de evolución de demanda y bajas consideradas, al final del horizonte de planificación (2015) sería necesaria una potencia máxima adicional de 72 MW, considerando el tamaño máximo de grupo definido para este sistema eléctrico.

Fuerteventura

El equipo generador existente en la isla es el siguiente:

Tabla 7.9. Potencia de régimen ordinario instalada. FUERTEVENTURA

Isla	Central	Tecnología	Grupo	Potencia efectiva neta (MW)
FUERTEVENTURA	Las Salinas	Diesel oil	Diesel 1	3,82
			Diesel 2	3,82
			Diesel 3	4,11
			Diesel 4	6,21
			Diesel 5	6,21
			Diesel 6	20,51
			Diesel 7	17,20
			Diesel 8	17,20
			Diesel 9	17,20
				T.G. (Gas oil)
			Gas 2	29,40
			Gas móvil 1	11,74
Total Fuerteventura				159,27

A continuación se recoge una valoración de la garantía de suministro del sistema eléctrico de Fuerteventura.

Tabla 7.10. Cobertura de demanda según las necesidades de potencia. FUERTEVENTURA

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg Criterio cobert. mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (tamaño máximo) (MW)	Pter inst (MW)	1+ fg. Índice cobertura	Pter ins máxima retribuable (MW)	1+fg Criterio cobert. máximo
2011	121,0	197,8	1,63	-	36	195,3	1,61	205,7	1,70
2012	125,0	201,8	1,61	-	-	195,3	1,56	212,5	1,70
2013	131,0	207,8	1,59	-	18	213,3	1,63	222,7	1,70
2014	136,0	212,8	1,56	-	-	213,3	1,57	231,2	1,70
2015	142,0	218,8	1,54	-	18	231,3	1,63	241,4	1,70

Según se observa en la tabla anterior, bajo las hipótesis de evolución de demanda y bajas consideradas, al final del horizonte de planificación (2015) sería necesaria una potencia máxima adicional de 72 MW, considerando el tamaño máximo de grupo definido para este sistema eléctrico.

Sería muy conveniente disponer de un segundo emplazamiento de generación, preferentemente situado al sur de la isla de Fuerteventura, adicional al existente (Salinas); su existencia disminuiría la vulnerabilidad del sistema a efectos de cobertura de la demanda y seguridad de suministro y mejoraría sustancialmente el equilibrio de la red, al estar situado en cola de sistema y en una zona de gran expansión de consumo eléctrico.

La Palma

El equipo generador en la isla es el siguiente:

Tabla 7.11. Potencia de régimen ordinario instalada. LA PALMA

Isla	Central	Tecnología	Grupo	Potencia efectiva neta (MW)		
LA PALMA	Los Guinchos	Diesel oil	Diesel 6	3,82		
			Diesel 7	3,82		
			Diesel 8	3,82		
			Diesel 9	4,30		
			Diesel 10	6,69		
			Diesel 11	6,69		
			Diesel 12	11,50		
			Diesel 13	11,20		
			Diesel 14	11,50		
			Diesel 15	11,50		
			T.G. (Gas oil)	Gas móvil 2	21,00	
			Total La Palma			95,84

A continuación se recoge una valoración de la garantía de suministro del sistema eléctrico de La Palma.

Tabla 7.12. Cobertura de demanda según las necesidades de potencia. LA PALMA

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg Criterio cobert. mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (tamaño máximo) (MW)	Pter inst (MW)	1+ fg. Índice cobertura	Pter ins máxima retribuable (MW)	1+fg Criterio cobert. máximo
2011	51,0	82,0	1,61	-	-	95,8	1,88	91,8	1,80
2012	54,0	85,0	1,57	-	-	95,8	1,77	97,2	1,80
2013	56,2	87,2	1,55	-	-	95,8	1,71	101,2	1,80
2014	58,3	89,3	1,53	-	-	95,8	1,64	104,9	1,80
2015	60,8	91,8	1,51	-	-	95,8	1,58	109,4	1,80

Según se observa en la tabla anterior, bajo las hipótesis de evolución de demanda consideradas, no sería necesaria la disponibilidad de ningún grupo adicional a los actualmente instalados.

La Gomera

El equipo generador en la isla a 30 de diciembre de 2010 se resume en la siguiente tabla:

Tabla 7.11. Potencia de régimen ordinario instalada. LA GOMERA

Isla	Central	Tecnología	Grupo	Potencia efectiva neta (MW)
LA GOMERA	El Palmar	Diesel oil	Diesel 12	1,40
			Diesel 13	1,40
			Diesel 14	1,84
			Diesel 15	1,84
			Diesel 16	2,51
			Diesel 17	2,51
			Diesel 18	3,10
			Diesel 19	3,10
			Diesel móvil 2	1,06
			Diesel móvil 3	0,97
Total La Gomera				19,73

A continuación se recoge una valoración de la garantía de suministro del sistema eléctrico de La Gomera, teniendo en cuenta las necesidades de potencia y el valor del parámetro (1 + fg).

Tabla 7.13. Cobertura de demanda según las necesidades de potencia. LA GOMERA

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg Criterio cobert. mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (tamaño máximo) (MW)	Pter inst (MW)	1+ fg. Índice cobertura	Pter ins máxima retribuable (MW)	1+fg Criterio cobert. máximo
2011	12,8	22,0	1,72	-	3,0	22,7	1,78	23,0	1,80
2012	13,2	22,4	1,70	-		22,7	1,72	23,7	1,80
2013	13,6	22,8	1,68	-		22,7	1,67	24,5	1,80
2014	14,1	23,3	1,65	-	3,0	25,7	1,82	25,4	1,80
2015	14,5	23,7	1,63	-		25,7	1,77	26,1	1,80

Según se observa en la tabla anterior, bajo las hipótesis de evolución de demanda consideradas, sería necesaria la disponibilidad una potencia máxima adicional de 6 MW, considerando el tamaño máximo de grupo definido para este sistema eléctrico.

El Hierro

El equipo generador existente en la isla a 30 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Tabla 7.14. Potencia de régimen ordinario instalada. EL HIERRO

Isla	Central	Tecnología	Grupo	Potencia efectiva neta (MW)
EL HIERRO	Llanos Blancos	Diesel oil	Diesel 7	0,67
			Diesel 9	0,88
			Diesel 10	1,07
			Diesel 11	1,07
			Diesel 12	1,26
			Diesel 13	1,36
			Diesel 14	1,90
			Diesel 15	1,90
			Diesel móvil 1	1,07
Total El Hierro				11,18

Como caso particular, cabe recordar que en el Hierro está prevista la implantación de un sistema eléctrico diseñado para autoabastecerse completamente con energías renovables, cuya central hidro-eólica se encuentra en fase de construcción, previéndose su puesta en marcha en 2012.

No obstante, el estudio de cobertura se ha realizado contando con la disponibilidad del actual equipo generador, suponiendo únicamente la baja del grupo diesel 7 en el año 2012.

De acuerdo con esta previsión, la valoración de la cobertura de suministro del sistema eléctrico de la isla sería la siguiente:

Tabla 7.15. Cobertura de demanda considerando el alta de la Central hidro-eólica de EL HIERRO

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (MW)	Pot. termica (MW)	Pot. Hidroelec. (MW)	Índice de cobertura	
								Térmico	Térmico + Hidroeléc.
2011	7,8	13,6	1,74	-	-	11,18	-	1,43	-
2012	8,0	15,6*	1,96	0,67	11,32	10,5	11,32	1,31	2,73
2013	8,3	15,9	1,91	-	-	10,5	11,32	1,27	2,63
2014	8,5	16,1	1,89	-	-	10,5	11,32	1,24	2,57
2015	8,8	16,4	1,86	-	-	10,5	11,32	1,19	2,48

* A partir de la puesta en servicio de la central hidro-eólica, el grupo mayor del sistema, a efectos de margen de reserva, es de 2,83 W.

Según esta hipótesis, el índice de cobertura real no alcanza el mínimo requerido en el año 2011. A partir de entonces, debido a la entrada en servicio de la central hidro-eólica de El Hierro, dicho valor supera significativamente el factor de garantía de cobertura, si bien esta elevada potencia permitirá la máxima integración del potencial renovable de la isla, con un mayor grado de fiabilidad.

Influencia de las tecnologías de generación en la integración de energías renovables.

En los apartados anteriores, se ha considerado únicamente la generación de régimen ordinario (salvo para el caso particular de El Hierro), a efectos del cálculo de los índices de cobertura de los sistemas, puesto que la generación de origen renovable es mayoritariamente intermitente, al tratarse de energía eólica y fotovoltaica y no proporciona garantía de potencia al no poder asegurarse su disponibilidad en el momento en que es necesaria para cobertura de la demanda.

El mix actual de generación en los SEI canarios implica que exista un número mínimo de generadores convencionales que deban permanecer acoplados durante todo el periodo, ya sea debido a sus tiempos declarados de parada/arranque o por criterios de inercia mínima necesaria o potencia de cortocircuito. Este mínimo de generación convencional necesario conlleva un riesgo de limitación al volumen de generación renovable contemplado en el PECAN para el horizonte 2015.

Tanto la consideración de un mix de generación más flexible, fundamentalmente con mínimos técnicos menores que los de las tecnologías actuales, y de arranque rápido, como las instalaciones hidráulicas reversibles (que bombean en las horas valle, y turbinan en las horas pico), reducirían significativamente el riesgo de limitación de las energías renovables, lo que facilitaría la integración de las mismas.

8.- INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

De acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la planificación eléctrica en los sistemas eléctricos insulares de Canarias debe llevarse a cabo de conformidad con lo establecido en el artículo 4 y la disposición adicional decimoquinta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, de regulación del sector eléctrico y realizarse de acuerdo con esta Comunidad Autónoma, de forma coordinada con la planificación general que corresponde al Estado. Por tanto, existe una clara corresponsabilidad entre las administraciones de la Comunidad Autónoma de Canarias y la del Estado, en lo que respecta a la definición de la planificación energética.

En este sentido el PECAN 2006, en base al parque generador existente y el previsto en el futuro y de las previsiones de crecimiento de la demanda eléctrica en las distintas zonas de las islas, evaluó las actuaciones claves en materia de infraestructura de transporte, complementando las ya previstas en el Documento “Planificación de los sectores de la electricidad y el gas 2005-2011” de la Administración Central.

Sin embargo, a lo largo del tiempo surgen nuevas necesidades que condicionan la viabilidad de algunas alternativas y que suponen la incorporación o sustitución de actuaciones que han de tenerse en cuenta en las futuras actualizaciones de la planificación.

Con posterioridad a la aprobación del PECAN 2006, se aprueba por el Consejo de Ministros con fecha 30 de mayo de 2008 el nuevo Documento de “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016”, en el que se actualizaba, entre otros aspectos, el desarrollo de las redes de transporte.

La aprobación de la citada planificación supuso a su vez la actualización de la relación de infraestructuras contenidas en el PECAN 2006, concretada en los informes elaborados en cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 7.2.6 del PECAN, sobre la ejecución de las infraestructuras energéticas planificadas y aprobadas y de los retrasos, dificultades técnicas y administrativas encontradas en su ejecución referentes a los años 2008 y 2009.

Posteriormente, por Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, se aprueba el Programa Anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Dado que la planificación de las infraestructuras energéticas tiene que ser consensuada entre las administraciones estatal y autonómica, el presente Documento de revisión incorpora la relación de actuaciones recogida en la planificación vigente, esto es, en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, actualizada por el citado Programa Anual de 2010, todo ello sin perjuicio de su posterior actualización, una vez se apruebe definitivamente por el Gobierno Estatal la relación de infraestructuras necesarias en el marco de la Planificación de los Sectores de gas y electricidad para el horizonte 2012-2020, actualmente en tramitación, respecto a aquellas actuaciones cuya puesta en servicio quede dentro del ámbito temporal del PECAN 2006-2015.

De acuerdo con el Documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 (en adelante planificación vigente), al objeto de poder satisfacer la demanda prevista en los sistemas canarios, se propusieron tanto nuevas instalaciones como aumentos de capacidad de transporte de líneas existentes (con cambio de tensión o sin él) y transformación de simples circuitos en dobles circuitos. También se analizaron las necesidades de red derivadas de la integración de generación eólica, considerando los 1025 MW eólicos que el PECAN 2006 prevé para el año 2015.

Los criterios utilizados para dimensionar la red necesaria en los distintos sistemas eléctricos canarios son fundamentalmente los que figuran en los procedimientos de operación vigentes.

Gran Canaria

De acuerdo con la planificación vigente, en el sistema eléctrico de Gran Canaria las mayores necesidades de red se concentran en la zona de la capital. Por ello, se propuso la creación de un nuevo eje (doble circuito) de 220 kV Jinamar-Las Palmas Oeste (subestación futura), que permite reforzar la alimentación de la capital así como facilitar el transporte desde la generación de Jinamar 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 Cebadal. Finalmente, se necesita prever la adecuada evacuación de un tercer ciclo combinado cuya conexión podría realizarse en Barranco de Tirajana y la creación de nuevos puntos de evacuación de generación que reduzcan la vulnerabilidad del sistema eléctrico de Gran Canaria.

A continuación se detallan las actuaciones contempladas en la planificación vigente:

- Refuerzo del eje Arguineguín-Santa Águeda 66 kV con la instalación de un tercer circuito de 66 kV y 80 MVA.
- Desaparece la necesidad de que los dos ejes planificados de 66 kV Santa Águeda-Lomo Maspalomas hagan entrada/salida en Meloneras. Queda por tanto Meloneras conectada a la red mediante una línea a Santa Águeda y otra a Lomo Maspalomas.
- Nueva línea Guanarteme-Buenavista 66 kV con entrada/salida en la futura subestación de Cebadal.
- Alimentación de la capital desde Las Palmas Oeste 220 kV que conlleva un nuevo doble circuito de 220 kV Jinamar-Las Palmas Oeste (aprovechando un doble circuito de 66 kV existente), la nueva subestación de 220 kV de Las Palmas Oeste y dos transformadores 220/66 kV de 125 MVA en Las Palmas Oeste. En Las Palmas Oeste 66 kV se mantienen las dos líneas planificadas a Guanarteme 66 kV y se refuerza la conexión con Arucas y Barranco Seco mediante una segunda entrada/salida sobre Arucas-Barranco Seco 66 kV.

- Separación de Jinamar 66 kV en dos subestaciones para evitar las elevadas corrientes de cortocircuito previstas.
- Remodelación del conexionado de las líneas de 66 kV en la zona de Aldea Blanca- Matorral-B. Tirajana.
 - Sobre la línea Barranco de Tirajana-San Agustín se hace una entrada/salida en Aldea Blanca.
 - Sobre la línea Lomo Maspalomas-Matorral se hace una entrada/salida en Aldea Blanca.
 - Desaparece la T de Aldea Blanca-Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas y queda la línea Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas.
 - Sobre la línea Barranco de Tirajana-Lomo Maspalomas se hace una entrada/salida en Matorral.
 - Desaparece la entrada/salida de Aldea Blanca en la línea Barranco de Tirajana- Carrizal.
 - Se sustituye la línea planificada Lomo Apolinario-Plaza la Feria 66 kV por la línea La Paterna (Lomo del Cardo)-Plaza la Feria 66 kV.
- Nueva subestación de 66 kV Parque Marítimo de Jinamar conectada a Jinamar mediante D/C y a Marzagán mediante D/C.
- Nuevo D/C 220 kV Barranco de Tirajana-Jinamar, conectando un circuito en Barranco de Tirajana I y el otro en Barranco de Tirajana II. Dicho nuevo D/C podría resultar innecesario si se construye una nueva central que evacue en la red de 220 kV del norte de la isla.
- Con objeto de reducir la criticidad del parque de 220 kV de Jinamar se plantea que una de las líneas de 220 kV que vienen desde La Paterna (Lomo del Cardo) y una de las líneas de 220 kV que vienen desde Las Palmas Oeste no entren en esta subestación y sigan hasta Barranco de Tirajana I y II.
- Nueva subestación de 220 kV, conectada en el eje Barranco de Tirajana-Santa Águeda, para evacuación de generación.
- Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje Arucas-Guía, para evacuación de generación.
- Adaptación de las subestaciones de 66 kV Lomo Maspalomas, Arucas y Guía a lo establecido en el Procedimiento de Operación 13 de los SEIE.

También se analizaron las necesidades de red necesarias derivadas de la integración de generación eólica. A este respecto, se consideraron 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.

Tenerife

En cuanto al sistema eléctrico de Tenerife, a raíz del impacto de la tormenta tropical Delta sobre la red de 66 kV de Tenerife, se planificó la reconstrucción de los ejes dañados de 66 kV (Candelaria-Granadilla y Candelaria-Geneto) preparados para funcionar a 220 kV, previéndose el cambio efectivo de tensión para 2010 y 2012 respectivamente. Este refuerzo, junto con el resto de las actuaciones incluidas en la revisión de la planificación de infraestructuras 2005-2011 de marzo de 2006, motivó la necesidad de planificar únicamente un pequeño número de actuaciones adicionales respecto a lo ya planificado con anterioridad.

A continuación se detallan las actuaciones contempladas en la planificación vigente, necesarias para poder suministrar la demanda prevista:

- Tercer transformador 220/66 kV en Los Vallitos.
- Tercer transformador 220/66 kV en Geneto.
- Tercer transformador 220/66 kV en Buenos Aires.
- Doble circuito de 66 kV San Isidro-Polígono de Granadilla de 2 x 80 MVA.
- Tercer transformador 220/66 kV en Candelaria dependiendo de si se produce la baja de los grupos que evacúan en Candelaria 66 kV.
- Remodelación de la red de 66 kV de la zona norte metropolitana de Sta. Cruz y La Laguna. Entre las dos nuevas inyecciones de 220 kV de esta zona, Buenos Aires y Geneto, se crea una malla de doble circuito de 66 kV: Buenos Aires-San Telmo, San Telmo-Dique del Este, Dique del Este-Geneto (con una E/S en Manuel Cruz y otra en Ballester), Geneto-Guajara (con E/S en La Laguna Oeste) y Guajara-Buenos Aires.
- Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje San Telmo-Dique del Este, para evacuación de generación.
- Nueva subestación de 66 kV, conectada en el eje Farrobillo-Icod, para evacuación de generación.
- Nuevo doble circuito Los Vallitos-Los Olivos 220 kV. En el paso de la línea Guía de Isora-Los Olivos 66 kV a doble circuito se deja preparada para 220 kV.
- Adaptación de la subestación Chayofa 66 kV a lo establecido en el Procedimiento de Operación 13 de los SEIE.

Con las actuaciones más arriba mencionadas se hace innecesaria la instalación del cuarto circuito Los Vallitos-Los Olivos 66 kV en el periodo de planificación.

También se analizaron las necesidades de red derivadas de la integración de generación eólica, considerando los 402 MW eólicos que el PECAN 2006 prevé que se instalen en Tenerife hasta 2015, previendo los posibles nudos de evacuación en Polígono Granadilla, Polígono Güimar y Arico 66 kV. Sin embargo, dada la magnitud de generación eólica y fotovoltaica prevista, se ha propuesto un nudo evacuación en 220 kV creado mediante E/S sobre la línea Candelaria-Granadilla 220 kV.

Lanzarote-Fuerteventura

Con objeto de poder suministrar adecuadamente la demanda prevista, la planificación vigente contempla en el sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura que todas las nuevas actuaciones queden preparadas para el paso a 132 kV, siendo el paso efectivo en el momento en que crecimiento de la demanda lo haga necesario.

En Lanzarote esto implica el paso a 132 kV del doble eje de 66 kV Playa Blanca-Macher. También sería necesario el paso a 132 kV del doble eje de 66 kV Macher-Punta Grande, pero dado que dicho eje se ha construido mediante cable aislado subterráneo y, por tanto, no es posible su paso a 132 kV, se hace más necesario un emplazamiento de generación en el sur de la isla de Lanzarote. Para conectar a la red de 132 kV los nudos de 66 kV existentes son necesarios 2 transformadores de 70 MVA en Playa Blanca, 2 transformadores de 70 MVA en Macher y 2 transformadores de 70 MVA en la futura subestación de Matagorda. También se plantea la instalación del segundo cable Corralejo- Playa Blanca preparado para funcionar a 132 kV, haciendo efectivo el cambio de tensión al final del periodo.

En la red de Fuerteventura es necesario ampliar la red de 132 kV pasando los dobles circuitos de 66 kV de Gran Tarajal - Matas Blancas y Corralejo - Las Salinas a 132 kV. Para conectar a la red de 132 kV los nudos de 66 kV existentes son necesarios 2 transformadores de 70 MVA en Matas Blancas, 1 transformador de 125 MVA en Las Salinas (el tercero en esta subestación) y 2 transformadores de 70 MVA en Corralejo, además de los ya incluidos en la planificación 2005-2011.

También se han tenido en cuenta los 162 MW eólicos previstos en el PECAN 2006 para el sistema Lanzarote- Fuerteventura, considerando la evacuación de los 162 MW previstos instalando la mitad en Punta Grande 66 kV y la otra mitad en Matas Blancas. Si se instalan 81 MW eólicos en Matas Blancas puede ser necesaria transformación 66/132 kV adicional o su evacuación directamente en 132 kV.

Por otra parte, la planificación vigente contempla como necesarias las siguientes actuaciones:

- Adaptación de la subestación Macher 66 kV a lo establecido en el Procedimiento de Operación 13 de los SEIE.
- Instalación de tres reactancias de 6 Mvar en Macher 66 kV para el control de tensión.

La Palma

En La Palma no se ha detectado la necesidad de actuaciones adicionales para cubrir la demanda en el horizonte de planificación, siendo suficiente con las actuaciones incluidas en la planificación 2005-2011.

La Gomera

En La Gomera no se ha detectado la necesidad de actuaciones adicionales para cubrir la demanda en el horizonte de planificación, siendo suficiente con las actuaciones incluidas en la planificación 2005-2011.

Por lo que se refiere al **Programa anual aprobado en noviembre de 2010**, éste incluye tanto las actuaciones que suponen una modificación de instalaciones ya incluidas en la planificación vigente (Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016) y aquéllas no incluidas entonces y cuya incorporación es necesaria, presentándose como un hecho imprevisto. Estas últimas actuaciones entran en la categoría de actuaciones excepcionales, y recogen tanto nuevas instalaciones necesarias por problemas de operación como alternativas a instalaciones incluidas anteriormente en la planificación que han resultado inviables.

Las infraestructuras planificadas que sufren actualizaciones puntuales en los sistemas eléctricos insulares canarios respecto a la planificación vigente, según el Programa Anual, son las siguientes:

- **Soterramiento de las líneas de 66 kV que circulan por terreno urbano.-** En la planificación vigente no se especificó el carácter de soterrado o aéreo de las líneas planificadas en Canarias. Todas las líneas de 66 kV, cuyo aumento de tensión no esté previsto y que transcurran por terreno urbano, se soterrarán en el tramo en que esto sea imprescindible. Se buscará minimizar la longitud soterrada.
- **El Rosario 220 kV.-** Ante la falta de espacio en el actual emplazamiento de Geneto 66 kV para construir el futuro parque de 220 kV, resulta necesario construir El Rosario, con parques de 220 y 66 kV en las cercanías de la actual Geneto 66 kV. Todas las líneas de 66 kV se trasladan al nuevo parque que se une con el actual mediante un doble circuito.
- **Caletillas 220 kV.-** Ante la falta de espacio en el actual emplazamiento de Candelaria 220 kV para construir todas las posiciones de 220 kV previstas, resulta necesario construir Caletillas 220 kV en las cercanías de la actual Candelaria 220 kV. El nuevo parque se une con el actual mediante un doble circuito. Esta subestación se conectará a las subestaciones de Granadilla 220 kV, Granadilla II 220 kV, Nueva Geneto 220 kV, Farrobillo 220 kV y Buenos Aires 220 kV.
- **Paso del eje D/C Geneto-Candelaria-Granadilla 66 kV a 220 kV.-** Ante la imposibilidad de reutilizar el eje en doble circuito de 66 kV existente para el futuro eje de 220 kV, se plantea la construcción de un eje en doble circuito de 220 kV nuevo y el posterior desmantelamiento del eje de 66 kV existente. En el nuevo doble circuito se incluye una entrada/salida en una nueva subestación de Arico 220 kV (en la planificación vigente ya se contemplaba una subestación de evacuación de régimen especial de 220 kV en esta zona). Del doble circuito de 66 kV existente se deja sin desmantelar el tramo entre Candelaria y Polígono de Güimar con el objeto de reutilizarlo para crear el doble circuito Candelaria P. Güimar 66 kV (contemplado en la planificación vigente).

- **Modificación Chayofa-Los Vallitos-Los Olivos 66 kV.-** En la planificación vigente se plantea la puesta en servicio de los segundos circuitos de Chayofa-Los Vallitos y Los Olivos-Los Vallitos. Dado que se retrasa la puesta en servicio de Los Vallitos, se plantea que primero entre en servicio Chayofa-Los Olivos 2 (de hecho ya ha entrado en servicio) y posteriormente se realice la entrada/salida.
- **Paso de Guía de Isora-Los Olivos 66 kV a doble circuito.-** Se plantea realizar un nuevo doble circuito de 66 kV y posteriormente desmontar la línea existente. La justificación es que los apoyos de esta línea no están preparados para la transformación a doble circuito y, por tanto, habría que cambiarlos y que el descargo necesario para dicho cambio no sería aceptable por el impacto que supondría sobre el suministro.
- **Paso de los ejes Matas Blancas-Gran Tarajal-Salinas-Corralejo 66 kV y Playa Blanca-Macher 66 kV a doble circuito de 132 kV.-** En la planificación vigente se contempla la transformación de los ejes existentes de simple circuito de 66 kV Matas Blancas-Gran Tarajal-Salinas-Corralejo y Playa Blanca-Macher en ejes de doble circuito 132 kV. A la dificultad que supone transformar una instalación diseñada para simple circuito de 66 kV en una de doble circuito capaz de funcionar en 132 kV se le añade la criticidad de los mencionados ejes, ya que es la única red de transporte existente entre los nudos que une. La pérdida de alguna de las líneas de estos ejes implicaría serias dificultades para suministrar la demanda y en algunos casos pérdidas forzosas de suministro que podrían llegar al 40% de la demanda de Fuerteventura.
Para evitar las dificultades mencionadas se propone construir en primer lugar las líneas de doble circuito 132 kV previstas en la planificación manteniendo mientras tanto las líneas de 66 kV.
- **Cable Corralejo-Playa Blanca 132 kV.-** El segundo cable submarino que une las subestaciones de Corralejo y Playa Blanca está previsto que entre en servicio en 2010 a 66 kV (preparado para 132 kV) para pasar a energizarlo en 132 kV en 2015. Con objeto de evitar la instalación de transformadores adicionales se propone instalar dicho cable directamente funcionando a 132 kV en 2012 (fecha en que está prevista la puesta en servicio de las subestaciones de 132 kV de los extremos). Esta actuación permite eliminar un transformador planificado en cada una de las subestaciones de Corralejo y Playa Blanca.
- **Eliminación de transformadores 132/66 kV.-** En la planificación vigente se incluyeron unidades de transformación 132/66 kV en varias subestaciones de Fuerteventura y Lanzarote para conectar los nudos de 66 kV a la red de 132 kV. Se ha observado que en algunos nudos no es necesario mantener el nudo de 66 kV una vez que desaparecen las líneas de esta tensión y por eso se eliminan de la planificación los transformadores de Gran Tarajal y Matagorda.
- **Reubicación de una reactancia en Lanzarote.-** En la planificación vigente se programaron 3 reactancias de 6 Mvar en la subestación de Macher para compensar la energía reactiva

producida por los cables de 66 kV que unen Punta Grande y Macher. Se propone que una de dichas reactancias se instale en Punta Grande en lugar de en Macher.

- **La Oliva 66 kV.**- Ante la falta de espacio en el actual emplazamiento de Corralejo 66 kV para construir el futuro parque de 132 kV, resulta necesario construir La Oliva, con parques de 132 y 66 kV, en las cercanías de la actual Corralejo 66 kV. El nuevo parque de 66 kV se unirá con el actual mediante dos circuitos.
- **Puerto del Rosario 66 kV.**- Ante la falta de espacio en el actual emplazamiento de Salinas 66 kV para construir el futuro parque de 132 kV, resulta necesario construir Puerto del Rosario, con parques de 132 y 66 kV, en las cercanías de la actual Salinas 66 kV. El nuevo parque de 66 kV se une con el actual mediante 4 circuitos.

Las actuaciones excepcionales en los sistemas eléctricos insulares canarios contempladas en el Programa Anual son las siguientes:

- **Nueva subestación Nueva Jinámar 220/66 kV.**- La subestación de Jinámar 66 kV, en la C.T. de Jinámar (Gran Canaria), es el parque con mayor número de posiciones de todo el sistema eléctrico español (37 posiciones). Además, a este parque evacua cerca de la mitad de la generación instalada en el sistema eléctrico de Gran Canaria. Asimismo, la práctica totalidad de las líneas de evacuación de esta subestación discurren, en sus primeros kilómetros, por el mismo corredor, cruzando todas ellas por encima de la autopista de entrada a la capital. Todo ello implica una elevada vulnerabilidad del nudo y una alta criticidad del mismo, con un tiempo crítico de despeje de cortocircuitos inferior a 100 ms.

Con el objeto de minimizar la vulnerabilidad y criticidad de este nudo, se modificará y reconfigurará la red de transporte de la zona de Jinámar. Dicha reconfiguración pasa por instalar una nueva subestación (Nueva Jinámar), fuera de la central, que hará las veces de nudo concentrador/distribuidor, tanto del 220 kV como del 66 kV de la zona. Este nudo quedará así unido a la C.T. de Jinámar mediante un doble circuito de 220 kV.

- **Transformación de la T Arico en una doble E/S.**- Con el ánimo de cumplir los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (PO SEIE) en lo referente a la eliminación de conexiones en T y de favorecer la evacuación de la generación renovable de la zona (eólica y fotovoltaica), se eliminará la T de Arico transformándola en una doble entrada/salida.
- **Renovación SE Icod de los Vinos y Los Olivos 66 kV.**- Aprovechando la necesidad de renovar estas dos subestaciones por parte de su propietario, se llevará a cabo la adaptación de su configuración a los PO SEIE.
- **SE Cañada de la Barca 132 kV para evacuación de generación de régimen especial.**- Es necesaria una nueva subestación, Cañada de la Barca 132 kV, conectada a la red mediante entrada/salida en la línea Gran Tarajal-Matas Blancas 2 132 kV, para evacuar la energía procedente de un parque eólico.

- **SE Tuineje 132 kV para evacuación de generación.**- Nueva subestación para la evacuación de energía procedente de una central térmica.
- **Compensación de reactiva para el cable Corralejo-Playa Blanca 132 kV.**- Se han incluido 24 MVar de reactancias, necesarios para compensar la energía reactiva producida por el cable.

En el anexo I de este apartado se recoge la descripción pormenorizada de las instalaciones de la red de transporte contempladas en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016 y en el anexo II las actuaciones para los sistemas eléctricos canarios contempladas en el Programa Anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural, aprobado mediante Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre.

El contenido de las tablas recogidas en los anexos es el siguiente:

Líneas de 220 kV, 132 kV y 66 kV programadas en el horizonte 2015

Subestación Origen y Final	Nombre de las subestaciones de cada extremo de la línea
kV	Tensión de la línea
Ckt	Identificador de circuito
Actuación	Definición del tipo de actuación en la línea (Alta E/S, baja, nueva...)
km	Longitud de la línea (km)
Capacidad de transporte	Capacidad de la línea en invierno/verano (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de la actuación. La fecha de las actuaciones de conexión se tiene que considerar como orientativa y se concretará con la firma del contrato técnico de acceso y la obtención de autorizaciones administrativas correspondientes.
T.A.	Tipo de Actuación en función de la necesidad A: Actuaciones programadas sin ningún tipo de condicionante. B1: Actuaciones de conexión condicionadas con incertidumbre moderada en cuanto a su ejecución. B2: Actuaciones de conexión condicionadas con incertidumbre media-alta en cuanto a su ejecución. R: Su necesidad podrá reconsiderarse en el proceso de planificación 2012-2020, en función del crecimiento de consumo eléctrico
Motivación	Justificación de las instalaciones: MRdT: Mallado de la Red de Transporte CInt: Conexión Internacional ATA: Alimentación del Tren de Alta Velocidad EvRO: Evacuación Régimen Ordinario (ciclos combinados de gas natural, etc) EvRE: Evacuación de Régimen Especial (eólica, solar, etc) ApD: Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores excepto ATA
Función	Las instalaciones se han identificado según la función que cumplen en el sistema como: - estructurales: solucionan los problemas que afectan al buen funcionamiento del sistema conjunto en el horizonte y escenarios estudiados. - de conexión: facilitan el enlace con la red de transporte de centrales de generación consumidores
Observaciones	Descripción de la actuación, tramo correspondiente a la CCAA (%) y aspectos adicionales.

Subestaciones de 220 kV, 132 kV y 66 kV programadas en el horizonte 2015

Subestación	Nombre de la subestación
Actuación	Identificación de la actuación que se realiza en la subestación (alta, baja, ampliación)
Tensión (kV)	Tensión del parque
Fecha Alta/Baja	Año estimado de puesta en servicio
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales

Unidades de transformación 220/66 kV y 132/66 kV programadas en el horizonte 2015

Subestación	Subestación donde se localiza el transformador
Actuación/Equipo	Identifica la actuación que se realiza (alta, baja)
Unidad	Identificador del transformador
Relación Transformación	Relación de transformación (Vmax/Vmin)
MVA	Potencia asignada del transformador (MVA)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de puesta en servicio
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Motivación	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales

Reactancias programadas en el horizonte 2015

Subestación	Subestación donde se localiza el equipo
Actuación/Equipo	Identifica la actuación que se realiza (alta, baja)
Unidad	Identificador del equipo
Tensión (kV)	Tensión del equipo
Potencia (MVAr)	Potencia asignada del equipo (MVAr)
Fecha Alta/Baja	Año estimado de puesta en servicio
T.A.	Ver descripción en apartado de Líneas
Función	Ver descripción en apartado de Líneas
Observaciones	Observaciones adicionales

Anexo I. Infraestructuras de transporte de energía eléctrica planificadas.

Tabla 8.1. Líneas eléctricas
GRAN CANARIA

ID	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/ BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
							INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
1	JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA	220	2	Baja cambio topología línea	35	323	323	2007	A	X			X			Estructural	
2	BARRANCO DE TIRAJANA	BARRANCO DE TIRAJANA II	220	1	Alta cambio topología línea		323	323	2007	A	X			X			Estructural	
3	JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA II	220	1	Alta cambio topología línea	35	323	323	2007	A	X			X			Estructural	
4	ARGUINEGUÍN	LOMO MASPALOMAS	66	1	Baja cambio topología línea	13,8	60	60	2007	A	X						Estructural	
5	LOMO MASPALOMAS	TABLERO (MELONERAS)	66	1	Alta cambio topología línea	5,8	60	60	2007	A	X						Estructural	
6	ARGUINEGUÍN	TABLERO (MELONERAS)	66	1	Alta cambio topología línea	8	60	60	2007	A	X						Estructural	
7	GUANARTEME	JINÁMAR	66	2	Baja Línea	14	58	58	2007	A	X						Estructural	
8	GUANARTEME	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	1	Alta E/S línea	6	58	58	2007	A	X						Estructural	
9	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	1	Alta E/S línea	8	66	66	2007	A	X						Estructural	
10	JINÁMAR	BUENAVISTA	66	2	Baja línea	13	60	60	2007	A	X						Estructural	
11	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	2	Alta E/S línea	9	66	66	2007	A	X						Estructural	preparada para 220 kV
12	BUENAVISTA	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	1	Alta E/S línea	4	60	60	2007	A	X						Estructural	
13	T. ALDEA BLANCA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Baja cambio topología línea	10	80	80	2008	A	X						Estructural	
14	T. ALDEA BLANCA	ALDEA BLANCA	66	1	Baja cambio topología línea	1	66	66	2008	A	X						Estructural	
15	T. ALDEA BLANCA	LOMO MASPALOMAS	66	1	Baja cambio topología línea	15,02	66	66	2008	A	X						Estructural	

16	BARRANCO DE TIRAJANA	LOMO MASPALOMAS	66	1	Alta cambio topología Línea	21,36	66	66	2008	A	X						Estructural	
17	T. BARRANCO SECO	ARUCAS	66	1	Baja cambio topología línea	11,14	40	40	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
18	T. BARRANCO SECO	JINÁMAR	66	1	Baja cambio topología línea	6	40	40	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
19	ARUCAS	BARRANCO SECO	66	1	Alta cambio topología línea	11,14	80	80	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Se deshace T y repotencia a 80 MVA. Máxima prioridad
20	ARUCAS	JINÁMAR	66	1	Nueva línea	17	66	66	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
21	GUÍA	SAN MATEO	66	1	Repotenciación línea	17,54	80	80	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
22	GUÍA	SAN MATEO	66	2	Nueva línea	17,54	80	80	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
23	JINÁMAR	SAN MATEO	66	2	Nueva línea	16	80	80	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
24	ALDEA BLANCA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Baja cambio topología línea	8	66	66	2008	A	X						Estructural	
25	ALDEA BLANCA	CINSA	66	1	Baja cambio topología línea	20	66	66	2008	A	X						Estructural	
26	BARRANCO DE TIRAJANA	CINSA	66	1	Alta cambio topología línea	28	66	66	2008	A	X						Estructural	
27	BARRANCO DE TIRAJANA	CINSA	66	1	Baja línea	28	66	66	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
28	BARRANCO DE TIRAJANA	CARRIZAL	66	2	Alta E/S línea	17	66	66	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
29	CARRIZAL	CINSA	66	1	Alta E/S línea	11	66	66	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
30	ARGUINEGUÍN	MELONERAS (TABLERO)	66	1	Baja Línea	8	60	60	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
31	ARGUINEGUÍN	SANTA ÁGUEDA	66	1	Alta E/S línea	6,46	60	60	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
32	MELONERAS (TABLERO)	SANTA ÁGUEDA	66	1	Alta E/S línea	5,84	60	60	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
33	ARGUINEGUÍN	LOMO MASPALOMAS	66	2	Baja cambio topología línea	11,85	40	40	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
34	LOMO MASPALOMAS	SAN AGUSTÍN	66	1	Baja cambio topología línea	3,76	66	66	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
35	ARGUINEGUÍN	SANTA ÁGUEDA	66	2	Alta cambio topología Línea	5,58	40	40	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007

36	SAN AGUSTÍN	SANTA ÁGUEDA	66	1	Alta cambio topología línea	12,87	40	40	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
37	ARGUINEGUÍN	SANTA ÁGUEDA	66	2	Repotenciación línea	5,58	66	66	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
38	SAN AGUSTÍN	SANTA ÁGUEDA	66	1	Repotenciación línea	12,87	66	66	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
39	BARRANCO DE TIRAJANA	JINÁMAR	220	1	Baja línea	35	323	323	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
40	BARRANCO DE TIRAJANA II	SANTA ÁGUEDA	220	1	Alta cambio topología Línea	33	323	323	2008	A	X			X			Estructural	Necesidad 2007
41	JINÁMAR	SANTA ÁGUEDA	220	1	Alta E/S línea	52	323	323	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007
42	SANTA ÁGUEDA	LOMO MASPALOMAS	66	1	Nueva línea	12	80	80	2008	A	X						Estructural	
43	JINÁMAR II	P.M. JINÁMAR	66	1	Nueva línea	2	80	80	2008	A						X	Conexión	
44	JINÁMAR II	P.M. JINÁMAR	66	2	Nueva línea	2	80	80	2008	A						X	Conexión	º
45	BARRANCO DE TIRAJANA	SAN AGUSTÍN	66	1	Baja Línea	22	66	66	2008	A	X						Estructural	
46	ALDEA BLANCA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Alta E/S línea	8	80	80	2008	A	X						Estructural	
47	ALDEA BLANCA	SAN AGUSTÍN	66	1	Alta E/S línea	14	66	66	2008	A	X						Estructural	
48	LOMO MASPALOMAS	MATORRAL	66	1	Baja Línea	21	66	66	2008	A	X						Estructural	
49	ALDEA BLANCA	MATORRAL	66	1	Alta E/S línea	6	80	80	2008	A	X						Estructural	
50	ALDEA BLANCA	LOMO MASPALOMAS	66	1	Alta E/S línea	19	66	66	2008	A	X						Estructural	
51	BARRANCO DE TIRAJANA	MATORRAL	66	2	Nueva línea	1	80	80	2008	A	X				X		Estructural	
52	BUENAVISTA	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	3	Nueva línea	7	80	80	2008	A	X						Estructural	
53	BARRANCO SECO	JINÁMAR	66	1	Repotenciación línea	6	66	66	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
54	ARUCAS	JINÁMAR	66	1	Baja Línea	17	66	66	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
55	ARUCAS	BARRANCO SECO	66	2	Alta E/S línea	11	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad

56	BARRANCO SECO	JINÁMAR	66	2	Alta E/S línea	6	66	66	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad
57	BARRANCO SECO	JINÁMAR	66	3	Nueva línea	6	66	66	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007
58	JINÁMAR	SANTA ÁGUEDA	220	1	Baja cambio topología línea	52	323	323	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2008
59	BARRANCO DE TIRAJANA	SANTA ÁGUEDA	220	1	Alta E/S línea	33	323	323	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2008
60	BARRANCO DE TIRAJANA	JINÁMAR	220	1	Alta cambio topología línea	35	323	323	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2008
61	ARGUINEGUÍN	MOGÁN	66	1	Nueva línea	12	80	80	2009	A						X	Conexión	
62	ARGUINEGUÍN	MOGÁN	66	2	Nueva línea	12	80	80	2009	A						X	Conexión	
63	ARINAGA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	1	Nueva línea	9	80	80	2009	A					X	X	Conexión	
64	ARINAGA	BARRANCO DE TIRAJANA	66	2	Nueva línea	9	80	80	2009	A					X	X	Conexión	
65	GUÍA	GÁLDAR/AGAETE	66	1	Nueva línea	9	80	80	2009	A						X	Conexión	
66	GUÍA	GÁLDAR/AGAETE	66	2	Nueva línea	9	80	80	2009	A						X	Conexión	
67	MARZAGÁN	CINSA	66	1	Baja cambio topología línea	14	66	66	2009	A	X						Estructural	
68	MARZAGÁN	TELDE	66	1	Alta E/S línea	6	80	80	2009	A	X						Estructural	
69	CINSA	TELDE	66	1	Alta E/S línea	8	66	66	2009	A	X						Estructural	
70	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	1	Baja cambio tensión línea	8	66	66	2009	A	X						Estructural	
71	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	220	1	Alta cambio tensión línea	8	323	323	2009	A	X						Estructural	
72	JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA	220	1	Baja cambio topología línea	35	323	323	2009	A	X						Estructural	
73	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	2	Baja cambio tensión línea	8	66	66	2009	A	X						Estructural	
74	BARRANCO DE TIRAJANA	LA PATERNA (LOMO CARDO)	220	1	Alta cambio topología línea	37	323	323	2009	A	X						Estructural	
75	JINÁMAR	BUENAVISTA	66	1	Baja cambio topología línea	13	60	60	2009	A	X						Estructural	

76	JINÁMAR	GUANARTEME	66	1	Baja cambio topología línea	14	58	58	2009	A	X						Estructural	
77	LA PATERNA (LOMO CARDO)	BUENAVISTA	66	2	Alta cambio topología línea	4	60	66	2009	A	X						Estructural	
78	LA PATERNA (LOMO CARDO)	GUANARTEME	66	2	Alta Cambio topología línea	6	66	66	2009	A	X						Estructural	
79	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	1	Alta Cambio topología línea	8	66	66	2009	A	X						Estructural	
80	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	2	Alta Cambio topología línea	8	66	66	2009	A	X						Estructural	
81	GUANARTEME	MUELLE GRANDE	66	1	Repotenciación línea	4	80	80	2009	A	X						Estructural	
82	JINÁMAR	BARRANCO SECO	66	2	Repotenciación línea	6	80	80	2009	A	X						Estructural	
83	JINÁMAR	BARRANCO SECO	66	3	Repotenciación línea	6	80	80	2009	A	X						Estructural	
84	BARRANCO DE TIRAJANA	CARRIZAL	66	1	Repotenciación línea	17	80	80	2010	A	X						Estructural	
85	BARRANCO DE TIRAJANA	CARRIZAL	66	2	Repotenciación línea	17	80	80	2010	A	X						Estructural	
86	CARRIZAL	CINSA	66	1	Repotenciación línea	11	80	80	2010	A	X						Estructural	
87	CARRIZAL	TELDE	66	1	Repotenciación línea	9	80	80	2010	A	X						Estructural	
88	CINSA	TELDE	66	1	Repotenciación línea	8	80	80	2010	A	X						Estructural	
89	JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA II	220	2	Nueva línea	35	323	323	2010	A	X						Estructural	Necesaria en función de la generación existente en el norte de la isla
90	JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA	220	1	Nueva línea	35	323	323	2010	A	X						Estructural	Necesaria en función de la generación existente en el norte de la isla
91	BARRANCO DE TIRAJANA - SANTA ÁGUEDA	NUEVA CENTRAL SUR GC	220		Nueva línea		323	323	2010	B2				X			Conexión	Doble circuito condicionado por el acceso de generación
92	LA PATERNA (LOMO CARDO)	LAS PALMAS OESTE	66	1	Nueva línea	3	80	80	2010	A	X					X	Estructural	Necesidad 2009
93	LAS PALMAS OESTE	GUANARTEME	66	1	Nueva línea	4	80	80	2010	A	X					X	Estructural	Necesidad 2009
94	ARUCAS	GUÍA	66	1	Repotenciación línea	10	80	80	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2009 por N-2 66 kV

95	ARUCAS	GUÍA	66	2	Nueva línea	10	80	80	2011	A	X						Estructural	
96	LA PATERNA (LOMO CARDO)	LAS PALMAS OESTE	66	2	Nueva línea	3	80	80	2012	A	X					X	Estructural	
97	LAS PALMAS OESTE	GUANARTEME	66	2	Nueva línea	4	80	80	2012	A	X					X	Estructural	
98	BUENAVISTA	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	3	Baja línea	7	80	80	2012	A	X						Conexión	
99	BUENAVISTA	PLAZA DE LA FERIA	66	1	Alta E/S línea	2	80	80	2012	B1						X	Conexión	
100	PLAZA DE LA FERIA	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	1	Alta E/S línea	5	80	80	2012	B1						X	Conexión	
101	ARUCAS	BARRANCO SECO	66	2	Baja línea	11,2	80	80	2012	A	X						Estructural	
102	BARRANCO SECO	LAS PALMAS OESTE	66	1	Alta E/S línea	9	80	80	2012	A	X						Estructural	
103	ARUCAS	LAS PALMAS OESTE	66	1	Alta E/S línea	9	80	80	2012	A	X						Estructural	
104	BUENAVISTA	EL CEBADAL	66	1	Nueva línea	8	80	80	2012	A	X					X	Estructural	
105	EL CEBADAL	GUANARTEME	66	2	Nueva línea	2	80	80	2012	A	X					X	Estructural	
106	BUENAVISTA	MUELLE GRANDE	66	1	Repotenciación línea	6	80	80	2012	A	X						Estructural	
107	ARINAGA	CARRIZAL	66	1	Nueva línea	9	80	80	2013	A	X					X	Estructural	Necesidad dependiente del desarrollo de la eólica
108	ARINAGA	CARRIZAL	66	2	Nueva línea	9	80	80	2013	A	X					X	Estructural	Necesidad dependiente del desarrollo de la eólica
109	BARRANCO DE TIRAJANA	LOMO MASPALOMAS	66	1	Baja línea	22	66	66	2014	A	X						Estructural	
110	BARRANCO DE TIRAJANA	MATORRAL	66	3	Alta E/S línea	1	80	80	2014	A	X						Estructural	
111	MATORRAL	LOMO MASPALOMAS	66	1	Alta E/S línea	21	66	66	2014	A	X						Estructural	
112	SANTA ÁGUEDA	LOMO MASPALOMAS	66	2	Nueva línea	12	80	80	2014	A	X						Estructural	
113	ARGUINEGUÍN	SANTA ÁGUEDA	66	3	Nueva línea	7	80	80	2014	A	X						Estructural	
114	GÁLDAR/AGAETE	LA ALDEA	66	1	Nueva línea	17	80	80	2014	B1						X	Conexión	

115	GÁLDAR/AGAETE	LA ALDEA	66	2	Nueva línea	17	80	80	2014	B1						X	Conexión	
116	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	1	Baja cambio topología línea	8	66	66	2014	A	X						Estructural	
117	JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	66	2	Baja cambio topología línea	8	66	66	2014	A	X						Estructural	
118	LA PATERNA (LOMO CARDO)	LAS PALMAS OESTE	66	1	Baja cambio topología línea	3	80	80	2014	A	X						Estructural	
119	LA PATERNA (LOMO CARDO)	LAS PALMAS OESTE	66	2	Baja cambio topología línea	3	80	80	2014	A	X						Estructural	
120	JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA II	220	2	Baja cambio topología línea	35	323	323	2014	A	X						Estructural	
121	JINÁMAR	LAS PALMAS OESTE	220	1	Alta cambio topología línea	12	268	268	2014	A	X						Estructural	
122	BARRANCO DE TIRAJANA II	LAS PALMAS OESTE	220	1	Alta cambio topología línea	47	268	268	2014	A	X						Estructural	
123	ARUCAS	BARRANCO SECO	66	1	Baja línea	11	80	80	2014	A	X						Estructural	
124	BARRANCO SECO	LAS PALMAS OESTE	66	2	Alta E/S línea	9	80	80	2014	A	X						Estructural	
125	ARUCAS	LAS PALMAS OESTE	66	2	Alta E/S línea	10	80	80	2014	A	X						Estructural	
126	MARZAGÁN	P.M. JINÁMAR	66	1	Nueva línea	4	80	80	2014	A	X					X	Estructural	
127	MARZAGÁN	P.M. JINÁMAR	66	2	Nueva línea	4	80	80	2014	A	X					X	Estructural	
128	ARUCAS-GUÍA	NUEVA CENTRAL NORTE GC	66		Nueva línea		97	97	2015	B2				X			Conexión	Cuádruple circuito preparado 220 kV condicionado por el acceso de generación
129	LA ALDEA	MOGÁN	66	1	Nueva línea	20	80	80	2015	A	X						Estructural	
130	LA ALDEA	MOGÁN	66	2	Nueva línea	20	80	80	2015	A	X						Estructural	

TENERIFE

	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
							INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
131	CUESTA VILLA	ICOD	66	1	Repotenciación línea	27	66	66	2007	A	X						Estructural	Máxima prioridad
132	CUESTA VILLA	ICOD	66	2	Nueva línea	27	66	66	2007	A	X						Estructural	Máxima prioridad
133	BUENOS AIRES	GUAJARA	66	1	Nueva línea	7	80	80	2007	A	X						Estructural	Máxima prioridad
134	BUENOS AIRES	GUAJARA	66	2	Nueva línea	7	80	80	2007	A	X						Estructural	Máxima prioridad
135	GENETO	MANUEL CRUZ	66	1	Baja E/S línea	7	66	66	2007	A	X					X	Estructural	
136	GENETO	GUAJARA	66	1	Alta E/S línea	2	66	66	2007	A	X					X	Estructural	
137	GUAJARA	MANUEL CRUZ	66	1	Alta E/S línea	5	66	66	2007	A	X					X	Estructural	
138	BUENOS AIRES	CANDELARIA	66	1	Repotenciación línea	13	90	90	2007	A	X						Estructural	Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV
139	BUENOS AIRES	CANDELARIA	66	2	Repotenciación línea	13	90	90	2007	A	X						Estructural	Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV
140	CANDELARIA	GENETO	66	1	Repotenciación línea	10	90	90	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV
141	CANDELARIA	GENETO	66	2	Repotenciación línea	10	90	90	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV
142	CANDELARIA	CUESTA VILLA	66	1	Repotenciación línea	15	90	90	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV
143	CANDELARIA	CUESTA VILLA	66	2	Repotenciación línea	15	90	90	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV

144	CANDELARIA	GRANADILLA	66	1	Repotenciación línea	43	90	90	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV
145	CANDELARIA	POLÍGONO DE GÚIMAR	66	1	Repotenciación línea	6	90	90	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV
146	GRANADILLA	POLÍGONO DE GÚIMAR	66	1	Repotenciación línea	37	90	90	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para cambio de tensión a 220 kV, operando inicialmente a 66 kV
147	GRANADILLA	LOS OLIVOS	66	1	Baja cambio tensión línea	32	66	66	2008	A	X						Estructural	Línea puesta en servicio transitoriamente hasta la puesta en servicio de Los Vallitos 220/66 kV
148	GRANADILLA	CHAYOFA	66	1	Baja cambio tensión línea	32	66	66	2008	A	X						Estructural	Línea puesta en servicio transitoriamente hasta la puesta en servicio de Los Vallitos 220/66 kV
149	CHAYOFA	LOS OLIVOS	66	1	Alta cambio topología línea	12	66	66	2008	A	X						Estructural	
150	GRANADILLA	LOS VALLITOS	220	1	Alta cambio tensión línea	27	323	323	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
151	GRANADILLA II	LOS VALLITOS	220	1	Alta cambio tensión línea	27	323	323	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
152	CHAYOFA	LOS OLIVOS	66	1	Baja E/S línea	12	68	68	2008	A	X						Estructural	
153	CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	1	Alta E/S línea	9	80	80	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
154	LOS VALLITOS	LOS OLIVOS	66	1	Alta E/S línea	7	80	80	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad.
155	CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	2	Nueva línea	9	80	80	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
156	LOS OLIVOS	LOS VALLITOS	66	2	Nueva línea	7	80	80	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
157	GUÍA DE ISORA	LOS OLIVOS	66	1	Repotenciación línea	12	80	80	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para 220 kV
158	GUÍA DE ISORA	LOS OLIVOS	66	2	Nueva línea	12	80	80	2008	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para 220 kV
159	BUENOS AIRES	CANDELARIA	66	1	Baja cambio tensión línea	13	90	90	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
160	BUENOS AIRES	CANDELARIA	66	2	Baja cambio tensión línea	13	90	90	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad

161	GRANADILLA	CANDELARIA	220	2	Baja cambio topología línea	45	323	323	2008	A	X						Estructural	
162	BUENOS AIRES	CANDELARIA	220	1	Alta cambio tensión línea	13	303	303	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
163	BUENOS AIRES	GRANADILLA	220	1	Alta cambio tensión línea	58	303	303	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
164	GRANADILLA	CANDELARIA	220	1	Baja cambio topología línea	45	323	323	2008	A	X			X			Estructural	
165	GRANADILLA II	CANDELARIA	220	1	Alta cambio topología línea	45	323	323	2008	A	X			X			Estructural	
166	LOS OLIVOS	LOS VALLITOS	66	3	Nueva línea	7	80	80	2009	A	X						Estructural	
167	CANDELARIA	CUESTA VILLA	66	1	Baja cambio tensión línea	15	90	90	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
168	CANDELADRIA	CUESTA VILLA	66	2	Baja cambio tensión línea	15	90	90	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
169	CANDELARIA	FARROBILLO	220	1	Alta cambio tensión línea	13	303	303	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
170	CANDELARIA	FARROBILLO	220	2	Alta cambio tensión línea	13	303	303	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
171	CUESTA VILLA	FARROBILLO	66	1	Nueva línea	2	80	80	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
172	CUESTA VILLA	FARROBILLO	66	2	Nueva línea	2	80	80	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
173	CUESTA VILLA	ICOD	66	1	Baja línea	27,36	66	66	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
174	CUESTA VILLA	ICOD	66	2	Baja línea	27,36	66	66	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
175	FARROBILLO	ICOD	66	1	Alta cambio topología línea	29,36	66	66	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
176	FARROBILLO	ICOD	66	2	Alta cambio topología línea	29,36	66	66	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
177	CUESTA VILLA	TACORONTE	66	1	Baja línea	15	66	66	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
178	FARROBILLO	TACORONTE	66	1	Alta cambio topología línea	15	80	80	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV

179	FARROBILLO	TACORONTE	66	2	Nueva línea	15	80	80	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Alternativa por inviabilidad de construir Cuesta Villa 220 kV
180	BUENOS AIRES	DIQUE DEL ESTE	66	1	Baja E/S línea	9	60	60	2009	A						X	Conexión	
181	BUENOS AIRES	SAN TELMO (PLAZA EUROPA)	66	1	Alta E/S línea	3	80	80	2009	A						X	Conexión	
182	SAN TELMO (PLAZA EUROPA)	DIQUE DEL ESTE	66	1	Alta E/S línea	7	60	60	2009	A						X	Conexión	
183	BUENOS AIRES	SAN TELMO (PLAZA EUROPA)	66	2	Nueva línea	3	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesaria 2007 para reforzar alimentación hacia Dique del Este
184	FARROBILLO	ICOD	66	2	Baja E/S línea	27	66	66	2009	A						X	Conexión	
185	FARROBILLO	LOS REALEJOS	66	1	Alta E/S línea	17	66	66	2009	A						X	Conexión	
186	LOS REALEJOS	ICOD	66	1	Alta E/S línea	16	66	66	2009	A						X	Conexión	
187	CANDELARIA-GRANADILLA	EVACUACIÓN R. ESPECIAL	220		Nueva línea		323	323	2010	B2					X		Conexión	Dependiente de la materialización de solicitudes de acceso
188	GUAJARA	DIQUE DEL ESTE	66	1	Baja E/S línea	13	66	66	2010	A						X	Conexión	
189	MANUEL CRUZ	GUAJARA	66	2	Alta E/S línea	7	66	66	2010	A						X	Conexión	
190	MANUEL CRUZ	DIQUE DEL ESTE	66	2	Alta E/S línea	13	66	66	2010	A						X	Conexión	
191	CANDELARIA	GRANADILLA	66	1	Baja cambio tensión y topología	43	90	90	2010	A	X						Estructural	
192	CANDELARIA	POLÍGONO DE GÚIMAR	66	1	Baja cambio tensión y topología	6	90	90	2010	A	X						Estructural	
193	GRANADILLA	POLÍGONO DE GÚIMAR	66	1	Baja cambio tensión y topología	37	90	90	2010	A	X						Estructural	
194	P.E. ARICO	T ARICO	66	1	Baja cambio tensión y topología		66	66	2010	A	X						Estructural	
195	CANDELARIA	GRANADILLA	220	1	Alta cambio tensión y topología	45	303	303	2010	A	X						Estructural	
196	CANDELARIA	GRANADILLA II	220	2	Alta cambio tensión y topología	45	303	303	2010	A	X						Estructural	
197	CANDELARIA	POLÍGONO DE GÚIMAR	66	1	Nueva línea	6	80	80	2010	A						X	Conexión	

198	CANDELARIA	POLÍGONO DE GÚIMAR	66	2	Nueva línea	6	80	80	2010	A						X	Conexión	
199	GRANADILLA	P.E. ARICO	66	1	Nueva línea	16	80	80	2010	B2						X	Conexión	
200	GRANADILLA	P.E. ARICO	66	2	Nueva línea	16	80	80	2010	B2						X	Conexión	
201	CANDELARIA	GENETO	66	1	Baja cambio tensión línea	10	90	90	2012	A	X						Estructural	Necesidad 2008
202	CANDELARIA	GENETO	66	2	Baja cambio tensión línea	10	90	90	2012	A	X						Estructural	Necesidad 2008
203	CANDELARIA	GENETO	220	1	Alta cambio tensión	10	303	303	2012	A	X						Estructural	Necesidad 2008
204	CANDELARIA	GENETO	220	2	Alta cambio tensión	10	303	303	2012	A	X						Estructural	Necesidad 2008
205	GENETO	CRUZ CHICA (S. ROQUE)	66	1	Nueva línea	6	80	80	2012	B1						X	Conexión	
206	CRUZ CHICA (S. ROQUE)	TACORONTE	66	1	Nueva línea	6	80	80	2012	B1						X	Conexión	
207	ICOD	GUÍA ISORA	66	1	Repotenciación línea	22	80	80	2012	A	X						Estructural	Necesidad 2007
208	ICOD	GUÍA ISORA	66	2	Nueva línea	22	80	80	2012	A	X						Estructural	
209	CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	3	Nueva línea	10	80	80	2012	A	X						Estructural	
210	GRANADILLA	ARONA	66	1	Baja E/S línea	18	66	66	2012	B1						X	Conexión	
211	GRANADILLA	SAN ISIDRO	66	1	Alta E/S línea	9	66	66	2012	B1						X	Conexión	
212	SAN ISIDRO	ARONA	66	1	Alta E/S línea	12	66	66	2012	B1						X	Conexión	
213	POLÍGONO GRANADILLA	SAN ISIDRO	66	1	Nueva línea	66	66	66	2012	A	X						Estructural	
214	POLÍGONO GRANADILLA	SAN ISIDRO	66	2	Nueva línea	66	66	66	2012	A	X						Estructural	
215	ARONA	CHAYOFA	66	1	Baja E/S línea	6	66	66	2012	B1						X	Conexión	
216	ARONA	ARONA_2	66	1	Alta E/S línea	8	66	66	2012	B1						X	Conexión	
217	ARONA_2	CHAYOFA	66	1	Alta E/S línea	11	66	66	2012	B1						X	Conexión	

218	CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	2	Baja E/S línea	9	80	80	2012	B1						X	Conexión	
219	CHAYOFA	ADEJE	66	1	Alta E/S línea	3	80	80	2012	B1						X	Conexión	
220	ADEJE	LOS VALLITOS	66	1	Alta E/S línea	6	80	80	2012	B1						X	Conexión	
221	NUEVA CENTRAL CAPITAL	SAN TELMO-DIQUE DEL ESTE	66		Nueva línea		80	80	2012	B2				X			Conexión	Condicionado al acceso de generación
222	GENETO	LA LAGUNA_O	66	1	Nueva línea	9	66	66	2014	A	X					X	Estructural	
223	LA LAGUNA_O	GUAJARA	66	1	Nueva línea	7	66	66	2014	A	X					X	Estructural	
224	GENETO	GUAJARA	66	1	Baja cambio topología línea	2	66	66	2014	A	X						Estructural	
225	GENETO	GUAJARA	66	2	Baja cambio topología línea	2	66	66	2014	A	X						Estructural	
226	GUAJARA	MANUEL CRUZ	66	1	Baja cambio topología línea	6	66	66	2014	A	X						Estructural	
227	GUAJARA	MANUEL CRUZ	66	2	Baja cambio topología línea	6	66	66	2014	A	X						Estructural	
228	GENETO	MANUEL CRUZ	66	1	Alta cambio topología línea	8	66	66	2014	A	X						Estructural	
229	GENETO	MANUEL CRUZ	66	2	Alta cambio topología línea	8	66	66	2014	A	X						Estructural	
230	GENETO	GUAJARA	66	1	Nueva línea	6	80	80	2014	A	X						Estructural	
231	DIQUE DEL ESTE	SAN TELMO (PLAZA EUROPA)	66	2	Nueva línea	7	80	80	2014	A	X						Estructural	
232	BUENOS AIRES	SAN TELMO (PLAZA EUROPA)	66	3	Nueva línea	3	80	80	2014	A	X						Estructural	
233	GENETO	MANUEL CRUZ	66	1	Baja cambio topología línea	8	66	66	2014	B1						X	Conexión	
234	MANUEL CRUZ	DIQUE DEL ESTE	66	1	Baja cambio topología línea	13	66	66	2014	B1						X	Conexión	
235	GENETO	BALLESTER	66	1	Alta cambio topología línea	10	66	66	2014	B1						X	Conexión	
236	BALLESTER	DIQUE DEL ESTE	66	1	Alta cambio topología línea	11	66	66	2014	B1						X	Conexión	
237	ICOD	GUÍA ISORA	66	1	Baja E/S línea		80	80	2014	B2					X		Conexión	

238	ICOD	TENO	66	1	Alta E/S línea		80	80	2014	B2					X		Conexión	
239	TENO	GUÍA ISORA	66	1	Alta E/S línea		80	80	2014	B2					X		Conexión	
240	LOS OLIVOS	GUÍA ISORA	66	1	Baja E/S línea	12	80	80	2015	B1						X	Conexión	
241	LOS OLIVOS	TROLLA	66	1	Alta E/S línea	8	80	80	2015	B1						X	Conexión	
242	TROLLA	GUÍA ISORA	66	1	Alta E/S línea	8	80	80	2015	B1						X	Conexión	
243	NUEVA CENTRAL NORTE	FARROBILLO-P.CRUZ	66		Nueva línea		66	66	2015	B2				X			Conexión	Conicionado al acceso de generación
244	LOS OLIVOS	LOS VALLITOS	220	1	Nueva línea	7	323	323	2015	A	X						Estructural	
245	LOS OLIVOS	LOS VALLITOS	220	2	Nueva línea	7	323	323	2015	A	X						Estructural	

LANZAROTE - FUERTEVENTURA

	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/ BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
							INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
246	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	1	Repotenciación línea	34	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad. Preparada para 132 kV
247	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	2	Nueva línea	34	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad. Preparada para 132 kV
248	GRAN TARAJAL	SALINAS	66	1	Repotenciación línea	40,5	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad. Preparada para 132 kV
249	GRAN TARAJAL	SALINAS	66	2	Nueva línea	40,5	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Máxima prioridad. Preparada para 132 kV
250	JANDÍA	MATAS BLANCAS	66	1	Nueva línea	20	80	80	2009	A						x	Conexión	Necesidad 2008
251	JANDÍA	MATAS BLANCAS	66	2	Nueva línea	20	80	80	2009	A						X	Conexión	Necesidad 2008
252	SALINAS	CORRALEJO	66	1	Repotenciación línea	25,48	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para 132 kV
253	SALINAS	CORRALEJO	66	2	Nueva línea	25,48	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para 132 kV
254	SALINAS	GRAN TARAJAL	66	1	Baja línea	41,73	80	80	2010	B1						x	Conexión	
255	SALINAS	ANTIGUA	66	1	Alta E/S línea	31,73	80	80	2010	B1						X	Conexión	Preparada para 132 kV
256	ANTIGUA	GRAN TARAJAL	66	1	Alta E/S línea	12	80	80	2010	B1						X	Conexión	Preparada para 132 kV
257	SALINAS	GRAN TARAJAL	66	2	Baja línea	41,73	80	80	2010	B1						X	Conexión	
258	SALINAS	ANTIGUA	66	2	Alta E/S línea	31,73	80	80	2010	B1						X	Conexión	Preparada para 132 kV
259	ANTIGUA	GRAN TARAJAL	66	2	Alta E/S línea	12	80	80	2010	B1						x	Conexión	Preparada para 132 kV
260	SALINAS	ANTIGUA	66	1	Baja cambio tensión línea	31,73	80	80	2011	A	x						Estructural	Necesidad 2008

261	ANTIGUA	GRAN TARAJAL	66	1	Baja cambio tensión línea	12	80	80	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
262	SALINAS	ANTIGUA	66	2	Baja cambio tensión línea	31,73	80	80	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
263	ANTIGUA	GRAN TARAJAL	66	2	Baja cambio tensión línea	12	80	80	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
264	SALINAS	ANTIGUA	132	1	Alta cambio tensión línea	31,73	160	160	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
265	ANTIGUA	GRAN TARAJAL	132	1	Alta cambio tensión línea	12	160	160	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
266	SALINAS	ANTIGUA	132	2	Alta cambio tensión línea	31,73	160	160	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
267	ANTIGUA	GRAN TARAJAL	132	2	Alta cambio tensión línea	12	160	160	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
268	CORREDOR (NORTE-SUR)	NUEVA CENTRAL	132		Nueva línea		160	160	2011	B2					X		Conexión	Máxima prioridad. Cuádruple circuito de 132 kV condicionado al acceso de generación
269	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	1	Baja cambio tensión línea	34	80	80	2014	A	X						Estructural	
270	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	2	Baja cambio tensión línea	34	80	80	2014	A	X						Estructural	
271	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	1	Alta cambio tensión línea	34	160	160	2014	A	X						Estructural	
272	GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	2	Alta cambio tensión línea	34	160	160	2014	A	X						Estructural	
273	SALINAS	CORRALEJO	66	1	Baja cambio tensión línea	25,48	80	80	2015	A	X						Estructural	
274	SALINAS	CORRALEJO	66	2	Baja cambio tensión línea	25,48	80	80	2015	A	X						Estructural	
275	SALINAS	CORRALEJO	132	1	Alta cambio tensión línea	25,48	160	160	2015	A	X						Estructural	
276	SALINAS	CORRALEJO	132	2	Alta cambio tensión línea	25,48	160	160	2015	A	X						Estructural	
277	MACHER	PUNTA GRANDE	66	1	Nueva línea	24,3	80	80	2007	A	X						Estructural	Máxima prioridad
278	MACHER	PUNTA GRANDE	66	2	Nueva línea	24,3	80	80	2007	A	X						Estructural	Máxima prioridad
279	MACHER	PLAYA BLANCA	66	1	Repotenciación línea	17,2	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para 132 kV

280	MACHER	PLAYA BLANCA	66	2	Nueva línea	17,2	80	80	2009	A	X						Estructural	Necesidad 2007. Preparada para 132 kV
281	PUNTA GRANDE	SAN BARTOLOMÉ	66	2	Nueva línea	10,3	80	80	2009	A	X						Estructural	Preparada para 132 kV
282	PLAYA BLANCA	CORRALEJO	66	2	Nuevo cable	20	60	60	2010	A	X						Estructural	Cable submarino. Preparado para 132 kV
283	PUNTA GRANDE	HARÍA/TEGUISE	66	1	Nueva línea	10	80	80	2011	B2					X		Conexión	Depende de la instalación eólica
284	PUNTA GRANDE	HARÍA/TEGUISE	66	2	Nueva línea	10	80	80	2011	B2					X		Conexión	Depende de la instalación eólica
285	MACHER	PLAYA BLANCA	66	2	Baja línea	17	80	80	2012	B1					X		Conexión	Preparada para 132 kV
286	MACHER	MATAGORDA	66	1	Alta E/S línea	10	80	80	2012	B1					X		Conexión	Preparada para 132 kV
287	MATAGORDA	PLAYA BLANCA	66	1	Alta E/S línea	21	80	80	2012	B1					X		Conexión	Preparada para 132 kV
288	CORREDOR (NORTE-SUR)	NUEVA CENTRAL	132		Nueva línea		160	160	2012	B2				X			Conexión	Máxima prioridad. Cuádruple circuito de 132 kV condicionado al acceso de generación
289	MACHER	PLAYA BLANCA	66	1	Baja cambio tensión línea	17,2	80	80	2014	A	X						Estructural	
290	MACHER	MATAGORDA	66	1	Baja cambio tensión línea	10	80	80	2014	A	X						Estructural	
291	MATAGORDA	PLAYA BLANCA	66	1	Baja cambio tensión línea	21	80	80	2014	A	X						Estructural	
292	MACHER	PLAYA BLANCA	132	1	Alta cambio tensión línea	17,2	160	160	2014	A	X						Estructural	
293	MACHER	MATAGORDA	132	1	Alta cambio tensión línea	10	160	160	2014	A	X						Estructural	
294	MATAGORDA	PLAYA BLANCA	132	1	Alta cambio tensión línea	21	160	160	2014	A	X						Estructural	
295	PLAYA BLANCA	CORRALEJO	66	2	Baja cambio tensión línea	20	60	60	2015	A	X						Estructural	Cable submarino. Preparado para 132 kV
296	PLAYA BLANCA	CORRALEJO	132	2	Alta cambio tensión línea	20	120	120	2015	A	X						Estructural	Cable submarino.

LA PALMA

	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/ BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
							INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
297	GUINCHOS	VALLE	66	2	Nueva línea	20	42	42	2009	A	X						Estructural	
298	GUINCHOS	MULATO	15	1	Baja cambio tensión línea	22	40	40	2012	B2				X			Conexión	
299	GUINCHOS	MULATO	66	1	Alta cambio tensión línea distribución	22	70	70	2012	B2				X			Conexión	
300	GUINCHOS	FUENCALIENTE	66	1	Nueva línea	20	42	42	2012	B2					X		Conexión	Depende de la instalación eólica
301	GUINCHOS	FUENCALIENTE	66	2	Nueva línea	20	42	42	2012	B2					X		Conexión	Depende de la instalación eólica

LA GOMERA

	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	km Total km (cable)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/ BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
							INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
302	EL PALMAR	ALAJERÓ	66	1	Nueva línea	25	42	42	2012	A	X						Estructural	
303	EL PALMAR	ALAJERÓ	66	2	Nueva línea	25	42	42	2012	A	X						Estructural	

Tabla 8.2. Subestaciones eléctricas

GRAN CANARIA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
BARRANCO DE TIRAJANA II	Nueva subestación	220	2007	B1				X			Conexión	
LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	Nueva subestación	66	2007	A	X					X	Estructural	
EL TABLERO (MELONERAS)	Nueva subestación	66	2007	A						X	Conexión	
SANTA AGUEDA	Nueva subestación	66	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
SANTA AGUEDA	Nueva subestación	220	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
P. M. JINAMAR	Nueva subestación	66	2008	A						X	Conexión	
JINAMAR II	Nueva subestación	66	2008	A	X					X	Estructural	Ampliación de barras de Jinamar. En 2012 es necesaria separación por elevada lcc en Jinámar
ARINAGA	Nueva subestación	66	2009	A					X	X	Conexión	
MOGÁN	Nueva subestación	66	2009	A						X	Conexión	
GÁLDAR/AGAETE	Nueva subestación	66	2009	A					X	X	Conexión	
LA PATERNA (LOMO DEL CARDO)	Nueva subestación	220	2009	A	X						Estructural	
LAS PALMAS OESTE	Nueva subestación	66	2010	A						X	Conexión	Necesidad 2009
NUEVA CENTRAL SUR GC	Nueva subestación	220	2010	B2				X			Conexión	Condicionado al acceso de generación
LOMO MASPALOMAS	Renovación subestación	66	2011	A	X							
ARUCAS	Renovación subestación	66	2011	A	X							
GUIA	Renovación subestación	66	2011	A	X							
PLAZA DE FERIA	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	
EL CEBADAL	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	

LAS PALMAS OESTE	Nueva subestación	220	2014	A	X						Estructural	
LA ALDEA	Nueva subestación	66	2014	B1						X	Conexión	
NUEVA CENTRAL NORTE GC	Nueva subestación	66	2015	B2				X			Conexión	Preparada 220 KV. Condicionado al acceso de generación

TENERIFE

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
GUAJARA	Nueva subestación	66	2007	A						X	Conexión	
LOS VALLITOS	Nueva subestación	66	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
LOS VALLITOS	Nueva subestación	220	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
BUENOS AIRES	Nueva subestación	220	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
GRANADILLA II	Nueva subestación	220	2008	B1				X			Conexión	
LOS REALEJOS	Nueva subestación	66	2009	A						X	Conexión	
SAN TELMO (PLAZA EUROPA)	Nueva subestación	66	2009	A						X	Conexión	Máxima prioridad
FARROBILLO	Nueva subestación	220	2009	A	X						Estructural	Máxima prioridad. Sustituye a Cuesta La Villa 220 KV.
FARROBILLO	Nueva subestación	66	2009	A	X						Estructural	
EVACUACIÓN DE R. ESPECIAL	Nueva subestación	220	2010	B2					X		Conexión	Dependiente de la materialización de solicitudes de acceso
CHAYOFA	Renovación subestación	66	2011	A	X							
GENETO	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Necesidad 2008
ARONA 2	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	
CRUZ CHICA	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	
SAN ISIDRO	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	
ADEJE	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	
LA LAGUNA O	Nueva subestación	66	2014	B1						X	Conexión	
BALLESTER	Nueva subestación	66	2014	B1						X	Conexión	
TROLLA	Nueva subestación	66	2015	B1						X	Conexión	

NUEVA CENTRAL CAPITAL	Nueva subestación	66	2012	B2				X			Conexión	Conicionado al acceso de generación
TENO	Nueva subestación	66	2014	B2					X		Conexión	
NUEVA CENTRAL NORTE	Nueva subestación	66	2015	B2				X			Conexión	Conicionado al acceso de generación
LOS OLIVOS	Nueva subestación	220	2015	A	X						Estructural	

LANZAROTE – FUERTEVENTURA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
JANDÍA	Nueva subestación	66	2009	A						X	Conexión	
ANTIGUA	Nueva subestación	132	2010	A					X	X	Conexión	Necesidad 2008. Inicialmente se pone en servicio a 66 KV hasta su paso a 132 KV, con trafos con dos primarios de 132 y 66 KV
NUEVA CENTRAL	Nueva subestación	132	2011	B2				X			Conexión	Máxima prioridad. Condicionado al acceso de generación
GRAN TARAJAL	Nueva subestación	132	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
SALINAS	Nueva subestación	132	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
MATAS BLANCAS	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural	
CORRALEJO	Nueva subestación	132	2015	A	X						Estructural	
MACHER	Renovación subestación	66	2011	A	X							
MATAGORDA	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	Preparada para 132 KV
NUEVA CENTRAL	Nueva subestación	132	2012	B2				X			Conexión	Máxima prioridad. Condicionado al acceso de generación
MACHER	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural	
PLAYA BLANCA	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural	
MATAGORDA	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural	
HARÍA/TEGUISE	Nueva subestación	66	2011	B2					X		Conexión	

LA PALMA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
EL MULATO	Nueva subestación	66	2012	B2				X			Conexión	
FUENCALIENTE	Nueva subestación	66	2012	B2					X		Conexión	

LA GOMERA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSION (kV)	FECHA ALTA/BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
ALAJERÓ	Nueva subestación	66	2012	A	X						Estructural	
EL PALMAR	Nueva subestación	66	2012	A	X						Estructural	

Tabla 8.3. Unidades de transformación

GRAN CANARIA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/ BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
BARRANCO DE TIRAJANA II	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2007	A	X						Estructural	
SANTA ÁGUEDA	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad, necesario 2007
SANTA ÁGUEDA	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad, necesario 2007
LA PATERNA (LOMO CARDO)	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2009	A	X						Estructural	
LA PATERNA (LOMO CARDO)	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2009	A	X						Estructural	
SANTA ÁGUEDA	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2010	A	X						Estructural	
LAS PALMAS OESTE	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2014	A	X						Estructural	
LAS PALMAS OESTE	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2014	A	X						Estructural	
LA PATERNA (LOMO CARDO)	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2011	A	X						Estructural	

TENERIFE

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/ BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
CANDELARIA	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2007	A	X				X		Estructural	Máxima prioridad, Necesario mantenerlo por generación
GRANADILLA	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2007	A	X						Estructural	
GRANADILLA	Baja transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125	2008	A	X						Estructural	Cambio a Granadilla II
GRANADILLA II	Alta transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125	2008	A	X						Estructural	
LOS VALLITOS	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
LOS VALLITOS	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
BUENOS AIRES	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
BUENOS AIRES	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2008	A	X						Estructural	Máxima prioridad
BUENOS AIRES	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2008	A	X						Estructural	
FARROBILLO	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2009	A	X						Estructural	
FARROBILLO	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2009	A	X						Estructural	
GRANADILLA II	Baja transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125	2010	A	X						Estructural	Dependiendo de las necesidades de transformación por evolución de la demanda se lleva a Los Vallitos o a Los Olivos
LOS VALLITOS	Alta transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125	2010	A	X						Estructural	O viene de Granadilla o es transformador nuevo
GENETO	Alta transformador cambio ubicación	AT1	220/66	125	2012	A	X						Estructural	
GENETO	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2012	A	X						Estructural	
GENETO	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2015	A	X						Estructural	
FARROBILLO	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2015	A	X						Estructural	Necesita reconfirmación en caso de construcción de la nueva central norte
LOS OLIVOS	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2015	A	X						Estructural	Posible reutilización de transformación proveniente de Grandilla o Los Vallitos
LOS OLIVOS	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2015	A	X						Estructural	Posible reutilización de transformación proveniente de Grandilla o Los Vallitos

LANZAROTE - FUERTEVENTURA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	MVA	FECHA ALTA/ BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD		
GRAN TARAJAL	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
GRAN TARAJAL	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
SALINAS	Nuevo Transformador	AT1	132/66	125	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
SALINAS	Nuevo Transformador	AT2	132/66	125	2011	A	X						Estructural	Necesidad 2008
MATAS BLANCAS	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural	
MATAS BLANCAS	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural	
SALINAS	Nuevo Transformador	AT3	132/66	125	2015	A	X						Estructural	
CORRALEJO	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2015	A	X						Estructural	
CORRALEJO	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2015	A	X						Estructural	
MACHER	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural	
MACHER	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural	
PLAYA BLANCA	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural	
PLAYA BLANCA	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural	
MATAGORDA	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural	
MATAGORDA	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural	

Tabla 8.4. Reactancias

LANZAROTE - FUERTEVENTURA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCIA (MVAr)	FECHA ALTA/ BAJA	T.A.	FUNCIÓN Estructural Conexión	OBSERVACIONES
MACHER	Nueva reactancia	REA1	66	66	2009	A	Estructural	
MACHER	Nueva reactancia	REA2	66	66	2009	A	Estructural	
MACHER	Nueva reactancia	REA3	66	66	2010	A	Estructural	

Anexo II.

Infraestructuras planificadas que sufren actualizaciones en los sistemas eléctricos insulares (Anexo 2 del Programa Anual de 2010).

Tabla 8.5. Líneas eléctricas

GRAN CANARIA

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CK T	ACTUAC.	km	CAPACIDAD TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
						INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
BARRANCO DE TIRAJANA	JINÁMAR	220	1	Baja línea	35	323	323	2008	A	X						Estructural	Eliminada		Errata
BARRANCO DE TIRAJANA II	JINÁMAR	220	1	Baja línea	35	323	323		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Errata
BARRANCO DE TIRAJANA	JINÁMAR	220	1	Alta cambio topología línea	35	323	323	2009	A	X						Estructural	Eliminada		Errata
BARRANCO DE TIRAJANA II	JINÁMAR	220	1	Alta cambio topología línea	35	323	323		R	X						Estructural	Actualizada	2009	Errata
JINÁMAR	SAN MATEO	66	2	Nueva línea	16	80	80	2008	A	X						Estructural	Eliminada		Errata
T.GUÍA	GUÍA	66	1	Baja cambio topología línea		80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Errata
T.GUÍA	JINÁMAR	66	1	Baja cambio topología línea		80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Errata
T.GUÍA	SAN MATEO	66	1	Baja cambio topología línea		80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Errata
GUÍA	SAN MATEO	66	1	Alta cambio topología línea	17,54	80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Errata
JINÁMAR	SAN MATEO	66	1	Alta cambio topología línea	16	80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Errata
GUANARTEME	MUELLE GRANDE	66	1	Repotenciación línea	4	80	80	2009	A	X						Estructural	Eliminada		No se puede repotenciar un cable
BUENAVISTA	MUELLE GRANDE	66	1	Repotenciación línea	6	80	80	2012	A	X						Estructural	Eliminada		No se puede repotenciar un cable

TENERIFE

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CK T	ACTUAC.	km	CAPACIDAD TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZ.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
						INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
GUÍA DE ISORA	LOS OLIVOS	66	1	Repotenciación línea	12	80	80	2008	A	X						Estructural	Eliminada		No es posible aprovechar línea existente
GUÍA DE ISORA	LOS OLIVOS	66	3	Nueva línea	10	80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	No es posible aprovechar línea existente
GUÍA DE ISORA	LOS OLIVOS	66	1	Baja línea	10	38	38		R	X						Estructural	Actualizada	2008	No es posible aprovechar línea existente
CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	2	Nueva línea	9	80	80	2008	A	X						Estructural	Eliminada		Modificación orden ejecución
LOS VALLITOS	LOS OLIVOS	66	2	Nueva línea	9	80	80	2008	A	X						Estructural	Eliminada		Modificación orden ejecución
CHAYOFA	LOS OLIVOS	66	2	Nueva línea	18	80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Modificación orden ejecución
CHAYOFA	LOS OLIVOS	66	2	Baja E/S Línea	18	80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Modificación orden ejecución
CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	2	Alta E/S Línea	9	80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Modificación orden ejecución
LOS VALLITOS	LOS OLIVOS	66	2	Alta E/S Línea	7	80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2008	Modificación orden ejecución
CANDELARIA	GENETO	66	1	Repotenciación línea	10	90	90	2008	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
CANDELARIA	GENETO	66	2	Repotenciación línea	10	90	90	2008	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
CANDELARIA	GENETO	220	1	Alta cambio de tensión	10	303	303	2012	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
CANDELARIA	GENETO	220	2	Alta cambio de tensión	10	303	303	2012	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
CANDELARIA	EL ROSARIO	220	1	Nueva línea	10	303	303		R	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
CALETILLAS	EL ROSARIO	220	2	Nueva línea	10	303	303		R	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
GENETO	EL ROSARIO	66	1	Nueva línea	1	80	80		A	X						Estructural	Nueva	2012	Falta de espacio
GENETO	EL ROSARIO	66	2	Nueva línea	1	80	80		A	X						Estructural	Nueva	2012	Falta de espacio
GENETO	GUAJARA	66	1	Baja cambio topología línea	2	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio

GENETO	GUAJARA	66	2	Baja cambio topología línea	2	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
EL ROSARIO	GUAJARA	66	1	Alta cambio topología línea	3	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
EL ROSARIO	GUAJARA	66	2	Alta cambio topología línea	3	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
GENETO	TACORONTE	66	1	Baja cambio topología línea	14	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
EL ROSARIO	TACORONTE	66	1	Alta cambio topología línea	13	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
GENETO	CRUZ CHICA (S. ROQUE)	66	1	Nueva línea	6	80	80	2012	B1	X						Conexión	Eliminada		Falta de espacio
EL ROSARIO	CRUZ CHICA (S. ROQUE)	66	1	Nueva línea	6	80	80		R	X						Conexión	Actualizada	2012	Falta de espacio
GENETO	LA LAGUNA_O	66	1	Nueva línea	9	66	66	2014	A	X					X	Estructural	Eliminada		Falta de espacio
EL ROSARIO	LA LAGUNA_O	66	1	Nueva línea	9	66	66		R	X					X	Estructural	Actualizada	2014	Falta de espacio
GENETO	GUAJARA	66	1	Baja cambio topología línea	2	66	66	2014	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
GENETO	GUAJARA	66	2	Baja cambio topología línea	2	66	66	2014	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
EL ROSARIO	GUAJARA	66	1	Baja cambio topología línea	2	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2014	Falta de espacio
EL ROSARIO	GUAJARA	66	2	Baja cambio topología línea	2	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2014	Falta de espacio
GENETO	MANUEL CRUZ	66	1	Alta cambio topología línea	8	66	66	2014	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
GENETO	MANUEL CRUZ	66	2	Alta cambio topología línea	8	66	66	2014	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
EL ROSARIO	MANUEL CRUZ	66	1	Alta cambio topología línea	8	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2014	Falta de espacio
EL ROSARIO	MANUEL CRUZ	66	2	Alta cambio topología línea	8	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2014	Falta de espacio
GENETO	GUAJARA	66	1	Nueva línea	6	80	80	2014	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
EL ROSARIO	GUAJARA	66	1	Nueva línea	6	80	80		R	X						Estructural	Actualizada	2014	Falta de espacio
GENETO	MANUEL CRUZ	66	1	Baja cambio topología línea	8	66	66	2014	B1						X	Conexión	Eliminada		Falta de espacio
EL ROSARIO	MANUEL CRUZ	66	1	Baja cambio topología línea	8	66	66		R						X	Conexión	Actualizada	2014	Falta de espacio

GENETO	BALLESTER	66	1	Alta cambio topología línea	10	66	66	2014	B1						X	Conexión	Eliminada		Falta de espacio
EL ROSARIO	BALLESTER	66	1	Alta cambio topología línea	10	66	66		R						X	Conexión	Actualizada	2014	Falta de espacio
CANDELARIA	CALETILLAS	220	1	Nueva línea	1	303	303		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CANDELARIA	CALETILLAS	220	2	Nueva línea	1	303	303		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CANDELARIA	GRANADILLA	220	1	Baja línea cambio topología	1	323	323		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CALETILLAS	GRANADILLA	220	1	Alta línea cambio topología	1	323	323		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CANDELARIA	GRANADILLA II	220	1	Baja línea cambio topología	1	323	323		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CALETILLAS	GRANADILLA II	220	1	Alta línea cambio topología	1	323	323		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CANDELARIA	FARROBILLO	220	2	Baja línea cambio topología	1	303	303		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CALETILLAS	FARROBILLO	220	2	Alta línea cambio topología	1	303	303		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CANDELARIA	BUENOS AIRES	220	1	Baja línea cambio topología	1	303	303		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CALETILLAS	BUENOS AIRES	220	1	Alta línea cambio topología	1	303	303		A	X						Estructural	Cambio topológico	2012	Falta de espacio
CANDELARIA	GRANADILLA	66	1	Repotenciación línea	43	90	90	2008	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
CANDELARIA	POLÍGONO DE GÜÍMAR	66	1	Repotenciación línea	6	90	90	2008	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
GRANADILLA	POLÍGONO DE GÜÍMAR	66	1	Repotenciación línea	37	90	90	2008	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
CANDELARIA	GRANADILLA	66	1	Baja cambio tensión y topología	43	90	90	2010	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
CANDELARIA	POLÍGONO DE GÜÍMAR	66	1	Baja cambio tensión y topología	6	90	90	2010	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
GRANADILLA	POLÍGONO DE GÜÍMAR	66	1	Baja cambio tensión y topología	37	90	90	2010	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
P.E. ARICO	T ARICO	66	1	Baja cambio tensión y topología		66	66	2010	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV

CANDELARIA	GRANADILLA	220	1	Alta cambio tensión y topología	45	303	303	2010	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
CANDELARIA	GRANADILLA II	220	1	Alta cambio tensión y topología	45	303	303	2010	A	X						Estructural	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
CANDELARIA	POLÍGONO DE GÜIMAR	66	1	Nueva línea	6	80	80	2010	A					X		Conexión	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
CANDELARIA	POLÍGONO DE GÜIMAR	66	2	Nueva línea	6	80	80	2010	A					X		Conexión	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
GRANADILLA	P.E. ARICO	66	1	Nueva línea	16	80	80	2010	B2					X		Conexión	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
GRANADILLA	P.E. ARICO	66	2	Nueva línea	16	80	80	2010	B2					X		Conexión	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
CANDELARIA-GRANADILLA	EVACUACIÓN R. ESPECIAL	220		Nueva línea		323	323	2010	B2					X		Conexión	Eliminada		DC a 220 kV no aprovecha DC 66 kV
GRANADILLA	CANDELARIA	220	2	Nueva línea	45	303	303		R	X						Estructural	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
GRANDILLA II	ARICO	220	1	Nueva línea	16	303	303		R	X				X		Conexión	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
ARICO	CANDELARIA	220	1	Nueva línea	29	303	303		R	X				X		Conexión	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
GRANADILLA	ARICO	66	1	Baja línea	16	66	66		R					X		Estructural	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
GRANADILLA	ARICO	66	2	Baja línea	16	66	66		R					X		Estructural	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
ARICO	POLÍGONO DE GÜIMAR	66	1	Baja línea	21	66	66		R					X		Estructural	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
ARICO	CANDELARIA	66	1	Baja cambio topología línea	27	66	66		R					X		Estructural	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
CANDELARIA	POLÍGONO DE GÜIMAR	66	2	Alta cambio topología línea	6	66	66		R					X		Conexión	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
CANDELARIA	POLÍGONO DE GÜIMAR	66	1	Repotenciación línea	6	80	80		R					X		Conexión	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
CANDELARIA	POLÍGONO DE GÜIMAR	66	2	Repotenciación línea	6	80	80		R					X		Conexión	Actualizada	2010	DC a 220 kV no aprovecha Dc 66 kV
CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	2	Baja E/S línea	9	80	80	2012	B1					X		Conexión	Eliminada		Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troja"
CHAYOFA	ADEJE	66	1	Alta E/S línea	3	80	80	2012	B1					X		Conexión	Eliminada		Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troja"

ADEJE	LOS VALLITOS	66	1	Alta E/S línea	6	80	80	2012	B1						X	Conexión	Eliminada		Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
CHAYOFA	LOS VALLITOS	66	2	Baja E/S línea	9	80	80		R						X	Conexión	Actualizada	2012	Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
CHAYOFA	TROYA	66	1	Alta E/S línea	3	80	80		R						X	Conexión	Actualizada	2012	Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
TROYA	LOS VALLITOS	66	1	Alta E/S línea	6	90	90		R						X	Conexión	Actualizada	2012	Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
LOS OLIVOS	GUÍA ISORA	66	1	Baja E/S línea	12	80	80	2015	B1						X	Conexión	Eliminada		Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
LOS OLIVOS	TROLLA	66	1	Alta E/S línea	8	80	80	2015	B1						X	Conexión	Eliminada		Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
TROLLA	GUÍA ISORA	66	1	Alta E/S línea	8	80	80	2015	B1						X	Conexión	Eliminada		Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
LOS OLIVOS	GUÍA ISORA	66	1	Baja E/S línea	12	80	80		R						X	Conexión	Anualizada	2015	Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
LOS OLIVOS	ADEJE	66	1	Alta E/S línea	8	80	80		R						X	Conexión	Anualizada	2015	Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"
ADEJE	GUÍA ISORA	66	1	Alta E/S línea	8	80	80		R						X	Conexión	Anualizada	2015	Corrección errata. Cambio nombre "Adeje" por "Troya"

FUERTEVENTURA-LANZAROTE

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CK T	ACTUAC.	km	CAPACIDAD TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZ.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
						INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	1	Repotenciación línea	34	80	80	2009	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	2	Nueva línea	34	80	80	2009	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	1	Baja cambio tensión línea	34	80	80	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	2	Baja cambio tensión línea	34	80	80	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	1	Alta cambio tensión línea	34	160	160	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	2	Alta cambio tensión línea	34	160	160	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	1	Nueva línea	34	160	160		R	X						Estructural	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	2	Nueva línea	34	160	160		R	X						Estructural	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	66	1	Baja línea	34	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	SALINAS	66	1	Repotenciación línea	40,5	80	80	2009	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
GRAN TARAJAL	SALINAS	66	2	Nueva línea	40,5	80	80	2009	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	GRAN TARAJAL	66	1	Baja línea	41,73	80	80	2010	B1						X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	ANTIGUA	66	1	Alta E/S línea	31,73	80	80	2010	B1						X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	66	1	Alta E/S línea	12	80	80	2010	B1						X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	GRAN TARAJAL	66	2	Baja línea	41,73	80	80	2010	B1						X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	ANTIGUA	66	2	Alta E/S línea	31,73	80	80	2010	B1						X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	66	2	Alta E/S línea	12	80	80	2010	B1						X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV

SALINAS	ANTIGUA	66	1	Baja cambio tensión línea	31,73	80	80	2011	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	66	1	Baja cambio tensión línea	12	80	80	2011	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	ANTIGUA	66	2	Baja cambio tensión línea	31,73	80	80	2011	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	66	2	Baja cambio tensión línea	12	80	80	2011	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	ANTIGUA	132	1	Alta cambio tensión línea	31,73	160	160	2011	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	132	1	Alta cambio tensión línea	12	160	160	2011	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	ANTIGUA	132	2	Alta cambio tensión línea	31,73	160	160	2011	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	132	2	Alta cambio tensión línea	12	160	160	2011	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
PUERTO DEL ROSARIO	ANTIGUA	132	1	Nueva línea	31,73	160	160		R	X				X	Conexión	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
PUERTO DEL ROSARIO	ANTIGUA	132	2	Nueva línea	31,73	160	160		R	X				X	Conexión	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	132	1	Nueva línea	12	160	160		R	X				X	Conexión	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	132	2	Nueva línea	12	160	160		R	X				X	Conexión	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
SALINAS	GRAN TARAJAL	66	1	Baja línea	40,5	66	66		R	X				X	Estructural	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
SALINAS	CORRALEJO	66	1	Repotenciación línea	25,48	80	80	2009	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	CORRALEJO	66	2	Nueva línea	25,48	80	80	2009	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	CORRALEJO	66	1	Baja cambio tensión línea	25,48	80	80	2015	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	CORRALEJO	66	2	Baja cambio tensión línea	25,48	80	80	2015	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	CORRALEJO	132	1	Alta cambio tensión línea	25,48	160	160	2015	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
SALINAS	CORRALEJO	132	2	Alta cambio tensión línea	25,48	160	160	2015	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
PUERTO DEL ROSARIO	LA OLIVA	132	1	Nueva línea	25,48	160	160		R	X					Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV
PUERTO DEL ROSARIO	LA OLIVA	132	2	Nueva línea	25,48	160	160		R	X					Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV

SALINAS	CORRALEJO	66	1	Baja línea	25,48	66	66		R	X					Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV
SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	1	Nuevo cable	5	80	80		R	X					Estructural	Actualizada	2011	Falta de espacio
SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	2	Nuevo cable	5	80	80		R	X					Estructural	Actualizada	2011	Falta de espacio
SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	3	Nuevo cable	5	80	80		R	X					Estructural	Actualizada	2011	Falta de espacio
SALINAS	PUERTO DEL ROSARIO	66	4	Nuevo cable	5	80	80		R	X					Estructural	Actualizada	2011	Falta de espacio
CORRALEJO	LA OLIVA	66	1	Nuevo cable	5	80	80		R	X					Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
CORRALEJO	LA OLIVA	66	2	Nuevo cable	5	80	80		R	X					Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
PLAYA BLANCA	CORRALEJO	66	2	Nuevo cable	20	60	60	2010	A	X					Estructural	Eliminada		Cable directamente a 132 kV
PLAYA BLANCA	CORRALEJO	66	2	Baja cambio tensión cable	20	60	60	2015	A	X					Estructural	Eliminada		Cable directamente a 132 kV
PLAYA BLANCA	CORRALEJO	132	2	Alta cambio tensión cable	20	120	120	2015	A	X					Estructural	Eliminada		Cable directamente a 132 kV
PLAYA BLANCA	LA OLIVA	132	2	Nuevo cable	20	120	120		A	X					Estructural	Nueva	2012	Cable directamente a 132 kV
MACHER	PLAYA BLANCA	66	1	Repotenciación línea	17,2	80	80	2009	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	PLAYA BLANCA	66	2	Nueva línea	17,2	80	80	2009	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	PLAYA BLANCA	66	2	Baja línea	17	80	80	2012	A					X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	MATAGORDA	66	1	Alta E/S línea	10	80	80	2012	A					X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MATAGORDA	PLAYA BLANCA	66	1	Alta E/S línea	21	80	80	2012	A					X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	PLAYA BLANCA	66	1	Baja cambio tensión línea	17,2	80	80	2014	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	MATAGORDA	66	1	Baja cambio tensión línea	10	80	80	2014	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MATAGORDA	PLAYA BLANCA	66	1	Baja cambio tensión línea	21	80	80	2014	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	PLAYA BLANCA	132	1	Alta cambio tensión línea	17,2	160	160	2014	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	MATAGORDA	132	1	Alta cambio tensión línea	10	80	80	2014	A	X					Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV

MATAGORDA	PLAYA BLANCA	132	1	Alta cambio tensión línea	21	80	80	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	PLAYA BLANCA	132	1	Nueva línea	17,2	160	160		R	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV
MACHER	MATAGORDA	132	1	Nueva línea	10	160	160		R	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV
MATAGORDA	PLAYA BLANCA	132	1	Nueva línea	21	160	160		R	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV
MACHER	PLAYA BLANCA	66	1	Baja línea	17,2	66	66		R	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV

Tabla 8.6. Subestaciones eléctricas

GRAN CANARIA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (Kv)	FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
JINÁMAR II	Nueva subestación	66	2008	A	X						Estructural	Eliminada		
JINÁMAR	Renovación subestación	66		A	X						Estructural	Actualizada	2008	

TENERIFE

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (Kv)	FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
GENETO	Nueva subestación	220	2012	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
EL ROSARIO	Nueva subestación	66		A	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
EL ROSARIO	Nueva subestación	220		A	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
CALETILLAS	Nueva subestación	220		A	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
ADEJE	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	Eliminada		Corrección errata
TROYA	Nueva subestación	66		B1						X	Conexión	Actualizada	2012	Corrección errata
TROLLA	Nueva subestación	66	2015	B1						X	Conexión	Eliminada		Corrección errata
ADEJE	Nueva subestación	66		B1						X	Conexión	Actualizada	2015	Corrección errata
EVACUACIÓN DE R. ESPECIAL	Nueva subestación	220	2010	B2					X		Conexión	Eliminada		
P.E. ARICO	Baja subestación	66		A					X		Conexión	Actualizada	2010	
ARICO	Nueva subestación	220		A					X		Conexión	Actualizada	2010	

FUERTEVENTURA-LANZAROTE

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (Kv)	FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
GRAN TARAJAL	Baja subestación	66		A	X						Estructural	Actualizada	2011	
MATAS BLANCAS	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kv
MATAS BLANCAS	Nueva subestación	132		A	X						Estructural	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kv
ANTIGUA	Nueva subestación	132	2010	A					X	X	Conexión	Eliminada		DC directamente a 132 kv
ANTIGUA	Nueva subestación	132		A					X	X	Conexión	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kv
SALINAS	Nueva subestación	132	2011	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
PUERTO DEL ROSARIO	Nueva subestación	132		A	X						Estructural	Actualizada	2011	Falta de espacio
PUERTO DEL ROSARIO	Nueva subestación	66		A	X						Estructural	Actualizada	2011	Falta de espacio
CORRALEJO	Nueva subestación	132	2015	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
LA OLIVA	Nueva subestación	132		A	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
LA OLIVA	Nueva subestación	66		A	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
MACHER	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kv
MACHER	Nueva subestación	132		A	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kv
PLAYA BLANCA	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kv
PLAYA BLANCA	Nueva subestación	132		A	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kv
MATAGORDA	Nueva subestación	66	2012	B1						X	Conexión	Eliminada		
MATAGORDA	Nueva subestación	132	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kv
MATAGORDA	Nueva subestación	132		A	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kv

Tabla 8.7. Unidades de transformación

TENERIFE

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	RELAC. TRANSF.	MVA	FECHA ALTA/ BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN					FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE				
GENETO	Alta transformador cambio ubicación	AT1	220/66	125	2012	A	X					Estructural	Eliminada		Cambio emplazamiento SE
GENETO	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2012	A	X					Estructural	Eliminada		Cambio emplazamiento SE
GENETO	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2015	A	X					Estructural	Eliminada		Cambio emplazamiento SE
EL ROSARIO	Alta transformador cambio ubicación	AT1	220/66	125		A	X					Estructural	Actualizada	2012	Cambio emplazamiento SE
EL ROSARIO	Nuevo transformador	AT2	220/66	125		A	X					Estructural	Actualizada	2012	Cambio emplazamiento SE
EL ROSARIO	Nuevo transformador	AT3	220/66	125		A	X					Estructural	Actualizada	2015	Cambio emplazamiento SE
CANDELARIA	Baja transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125		A	X					Estructural	Nueva	2012	Nueva SE
CALETILLAS	Alta transformador cambio ubicación	AT3	220/66	125		A	X					Estructural	Nueva	2012	Nueva SE

LANZAROTE-FUERTEVENTURA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	RELAC. TRANSF.	MVA	FECHA ALTA/ BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
GRAN TARAJAL	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2011	A	X						Estructural	Eliminada		En el futuro no hay parque de 66 kV
GRAN TARAJAL	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2011	A	X						Estructural	Eliminada		En el futuro no hay parque de 66 kV
MATAS BLANCAS	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MATAS BLANCAS	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MATAS BLANCAS	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70		A	X						Estructural	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
MATAS BLANCAS	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70		A	X						Estructural	Actualizada	2011	DC directamente a 132 kV
SALINAS	Nuevo Transformador	AT1	132/66	125	2011	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
SALINAS	Nuevo Transformador	AT2	132/66	125	2011	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
SALINAS	Nuevo Transformador	AT3	132/66	125	2015	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo Transformador	AT1	132/66	125		A	X						Estructural	Actualizada	2011	Falta de espacio
PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo Transformador	AT2	132/66	125		A	X						Estructural	Actualizada	2011	Falta de espacio
PUERTO DEL ROSARIO	Nuevo Transformador	AT3	132/66	125		A	X						Estructural	Actualizada	2015	Falta de espacio
CORRALEJO	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2015	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
CORRALEJO	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2015	A	X						Estructural	Eliminada		Falta de espacio
LA OLIVA	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70		A	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
LA OLIVA	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70		A	X						Estructural	Actualizada	2012	Falta de espacio
MACHER	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV

MACHER	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural	Eliminada		DC directamente a 132 kV
MACHER	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70		A	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV
MACHER	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70		A	X						Estructural	Actualizada	2012	DC directamente a 132 kV
MATAGORDA	Nuevo Transformador	AT1	132/66	70	2014	A	X						Estructural	Eliminada		En el futuro no hay parque de 66 kV
MATAGORDA	Nuevo Transformador	AT2	132/66	70	2014	A	X						Estructural	Eliminada		En el futuro no hay parque de 66 kV

Tabla 8.8. Reactancias

LANZAROTE-FUERTEVENTURA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCI A (MVar)	FECHA ALTA/ BAJA	T.A.	FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZADA	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
MACHER	Nueva reactancia	REA3	66	6	2010	A	Estructural	Eliminada		Cambio de SE para mejorar el control
PUNTA GRANDE	Nueva reactancia	REA1	66	6		A	Estructural	Nueva	2009	Cambio de SE para mejorar el control

Actuaciones excepcionales en los sistemas eléctricos insulares (Anexo 4 del Programa Anual de 2010).

Tabla 8.9. Líneas eléctricas

GRAN CANARIA

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUAC.	km	CAPACIDAD TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
						INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
JINÁMAR II	P.M. JINÁMAR	66	1	Nueva línea	2	80	80	2008	A						X	Conexión	Eliminada		Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR II	P.M. JINÁMAR	66	2	Nueva línea	2	80	80	2008	A						X	Conexión	Eliminada		Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	P.M. JINÁMAR	66	1	Nueva línea	2	80	80		A						X	Conexión	Alternativa	2009	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	P.M. JINÁMAR	66	2	Nueva línea	2	80	80		A						X	Conexión	Alternativa	2009	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA	220	1	Nueva línea	35	323	323	2010	A	X						Estructural	Eliminada		Acceso CC3 Bco. Tirajana
JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA III	220	1	Nueva línea	35	323	323		A	X						Conexión	Nueva	2010	Condicionada a acceso. Acceso CC3 Bco. Tirajana
BARRANCO DE TIRAJANA II	SANTA ÁGUEDA	220	1	Baja cambio topología línea	33	323	323		A				X			Conexión	Nueva	2010	Condicionada a acceso. Acceso CC3 Bco. Tirajana
BARRANCO DE TIRAJANA III	SANTA ÁGUEDA	220	1	Alta cambio topología línea	33	323	323		A				X			Conexión	Nueva	2010	Condicionada a acceso. Acceso CC3 Bco. Tirajana
BARRANCO SECO	JINÁMAR	66	2	Alta E/S línea	6	66	66	2009	A	X						Estructural	Eliminada		Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
BARRANCO SECO	NUEVA JINÁMAR	66	1	Alta E/S línea	4	80	80		A	X						Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
BARRANCO SECO	JINÁMAR	66	3	Nueva línea	6	66	66	2009	A	X						Estructural	Eliminada		Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
BARRANCO SECO	NUEVA JINÁMAR	66	2	Nueva línea	4	80	80		A	X						Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV

JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	220	1	Alta cambio tensión línea	8	323	323	2009	A	X					Estructural	Eliminada		Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
NUEVA JINÁMAR	LA PATERNA (LOMO CARDO)	220	1	Nueva línea	6	323	323		A	X					Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	NUEVA JINÁMAR	220	1	Nueva línea	6	323	323		A	X					Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA II	220	2	Nueva línea	35	323	323	2010	A	X					Estructural	Eliminada		Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA	220	2	Nueva línea	35	323	323	2010	A	X					Estructural	Eliminada		Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
NUEVA JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA II	220	1	Nueva línea	33	323	323		A	X					Estructural	Nueva	2010	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
NUEVA JINÁMAR	BARRANCO DE TIRAJANA III	220	1	Nueva línea	33	323	323		A	X					Estructural	Nueva	2010	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	NUEVA JINÁMAR	220	2	Nueva línea	6	323	323		A	X					Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	SAN MATEO	66	1	Baja línea cambio topología	16	66	66		A	X					Estructural	Nueva	2010	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	SAN MATEO	66	2	Baja línea cambio topología	16	66	66		A	X					Estructural	Nueva	2010	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
NUEVA JINÁMAR	SAN MATEO	66	1	Alta línea cambio topología	14	80	80		A	X					Estructural	Nueva	2010	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
NUEVA JINÁMAR	SAN MATEO	66	2	Alta línea cambio topología	14	80	80		A	X					Estructural	Nueva	2010	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	MARZAGÁN	66	1	Baja línea cambio topología	3	81	81		A	X					Estructural	Nueva	2012	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
JINÁMAR	TELDE	66	1	Baja línea cambio topología	8	81	81		A	X					Estructural	Nueva	2012	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
NUEVA JINÁMAR	MARZAGÁN	66	1	Alta línea cambio topología	1	81	81		A	X					Estructural	Nueva	2012	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV
NUEVA JINÁMAR	TELDE	66	1	Alta línea cambio topología	6	81	81		A	X					Estructural	Nueva	2012	Criticidad de la SE Jinamar 220/66 kV

TENERIFE

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUAC.	km	CAPACIDAD TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
						INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
CANDELARIA	GRANADILLA	66	1	Baja cambio topología	43	66	66		A					X		Estructural	Nueva	2009	
GRANADILLA	POLÍGONO DE GÚIMAR	66	1	Baja cambio topología	37	66	66		A					X		Estructural	Nueva	2009	
P.E. ARICO	T. ARICO	66	1	Baja cambio topología		66	66		A					X		Estructural	Nueva	2009	
GRANADILLA	ARICO	66	1	Alta E/S línea	16	66	66		A					X		Estructural	Nueva	2009	
ARICO	CANDELARIA	66	1	Alta E/S línea	27	66	66		A					X		Estructural	Nueva	2009	
GRANADILLA	ARICO	66	2	Alta E/S línea	16	66	66		A					X		Estructural	Nueva	2009	
ARICO	POLÍGONO DE GÚIMAR	66	1	Alta E/S línea	21	66	66		A					X		Estructural	Nueva	2009	

FUERTEVENTURA-LANZAROTE

SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUAC.	km	CAPACIDAD TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
						INV.	VER.			MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
GRAN TARAJAL	MATAS BLANCAS	132	2	Nueva línea	34	160	160	2011	A	X						Estructural	Eliminada		Acceso de generación
GRAN TARAJAL	CAÑADA DE LA BARCA	132	1	Nueva línea	5	160	160		A	X				X		Conexión	Nueva	2011	Acceso de generación
CAÑADA DE LA BARCA	MATAS BLANCAS	132	1	Nueva línea	29	160	160		A	A				X		Conexión	Nueva	2011	Acceso de generación
ANTIGUA	GRAN TARAJAL	132	2	Nueva línea	12	160	160	2011	A	X					X	Conexión	Eliminada		Acceso de generación
ANTIGUA	TUINEJE	132	1	Nueva línea	19	160	160		A	X					X	Conexión	Nueva	2011	Acceso de generación
TUINEJE	GRAN TARAJAL	132	1	Nueva línea	5	160	160		A	X					X	Conexión	Nueva	2011	Acceso de generación

Tabla 8.10. Subestaciones eléctricas

GRAN CANARIA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (Kv)	FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
BARRANCO DE TIRAJANA III	Nueva subestación	220		B1				X			Conexión	Nueva	2010	Condicionado a acceso. Acceso de generación R.O.
JINÁMAR II	Nueva subestación	66	2008	A	X					X	Estructural	Eliminada		
NUEVA JINAMAR	Nueva subestación	66		A	X						Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la Se Jinamar 220/66 kv
NUEVA JINAMAR	Nueva subestación	220		A	X						Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la Se Jinamar 220/66 kv

TENERIFE

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (Kv)	FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
ICOD DE LOS VINOS	Renovación subestación	66		A	X						Estructural	Nueva	2012	
LOS OLIVOS	Renovación subestación	66		A	X						Estructural	Nueva	2012	
ARICO II	Nueva subestación	66		A					X		Conexión	Nueva	2009	Accesos generación RE

FUERTEVENTURA-LANZAROTE

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (Kv)	FECHA ALTA/BAJA	TA	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
					MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	ApD				
CAÑADA DE LA BARCA	Nueva subestación	132		B1				X			Conexión	Nueva	2011	Condicionado a acceso generación RE
TUINEJE	Nueva subestación	132		B1				X			Conexión	Nueva	2011	Condicionado a acceso generación.

Tabla 8.11. Unidades de transformación

GRAN CANARIA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSF.	MVA	FECHA ALTA/ BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	Ap D				
NUEVA JINÁMAR	Nuevo transformador	AT1	220/66	125		A	X						Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la SE Jinámar 220/66 kV
NUEVA JINÁMAR	Nuevo transformador	AT2	220/66	125		A	X						Estructural	Nueva	2009	Criticidad de la SE Jinámar 220/66 kV

TENERIFE

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSF.	MVA	FECHA ALTA/ BAJA	T.A.	MOTIVACIÓN						FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZAC.	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
							MRdT	Cint	ATA	EvRO	EvRE	Ap D				
ARICO	Nuevo transformador	AT1	220/66	125		A					X		Estructural	Nueva subestación 220 KV	2013	Accesos generación RE
ARICO	Nuevo transformador	AT2	220/66	125		A					X		Estructural	Nueva subestación 220 KV	2013	Accesos generación RE

Tabla 8.12. Reactancias

LANZAROTE-FUERTEVENTURA

SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/ EQUIPO	UNIDAD	TENSIÓN (KV)	POTENCI A (MVar)	FECHA ALTA/ BAJA	T.A.	FUNCIÓN Estructural Conexión	ACTUALIZADA	FECHA ALTA/BAJA PROGRAMA ANUAL	OBSERVAC/ JUSTIF. INFOR
CORRALEJO	Nueva reactancia	REA1	132	6				Nueva	2012	
CORRALEJO	Nueva reactancia	REA2	132	6				Nueva	2012	
PLAYA BLANCA	Nueva reactancia	REA1	132	6				Nueva	2012	
PLAYA BLANCA	Nueva reactancia	REA2	132	6				Nueva	2012	

9.- INFRAESTRUCTURAS DE GAS NATURAL.

Canarias es una región carente de recursos energéticos convencionales y altamente dependiente de los combustibles líquidos, gran parte de los cuales se destina a la generación de energía eléctrica de las centrales térmicas de las islas.

Esta situación de casi total dependencia de los combustibles líquidos supone una vulnerabilidad estratégica de Canarias al tiempo que unos considerables extracostes económicos y una elevada tasa de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Para paliar esta situación, ya desde el año 1988 el Parlamento de Canarias sancionó la decisión de adoptar el gas natural como fuente energética en las dos islas mayoritarias, Gran Canaria y Tenerife, que constituyen sistemas energéticos con tamaño y demanda suficiente para justificar este cambio de modelo energético.

Tras varios años de negociaciones entre el Gobierno Autónomo y Central, finalmente, éste último asumió y apoyó la introducción del gas natural en las citadas islas a través de sendas plantas de almacenamiento y regasificación de GNL y la instalación de grupos térmicos de generación con la tecnología de ciclo combinado. A fecha actual Canarias ya dispone de la tecnología de los ciclos combinados pero no del gas natural.

A partir del año 2002 este tipo de infraestructuras fueron incluidas en la planificación estatal de los sectores de la electricidad y del gas, contemplándose la instalación de dos plantas de regasificación de GNL en Arinaga (Gran Canaria) y en Granadilla (Tenerife), así como la red de gasoductos que permitirán conducir el gas natural hacia los ciclos combinados.

De esta forma, el PECAN 2006 recogía las principales infraestructuras gasistas, consistentes básicamente en dos plantas de regasificación de GNL, una en Arinaga (Gran Canaria) y otra en Granadilla (Tenerife), previstas para entrar en servicio en los años 2009 y 2010, respectivamente. De dichas plantas partirían los gasoductos de transporte, que conducirían el gas natural hasta las inmediaciones de los principales centros de consumo, las centrales térmicas de Barranco de Tirajana y de Jinámar, en Gran Canaria (con fechas de entrada en servicio previstas para los años 2009 y 2011 respectivamente) y las centrales térmica de Granadilla y de Candelaria en Tenerife (con fechas de entrada en servicio previstas para los años 2010 y 2011 respectivamente). Asimismo se preveían una serie de ramales que enlazarían los gasoductos que configuran el sistema de transporte con las centrales de generación de Tirajana (año 2009) y las de Jinámar y Candelaria (año 2011).

Sin embargo, a fecha de hoy no se ha materializado ninguna de las infraestructuras previstas.

De acuerdo con las nuevas previsiones, la planta de almacenamiento y regasificación de GNL de Tenerife será la primera infraestructura prevista para entrar en servicio en 2014, retrasándose la fecha de entrada en servicio de la planta de regasificación de Gran Canaria hasta 2015.

A continuación se resumen exclusivamente las infraestructuras de gas natural en Canarias cuya previsión de puesta en servicio está dentro del ámbito temporal del PECAN.

Plantas de regasificación

Se prevén dos plantas de regasificación en las islas de Gran Canaria y Tenerife, con el dimensionamiento siguiente.

Tabla 9.1. Plantas de regasificación

Instalación	Año entrada en servicio	Capacidad de almacenamiento de GNL (m ³)	Capacidad de regasificación (Nm ³ /h)
Planta de regasificación de Gran Canaria (Dimen. Inicial)	2015	150.000	150.000
Planta de regasificación de Tenerife (Dimen. Inicial)	2014	150.000	150.000

Gasoductos

Los gasoductos de transporte conducirán el gas natural desde las plantas de regasificación relacionadas anteriormente hasta las inmediaciones de los principales núcleos consumidores previstos.

Tabla 9.2. Gasoductos de transporte

Instalación	Año entrada en servicio	Longitud (km)	Presión máxima de diseño (bar)	Diámetro (pulgadas)
Gasoducto Planta de GNL Arinaga – San Bartolomé de Tirajana	2015	7	72	16
Gasoducto Sur de Gran Canaria	2015	21	72	6
Gasoducto Planta GNL Granadilla – C.T. Granadilla	2014	0.3	72	16
Gasoducto Sur Tenerife	2014	26	72	8
Gasoducto Norte de Tenerife	2015	38/15	72	14/8

El gasoducto Planta de GNL Arinaga - CT Jinámar – Las Palmas de Gran Canaria tiene prevista su puesta en servicio con posterioridad al año 2015, por lo que no figura en esta revisión.

Ramales

Los ramales siguientes enlazarán las centrales de generación eléctrica con los gasoductos que configuran el sistema de transporte.

Tabla 9.3. Ramales de conexión a las centrales térmicas

Instalación	Año entrada en servicio	Longitud (km)	Presión máxima de diseño (bar)	Diámetro (pulgadas)
Ramal a la C.T. Tirajana	2015	3	72	14
Ramal a la C.T. Granadilla	2014	0,1	72	16
Ramal a C.T. Candelaria	2015	0,6	72	12

El ramal a la C.T. Jinámar tiene prevista su puesta en servicio con posterioridad al año 2015, por lo que no figura en esta revisión.

10.- INFRAESTRUCTURAS DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO.

La característica más importante a destacar de la oferta de combustibles en Canarias es la existencia de una refinería en la isla de Tenerife, lo que otorga al sector energético canario unas mayores condiciones de seguridad en el abastecimiento de energía que no tendría en otro caso, derivadas tanto de la existencia de las infraestructuras de destilación de petróleo crudo y tratamiento de productos semiterminados, como por la gran capacidad de almacenamiento de crudo y de derivados del petróleo existentes en la instalación.

La capacidad de almacenamiento de derivados del petróleo en el Archipiélago es considerable si unimos, a los almacenamientos existentes en la refinería, los que son propiedad de otras empresas distribuidoras y que las mismas utilizan para importar productos terminados.

A efectos de la presente revisión, no se considera probable el cierre de la refinería como parque de almacenamiento estratégico de Canarias en el horizonte de planificación del PECAN, por lo que no se replantea la necesidad de instalar nuevos grandes parques de almacenamiento para cumplir los requerimientos de almacenamiento derivados de la normativa y de las Recomendaciones de la Agencia Internacional de la Energía.

11. REVISIÓN DEL GRADO DE CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL PECAN.

A continuación, se resume el grado de cumplimiento de los objetivos del PECAN que han sido objeto de revisión y su previsión futura.

11.1. Objetivos relacionados con la garantía del suministro de energía.

Diversificación de fuentes energéticas y potenciación de fuentes autóctonas.

El PECAN apostaba por favorecer la máxima penetración de energías renovables y la entrada del gas natural, primeramente en el sector de generación de electricidad y, complementariamente, en otras aplicaciones.

Para lograrlo se marcaban los siguientes objetivos (tabla 6.22):

- Reducir la dependencia del petróleo desde el 99,4% en 2005 hasta un 72% en 2015.
- Alcanzar el 8% de autoabastecimiento de energía primaria en Canarias en 2015, frente al 0,6% en 2005.
- Penetración del gas natural en el sector energético, con un porcentaje de participación en el balance de energía primaria del 20% en 2015.

En función de estos objetivos finales, el PECAN marcaba una senda de penetración de las energías renovables y del gas natural, así como de reducción de la dependencia del petróleo a lo largo de todo el periodo de planificación.

En el año intermedio de planificación, los objetivos a cumplir serían los siguientes:

- Reducción de la dependencia del petróleo hasta el 96% en 2009.
- Alcanzar el 3,5% de autoabastecimiento de energía primaria en Canarias en 2015.
- Introducción del gas natural en 2009, con un porcentaje de penetración en este año del 0,5%.

El grado de cumplimiento de esos objetivos a finales de 2009 ha sido el siguiente (tabla 6.23):

- Dependencia del petróleo: 98,2%
- Grado de autoabastecimiento de energía primaria en Canarias: 1,8%
- No se ha producido la introducción del gas natural.

Por tanto, el grado de cumplimiento de estos objetivos al término de la primera mitad del periodo de planificación es inferior al previsto.

Asimismo, y de acuerdo con las nuevas previsiones presentadas en el presente documento, se estima que al final del periodo el balance de energía primaria sea el siguiente:

- Dependencia del petróleo: 72,3%
- Grado de autoabastecimiento de energía primaria en Canarias: 8,1%
- Gas natural: 19,6%

Según estas previsiones, al final del periodo de planificación., los porcentajes de energía primaria de las diferentes fuentes son bastante similares a las previsiones del PECAN

11.2. Objetivos relacionados con el fomento de las energías renovables.

El PECAN apuesta por la máxima utilización posible de las energías renovables, estableciendo los siguientes objetivos:

Objetivo 1: Participación del conjunto de fuentes renovables en el abastecimiento energético y en la generación de electricidad.

Para poder cumplir el objetivo de participación de las renovables en el balance de energía primaria del 8% en 2015, el PECAN fija objetivos particulares para las distintas fuentes de energía, teniendo en cuenta los condicionantes y limitaciones de cada una de ellas.

La producción de electricidad a partir de estas fuentes es una de las principales aplicaciones, fijándose como objetivo básico del PECAN para el año 2015 alcanzar un 30% de la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables, frente al 3,9% al inicio del periodo de planificación.

Para lograr este objetivo, el PECAN prevé una senda de penetración progresiva de las energías renovables para la generación de electricidad a lo largo del periodo de planificación, debiendo haber alcanzado en 2009 una participación del 14% del total, mientras que la generación de electricidad mediante generación convencional debería haber tenido una contribución del 82,6% (frente al 93% en 2005). El resto de la generación eléctrica debía proceder de la cogeneración (el 3,4%, frente al 3,1% en 2005).

El grado de cumplimiento de esos objetivos a finales de 2009 ha sido el siguiente (tabla 5.2):

- Aportación de fuentes renovables al balance eléctrico: 5,8%
- Aportación de la generación convencional al balance eléctrico: 91,3%
- Aportación de la cogeneración al balance eléctrico: 2,9%

Por tanto, el grado de cumplimiento de estos objetivos al término de la primera mitad del periodo de planificación es inferior al previsto.

Asimismo, y de acuerdo con las nuevas previsiones, se estima que al final del periodo la electricidad se generará de la siguiente manera:

- Aportación de fuentes renovables al balance eléctrico: 30,1%
- Aportación de la generación convencional al balance eléctrico: 67,6%
- Aportación de la cogeneración al balance eléctrico: 2,4%

Objetivo 2: Energía eólica

Teniendo en cuenta el potencial eólico existente en Canarias y las limitaciones para su implantación en Canarias, el objetivo marcado por el PECAN era alcanzar una potencia instalada de 1.025 MW en el horizonte del año 2015, lo que significaría multiplicar por más de 7 la potencia instalada a 31 de diciembre de 2004, que ascendía solamente a 136, 39 MW.

Según la senda de penetración de la energía eólica prevista en el PECAN, en 2009 la potencia eólica instalada debía haber alcanzado los 544,51 MW. Sin embargo, la potencia realmente instalada a finales de 2009 asciende a 140 MW.

No obstante, y de acuerdo con las nuevas previsiones, se considera factible llegar en el año 2015 al objetivo de potencia instalada de 1025 MW.

Objetivo 3: Energía solar térmica

En el horizonte 2015 el objetivo del PECAN consistía en alcanzar una superficie instalada de 460.000 m², frente a los escasos 58.000 m² instalados en 2004. Este objetivo significa multiplicar por 9 la superficie instalada y elevar la tasa de placas solares por habitante, lo que situaría a Canarias a un nivel próximo a las regiones que, en condiciones climáticas similares, más han implantado esta fuente de energía.

Según la senda fijada en el PECAN para la consecución de este objetivo, la superficie instalada de paneles solares térmicos en el año 2009 debía haber alcanzado los 175.000 m².

A finales de 2009, de acuerdo con los datos disponibles, la superficie instalada de paneles solares alcanzó los 123.000 m² aproximadamente, lo que supone un 30% inferior a la previsión inicial para ese año.

De acuerdo con las nuevas previsiones, la superficie instalada en 2015 se estima en algo menos de 365.000 m², es decir, un 20,8% inferior a la previsión inicial.

Objetivo 4: Energía solar fotovoltaica

El objetivo del PECAN en cuanto a la participación de la energía solar fotovoltaica era alcanzar una cifra de 160 MW instalados en Canarias en el año 2015, frente a la potencia instalada a finales de 2004, situada en menos de 1 MW.

Según la senda fijada en el PECAN para la consecución de este objetivo, la potencia fotovoltaica instalada el año 2009 debía haber alcanzado los 92,50 MW.

A finales de 2009 la potencia realmente instalada alcanzó casi los 100 MW, un 8% por encima de las previsiones iniciales.

De acuerdo con las nuevas previsiones, la potencia instalada prevista en 2015 se estima en 238 MW, casi un 50% más de los 160 MW previstos inicialmente.

Objetivo 5: Otras energías renovables

El PECAN apostaba por fomentar el aprovechamiento de otras fuentes renovables, distintas de las tradicionales (eólica y solar), fijando los siguientes objetivos:

- Minihidráulica: Alcanzar los 13,6 MW de potencia eléctrica instalada en 2015 (6,6 MW en 2009).
- Solar termoeléctrica: Alcanzar los 30 MW de potencia eléctrica instalada en 2015.
- Energía maremotriz: Alcanzar los 50 MW de potencia eléctrica instalada en 2015.
- Biocombustibles: Alcanzar los 30 MW de potencia eléctrica instalada en 2015 y una participación del 5,75% en 2015 de los combustibles destinados al transporte terrestre.

Sin embargo, la evolución registrada en los últimos años para este tipo de energías no ha sido la prevista en el PECAN, fundamentalmente en lo que se refiere a la tecnología termosolar y maremotriz, para las que actualmente no existe ninguna instalación en Canarias, situación que previsiblemente se mantendrá hasta finales de 2015.

Las aportaciones en Canarias respecto a este tipo de energías renovables, proceden de la minihidráulica, biogás y biocombustibles.

Respecto a la minihidráulica, la potencia instalada en 2009 era de 2,02 MW, frente a los 6 MW que preveía el PECAN.

De acuerdo con las nuevas previsiones, la potencia instalada prevista en 2015 se estima en casi 9 MW, un 34% inferior a la prevista inicialmente, de 13,6 MW.

Respecto al biogás, la potencia instalada en 2009 era de 1,6 MW, frente a la previsión del PECAN para el conjunto de este tipo de energías (que incluía también la energía maremotriz y termosolar) estimada en 19 MW.

De acuerdo con las nuevas previsiones, la potencia instalada prevista en 2015, considerando únicamente los biocombustibles se estima en 20 MW, frente a los 30 MW previstos inicialmente.

Por último, respecto a los biocombustibles destinados al transporte terrestre, la previsión del PECAN era alcanzar en 2009 un consumo cercano a las 50.000 tep, mientras que el consumo real en ese año se ha estimado en algo más de las 36.000 tep (un 27% inferior a la previsión inicial). Para el año 2015, a pesar de la aplicación del objetivo del 7%, frente al inicial del 5,75%, se prevé un consumo algo superior a las 70.000 tep, frente a las casi 95.000 tep previstas en el PECAN (un 24% inferior). Las nuevas previsiones de los combustibles de automoción para ese año, inferiores a las iniciales, son la causa del menor consumo estimado de los biocombustibles.

12. IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS A ADOPTAR PARA LA CONSECUCCIÓN DE LOS OBJETIVOS DEL PECAN.

Una vez analizadas las desviaciones de los objetivos del PECAN en los años transcurridos desde su aprobación y planteados los nuevos escenarios en base a la revisión de las previsiones de demanda energética final, procede identificar el conjunto de medidas prioritarias, tendentes a alcanzar los objetivos propuestos al final del horizonte de planificación, sin perjuicio de las medidas ya incluidas en el Plan de Medidas del PECAN.

Procedimiento excepcional para obras de interés general para el suministro de energía eléctrica.

La necesidad de disponer de un sistema eléctrico en todas las islas de calidad y con garantía de seguridad, exige en determinados casos actuaciones excepcionales que permitan la ejecución de instalaciones de generación, transporte y distribución, sin necesidad de obtener previamente la oportuna licencia urbanística ordinaria o de someterse a cualquier otro acto de control preventivo municipal o insular.

Para hacer frente a esta situación, en los últimos años se han adoptado medidas legislativas, en concreto la Ley 8/2005, de 21 de diciembre y la Ley 2/2011, de 26 de enero, que han modificado la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario, a efectos de establecer un régimen especial de autorización de instalaciones eléctricas para dar mayor celeridad a la ejecución de determinados proyectos de generación, transporte y distribución, implantando un procedimiento excepcional para obras de interés general, de forma similar al contemplado para actos promovidos por administraciones públicas en el artículo 167 del Decreto Legislativo 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias.

En base a ello la Consejería en materia de energía impulsará, en razón de su urgencia o especial interés, el procedimiento excepcional para obras de interés general establecido en el artículo 6 bis de la Ley 11/1997, en su redacción dada por la Ley 2/2011, de 26 de enero, declarando el interés general de todas aquellas instalaciones contempladas en la Planificación Energética que sean necesarias para alcanzar los objetivos planificados, recayendo en última instancia, en caso de disconformidad con el planeamiento territorial o urbanístico en vigor o en ausencia de éste, al Gobierno de Canarias la decisión de si procede o no su ejecución.

Agilización en la obtención de autorizaciones ambientales.

La concurrencia de distintas normativas sectoriales a aplicar en el otorgamiento de las diferentes autorizaciones, previas a la ejecución de los proyectos de instalaciones energéticas, dan lugar a considerables retrasos en la puesta en marcha de las infraestructuras planificadas, que pueden

poner en riesgo el suministro eléctrico en condiciones de calidad y seguridad. En muchas ocasiones, estos retrasos se deben a la obtención de las autorizaciones ambientales, retrasando el resto de autorizaciones preceptivas.

Por ello, el Gobierno de Canarias impulsará, en el marco de la legislación vigente, los desarrollos reglamentarios necesarios, a efectos de reducir los plazos de tramitación de las diferentes autorizaciones ambientales.

Definición de un marco legislativo y económico específico que favorezca la implantación de las energías renovables.

El aislamiento y tamaño de los sistemas eléctricos canarios dan lugar a una serie de factores diferenciales respecto al sistema eléctrico peninsular, especialmente en cuanto a las exigencias de los grupos de generación, que ha motivado la existencia en Canarias de una reglamentación singular. Como consecuencia de ello, la actividad de producción eléctrica desarrollada en los territorios insulares canarios está excluida de un mercado de ofertas similar al implantado en el sistema peninsular, articulándose un sistema alternativo para retribuir las instalaciones de generación en régimen ordinario, sobre la base del precio de mercado de la generación peninsular, complementado por una prima por funcionamiento y por el concepto de garantía de potencia.

Este sistema de retribución da lugar a que el coste de la generación en régimen ordinario en Canarias sea superior al peninsular. A ello se añade que tras la publicación del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, el extracoste de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares pasa a financiarse a través de los presupuestos generales del Estado de forma escalonada, dejando de formar parte de los costes permanentes de sistema.

Por otro lado, la existencia de costes reconocidos para la retribución de la generación en régimen ordinario no favorece la introducción de competencia en generación. Ello obliga a plantear alternativas al actual sistema de retribución en Canarias, que incentive de alguna manera la incorporación al despacho de generación de instalaciones acogidas al régimen especial.

Por todo ello, el Gobierno de Canarias, en atención a las características de insularidad y de región ultraperiférica que concurren en la Comunidad Autónoma, buscará la adopción de acuerdos con el Estado para definir un marco legislativo y económico específico para el sector energético canario, que favorezca la implantación en Canarias de las energías renovables e incentive a los promotores de este tipo de instalaciones a realizar inversiones en Canarias.

Para ello, el modelo económico específico para Canarias podrá contemplar un aumento de la retribución a la que actualmente tienen derecho las instalaciones acogidas al régimen especial, superior a la retribución reconocida para este tipo de instalaciones en el sistema eléctrico peninsular, siempre y cuando el coste total resultante sea inferior al coste actual de producción de la energía eléctrica en Canarias.

Asimismo, el Gobierno de Canarias solicitará al Gobierno Estatal el establecimiento de cupos específicos de potencia para las distintas energías de origen renovable, en cada uno de los subsistemas del SEIE de Canarias, de manera que puedan alcanzarse los objetivos de penetración establecidos en el PECAN.

Implantación de sistemas hidroeléctricos reversibles.

Una de las mayores dificultades para la penetración de las energías renovables en Canarias es la necesidad de dar respuesta inmediata a la desconexión no programada de las instalaciones de generación eléctrica a partir de este tipo de energías, fundamentalmente la solar y la eólica. La incorporación de sistemas de almacenamiento de energía como instalaciones de regulación de la curva de carga, trasladando energía de los momentos en que sobra a los momentos en que falta, permitiría que las energías de generación aleatoria (como la eólica o solar), pudieran competir con las energías programables (como la térmica).

La actual tecnología y las condiciones de nuestras islas hacen que las centrales hidroeléctricas reversibles en Canarias puedan constituirse en una herramienta de operación muy importante para la estabilización de los sistemas eléctricos insulares, gracias a sus características de respuesta dinámica para hacer frente a los incidentes de la red (puede entrar inmediatamente en carga regulando el equilibrio generación- demanda sin los problemas de arranque en frío de las centrales térmicas).

Todo ello hace que estos sistemas reversibles deban ser considerados como elementos imprescindibles e integrantes de la estabilización del sistema eléctrico de las islas, además de elementos propios de generación eléctrica.

Por ello el Gobierno apoyará la realización en Canarias de sistemas hidroeléctricos reversibles, que permitan el máximo uso de energía renovable y a la vez, dotar de mayor estabilidad al sistema eléctrico canario, procurando acordar con el Gobierno estatal la definición de un marco retributivo adecuado que incentive su implantación, y en su caso, propiciar las modificaciones normativas necesarias para ello.

Implantación de otros sistemas de almacenamiento.

El Gobierno de Canarias apoyará, asimismo, la implantación de cualquier otro tipo de tecnologías de almacenamiento de energía, que permita conservar en la medida de lo posible una cierta cantidad de energía, para inyectarla en la red eléctrica cuando se requiera, a fin de lograr una generación y gestión de la electricidad más eficiente, amortiguando las fluctuaciones e intermitencias que la creciente penetración de renovables pudiera provocar, analizando el actual marco normativo y propiciando, en su caso, las modificaciones necesarias para favorecer dicha implantación.

Fomento de instalaciones de pequeña potencia.

El Gobierno de Canarias favorecerá las instalaciones eólicas y fotovoltaicas de pequeña potencia (menor o igual a 100 kW) asociadas a centros de consumo interconectados con la red eléctrica, especialmente en baja tensión, al permitir este tipo de instalaciones la integración de generación renovable sin necesidad de crear nuevas infraestructuras eléctricas, fomentando además la implicación ciudadana en la mejora de la eficiencia energética y la lucha contra el cambio climático. Con ello se busca también aumentar la estabilidad del sistema, al favorecer la distribución de la generación por toda la geografía insular e implicando a los consumidores en la gestión de la energía al convertirlos en pequeños productores de energía a través de fuentes renovables.

Programas de apoyo a otras fuentes renovables.

Dentro de los programas que el Gobierno destine al fomento de fuentes de energías renovables se prestará especial interés a los siguientes:

Energía Solar Térmica

Dada la contribución al ahorro y la eficiencia energética, el Gobierno de Canarias estudiará la implantación de un plan de revitalización de apoyo a la instalación de paneles solares para agua caliente sanitaria y otras aplicaciones, mediante instrumentos económicos ágiles y eficaces.

Apoyo a la cogeneración

El Gobierno fomentará la realización de los estudios necesarios para analizar el contenido energético térmico de los sistemas de cogeneración para la producción eléctrica. Para ello tendrá en cuenta los dos tipos diferenciados de sistemas de cogeneración: los de ciclo Inferior, en los que se aprovecha el calor residual de un proceso industrial para producir electricidad, y los de ciclo superior, en los que se utiliza un combustible para producir electricidad y calor útil.

Este potencial energético térmico tendrá especial consideración de cara a la puesta en marcha de políticas de promoción y, en especial, el desarrollo de la biomasa forestal y agrícola para procesos de cogeneración o “trigeneración” en el sector hotelero.

Biomasa forestal y agrícola

La Consejería competente en materia de energía favorecerá la realización de estudios específicos del potencial de generación mediante esta tecnología, especialmente para uso térmico en agua caliente sanitaria (ACS) y climatización (frío y calor) y particularmente aplicable a grandes consumidores de este tipo de energía, tales como: hoteles y edificios públicos (hospitales, colegios, etc.).

Energía Geotérmica de Alta Entalpía

La geotermia puede contribuir de forma importante al llamado “mix de renovables” aportando además estabilidad a la red al ser una energía gestionable.

Canarias presenta un importante potencial geotérmico que está siendo investigado a la luz de las nuevas técnicas de prospección geoquímica y geofísica aplicadas en zonas volcánicas activas que permitan la definición de sistemas hidrotermales ocultos en el subsuelo de las islas.

Por ello, el Gobierno favorecerá la realización de los estudios necesarios para determinar el potencial de generación de esta tecnología.

Energía Undimotriz

El IDAE sitúa a Canarias como uno de los mejores emplazamientos para el aprovechamiento de esta fuente energética por la alta persistencia anual del recurso y la baja frecuencia de temporales extremos. Dado que esta tecnología está en fase de desarrollo y no se espera que a corto plazo puedan introducirse en el mercado, el Gobierno realizará una vigilancia de los avances que en la misma se produzcan, procediendo –en su caso- a establecer medidas de apoyo al desarrollo empresarial y tecnológico, y facilitando su incorporación a las redes eléctricas con fines experimentales.

Energía Termosolar

Canarias presenta un importante potencial de energía solar. La posible aplicación de esta tecnología en Canarias pasa por las instalaciones pequeñas, con una potencia límite de 10 MWe y una ocupación del suelo de 1 ha/MWe, particularmente para la desalación de agua de mar, una actividad intensiva en energía y de extendido uso en Canarias, aprovechando el calor residual de las plantas solares.

En base a ello, el Gobierno favorecerá la realización de un estudio-inventario del potencial de los recursos solares para evitar problemas de calidad y de desarrollo en la energía solar termoeléctrica en Canarias. Al mismo tiempo analizará los cambios normativos necesarios que permitan a esta tecnología una evolución lógica en función de los recursos, el estado de la tecnología y el interés social por el desarrollo de la energía solar.

Energía Eólica off-shore

Si bien actualmente resulta difícil el desarrollo comercial de la eólica marina, este tipo de energía está experimentando un fuerte apoyo por parte de inversores privados internacionales que podrían prevé dar resultados satisfactorios a medio plazo. En el caso de Canarias, el potencial eólico marino está atrayendo a investigadores y empresas que desean iniciar proyectos innovadores en Canarias.

El Gobierno velará por su desarrollo a través del apoyo a proyectos experimentales y singulares.

Actuación especial para el vehículo eléctrico

La introducción del vehículo eléctrico a una escala significativa solo tiene sentido si sus necesidades de recarga de energía son satisfechas mediante energías renovables.

Dado el alto nivel de penetración de la energía eólica previsto para Canarias, el vehículo eléctrico puede jugar un papel fundamental para evitar la desconexión de parque eólicos en horas “valle”, por el exceso de energía que estos producen y vierten a la red. Esta utilidad del vehículo eléctrico como regulador del sistema eléctrico ayudaría a un desarrollo acelerado de las renovables en Canarias, dadas las dimensiones y fuerte participación del transporte por carretera en el consumo final de energía en las Islas.

Para ello, el Gobierno de Canarias elaborará y promoverá una acción especial que contemplará objetivos cuantificados y apoyo financiero a la adquisición de vehículos eléctricos, reforzada con una iniciativa singular para la puesta en marcha de puntos de recarga vinculados a energías renovables.

Biocombustibles.

Dada la problemática existente en Canarias para poder cumplir con los objetivos anuales obligatorios mínimos de biocarburantes con fines de transporte fijados reglamentariamente, la consejería competente en materia de energía propondrá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la adopción de las excepciones o los mecanismos de flexibilidad para Canarias que se consideren necesarios respecto al mecanismo general de fomento del uso de biocarburantes.

Infraestructuras de gas natural.

El Gobierno apoyará e impulsará las acciones necesarias para garantizar la introducción del gas natural en Canarias en los plazos más breve posibles. A estos efectos, favorecerá la instalación de las plantas de regasificación de gas natural licuado proyectadas en Tenerife y Gran Canaria para su puesta en funcionamiento en los años 2014 y 2015, respectivamente, así como el desarrollo de la infraestructura de gasoductos necesaria para propiciar la utilización de gas natural en centrales eléctricas y en núcleos urbanos, turísticos e industriales.