



PEKAN

Plan Energético de Canarias



Consejería de Industria,
Comercio y Nuevas Tecnologías

Viceconsejería de Industria
y Nuevas Tecnologías

Dirección General
de Industria y Energía

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1. ANTECEDENTES: JUSTIFICACIÓN DEL PECAN	7
1.2. CAMBIOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO	9
1.3. LEGISLACIÓN EN MATERIA DE ENERGÍA.....	13
1.3.1. ELECTRICIDAD	13
1.3.2. PETRÓLEO	18
1.3.3. GAS NATURAL	21
1.3.4. ENERGÍAS RENOVABLES Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA	23
1.4. MARCO COMPETENCIAL	27
1.5. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	28
1.5.1. LA DIMENSIÓN MEDIOAMBIENTAL DE UN PLAN ENERGÉTICO.....	28
1.5.2. LA SOSTENIBILIDAD DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA	30
1.5.3. CONCILIAR ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	33
1.6. AGUA Y ENERGÍA.....	34
1.7. MARCO MACROECONÓMICO	37
1.7.1. ALCANCE DE ESTE APARTADO.....	37
1.7.2. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LA ECONOMÍA INTERNACIONAL.....	38
1.7.3. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE EUROPA Y LA EUROZONA.....	41
1.7.4. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LA ECONOMÍA ESPAÑOLA.....	42
1.7.5. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LA ECONOMÍA CANARIA	44
1.8. ÁMBITO TEMPORAL DEL PECAN.....	53
2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	54
2.1. LA ENERGÍA EN EL MUNDO Y EN LA UNIÓN EUROPEA.....	54
2.1.1. LOS FACTORES DETERMINANTES DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL.....	54
2.1.2. EVOLUCIÓN PREVISIBLE DEL SECTOR ENERGÉTICO DURANTE LOS PRÓXIMOS 20	
AÑOS	60

2.2.	LA ENERGÍA EN ESPAÑA	66
2.3.	SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN CANARIAS	76
2.3.1.	LA DEMANDA DE ENERGÍA EN CANARIAS.....	76
2.3.2.	EL CONSUMO ENERGÉTICO EN LAS DISTINTAS ISLAS.....	85
2.3.3.	EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA	88
2.3.4.	LA OFERTA DE ENERGÍA	90
2.3.5.	LA FISCALIDAD SOBRE LA ENERGÍA EN CANARIAS Y LOS PRECIOS Y TARIFAS DE LA ENERGÍA	100
2.3.6.	CONCLUSIONES.....	102
2.4.	PRINCIPALES RETOS DEL SECTOR ENERGÉTICO CANARIO	104
2.4.1.	EL PROBLEMA DE LAS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS	104
2.4.2.	GAS NATURAL Y CENTRALES DE CICLO COMBINADO.....	107
2.4.3.	OBLIGACIONES DERIVADAS DEL PROTOCOLO DE KIOTO	110
3.	<u>PRINCIPIOS Y OBJETIVOS</u>	112
3.1.	PRINCIPIOS BÁSICOS DEL PECAN	112
3.1.1.	INTRODUCCIÓN.....	112
3.2.	OBJETIVOS GENERALES DEL PECAN.....	122
3.2.1.	OBJETIVOS RELACIONADOS CON LA GARANTÍA DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA.	122
3.2.2.	OBJETIVOS RELACIONADOS CON EL USO RACIONAL DE LA ENERGÍA.....	123
3.2.3.	OBJETIVOS RELACIONADOS CON EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.	124
3.2.4.	OBJETIVOS RELACIONADOS CON LA DIMENSIÓN MEDIOAMBIENTAL DE LAS DECISIONES ENERGÉTICAS.	127
4.	<u>PREVISIÓN DE LA DEMANDA TENDENCIAL DE ENERGÍA 2006-2015... 129</u>	
4.1.	METODOLOGÍA UTILIZADA	129
4.1.1.	ASPECTOS GENERALES DE LA MODELIZACIÓN ENERGÉTICA EN CANARIAS.....	129
4.2.	ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES VARIABLES EXPLICATIVAS.....	130
4.3.	METODOLOGÍA DE PREVISIÓN UTILIZADA.....	133
4.3.1.	MODELIZACIÓN TENDENCIAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	133

4.3.2.	MODELIZACIÓN TENDENCIAL DE LA DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	134
4.4.	DEMANDA TENDENCIAL FINAL DE ENERGÍA	138
4.4.1.	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	138
4.4.2.	DEMANDA DE POTENCIA INSTALADA	143
4.4.3.	DEMANDA DE ENERGÍA FINAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	148
5.	<u>EVALUACION DE LAS MEJORES TECNOLOGIAS DISPONIBLES EN MATERIA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO Y DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA (URE)</u>	160
5.1.	INTRODUCCIÓN	160
5.2.	NUEVAS TECNOLOGÍAS BASADAS EN COMBUSTIBLES FÓSILES	160
5.2.1.	COMBUSTIBLES UTILIZABLES	160
5.2.2.	TECNOLOGÍAS APLICABLES	165
5.3.	ENERGÍAS RENOVABLES	169
5.3.1.	ENERGÍA EÓLICA	169
5.3.2.	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	173
5.3.3.	ENERGÍA HIDRÁULICA Y MINIHIDRÁULICA	175
5.3.4.	ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA	176
5.3.5.	ENERGÍA MAREOMOTRIZ	177
5.3.6.	ENERGÍA MAREMOTÉRMICAS	178
5.3.7.	ENERGÍA DE LAS OLAS	178
5.3.8.	ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE BAJA TEMPERATURA	179
5.3.9.	BIOCARBURANTES	181
5.3.10.	BIOGÁS	182
5.3.11.	BIOMASA SÓLIDA	183
5.3.12.	ENERGÍA GEOTÉRMICA	184
5.4.	TECNOLOGÍAS DE AHORRO ENERGÉTICO	185
5.4.1.	SUSTITUCIÓN DE LUMINARIAS	185
5.4.2.	INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE REGULACIÓN Y CONTROL	186
5.4.3.	SUSTITUCIÓN DE ELECTRODOMÉSTICOS	186

5.5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	186
5.5.1. BOMBEO HIDRÁULICO.....	187
5.5.2. AIRE COMPRIMIDO	187
5.5.3. BATERÍAS.....	187
5.5.4. HIDRÓGENO	188
5.5.5. VOLANTE DE INERCIA	188
<u>6. COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA</u>	189
6.1. METODOLOGÍA	189
6.2. DEMANDA DE ENERGÍA FINAL	190
6.2.1. APORTACIÓN DEL USO RACIONAL DE LA ENERGÍA.....	191
6.2.2. APORTACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES A LA COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	192
6.2.3. APORTACIÓN DE LA COGENERACIÓN	204
6.2.4. BALANCE ELÉCTRICO Y APORTACIÓN DE LA GENERACIÓN CONVENCIONAL	204
6.2.5. COBERTURA CON COMBUSTIBLES Y CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	207
6.3. DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA	210
6.3.1. ENERGÍAS RENOVABLES.....	212
6.4. COBERTURA DE LA DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA.....	215
6.5. INFRAESTRUCTURAS NECESARIAS PARA DAR CUMPLIMIENTO A LAS PREVISIONES DEL PECAN	218
6.5.1. INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS	218
6.5.2. INFRAESTRUCTURAS DE GAS NATURAL	227
6.5.3. INFRAESTRUCTURAS DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO.....	228
<u>7. PLAN DE MEDIDAS PROPUESTAS POR EL PECAN, CON ESPECIAL INCIDENCIA EN LA DEFINICIÓN DE NECESIDADES DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS ENERGETICAS Y DE ACTUALIZACIÓN Y RENOVACIÓN DE LAS EXISTENTES</u>	231
7.1. MEDIDAS HORIZONTALES.....	231
7.1.1. MEDIDAS INSTITUCIONALES	231

7.1.2.	MEDIDAS ECONÓMICAS Y FISCALES.....	234
7.1.3.	MEDIDAS MEDIOAMBIENTALES	235
7.1.4.	PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA	236
7.1.5.	INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	237
7.2.	SECTOR ELÉCTRICO	238
7.2.1.	PRESCRIPCIONES RELACIONADAS CON EL MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES Y CALIDAD DEL SERVICIO	238
7.2.2.	PLANES DE CONTINGENCIA.....	239
7.2.3.	CONCURSOS PARA LA IMPLANTACIÓN DE NUEVA POTENCIA GENERADORA	239
7.2.4.	IMPLANTACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL SECTOR ELÉCTRICO	240
7.2.5.	CRITERIOS PARA LA REVISIÓN DE LA PLANIFICACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS	240
7.2.6.	NECESIDAD DE COORDINACIÓN CON CABILDOS PARA LA IMPLANTACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS PLANIFICADAS.....	241
7.3.	SECTOR PETRÓLEO	242
7.3.1.	EXIGENCIA DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE SEGURIDAD Y DE STOCKS MÍNIMOS PARA EL CONJUNTO ARCHIPIÉLAGO Y POR ISLAS.....	242
7.3.2.	OBSERVATORIO DE LA COMPETENCIA EN EL SECTOR DE COMBUSTIBLES	243
7.3.3.	CREACIÓN DE UN REGISTRO DE DISTRIBUIDORES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	243
7.3.4.	CONTROL DE ESPECIFICACIONES DE PRODUCTOS.....	243
7.3.5.	CONTROL DE LAS PROSPECCIONES DE HIDROCARBUROS	243
7.4.	GAS NATURAL.....	244
7.4.1.	CONTROL DE EJECUCIÓN DE INFRAESTRUCTURAS DE PLANTAS Y GASODUCTOS... ..	244
7.4.2.	CONTROL DE STOCKS ESTRATÉGICOS DE GAS NATURAL.....	244
7.4.3.	APOYO A INTRODUCCIÓN PREVIA DE AIRE PROPANADO.....	244
7.5.	ENERGÍAS RENOVABLES	245
7.5.1.	CRITERIOS DE DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	245
7.5.2.	CRITERIOS DE DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	245
7.5.3.	PROGRAMAS DE APOYO A LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	246

7.5.4.	PROGRAMAS DE APOYO A OTRAS FUENTES RENOVABLES	246
7.6.	UTILIZACIÓN RACIONAL DE LA ENERGÍA	247
7.6.1.	REDACCIÓN DE UN PROGRAMA ESPECÍFICO DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA	247
7.6.2.	PROGRAMA DE AUDITORIAS ENERGÉTICAS	247
7.6.3.	CERTIFICACIÓN ENERGÉTICA DE EDIFICIOS	248
7.6.4.	ACUERDOS VOLUNTARIOS SECTORIALES Y CON EMPRESAS PARA AHORRO ENERGÉTICO	248
7.6.5.	CAMPAÑAS DE FORMACIÓN Y CONCIENCIACIÓN.....	248
7.6.6.	APOYO A PROYECTOS DE COGENERACIÓN.....	249
7.6.7.	FOMENTO DE LA UTILIZACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN COMO ALTERNATIVA AL TRANSPORTE FÍSICO	249
7.7.	COHERENCIA CON OTROS PLANES.....	250
7.7.1.	COHERENCIA CON LOS PLANES GENERALES	250
7.7.2.	COHERENCIA CON OTROS PLANES SECTORIALES	250
7.7.3.	COHERENCIA CON EL PROGRAMA OPERATIVO CANARIAS (2000-2006).....	251
7.7.4.	COHERENCIA CON LOS PLANES NACIONALES Y COMPROMISOS INTERNACIONALES	252
7.7.5.	COHERENCIA INTERNA DEL PLAN SECTORIAL	252
7.7.6.	COHERENCIA CON LOS CRITERIOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	252
7.8.	EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DEL PLAN	252
8.	<u>PRESUPUESTO DE PUESTA EN MARCHA DEL PECAN.....</u>	253
8.1.	COMBUSTIBLES, ELECTRICIDAD Y RESIDUOS	254
8.2.	ENERGÍAS RENOVABLES, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y COGENERACIÓN.....	255
8.3.	CIFRA TOTAL DE LAS INVERSIONES.....	258
8.4.	INVERSIÓN DE LA CONSEJERÍA COMPETENTE EN MATERIA DE ENERGÍA	260
8.5.	REPERCUSIÓN TERRITORIAL DEL PRESUPUESTO DEL PLAN.....	260
8.5.1.	REPERCUSIÓN PRESUPUESTARIA DE ACCIONES DE CARÁCTER EXCLUSIVAMENTE REGIONAL	261
8.5.2.	REPERCUSIÓN PRESUPUESTARIA DESDE UN PUNTO DE VISTA INSULAR.....	261

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes: Justificación del PECAN

En dos ocasiones, en 1986 y en 1989, se formularon Planes Energéticos de Canarias, los cuales sentaron las bases para una orientación clara de las actividades a desarrollar en el campo de la energía, ya sea a nivel del Gobierno, de las empresas de suministro energético o de otros actores en tanto que usuarios de la energía.

La ventaja de diseñar un Plan energético puede resumirse en los siguientes aspectos:

- 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 definir las grandes avenidas de acción.
- En segundo lugar, obliga tanto al Gobierno como a las empresas de suministro energético a adquirir compromisos en relación con la opinión pública, en tanto que define actuaciones que deberán llevarse a cabo en unos plazos determinados.
- En tercer lugar, supone una llamada a la conciencia de la ciudadanía en general, puesto que la solución a los desafíos energéticos requiere la participación no sólo de Gobiernos y compañías, sino de la ciudadanía en tanto que usuarios, y por ello, los mismos cuentan con una gran capacidad de influencia en aspectos como elección de tecnologías o adopción de medidas de uso racional de la energía.

Por ello, si el Plan de 1986 obligó a replantarse la dependencia exterior del petróleo y la vulnerabilidad energética de Canarias buscando soluciones alternativas al mismo, fue precisamente la elección inicial del carbón como alternativa al petróleo en la generación de electricidad, la que llevo tras un intensísimo debate social a que tres años después se formulará otro Plan Alternativo, el PECAN 89, que apostó por el gas natural como alternativa más eficiente y especialmente menos negativa para el medio ambiente.

Este PECAN 89, que hizo pionera a Canarias, a nivel estatal, en su apuesta por las centrales eléctricas de ciclo combinado a partir de gas natural, desgraciadamente no llegó a materializarse en algunas de sus propuestas, motivado en gran medida por el cambio normativo registrado en la década de los noventa y la consiguiente pérdida de la capacidad de establecer orientaciones de planificación firmes por parte del Estado y las propias dificultades logísticas a nivel de Canarias que imponía la solución del gas natural.

Por ello, en la fecha de 26 de noviembre de 2001, la Comisión de Energía y Control y Seguimiento del PECAN encargó formalmente el inicio de los trabajos tendentes a crear un nuevo documento de planificación energética. Este encargo representaba no solo una actualización técnica y numérica de aquél PECAN 89, sino que pretendía realizar un salto cualitativo muy importante, incorporando cuatro novedades muy significativas:

- La primera, fue establecer, de acuerdo con el nuevo ordenamiento jurídico, un marco de planificación energética muy liberalizador donde tan solo las infraestructuras de generación y transporte de electricidad y gas natural, están sujetas a una planificación, donde existe un mercado libre en cuanto a elección de suministrador y negociación de precios y condiciones y otro a tarifa regulada en el sector de la electricidad y donde la libertad de precios es total para el sector de productos petrolíferos.
- La segunda, fue una apuesta muy decidida por la diversificación energética basada en la potenciación de las energías renovables (singularmente con un ambiciosísimo Plan Eólico) y con un renovado impulso al gas natural, más un Plan específico de uso racional de la energía.
- En tercer lugar, y muy vinculado a lo anterior fue la consideración de la protección del medio ambiente como un elemento complementario del diseño de toda actuación energética. Ello llevó a incorporar criterios como el cumplimiento de los objetivos de Kioto en materia de gases de efecto de invernadero, reducción de contaminantes vinculados a la calidad del aire o las aguas o el impacto benéfico del uso racional de la energía – en tanto que energía no producida, ni consumida- en el balance global.
- En cuarto lugar, abrió un debate muy extenso, con la creación de Mesas Sectoriales, con los diversos agentes económicos y sociales para que estos aportaran ideas, sugerencias o críticas en el proceso de elaboración de este documento.

Un primer borrador del nuevo PECAN fue tomado en consideración por el Gobierno de Canarias con fecha de 21 de mayo de 2003.

Posteriormente, determinados factores, como las modificaciones de la Planificación Energética del Estado de la que Canarias es dependiente en aspectos importantes, las enormes incertidumbres en los mercados energéticos mundiales, la aprobación de la reglamentación de los sistemas eléctricos insulares y extrapenínsulares y la propia ratificación y entrada en vigor del Protocolo de Kioto, condicionaron y ralentizaron la actualización del documento inicial.

De esta forma, es preciso tener en cuenta que la planificación de las infraestructuras eléctricas y de gas tienen que ser consensuadas entre las administraciones estatal y autonómica, por lo que carece de sentido que los

documentos emanados de cada una de ellas contengan relaciones de obras que no son coincidentes.

Vinculado con este aspecto, el documento inicial incluía una referencia, no contemplada en su momento en la planificación del Estado, a la necesidad de soterramiento de las líneas eléctricas, sin que la repercusión financiera de tal medida hubiera sido adecuadamente consensuada.

Por último, los aspectos presupuestarios del mismo eran muy ambiciosos del lado de los compromisos, sin que en los Presupuestos de la Comunidad Autónoma de años posteriores se hayan podido dotar las cantidades suficientes, en razón de la existencia de otras prioridades que el Gobierno consideró en esos momentos. Ello llevaba a un déficit de financiación para un conjunto de acciones propuestas, que quedaban supeditadas a la obtención de recursos adicionales procedentes de una eventual subida del tipo impositivo de los carburantes, subida que por diversas razones, y muy singularmente la subida del crudo en origen, nunca se ha materializado para no penalizar gravemente la situación social y económica de nuestra Región.

A partir de estas premisas, y con el fin de que este nuevo documento de planificación energética fuera globalmente coherente y consistente, estos elementos de eventual discrepancia han sido abordados con el rigor necesario para lograr la actualización plenamente realizable del marco de planificación.

Por todo ello, el Gobierno ha considerado conveniente proceder a la redacción final del PECAN, con el objetivo de ampliar el horizonte de planificación hasta el año 2015 y de incorporar los últimos elementos como son el aumento imparable del precio del petróleo, la nueva situación geopolítica de los mercados energéticos, los avances tecnológicos registrados o la propia entrada en vigor del Protocolo de Kioto, junto a acontecimientos en el marco estatal como son la regulación reglamentaria de los sectores eléctricos insulares, los cambios empresariales en el sector energético o la propia y creciente sensibilidad de la opinión pública sobre el compromiso colectivo con el medio ambiente.

1.2. Cambios en el sector energético

Desde el año 2003, los cambios en el sector energético han sido relativamente menores siendo, en el plano legislativo, la novedad más significativa la publicación del Real Decreto 1747/2003 que regula el sector eléctrico de los sistemas extrapeninsulares como desarrollo normativo, con cinco años de retraso, de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

Por su parte, en el plano de la Unión Europea, las novedades legislativas de relevancia han sido la actualización de las directivas de mercado interior de la electricidad y el gas natural y las directivas relativas a etiquetado energético y a

eficiencia energética de los edificios y la inclusión de las redes de suministro de gas a Canarias como uno de los proyectos prioritarios de la Redes Transeuropeas de Energía (RTE). Es de destacar, además que en los últimos meses se ha publicado un Libro Verde sobre uso racional de la energía (URE), ya que esta área va a ser sin duda un foco de atención prioritaria para la UE y para los estados miembros en los próximos años.

Frente a estas relativamente escasas novedades en el plano legislativo, han sucedido diversos eventos importantes en el plano empresarial. Por ejemplo ha sido de notable importancia para Canarias la entrada de la empresa Red Eléctrica de España (REE) como gestora de la red de alta tensión eléctrica en Canarias, aunque todavía pendiente de su implantación efectiva. Ello ha tenido una importante significación estratégica al permitir una mayor transparencia, por el ejercicio real de la separación de actividades en este sector, y especialmente para favorecer una evolución ordenada del mercado de generación con la eventual entrada de nuevos generadores en el sistema como alternativa a la posición mayoritaria y dominante de la empresa Endesa-Unelco.

Asimismo ha sido relevante para Canarias la absorción de los activos de la compañía Shell en España por la compañía, de capital e intereses netamente canarios, Distribuidora Industrial S.A. (DISA). Esta operación está todavía en estudio por las autoridades de competencia de la Administración Central, ya que podría dar lugar a una excesiva concentración en determinadas islas que forzaría a determinadas condiciones de desinversión para poder ser aprobada. Esta toma de participación podría ser muy significativa para el conjunto de Canarias ya que podría alterar la histórica y sólida relación existente entre CEPSA con su refinería de petróleo en Santa Cruz de Tenerife y DISA como operador mayorista más importante de nuestra Región.

Uno de los principales objetivos de cualquier ejercicio de planificación energética consiste en la definición de las infraestructuras necesarias para garantizar la cobertura de la demanda de energía prevista para todo el horizonte de planificación.

Este listado de infraestructuras es particularmente relevante en el sector eléctrico, como consecuencia de la inmediatez de la demanda de electricidad, que debe ser atendida en el mismo instante en que se origina. Si a este nivel de relevancia se añade un ritmo de crecimiento tan notable como el que se registra en Canarias, es fácil entender la necesidad de actualizar periódicamente el listado de infraestructuras necesarias, especialmente cuando, como es el caso, el grado de ejecución de las obras planificadas no es excesivamente alto.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que el régimen competencial vigente en el sector energético otorga competencias tanto a la administración central como a la autonómica. A este hecho hay que añadir que la inclusión de una determinada infraestructura en un documento de planificación oficial tiene implicaciones jurídicas y

económicas concretas, por lo que si dos planificaciones oficiales distintas contienen diferentes listados de infraestructuras, se crea una situación de indefinición que podría tener consecuencias negativas.

Por este motivo es muy recomendable que ambos documentos de planificación contengan listados idénticos en la medida de lo posible o, al menos, que sean idénticos para los primeros años del horizonte de planificación. El problema para que se produzca esa coincidencia en los listados de infraestructuras no es de fondo, puesto que la planificación que publica el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio está consensuada con el Gobierno de Canarias. La dificultad para dicha coincidencia radica en que ambos listados se elaboran en momentos diferentes y los listados se adaptan a la situación real que se vive en el momento concreto de su redacción.

Se plantea, por tanto, la necesidad de actualizar el listado de infraestructuras eléctricas en este PECAN y de unificarlo con el que se tramita a nivel de Estado, que ya ha sido consensuado entre las dos administraciones. Este listado, obviamente debe satisfacer la demanda de electricidad que se prevea en el PECAN, con todas las garantías necesarias ya que, de otra forma, sería preciso actualizarlo para que se adecuara a los requerimientos derivados de la nueva previsión de demanda.

En los años de redacción del PECAN-89, la filosofía imperante era más intervencionista que en la actualidad. El Gobierno de Canarias tenía entonces competencias en el establecimiento de los precios de los combustibles, en la gestión de la cuenta de compensación existente en aquellos años y en la ordenación del sector de combustibles, todo ello derivado de la peculiar situación de Canarias frente al monopolio de CAMPSA existente entonces en la Península y Baleares.

El nivel competencial que tanto el Gobierno central como el de Canarias tenían hasta entrada la década de los noventa disminuyó como consecuencia del proceso liberalizador a lo que se unió a una cierta falta de medios para reivindicar mayores cuotas de responsabilidad en la ordenación y gestión del sector

Sin embargo, la aprobación en 1997 de la Ley del Sector Eléctrico Canario supuso un cambio en esta tendencia y llevó a la interposición mutua de conflictos de competencias entre el Estado y la Comunidad Autónoma. En la fecha de redacción de este documento, estos conflictos están aún pendientes de ser resueltos por el Tribunal Constitucional, cuyas sentencias necesariamente habrán de clarificar el ámbito competencial de las dos administraciones en materia energética. Las nuevas competencias de planificación y de colaboración en la gestión de los subsectores energéticos, atribuidas por dicha ley al Gobierno de Canarias, pueden devolver a la Comunidad Autónoma, si se desarrollan adecuadamente, a un nivel competencial equivalente al que disfrutaba anteriormente. Por citar otro ejemplo, es significativo que Canarias no tenga representantes ni en la Comisión Nacional de la Energía (CNE), ni en la compañía de reservas estratégicas CORES, a pesar de las peculiaridades significativas que concurren en nuestro sector energético.

Por ello, se ha reforzado en los últimos años el ejercicio de las competencias en el plano autonómico, especialmente con una actividad de supervisión más estricta de la actividad de suministro eléctrico y de la comercialización de los productos petrolíferos. Asimismo, en un plano técnico se ha reforzado la colaboración con las autoridades en materia de energía del Ministerio de Industria. Ello ha permitido alcanzar una cierta mejoría en nuestra capacidad de supervisión e influencia que, no obstante, debe consolidarse en el plano político de nivel superior mediante un reconocimiento formal de las competencias singulares en materia de energía que corresponden al Gobierno de Canarias.

La liberalización de los sectores energéticos supuso un cambio legislativo muy importante, que no se ha traducido en Canarias (como sí ha ocurrido, al menos parcialmente, en el resto de España) en un aumento de la competencia entre empresas en el sector eléctrico e incluso, en razón de las condiciones de lejanía y dimensión insular, en el sector de productos petrolíferos.

Como consecuencia del retraso en la aprobación de las preceptivas normas de adaptación de las leyes estatales a la realidad extrapeninsular, el proceso liberalizador en curso en todo el Estado no ha tenido en cuenta suficientemente las peculiaridades de Canarias, en cuanto región insular, entre ellas, las que se derivan de la escasa dimensión de sus mercados, que dificulta la introducción de un adecuado nivel de competencia en sectores en los que se dan situaciones de monopolio de hecho, donde las inversiones suelen ser cuantiosas y donde, por tanto, la economía de escala juega un papel importante.

Ello lleva a posiciones de dominio del mercado por parte de las empresas, con un control muy limitado por parte de las Administraciones Públicas. En el caso de regiones insulares, por sus características y por su dimensión, ese control público se hace todavía más necesario.

Descendiendo al área de las tecnologías de generación, estas también han evolucionado considerablemente en algunos casos y así, mientras la utilización de centrales de ciclo combinado era una novedad hace pocos años, hoy es la tecnología que presenta mejores perspectivas (y de la que Canarias, a pesar de haber sido pionera en su apuesta por ella, todavía no se ha beneficiado de manera tan significativa en cuanto a costes, por la ausencia del gas natural como combustible de base para las centrales eléctricas). Paralelamente, los cada vez más estrictos condicionantes medioambientales de todo tipo, obligan a realizar inversiones de adaptación de muchas de las instalaciones actualmente existentes y encarecen significativamente las nuevas instalaciones de generación, transformación, transporte o almacenamiento, para adecuarlas a los nuevos requerimientos, lo que a su vez genera unas barreras de entrada para nuevos operadores en el sistema.

En esta línea es necesario mencionar la moratoria concedida a las instalaciones eléctricas en Canarias en relación con la aplicación de la directiva sobre

comercio de derechos de emisión en tanto que no se disponga de gas natural para alimentar sus instalaciones. Aunque esta moratoria no tiene plazo prefijado, es de suponer deberá ser objeto de renovación al expirar, en el año 2007, el actual marco de concesión de permisos de emisión.

En el lado de la demanda las novedades más significativas están ocurriendo en el sector del automóvil, donde de un lado está aumentando espectacularmente la eficiencia de los nuevos vehículos (tanto en consumo de combustible como en reducción de emisiones contaminantes), y al mismo tiempo se está produciendo un desplazamiento del parque de turismos hacia los vehículos diesel y apareciendo, todavía a título experimental, nuevas tecnologías de propulsión como son los coches totalmente eléctricos, los vehículos híbridos con carburantes y electricidad o las primeras pruebas de vehículos equipados con hidrógeno. Todo ello va a tener relevancia en la parte final del horizonte de planificación de este nuevo PECAN y por ello será analizado en profundidad en el capítulo de este documento dedicado a las tecnologías energéticas.

Por su parte, el desarrollo de las tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables, en especial la tecnología eólica, ha sido espectacular tanto en potencial técnico como a través de una reducción importante de costes que la acercan al umbral de competitividad con las fuentes de generación convencionales. Otros subsectores, como son el de la energía solar fotovoltaica y el de la utilización de hidrógeno, tanto para transporte como para producción descentralizada de energía, también han experimentado avances importantes de carácter técnico y económico lo que las lleva a que puedan tener una considerable relevancia en un futuro no muy lejano. Otra tecnología que podría mencionarse es la de frío basado en el ciclo de absorción, y accionado con energía solar térmica. Estos sistemas podrían ayudar a reducir la fuerte demanda eléctrica de los meses de verano, debido a la utilización creciente de aire acondicionado.

Canarias, a través de sus centros de investigación energética y de sus Universidades, está participando en diversos proyectos europeos relacionados con estas tecnologías del futuro.

1.3. Legislación en materia de energía

1.3.1. Electricidad

Entre la normativa comunitaria en materia de energía eléctrica, destacan la Directiva 90/547/CEE del Consejo, de 29 de octubre de 1990, relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes, y la Directiva 90/377/CEE del Consejo, de 29 de junio de 1990, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y electricidad,

que suponen un primer paso hacia la realización del mercado interior de la electricidad.

Posteriormente, la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996 estableció las primeras normas comunes para el mercado interior de la electricidad y ha sido un instrumento básico para impulsar la liberalización del sector eléctrico en toda Europa.

Por lo que se refiere a las singularidades del sector eléctrico canario, la Directiva 96/92/CE permitía la posibilidad de recurrir a determinadas excepciones cuando se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de las pequeñas redes aisladas. Dichas excepciones serán concedidas por la Comisión, cuya decisión deberá ser publicada en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas.

La publicación de 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 ha derogado la Directiva 96/92/CE, sin perjuicio de las obligaciones de los Estados miembros respecto de los plazos de incorporación de dicha Directiva a su Derecho interno y para la aplicación de la misma.

Por su importancia para el tránsito de electricidad a nivel continental, conviene mencionar también el Reglamento CE nº 1228/2003, del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Por último, conviene mencionar la Decisión nº 1229/2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, por la que se establece un conjunto de orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por la que se deroga la Decisión nº 1254/96/CE.

Por lo que se refiere a la legislación estatal española, la Ley 40/1994 de 30 de diciembre, lleva a cabo la primera ordenación general y básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. La Ley 40/1994 fue derogada por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que realizó además una transposición de la directiva comunitaria precitada al ordenamiento interno español.

La exposición de motivos de la Ley 54/1997 pone de manifiesto que esta norma tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico con el triple objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro, y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente.

Dicha Ley abandona la noción tradicional de servicio público respecto al suministro eléctrico sustituyéndolo por el concepto de servicio esencial y apuesta por la liberalización del sector eléctrico. En este sentido, en la generación y comercialización de energía eléctrica se reconoce el derecho a la libre instalación y se

organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. Por otro lado, el transporte y la distribución también se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes.

La Ley 54/1997 configura, en definitiva, un sistema eléctrico que funcionará bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

Especial trascendencia adquiere para Canarias lo dispuesto en el artículo 12 de la citada Ley. Este precepto legal dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los territorios insulares y extrapeninsulares serán objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, previo informe de las comunidades autónomas afectadas.

En cumplimiento de lo dispuesto en dicho artículo se aprobó el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Esta norma, cuyo desarrollo reglamentario viene dado por las órdenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, publicadas el 31 de marzo de 2006, define las reglas básicas de funcionamiento económico y técnico de los sistemas eléctricos insulares y establece la implantación del Operador del Sistema y del Operador del Mercado en los territorios extrapeninsulares.

La Ley 54/1997 ha tenido un extenso desarrollo reglamentario en el que destaca la aprobación de las siguientes normas:

- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- 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.
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.
- Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de

referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

- Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.
- Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- Adicionalmente a ellos debe citarse el Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007.

Por lo que se refiere al proceso de liberalización del sector eléctrico que viene impulsando el Gobierno de la Nación, es preciso citar las siguientes disposiciones legales:

- El Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril sobre Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia. Esta disposición legal realiza una reducción de tarifas eléctricas de consumidores domésticos y de precios de producción de régimen especial. Asimismo, señala que tendrán la consideración de consumidores cualificados de energía eléctrica a partir del 1 de julio del año 2000, todos los consumidores cuyos suministros se realicen de tensiones nominales superiores a 1.000 voltios.
- El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, sobre Medidas Urgentes de Intensificación de la competencia en Mercado de Bienes y Servicios. Esta disposición legal establece una limitación a los productores de energía eléctrica, cuya potencia instalada exceda del 40 por 100 del total, al no poderse incrementar la misma durante un plazo de cinco años.
- Esta disposición ha sido modificada recientemente por el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública (BOE de 14 de marzo).

En lo relativo a las energías renovables hay que citar la Ley 1/2001 sobre construcción de edificios para la utilización de energía solar y el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de

producción de energía eléctrica en régimen especial, con especial incidencia sobre la energía fotovoltaica.

Es relevante citar para los intereses de Canarias la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias que, de acuerdo con el mandato de solidaridad con especial atención al hecho insular del artículo 138.1 de la Constitución, exige disposiciones que habiliten un sistema de compensación para garantizar, en el ámbito autonómico, una moderación de los precios de la energía, manteniendo su equivalencia a los del resto del territorio del Estado español.

Por su parte, la Comunidad Autónoma de Canarias ha aprobado en materia de energía eléctrica los siguientes instrumentos normativos:

- El Decreto 103/1995, de 26 de abril, por el que se aprueban normas en materia de imputación de costes de extensión de redes eléctricas.
- La Orden de 30 de enero de 1996, sobre mantenimiento y revisiones periódicas de instalaciones eléctricas de alto riesgo. Esta Orden pretende que las instalaciones de alto riesgo, es decir, las de los locales de espectáculos, de reunión, establecimientos sanitarios, los de riesgo de incendio o explosión, los de características especiales, así como los de alumbrado público, se encuentren en adecuado estado de seguridad y funcionamiento.
- El Decreto 26/1996, de 9 de febrero, sobre simplificación de los procedimientos de autorizaciones de instalaciones eléctricas.
- La Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario. Dicha Ley busca un mercado competitivo en el sector eléctrico, y su regulación se encamina a la racionalización de la generación, transporte y distribución de la electricidad, así como al reforzamiento de la seguridad y calidad del abastecimiento en las peculiares circunstancias que se derivan del hecho insular y que determinan que cada isla constituya un sistema independiente.
- El Decreto 205/2000, de 30 de octubre, por el que se establece que los consumidores de energía eléctrica, que tendrán la consideración de consumidores cualificados.
- La Disposición Adicional Primera de la Ley 4/2001, de 6 de julio, de medidas tributarias, financieras, de organización y relativas al personal de la Administración Pública de la Comunidad Autónoma de Canarias modifica el apartado 1 del artículo 8 de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario en el sentido de que la declaración de utilidad pública implicará la urgente ocupación a los efectos del artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa.
- El artículo 16 de la Ley 2/2002, de 27 de marzo, de establecimiento de normas tributarias y de medidas en materia de organización administrativa, de gestión,

relativas al personal de la Comunidad Autónoma de Canarias y de carácter sancionador, establece las funciones del gestor de la red de transmisión, figura que había sido creada por la Ley 11/1997.

- La Ley 19/2003, por la que se aprueban las Directrices de Ordenación General y las Directrices de Ordenación del Turismo de Canarias, que crea las bases para la publicación de directrices sectoriales para la energía.

1.3.2. Petróleo

La legislación comunitaria en materia de productos petrolíferos no es particularmente extensa, aunque se pueden citar la Directiva 68/414/CEE, de 20 de diciembre de 1968, por la que se obliga a los Estados Miembros de la CEE a mantener un nivel mínimo de reserva de petróleo crudo y/o productos petrolíferos y la Directiva 94/22/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 1994, sobre las condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos.

Además, coincidiendo con las crisis energéticas de la década de 1970, se aprobaron la Directiva 73/238/CEE del Consejo, de 24 de julio de 1973, relativa a las medidas destinadas a atenuar los efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos, y la Decisión 77/706/CEE del Consejo, de 7 de noviembre de 1977, por la que se establece un objetivo comunitario de reducción del consumo de energía primaria en caso de dificultades en el abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos. Todo ello se hizo de manera coordinada con otros países en el seno de la Agencia Internacional de la energía (AIE).

También se han dictado normas comunitarias en materia de especificaciones técnicas, destacando en este aspecto la Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo de 2003, que 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.

Por lo que respecta a la legislación estatal española, podemos remontarnos a la Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de Ordenación del sector petrolero, que procuró la liberalización de las actividades de dicho sector como consecuencia de la extinción del Monopolio de Petróleos. En este sentido, el artículo 1 de la citada Ley dispone que el Monopolio de Petróleos, cuya titularidad corresponde al Estado, queda extinguido.

En ese mismo año, pero en materia de butano y propano, el Estado aprobó el Real Decreto 1085/1992, por el que se aprueba el Reglamento de la actividad de distribución de gases licuados del petróleo. El artículo 22 del citado reglamento obliga

a los titulares del contrato de suministro y, en defecto de éste, a los usuarios, mantener en perfecto estado de conservación las instalaciones receptoras de gases licuados del petróleo, usándolas adecuadamente y revisándolas periódicamente cada cinco años, utilizando para dicho fin los servicios de una empresa legalmente habilitada para ello.

En materia de explotación de hidrocarburos, a pesar de estar derogada la Ley 21/1974 de 21 de Junio, sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos, permanece vigente (en cuanto no se oponga a la legislación en vigor) el Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de dicha Ley. En esta misma materia, la ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto de Sociedades, la ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social y la ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, incluyen prescripciones que afectan a las actividades de investigación y explotación de hidrocarburos.

En el año 1998 el Estado promulgó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, la cual tiene por objeto renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos. Esta Ley deroga, entre otras, la comentada Ley 34/1992 y la Ley 21/1974 sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos.

Entre la normativa de desarrollo de la Ley 34/1998, destaca por su importancia en materia de derivados del petróleo, 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 creación de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

En cuanto a las medidas de liberalización adoptadas por el Estado en materia de hidrocarburos, cabe citar las siguientes disposiciones legales:

- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, sobre Medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia. Esta disposición legal modifica la disposición transitoria decimoquinta de la Ley 34/1998, en el sentido de reducir el periodo de exclusividad a diez años para las estaciones de servicio.
- Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, sobre medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector. En materia de derivados del petróleo, dicha disposición pretendía que hubiera mayor número de agentes en el mercado de gases licuados del petróleo, así como la introducción de medidas de información al consumidor que le facilite una mejor elección en su demanda de carburantes. Además, se posibilitaba la aparición de un número mayor de suministradores de productos petrolíferos, lo que incide en una mayor competencia y transparencia en el mercado.

Finalmente, se pretendió con estas medidas incidir sobre los precios de carburantes y combustibles.

- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, sobre medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercado de bienes y servicios.
- Real Decreto-Ley 248/2001, de 9 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 7 del anterior Real Decreto-Ley, referente a los carteles informativos en autopistas de peaje y en las estaciones de servicios.
- Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, que modifica el Real Decreto-Ley 15/1999 en cuanto a carteles informativos se refiere.

Por lo que se refiere a la calidad de los combustibles, cabe citar las siguientes disposiciones reglamentarias:

- Real Decreto 1728/1999, de 12 de noviembre, por el que se regulan las especificaciones de los gasóleos de automoción y de la gasolina. Esta disposición reglamentaria transponía la Directiva 98/70/CEE relativa a la calidad de la gasolina al ordenamiento español, la cual fija una disminución del contenido de azufre en la gasolina sin plomo, a partir del 1 de enero de 2000, y a partir del 1 de enero de 2005 (esta disposición ha quedado superada parcialmente por otra directiva comunitaria).
- Real Decreto 403/2000, de 24 de marzo. Esta disposición reglamentaria prohíbe la comercialización de las gasolinas con plomo a partir del 1 de enero de 2002.
- Real Decreto 287/2001, de 16 de marzo. Esta disposición reduce el contenido de azufre en determinados combustibles líquidos, y prohíbe a partir del 1 de enero de 2003 la comercialización del fuelóleo pesado que supere el 1% en masa.
- Real Decreto 785/2001, de 6 de julio. Esta disposición establecía la prohibición de comercialización de las gasolinas con plomo a partir del 1 de agosto de 2001 (de acuerdo con lo previsto en la Directiva 2003/17/CE).
- 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.

En cuanto a la normativa de la Comunidad Autónoma de Canarias, conviene destacar las siguientes disposiciones reglamentarias:

- El Decreto 36/1991, de 14 de marzo, por el que se aprobó el Estatuto regulador de las actividades de operador mayorista de productos petrolíferos

en Canarias, modificado por el Decreto 54/1992, de 14 de marzo. Ambas disposiciones han sido anuladas en sede judicial.

- El Decreto 322/1993, de 23 de diciembre, por el que se aprueba el Estatuto regulador de las actividades de las empresas distribuidoras en Canarias de gases licuados del petróleo en envases domésticos.
- La Orden de 16 de diciembre de 1994, por el que se desarrolla el Decreto 322/1993, de 23 de diciembre.
- La Orden de 14 de noviembre de 1996, por la que se aprueban las normas reguladoras de las actividades de distribución al por menor en instalaciones de venta al público y de las instalaciones para consumo propio.

Por último, conviene mencionar la Orden del Ministerio de Economía de 6 de octubre de 2000, que establece la vigente fórmula de determinación de los precios máximos de venta al público antes de impuestos de los GLP envasados. En ella se fijan los costes de comercialización, que recogen todos los costes necesarios para poner el producto a disposición del consumidor, incluyendo los correspondientes al reparto domiciliario.

Asimismo, la citada Orden de 6 de octubre de 2000 faculta a la Comunidad Autónoma de Canarias para establecer variaciones, en más o menos, sobre los costes de comercialización hasta un límite máximo en función de factores específicos locales que justifiquen diferencias en los costes de reparto entre dichas zonas.

1.3.3. Gas Natural

En materia de gas natural se han dictado, en el ámbito comunitario, disposiciones de gran calado, entre las que conviene significar la Directiva 91/296/CEE del Consejo, de 31 de mayo de 1991, sobre el tránsito de gas natural a través de las grandes redes y la Directiva 90/377/CEE del Consejo, de 29 de junio de 1990, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad, que constituyen una primera fase de la realización del mercado interior del gas natural.

Especialmente relevante es la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998, puesto que estableció las normas comunes para el mercado interior del gas natural, que consagra la liberalización del sector gasista en el conjunto de la Unión Europea. Esta directiva ha sido derogada por la Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural, salvo lo que se refiere a las obligaciones de los Estados miembros respecto de los plazos para la incorporación de dicha Directiva a su ordenamiento interno y para la aplicación de la misma.

Cabe destacar también la Directiva 2004/67/CE del Consejo, de 26 de abril de 2004, relativa a medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural. Esta directiva pretende establecer un marco común de acuerdo con el cual, los Estados miembros deben establecer políticas de seguridad en el suministro de gas, que sean transparentes, no discriminatorias y compatibles con las exigencias de competitividad del mercado interior de gas natural.

En cuanto a las medidas de liberalización adoptadas por el Estado en materia de gas natural, en el año 1998 el Estado promulgó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, de Hidrocarburos, que traspone a la legislación española la Directiva 98/30/CE e inicia el proceso de liberalización del sector gasista en España.

Complementariamente, cabe citar las siguientes disposiciones legales:

- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, sobre Medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia. Esta disposición legal modifica los puntos 1 y 2 de la disposición transitoria quinta de la Ley del Sector de Hidrocarburos, y establece que a partir del 1 de enero del año 2003 todos los consumidores, independientemente de su nivel de consumo, tendrán la consideración de cualificados.
- Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, sobre medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector. Dicha disposición pretende que haya mayor número de agentes en el mercado de gas natural.
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, sobre medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercado de bienes y servicios.
- Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, en cuyo Título II se establecen prescripciones que afectan al sector gasista.

En desarrollo de la Ley de Hidrocarburos, se aprobó el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural. Dicho Real Decreto pretende conjugar tres objetivos de la política energética que se concretan en garantizar un desarrollo suficiente de las infraestructuras, mediante un sistema de retribuciones que permita una adecuada rentabilidad de las inversiones. En segundo lugar diseñar un sistema de tarifas, peajes y cánones basados en costes con el fin de imputar a cada consumidor los costes en que incurra el sistema relativos a su consumo y, por último, regular el acceso de terceros a la red de forma que la aplicación de este principio se haga de forma objetiva, transparente y no discriminatoria.

De igual forma conviene citar el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural

Estas dos últimas disposiciones han sido modificadas por el Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, con el que se pretende que las empresas distribuidoras de gas natural mejoren la calidad y la facilidad de acceso a la información disponible por parte de los usuarios conectados a sus redes con el fin de facilitar a los usuarios finales el cambio de empresa suministradora, mejorar el contenido de la información de las facturas a los usuario y conseguir una mayor transparencia en los precios y condiciones de los servicios complementarios que las empresas distribuidoras prestan a las empresas comercializadoras.

En este apartado es preciso citar también el ya mencionado Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

1.3.4. Energías renovables y uso racional de la energía

Dentro del ámbito comunitario en materia de energías renovables, cabe citar, en primer lugar, la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables en el mercado interior de la electricidad. Por su relevancia es importante subrayar los siguientes principios recogidos en el preámbulo de la Directiva precitada:

- Las posibilidades de explotación de las fuentes de energía renovables están infrautilizadas actualmente en la Comunidad. La Comunidad reconoce que es necesario promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye a un desarrollo medioambientalmente sostenible. Además, esta medida puede ser fuente de empleo local, tener repercusiones positivas en la cohesión social, contribuir a la seguridad del aprovisionamiento y hacer posible que se cumplan los objetivos de Kioto con más rapidez.
- Para aumentar a medio plazo la penetración en el mercado de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, es necesario exigir a todos los Estados miembros que fijen objetivos indicativos nacionales de consumo de electricidad generada a partir de dichas fuentes.
- En el 2010 se establece un objetivo indicativo global del 12% del consumo interior bruto de energía, de acuerdo con el Libro Blanco sobre fuentes de energía renovables.

- La necesidad de ayudas públicas a favor de las fuentes de energía renovables está reconocida en las directrices comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medio ambiente, que tienen en cuenta además de otras opciones, la necesidad de internalizar los costes externos de la generación de electricidad. Ahora bien, a estas ayudas públicas se le seguirán aplicando las disposiciones del Tratado y, en particular, sus artículos 87 y 88.
- Es necesario instaurar un marco legislativo para el mercado de las fuentes de energía renovables.
- Los Estados miembros aplican diferentes mecanismos de apoyo a las fuentes de energía renovables a escala nacional, como los certificados verdes, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos y los sistemas de apoyos directos a los precios.
- El aumento de la penetración en el mercado de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables permitirá alcanzar economías de escala, lo que reducirá los costes al poder utilizar elementos de mayor potencia, abaratar los costes de mantenimiento y conseguir mejores condiciones en la fase de contratación de equipos.
- Los costes de conexión de nuevos productores de electricidad procedente de fuentes de energía renovables deben ser objetivos, transparentes y no discriminatorios, y deben reflejar adecuadamente los beneficios que los productores integrados aporten a la red de suministro.

Es preciso también mencionar 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, que establece que los Estados miembros deberán velar para que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes, y contempla para ello, entre otros aspectos, una serie de medidas relativas al porcentaje de mezcla de los gasóleos y de las gasolinas con los mismos.

Por otra parte, y en materia de eficiencia energética, cabe destacar la Directiva 93/76/CEE del Consejo, de 13 de septiembre de 1993, que establece la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética (SAVE). En este sentido, conviene recordar que el Consejo, mediante la Decisión 91/565/CEE, aprobó el programa SAVE, cuyo objetivo es promover un uso más racional de la energía de la Comunidad.

Finalmente, es oportuno mencionar la Decisión nº 1230/2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, por la que se adopta un programa plurianual de acciones en el ámbito de la energía: "Energía inteligente para Europa" (2003-2006).

En esta materia, cabe citar también la Directiva 96/57/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 3 septiembre de 1996 relativa a los requisitos de rendimiento energético de los frigoríficos, congeladores y aparatos combinados eléctricos de uso doméstico, así como la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Para el apartado específico de la cogeneración, la Unión Europea ha dictado la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

Por otra parte, la primera regulación legal que hace el Estado en materia de energías renovables y uso racional de la energía se realiza a través de la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, de la Conservación de la Energía. Este texto legal tenía, entre otras finalidades, la de potenciar la adopción de fuentes de energías renovables, reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustibles.

Posteriormente, la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, sobre Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional deroga la Ley de la Conservación de la Energía, así como las disposiciones reglamentarias que la desarrollaban.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, actualmente en vigor, deroga la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, sobre Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, salvo la Disposición Adicional Octava.

La exposición de motivos de la Ley 54/1997 pone de manifiesto que dicha Ley pretende compatibilizar una política energética basada en la progresiva liberalización del mercado con la consecución de otros objetivos que también le son propios, como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo, y la protección del medio ambiente, y continúa diciendo que el régimen especial de generación eléctrica, los programas de gestión de la demanda, y sobre todo, el fomento de las energías renovables mejorarán su encaje en nuestro ordenamiento.

El régimen especial de producción energética está regulado por el artículo 27 y siguientes de la Ley del Sector Eléctrico y se ha concretado mediante las siguientes disposiciones:

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas

obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

- Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización de régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Por otra parte, la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de Regulación del Sector Eléctrico Canario hace mención en su artículo 2, apartado 11 al régimen especial de generación eléctrica. En este sentido, se entienden incluidos en este régimen especial:

- Los autogeneradores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, y en particular las centrales que utilicen calores residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad primaria no sea la producción de energía eléctrica.
- Las instalaciones que conjuntamente con la generación eléctrica se dediquen a la obtención de agua desalada.
- Las instalaciones cuya finalidad principal sea la desalación, aunque en su proceso generen energía eléctrica excedentaria.
- Las instalaciones que utilizan como energía primaria para la generación recursos renovables, residuos sólidos urbanos, residuos industriales, biomasa u otros similares, ya sea con exclusividad o conjuntamente con combustibles convencionales.

En materia de energía eólica es importante destacar 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. En él se establecen directrices y requisitos que permiten conjugar los objetivos de fomento de la energía eólica con los de consecución de condiciones óptimas en los sistemas eléctricos insulares en cuanto a calidad y eficiencia energética.

Asimismo, en materia de energía solar, hay que mencionar la Ley Territorial 1/2001, de 21 de mayo, sobre construcción de edificios aptos para la utilización de energía solar, con efectos administrativos a partir del día 1 de enero del año 2002.

1.4. Marco competencial

El título VIII de la Constitución Española define la organización territorial del Estado, y establece el sistema de distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas. En materia energética, el artículo 149.1 de la Constitución española atribuye al Estado competencia exclusiva en relación con las bases del régimen minero y energético (materia 25ª).

El artículo 148 de la Constitución establece las competencias que pueden asumir las Comunidades Autónomas, si bien no hay referencia dentro de los veintidós títulos competenciales relacionados en dicho precepto constitucional de ninguna materia relacionada con la política energética.

No obstante, el artículo 149.3 de nuestra Carta Magna dispone que las materias no atribuidas expresamente al Estado por esta Constitución podrán corresponder a las Comunidades Autónomas, en virtud de sus respectivos Estatutos.

El marco competencial de la Comunidad Autónoma de Canarias está definido en el Estatuto de Autonomía de Canarias aprobado mediante Ley Orgánica 10/1982, de 10 de agosto.

En materia energética, el artículo 32 del Estatuto de Autonomía de Canarias dispone que corresponde a la Comunidad Autónoma de Canarias el desarrollo legislativo y la ejecución en el Régimen energético y minero ajustado a sus singulares condiciones, en especial, la seguridad en la minería del agua.

En materia de planificación, el artículo 36 del Estatuto de Autonomía establece que el Gobierno de Canarias elaborará, en el ámbito de sus competencias, los proyectos de planificación, de acuerdo con las previsiones de la propia Comunidad Autónoma, y de las Administraciones Insulares y Territoriales, y el asesoramiento y colaboración de los sindicatos y otras organizaciones profesionales, empresariales y económicas de Canarias.

No obstante, la competencia de planificación eléctrica ha suscitado diversas discrepancias entre el Estado y la Comunidad Autónoma de Canarias. Dicho conflicto ha generado sendos recursos de inconstitucionalidad planteados por el Parlamento de Canarias y por el Gobierno de Canarias contra la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico. Por su parte, el Gobierno de la Nación cuestiona que nuestra Comunidad Autónoma tenga competencias en materia de planificación eléctrica a largo plazo, y a este respecto, promovió recurso de inconstitucionalidad contra la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del sector eléctrico canario.

Finalmente, la Ley Orgánica 4/1996, de 30 de diciembre reforma el Estatuto de Autonomía de Canarias, y atribuye a nuestra Comunidad Autónoma competencia exclusiva en materia de instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, de acuerdo con las bases del régimen minero y energético.

Estas controversias, sin embargo, no han impedido la aprobación, con acuerdo previo entre la Administración Central y la Comunidad Autónoma de Canarias, del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Esta norma establece textualmente que: “La planificación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en adelante SEIE, se llevará a cabo de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 y la disposición adicional decimoquinta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y se realizará de acuerdo con las comunidades autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla, de forma coordinada con la planificación general que corresponde al Estado.”

De acuerdo con lo establecido en esta disposición, parece clara la corresponsabilidad de ambas administraciones en la definición de las infraestructuras precisas para permitir un desarrollo armónico del sistema eléctrico canario, y bajo esta premisa se ha elaborado el presente documento, que se apoya en la planificación estatal, previamente consensuada entre el Estado y la Comunidad Autónoma, para establecer las infraestructuras necesarias.

1.5. Energía y medio ambiente

1.5.1. La dimensión medioambiental de un plan energético

Como se esbozó anteriormente, la política energética debe tener como objetivo fundamental garantizar un abastecimiento seguro y regular de energía al conjunto de los ciudadanos y a las diversas actividades productivas en las mejores condiciones económicas posibles.

Sin embargo, estos objetivos deben complementarse con otro principio, que será desarrollado posteriormente, cual es el de la integración de la dimensión medioambiental en todas las orientaciones y decisiones en materia energética.

Ello es así ya que la energía tiene una incidencia ambiental en todas sus fases: generación, transporte, distribución y consumo, siendo además esta afectación multipolar y manifestándose en aspectos como impactos atmosféricos, impactos sobre aguas y suelos, generación de residuos, emisiones sonoras o impacto sobre el territorio y, potencialmente, sobre la biodiversidad o la seguridad de personas o bienes.

Además de ello, en razón de esa tardanza de las decisiones en materia de infraestructuras energéticas, sus efectos no pueden ser, en muchos casos, fácilmente corregidos a corto plazo y el coste de corrección de los mismos puede ser muy elevado.

Por todo ello, los impactos ambientales del sector energético son cada vez mayores y más complejos, teniendo además plazos de impacto sensiblemente

diferenciados en el tiempo atendiendo a las diferentes energías y pueden resumirse en los siguientes apartados:

- **Impactos atmosféricos:** El consumo específico de las centrales térmicas canarias está en torno a 0,25 Kg. de fuel por kWh y asociado a la combustión de este combustible tenemos una producción de 0,93 Kg. de CO₂. Por ello el impacto atmosférico más conocido y difícil de reducir es el calentamiento global del planeta producido por los llamados Gases de Efecto de Invernadero (GEI) de los cuales el CO₂ y el metano son los más significativos. Además están las llamadas lluvias ácidas provocadas por las emisiones de SO₂ y NO_x y la incidencia sobre la salud causados por las partículas y los precursores del ozono troposférico (con importantes efectos en personas con problemas respiratorios) como los Compuestos Orgánicos Volátiles (COV) y otros contaminantes como metales pesados.
- **Impactos sobre las aguas:** Los más conocidos son los derrames por hidrocarburos, ya sea en el mar o en tierra con afectación, en este último caso, de los recursos freáticos. Asimismo habría que contar con la gran disponibilidad de agua que exigen los procesos de generación y transformación de energías fósiles.
- **Impactos sobre los suelos:** Además de la afectación derivada de las actividades de exploración o explotación terrestre (inexistentes en Canarias), un efecto complementario de la contaminación de acuíferos es la contaminación de suelos por derrames, que exige posteriormente costosas operaciones de recuperación y regeneración de los mismos.
- **Impactos en materia de residuos:** Determinadas energías, en especial el carbón, la energía nuclear y en menor medida el petróleo, (aunque el carbón y la energía nuclear no son de aplicación en Canarias), generan unas cantidades considerables de residuos tras su utilización final. Parte de estos residuos son reutilizables tras su reciclado, como es el caso de los lubricantes, pero otras fracciones no son técnica ni económicamente aprovechables, por lo que es necesario verificar la llamada “disposición controlada” de los mismos. Pero también los sistemas energéticos, incluso las energías renovables, producen residuos en forma de equipos antiguos o determinados residuos de alta intensidad (por su contenido en metales pesados) como son las baterías o los componentes de silicio de las pilas fotovoltaicas o los SF₆ de los aislantes eléctricos de alta tensión.
- **Otros impactos se producen, por ejemplo, en materia de ruido, en impacto visual, emisión de ondas electromagnéticas o de afectación de la biodiversidad:** Muchos de estos impactos son, en general, menos conocidos y valorados que los anteriores pero están adquiriendo un protagonismo creciente y una sensibilidad más acusada por parte de la

sociedad y, singularmente, la directiva comunitaria “Habitat” ha adquirido una importancia relevante en conexión con determinadas infraestructuras energéticas. La trascendencia social de estos impactos viene también muy ligada al desarrollo de las energías renovables que, por su mayor dispersión, presentan con frecuencia afecciones sobre el territorio más visibles que las energías convencionales.

- **Impactos en materia de la seguridad de las personas o los bienes:** Los centros de producción y almacenamiento de energía o las propias infraestructuras de transporte, tanto móviles como fijas, tienen condicionantes muy especiales en materia de seguridad ya que se opera con grandes cantidades de productos inflamables, en condiciones de tensión eléctrica muy elevada o con equipos de gran tamaño que pueden propiciar determinados accidentes. Ello exige, de acuerdo con las conocidas como directivas “SEVESO”, planes de contingencia y de notificación a la población, que las compañías energéticas hace tiempo que tienen desarrollados y que deben ser contemplados, no obstante, dentro de este Plan Energético.

1.5.2. La sostenibilidad de la planificación energética

Todo plan energético debe formular un cierto número de objetivos que tendrán su concreción en una serie de medidas a acometer, para lo cual normalmente existirá un cierto número de opciones alternativas para alcanzar las mismas.

Estas alternativas deben responder, en términos de sostenibilidad, a lograr el arbitraje entre el interés general que persigue un plan energético más los beneficios colectivos que las actuaciones energéticas procuran y los impactos negativos sobre el medio de las mismas. Por ello, dado que las diversas alternativas tendrán normalmente una pluralidad de opciones técnicas, es posible exigir que dichas opciones técnicas y sus repercusiones económicas se diseñen de forma a respetar al máximo tres conceptos básicos. Concretamente:

- El **concepto de carga sostenible**, para que nuestra interacción sobre la naturaleza no sea superior a lo que ella pueda absorber y asimilar de forma natural en un plazo razonable de tiempo. Su cuantificación es lo que ha venido en llamarse la “huella ecológica”.
- El **concepto de la responsabilidad del contaminador, conocido como “quien contamina paga”**, que obliga a la internalización de los costes ambientales en las decisiones energéticas, estableciendo la obligatoriedad de fijar medidas correctoras resultantes de las declaraciones de impacto ambiental de nuevas infraestructuras o de adecuación de los permisos de emisión de las existentes. Para ello una posible fórmula es favorecer el uso de la fiscalidad en sus diversas formas (tanto cargas como impuestos y

subvenciones) y en la prelación de elección o utilización de determinadas fuentes y tecnologías energéticas por su menor impacto ambiental. Además, todo ello sin perjuicio de acudir a la vía administrativa o judicial en el caso de incumplimiento de la normativa medioambiental vigente.

- El **concepto de reversibilidad**, de tal manera que las decisiones en materia de infraestructuras o de uso de la energía puedan ser corregidas o simplemente anuladas, temporal o permanentemente, si la carga sobre el medio ambiente superara los umbrales críticos.

La garantía de esta sostenibilidad se desarrolla preferentemente a través de una numerosa y crecientemente exigente legislación en la materia, la mayor parte de ella iniciada al nivel de la Unión Europea, y que lógicamente interacciona con las decisiones en materia energética. Esta legislación puede tener el objetivo de protección del medio ambiente (por ejemplo, la directiva de prevención y control integrado de la contaminación), de protección de la salud o de la biodiversidad (directivas de calidad de aire o directiva Habitat) o de compatibilización de la dimensión medioambiental con el mercado único (directiva, que regula a nivel comunitario las especificaciones de los productos petrolíferos).

Esta normativa comunitaria, es generalmente de armonización de mínimos (pudiendo los estados miembros, o incluso las regiones, imponer normas más severas bajo justificación adecuada de las mismas en caso de afectación al mercado único), y la forma normal de reglamentación, la directiva comunitaria, exige su transposición a la legislación estatal mediante normas nacionales y ésta, a su vez, se ve complementada con la normativa específica que corresponde a la Comunidad Autónoma, a los Cabildos o a los Ayuntamientos en el marco de sus competencias específicas.

La situación del Archipiélago Canario y sus propias condiciones geográficas y climáticas establecen algunos elementos específicos que matizan estos impactos e incluso su condición de Región Ultraperiférica (RUP), recogida en el Tratado de la Unión, permite solicitar determinadas excepciones y derogaciones. Así, por ejemplo, la situación atlántica y el régimen de vientos facilitan los fenómenos de dispersión de la contaminación atmosférica en el territorio e incluso Canarias está excluida, por esta razón de la aplicación de algunas directivas comunitarias relativas a la contaminación transfronteriza por lluvias ácidas.

Sin embargo, en Canarias, en materia de contaminación de aguas los recursos hídricos son muy escasos lo que exige una minimización de los impactos potenciales sobre las capas freáticas. A todo ello debe añadirse los riesgos derivados de la eventual contaminación marina por vertidos, sobre la principal actividad económica cual es el turismo, no solo del petróleo que se utiliza en el Archipiélago sino de las grandes cantidades de tráfico internacional de petróleo en tránsito por las aguas próximas a Canarias.

En cuanto a los residuos, la filosofía de su gestión se centra en la triple estrategia de minimización, reciclado y, por último, la disposición controlada de aquellos componentes o elementos no susceptibles de reciclado. Asimismo, nuevas y muy exigentes directivas comunitarias en aspectos como reciclado de vehículos o de equipos electrónicos al final de su vida útil, van a tener importantes repercusiones indirectas sobre el sector energético. También, el enorme esfuerzo realizado a través del Plan de Residuos de Canarias (PIRCAN) está produciendo un aumento importante de la tasa de recogida controlada de residuos y del reciclado de determinados materiales pero también, paralelamente, de la cantidad de recursos orgánicos, lo que está dando lugar a importantes emisiones incrementales de metano. Ello abre, de otro lado, la puerta a la posibilidad de recuperación y aprovechamiento energético del metano en vertederos, generando así otra energía renovable y reduciendo simultáneamente las emisiones de GEI.

Como consecuencia de lo anterior, determinadas actividades energéticas descentralizadas que quieren potenciarse como son la instalación de paneles solares térmicos o la renovación de las instalaciones eólicas, deben conducir a establecer planes coordinados con la propia industria proveedora o instaladora para garantizar la recogida y el aprovechamiento de los equipos al fin de su vida útil. Similar reflexión cabe hacer con todo “Plan Renove” ya sea del parque automóvil o de equipos electrónicos e informáticos más eficientes energéticamente.

Otros impactos ambientales se ven agravados, en el caso de Canarias, por la especial sensibilidad de su territorio, con una elevadísima proporción del territorio sometido a algún tipo de protección ambiental (lo que limita el desarrollo de numerosas actividades en función de su impacto), la alta densidad poblacional y la gran concentración de la población en áreas concretas del territorio, lo que dificulta la localización de nuevos centros productores o transformadores de energías o, simplemente, la implantación de determinadas fuentes renovables, como son las instalaciones eólicas.

Por lo que respecta a la seguridad, la necesidad e importancia de los planes de contingencia actualmente en vigor, se ve intensificada por la citada concentración poblacional y el extremado impacto potencial negativo sobre la actividad turística de cualquier eventual accidente.

Una última y muy importante reflexión es la necesidad de coadyuvar a los compromisos adoptados por la Unión Europea y España, en relación con el Protocolo de Kioto.

En efecto, en el citado Protocolo se estableció que la Unión Europea en su conjunto redujera sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 8% en el período comprendido entre 1990 (año de referencia) y el 2010 (año objetivo). Posteriormente en el seno de la Unión, se estableció el llamado “Compromiso de reparto” por el que a España (y en cifras proporcionales a otros países como Irlanda,

Portugal o Grecia) se le permitió aumentar sus emisiones en un 15%, frente a otros países que debían reducir sus emisiones por encima de ese 8% fijado como objetivo común.

Este tratamiento, aparentemente favorable para España, partía del hecho incuestionable de unas emisiones per capita sensiblemente inferiores a la media comunitaria y al hecho de que la convergencia económica requería un crecimiento económico mayor que le permitiera acercarse a la media comunitaria. Naturalmente ello implicaría, a pesar de un esfuerzo comparativamente similar de reducción, unos aumentos superiores de las emisiones de CO₂ y de otros GEI. Este razonamiento puede ser aplicado, “mutatis mutandi”, al caso de Canarias en relación con la obligación general del Estado español, más aún si se tiene en cuenta el incremento poblacional que ha sido, en estos años, muy superior al del conjunto del Estado.

Sin embargo, ni es posible ignorar para Canarias las obligaciones que impone el Protocolo de Kioto, ni sería solidario no coadyuvar al esfuerzo común español y comunitario. Por tanto, contribuir al objetivo mundial de reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero para amortiguar el proceso de calentamiento global de la tierra, debe constituir otro elemento central de este Plan Energético de Canarias.

Más aún, el horizonte de este PECAN es el año 2015 y es evidente que la Unión Europea esta trabajando ya en unos objetivos Kioto post-2010, mucho más ambiciosos que los actuales y que por tanto también serán aplicables a Canarias. Por ello, este Plan Energético debe encarar ya ese previsible endurecimiento de los objetivos de reducción de GEI y proponer acciones ambiciosas en esa dirección.

1.5.3. Conciliar energía y medio ambiente

Sobre la base de estas reflexiones, el objetivo central de la política energética - garantizar el suministro regular de energía a precios lo más competitivos posibles-, exige, de acuerdo con la ineludible protección del medio ambiente, una serie de criterios complementarios ordenados de acuerdo con su prioridad medioambiental. Estos criterios son:

- Potenciar al máximo el uso racional de la energía (URE), bajo el principio de que la única energía que no contamina es aquella que no se consume.
- Potenciar la utilización de fuentes energéticas de tipo renovable que, en general, tienen un menor impacto ambiental.
- Dar una mayor prioridad a aquellas energías fósiles, como es el caso del gas natural con una menor emisión de CO₂ por tonelada de producto utilizada. Además de ello, el gas natural permite su utilización en la generación eléctrica por ciclos combinados con un aumento espectacular de la eficiencia y una reducción adicional de las emisiones de CO₂.

- Aplicar y hacer cumplir estrictamente la legislación en materia de emisiones, de calidad de los productos petrolíferos y del resto de la legislación medioambiental comunitaria, especialmente a través de una acción coordinada del Gobierno de Canarias con Cabildos y Ayuntamientos. De manera muy singular, es preciso actuar de forma muy estricta, en todo lo referente a las declaraciones de impacto ambiental, para las nuevas infraestructuras, especialmente con mayor rigor para aquellas donde la sensibilidad social así lo recomiende, y de aplicación rigurosa de la legislación sobre prevención y control integrado de la contaminación.

Todo ello puede conducir a un necesario arbitraje que equilibre objetivos potencialmente divergentes el cual debe tener como referencia de aplicabilidad y de gradualidad.

El criterio de aplicabilidad significa que cualquier acción de política energética debe medirse en términos de coste y beneficio social, comparando los costes de los diversos niveles de protección del medio ambiente más los costes económicos (por pérdida de competitividad) y sociales (modificaciones radicales y difícilmente aceptables de los hábitos de la sociedad, como podría ser un encarecimiento desproporcionado del transporte privado), con los beneficios sociales que el suministro regular y competitivo de energía también procura.

El criterio de gradualidad trata de responder precisamente a las limitaciones que impone el criterio de aplicabilidad. En efecto, algunas propuestas de acciones, irrealizables por su radicalidad a corto plazo, pueden ponerse en marcha de manera gradual y sostenida en el tiempo, de forma que se acepten progresivamente los cambios requeridos en los hábitos sociales o se produzca una adaptación tecnológica del tejido económico a los nuevos condicionantes, sin una inmediata y brutal pérdida de competitividad, lo que tendría efectos sociales muy negativos.

Compatibilizar la planificación energética con el medio ambiente requiere por tanto una acción coordinada de las distintas administraciones implicadas y de éstas con las actividades empresariales y la ciudadanía. Ello sólo puede alcanzarse en un marco de transparencia informativa que el PECAN quiere celosamente proclamar y aplicar, pero también de prudencia, responsabilidad y solidaridad por parte de los agentes económicos y las organizaciones que canalizan la sensibilidad ciudadana.

1.6. Agua y energía

La vinculación del sector energético con el de agua es una tradición en Canarias y, de hecho, el PECAN-89 la contempló de una manera detallada. Durante todo este período, pero especialmente en los últimos años, ello se ha traducido en avances complementarios. La razón es doble.

Por un lado, la gestión del agua en nuestra islas requiere cada vez más recursos energéticos para acciones como la captación de aguas de pozos y la realización de sondeos, el transporte y la distribución hasta los puntos de consumo, así como para su tratamiento en los sistemas de depuración intensivos. A medida que los recursos naturales acusan las consecuencias de la sobreexplotación ocasionada por el incremento de la demanda de agua y estos se extienden a zonas cada vez más amplias y con menos recursos naturales, se hace necesario introducir tecnologías para la desalación de agua de mar. Por otro lado, el deterioro de la calidad de los recursos subterráneos y la necesidad de reutilización de las aguas depuradas en algunas comarcas, requieren la introducción de tecnologías de tratamiento y de depuración avanzada para posibilitar su aprovechamiento. Todo este proceso puede llegar a suponer unos costes energéticos y económicos muy importantes.

Las islas de Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria destacan por su elevada dependencia energética para la gestión del agua. La isla de Lanzarote, por ejemplo, emplea el 27% de la energía que se consume en el ciclo del agua, y de este porcentaje, el 75% se destina a desalar agua de mar. En el caso de Gran Canaria, tan sólo la capacidad de desalación de agua de mar registrada por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria puede llegar a suponer el uso de más de 300 toneladas de combustible fósil al día para posibilitar su funcionamiento. La desalación de aguas salobres es creciente tanto por la práctica de seguir utilizando las aguas procedentes de acuíferos costeros contaminados por intrusión marina, como por la necesidad de aplicar tratamientos terciarios por membranas a las aguas depuradas biológicamente, de cara a su reutilización. A su vez, especialmente en la isla de Tenerife, los fenómenos asociados a la actividad volcánica provocan procesos de contaminación natural de las aguas subterráneas que precisan en muchos casos, tratamientos de desalación por membranas para eliminar iones y adaptar el agua a las exigencias de calidad de agua potable.

A todas estas demandas energéticas habría que añadir los importantes recursos acuíferos que todavía son bombeados desde los múltiples pozos y sondeos, así como las crecientes demandas de bombeo de agua potable desde la costa hacia cotas del interior que pueden llegar hasta los 600 ó 900 metros de altitud.

Sin embargo, el agua también puede ser almacén o fuente de energía. En islas donde las zonas de producción, principalmente manantiales y galerías, están a cotas suficientemente altas como para no requerir bombeos importantes se propicia el aprovechamiento hidráulico de la energía potencial de estos caudales que son transportados a cotas más bajas. Igualmente ocurriría si llegaran ponerse en marcha proyectos de bombeo y turbinado de agua o simplemente aprovechamiento del diferencial de cotas entre algunas presas en nuestra Región.

Los consumos energéticos relacionados con las tecnologías del agua son muy importantes. Los consumos tradicionales han estado relacionados con los destinados

a bombeo de agua de pozos y sondeos y con la desalación de aguas de mar ya sea por evaporación o por ósmosis inversa, primero en las islas orientales pero ahora crecientemente en todo el Archipiélago. Sin embargo, progresivamente en los últimos años, están aumentando los consumos relacionados con la depuración de aguas residuales, que han experimentado un notable crecimiento en el Archipiélago en los últimos tiempos.

La desalación de agua es una actividad intensiva en consumo de energía. Por ello, las modernas tecnologías de desalación, además de permitir una descentralización de la oferta de agua acercando la misma a los puntos de demanda y reduciendo consecuentemente los costes y pérdidas de transporte por canalización, se han centrado en conseguir un consumo energético cada vez menor por unidad de producto como consecuencia de la progresiva introducción de la ósmosis inversa y, especialmente, de las considerables mejoras de diseño que se han aplicado a esta tecnología en los últimos años. Esta reducción del consumo específico ha permitido unos ahorros considerables en términos de energía primaria y ha evitado un incremento posiblemente inaceptable, en términos de coste, del consumo energético en este sector como consecuencia del aumento poblacional y de la mayor demanda social de este bien.

No obstante, el sector de agua se ha convertido en uno de los principales consumidores de energía de Canarias. Por ello, desde un punto de vista estratégico, resulta interesante profundizar en las posibilidades de eficiencia y ahorro energético en la gestión del agua, en adoptar nuevas medidas que potencien aún más el uso racional del agua, que reduzcan las cuantiosas pérdidas que se registran en las redes de distribución de este producto, así como en el máximo aprovechamiento de las energías renovables endógenas asociadas a los ciclos del agua. Ello debe ser, por tanto, un elemento más de los objetivos de uso racional de la energía que este PECAN quiere impulsar.

Complementariamente a lo anterior, el sector del agua tiene la característica adicional de que puede constituirse, en combinación con determinadas fuentes renovables, en elemento de regulación del propio sistema eléctrico en algunas islas.

En efecto, las plantas desaladoras, en especial las destinadas al suministro público, permiten una producción continuada de agua y disponen de medios de almacenamiento considerable de este elemento, lo que las convierte en elementos muy importantes para estabilizar la demanda eléctrica en horas valle, solucionar problemas de falta de potencia eléctrica en momentos de punta de la demanda o incluso para regular el funcionamiento horario de la generación eléctrica. La posibilidad de interrumpir el suministro eléctrico a las plantas desaladoras las convierte en elemento de regulación del sistema eléctrico que permite utilizar la producción de agua y su depósito posterior como instalaciones indirectas de almacenamiento de energía eléctrica en determinadas situaciones y en horas de baja demanda, lo que introduce

un grado significativo de flexibilidad al sistema. Ello es especialmente relevante al considerar la variabilidad de la energía eólica y las características del parque generador de energía eléctrica en Canarias al no contar en los momentos actuales, con potencia instalada significativa en instalaciones hidroeléctricas, como sí sucede, por ejemplo, en el sistema eléctrico peninsular.

Esta flexibilidad podría verse considerablemente incrementada si pudieran instalarse turbinas hidroeléctricas de suficiente potencia. La existencia en Canarias de desniveles importantes, junto con sistemas de transporte de agua y numerosos embalses y galerías, permite vislumbrar la posibilidad de instalar turbinas hidroeléctricas de diferentes tamaños, cuya velocidad de respuesta a los requerimientos del sistema es muy superior, en general, a la de los grupos térmicos convencionales, y que podrían contribuir a dar mayor estabilidad a las redes eléctricas. Este mayor grado de estabilidad permitiría a su vez una todavía mayor penetración de la energía eólica en la red eléctrica convencional, sin poner en peligro la calidad del servicio.

Complementariamente, la aplicación, a corto plazo de medidas negociadas de interrumpibilidad a las instalaciones vinculadas a las tecnologías del agua debe servir para mejorar la explotación del sistema eléctrico, siempre que se establezcan en las tarifas eléctricas compensaciones suficientes que justifiquen los mayores costes y dificultades técnicas que tal interrumpibilidad produce en las empresas desaladoras o en las de extracción de agua. Este tema será asimismo objeto de una medida específica en el PECAN.

1.7. Marco macroeconómico

1.7.1. Alcance de este apartado

El objetivo de incorporar un capítulo macroeconómico en el PECAN no es el de hacer un profundo análisis de la situación económica general o la de Canarias, sino reflejar que la Política Energética es tributaria de la situación macroeconómica y que además esta subordinada (aunque a su vez también condiciona) a la Política Económica general que se plasma en los objetivos macroeconómicos de la Unión Europea, de España o de Canarias.

Por ello, en este apartado se pretende hacer una sinopsis de la evolución económica desde 2002 y, a partir de este conocimiento, formular previsiones de evolución de la economía que sirvan para desarrollar el marco de previsiones que el PECAN necesita para definir sus objetivos cuantitativos.

No obstante, el PECAN tiene como horizonte de planificación el año 2015 y es evidente que mientras que existen escenarios económicos a medio plazo con un nivel de incertidumbre reducido, no es menos cierto que, para el período 2009-2015, la probabilidad de acertar en cuanto a la senda de crecimiento es mucho menor.

Por todo ello, se va a utilizar en este PECAN un sistema mixto. De una parte se va a definir un escenario de cuadro macroeconómico anual para el período 2006-2009 basado en las previsiones macroeconómicas adaptadas por la Comisión Europea y, por otra parte, se van a diseñar dos escenarios económicos alternativos para el período 2010-2015.

Asimismo, se va a desarrollar un escenario en cascada partiendo de las previsiones globales para el conjunto de la UE, siguiendo para el conjunto de España y, por último, estableciendo previsiones concretas de evolución de la economía de Canarias. Este desarrollo metodológico es necesario, ya que existen determinados mercados energéticos (suministro a barcos y aviones e influencia del sector turístico sobre otros consumo energéticos) que desbordan el marco estricto de la economía de nuestro Archipiélago o incluso su contribución estricta a nuestro PIB regional.

Sobre esta base se aplicará una serie de modelos econométricos, aprovechando la experiencia de los utilizados previamente, para determinar la evolución de las principales magnitudes energéticas en Canarias.

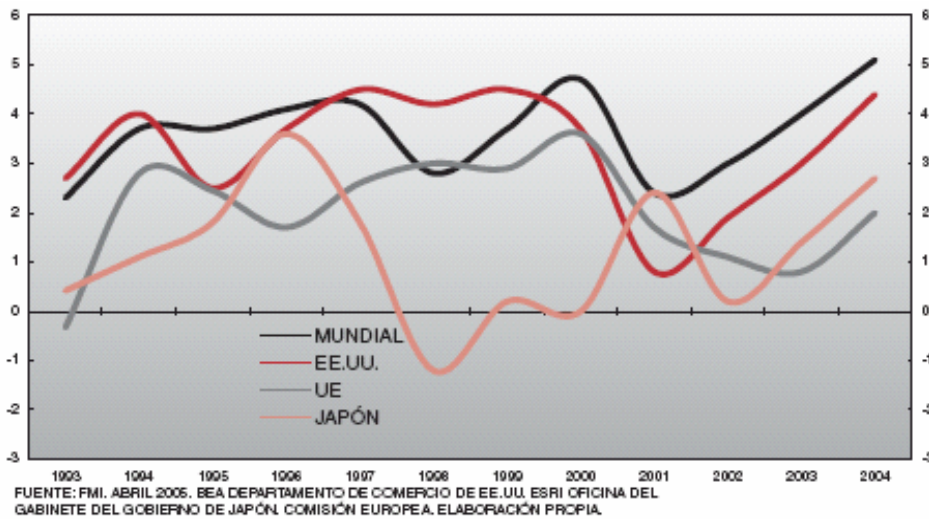
1.7.2. Situación y perspectivas de la economía internacional

Tras la progresiva desaceleración de la economía global acentuada por los ataques terroristas del 11- S del año 2001 en Estados Unidos, la economía mundial ha vivido un período de recuperación y se estima que en 2004 el PIB mundial ha crecido a la mayor tasa en veintiocho años. De acuerdo con las estimaciones del Fondo Monetario Internacional (FMI), la economía mundial creció en 2004 un 5,1% tras aumentar un 4,0% en 2003.

Ha sido, sin embargo, un crecimiento asimétrico por regiones, ya que mientras la Zona Euro continuó con una cierta atonía, otros países de la UE como el Reino Unido, Suecia o los nuevos países miembros, tuvieron un mejor comportamiento. A ello se unió el mayor dinamismo de la economía norteamericana, que junto con la china se erigieron, juntamente con una cierta recuperación en América Latina y en otros países de Asia y África, como los principales motores del crecimiento a nivel mundial.

Ello se refleja en el gráfico siguiente extraído del informe del Gobierno de Canarias sobre la Economía de Canarias en 2004 y que indica la evolución de la economía internacional desde el año 1990 hasta el año 2004. Este informe oficial del Gobierno de Canarias será usado ampliamente en la redacción de este capítulo.

Gráfico 1. 1 Evolución del PIB real (Tasas de variación interanual)



Este análisis es interesante complementarlo con el gráfico siguiente, ya que refleja la relación entre población y PIB en las diversas regiones del planeta, y la conjunción de ambos es fundamental para entender el comportamiento de los mercados energéticos en el año 2005. Ello es la consecuencia de una elasticidad renta respecto al consumo de energía superior para valores reducidos del PIB per cápita, máxime cuando se combina con un consumo de energía comercial per cápita también anormalmente bajo (caso de China y otros países en situación similar).

Gráfico 1. 2 Participación en el PIB mundial en 2004

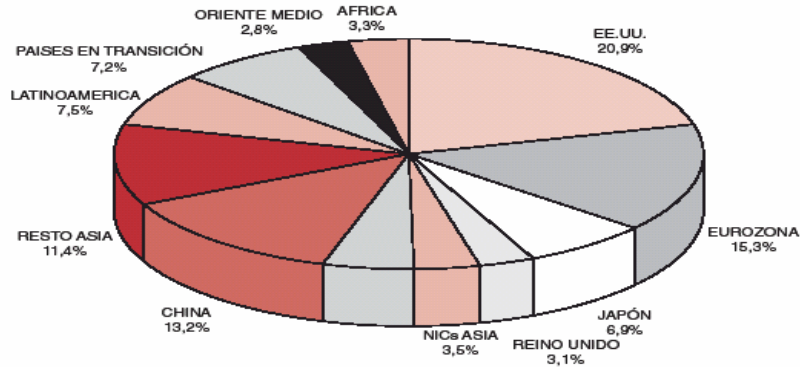
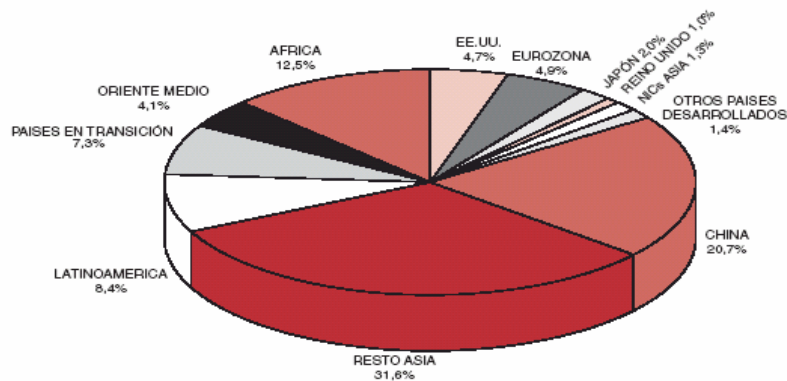


Gráfico 1. 3 Participación en la población mundial en 2004



Esta situación se vio complementada, en el período 2002-2004, con unas tasas relativamente bajas de inflación y una reducción gradual del desempleo que posibilitaron, a nivel de los países OCDE, una política moderadamente expansiva con tipos de interés muy bajos.

Este escenario positivo tuvo, sin embargo, dos puntos de claroscuro. El primero, una cierta ralentización del comercio mundial sobre las tasas históricas de años anteriores y, en segundo lugar, un cierto vaivén en los tipos de cambio de las principales monedas (Euro, Dólar y Yen) como puede observarse en la Tabla 1. 1, especialmente tras la introducción de la primera como moneda física en enero del año 2002. Ello tuvo importantes repercusiones sobre la economía europea, ya que si de una parte redujo la competitividad de las exportaciones comunitarias, de otra ayudó a amortiguar en España, durante 2003 y 2004, el repunte del precio del petróleo que, como es sabido, cotiza en dólares.

Tabla 1. 1 Tipos de cambio relativos entre las principales monedas

AÑO/TIPO CAMBIO	€/\$	€/YEN	\$/YEN
2002	0.944	134.4	125.2
2003	1.131	131.0	115.9
2004	1.244	118.1	108.2

1.7.3. Situación y perspectivas de Europa y la Eurozona

En la Unión Europea, considerando por el momento a la UE-15, la actividad económica presentó en 2004 el mayor crecimiento desde 2000, creciendo el PIB de la UE-15 un 1,9% frente al 0,8% de 2003.

Este mayor crecimiento de la UE-15 se debió al alto crecimiento de las economías española, irlandesa, británica y sueca, cuya actividad se expansionó por encima del 3,0%, mientras que otros países tuvieron un comportamiento más desfavorable.

Centrándonos en la Eurozona, el perfil de crecimiento no fue homogéneo, tanto a nivel de países como a nivel temporal, con un buen primer semestre del año 2004 que se fue apagando por la revalorización progresiva del euro frente al dólar.

En cualquier caso, este modesto crecimiento no estuvo exento de ciertas debilidades: un consumo interno e inversión en construcción espoleados por los bajos tipos de interés y por un cierto aumento del empleo. Un déficit fiscal anclado en varios países en niveles superiores a los establecidos en el Pacto de Estabilidad (muy singularmente en Alemania y Francia) y la propia falta de consolidación de la inversión en equipo derivada de la incertidumbre acerca de los desequilibrios anteriores y acentuada en los últimos meses, por la subida de precios del petróleo.

Por su parte, los nuevos países miembros de la UE de Europa Central, incrementaron su ritmo de crecimiento del 3,6% en 2003 al 4,8% en 2004, con tasas para todos ellos iguales o superiores al 4%. En estos países, el crecimiento fue equilibrado desde la perspectiva de la demanda, sustentado por la fortaleza del consumo privado, apoyado por un rápido crecimiento del crédito y de la demanda de capital y de la inversión privada, así como por una robusta demanda externa, a pesar de la apreciación a lo largo del año de sus principales divisas.

Sin embargo, como señala el Banco Central Europeo (BCE) en su Informe Anual, la incidencia de la notable subida del precio del petróleo, en el período 2002-2004, a pesar de ciertas percepciones, fue muy inferior a las subidas de crisis

anteriores, lo que facilitó esa absorción gradual por parte de las economías europeas. Esta situación puede observarse en el siguiente cuadro que recoge en el período considerado la evolución de los mercados internacionales de petróleo. Ello, no obstante, no refleja lo acontecido en el 2005 que enlazará con nuestras previsiones posteriores de crecimiento.

Tabla 1. 2 Incrementos de los precios del Brent (Tasa de variación de la media anual)

	1973-1974	1978-1979	1999-2002	2003-2004
En \$	204	125	60	33
En €	210	110	84	20

Esta subida sí tuvo, sin embargo, alguna incidencia sobre los niveles de inflación. Así, la tasa de inflación armonizada de la Eurozona fue del 2,1% en el año 2004 frente al 2% del año 2003, a pesar del efecto deflacionista de la apreciación relativa del euro frente al dólar.

Como es natural, ello se debió al precio del crudo y otros factores como nuevos aumentos de los impuestos indirectos y de los precios administrados y, por tanto, no sujetos, o menos influenciados, por la competencia internacional. Entre los factores que contrarrestaron dichas presiones inflacionistas destacaron, como se ha dicho, la apreciación del euro, la moderación de la demanda exterior y el descenso de la tasa anual de los precios de los alimentos no elaborados

De cara a la preparación de este PECAN, es importante señalar que, de acuerdo con las estimaciones del BCE, un aumento del 20% de los precios del petróleo eleva la inflación de la Eurozona en alrededor de 0,2 puntos porcentuales en el primer año, más un impacto adicional previsto en torno a 0,1 puntos porcentuales en los dos años siguientes. Estas cifras pueden ser superiores para España y para Canarias en razón de nuestra mayor intensidad de uso de energía por euro generado y nuestra mayor dependencia del petróleo como fuente de energía primaria.

Por último, en razón de su proximidad geográfica y de su impacto sobre la economía canaria, es preciso señalar que África incrementó ligeramente sus tasas de crecimiento hasta el 4,5-5% en los años 2003-2004 con resultados variables por países, pero generalmente muy aceptables, en la zona de influencia de Canarias.

1.7.4. Situación y perspectivas de la economía española

La evolución de la economía española en el período 2002-2004 fue muy positiva, con tasas de crecimiento en torno al 3-3,5%, notablemente superiores a la de la media de la Eurozona, y se basó en los siguientes factores:

- Un fuerte crecimiento de la demanda interna resultante del efecto combinado del crecimiento de la inmigración, de los bajos tipos de interés y de la mejora de la tasa de actividad laboral.
- El mantenimiento de niveles muy bajos de déficit fiscal, lo que ha liberado recursos para el sector privado de la economía.
- Un fuerte impulso de la actividad de construcción en vivienda e infraestructuras vinculado a los aspectos anteriores.
- Un buen comportamiento del sector turístico.

Sin embargo, no es posible ignorar que dicho crecimiento no ha hecho sino acentuar algunas dificultades estructurales de la economía española entre las que cabe citar:

- Una consolidación de un nivel de inflación anual de un 1-1,5% superior a la media de la Eurozona, lo que nos drena gradualmente competitividad exterior.
- Las rigideces de determinados sectores de servicios no presionados por la competencia exterior y que han mantenido fuertes elevaciones de precios, salvo en la parte de estos sectores que se ven afectados por los flujos turísticos donde esa influencia, aunque no tan evidente, se hace sentir a medio plazo.
- La debilidad de nuestra inversión en I+D que hipoteca nuestra capacidad de incorporarnos a la sociedad del conocimiento y de la información.
- El elevadísimo endeudamiento de las familias, que puede resultar en una caída muy importante y súbita del gasto disponible ante una elevación de los tipos de interés.
- Un altísimo déficit comercial exterior, que crecientemente no puede ser cubierto por las entradas de turismo y que, por otra parte, se ve aumentado por las crecientes remesas exteriores de la emigración.

Tabla 1. 3 Previsiones Económicas de España

PIB			IPC			Demanda Interna			Tasa de Paro			Empleo		
2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
4,1	2,8	2,0	3,5	3,2	2,3	4,2	2,8	2,0	14,1	13	13	2,5	2,1	1,0

1.7.5. Situación y perspectivas de la economía canaria

No es posible iniciar este análisis de la economía canaria sin referirse previamente a la evolución de la población residente. En efecto, como puede apreciarse en el cuadro siguiente, entre 1990 y 2004 la población residente en Canarias se ha incrementado en un 21,5% frente al 9,6% del conjunto del Estado. Este factor resulta muy explicativo del comportamiento macroeconómico de nuestra Región pero también ha condicionado, y va a condicionar, los ejercicios de planificación energética. No es lo mismo planificar en un escenario de sostenibilidad basado en una población demográficamente estable que hacerlo en términos de crecimiento muy acusado de la población residente. Este factor será por tanto un elemento crítico a la hora de realizar las proyecciones macroeconómicas y energéticas de futuro en nuestra Región.

Tabla 1. 4 Evolución de la población residente en España a 1 de julio

	1995	2004	Tasa de variación
Andalucía	7.167.357	7.730.568	7,9%
Aragón	1.190.118	1.256.394	5,6%
Asturias	1.091.040	1.072.687	-1,7%
Baleares	759.246	958.913	26,3%
Canarias	1.585.216	1.926.608	21,5%
Cantabria	528.913	557.170	5,3%
Cast. La Mancha	1.705.172	1.850.925	8,5%
Cast. y León	2.519.519	2.496.412	-0,9%
Cataluña	6.121.753	6.868.847	12,2%
C. Valenciana	3.979.937	4.580.559	15,1%
Extremadura	1.070.380	1.075.301	0,5%
Galicia	2.743.177	2.750.899	0,3%
Madrid	5.036.782	5.852.138	16,2%
Murcia	1.091.784	1.307.835	19,8%
Navarra	524.355	588.038	12,1%
País Vasco	2.104.862	2.116.019	0,5%
La Rioja	264.867	296.650	12,0%
Ceuta	69.800	74.583	6,9%
Melilla	58.982	67.839	15,0%
Total	39.613.260	43.428.385	9,6%

Fuente: FUNCAS.

Elaboración: Viceconsejería de Economía y Asuntos Económicos con la Unión Europea.

Descendiendo a los datos macroeconómicos, y de acuerdo a los datos de la Contabilidad Regional de España, el PIB de Canarias aumentó en términos reales en el año 2002 un 2,6%, un 2,9% en el año 2003 y un 2,8% en el año 2004, tasa que supone una décima más que la media nacional en ese último año, y cuatro décimas más en los dos años anteriores.

Ante el riesgo de que el proceso de desaceleración de la economía canaria en el año 2004 que ha llevado al Gobierno propuso en junio del año 2005 un Programa de Reactivación de la Economía Canaria, que será analizado al final de este apartado.

Tabla 1. 5 Crecimiento real del PIB Canarias-España

	2002	2003	2004
CANARIAS	2,6	2,9	2,8
ESPAÑA	2,2	2,5	2,7

Fuente: INE.

Elaboración: Viceconsejería de Economía y Asuntos Económicos con la Unión Europea.

Este crecimiento económico debe ser matizado. El importante incremento ya comentado de la población en Canarias, que en el período 1996-2004 fue la segunda Comunidad Autónoma de mayor crecimiento de la población, ha implicado que Canarias, junto con Baleares, sean las Comunidades Autónomas con menor crecimiento en términos de PIB per cápita en dicho período y en términos corrientes.

Asimismo, es importante descender al comportamiento de los principales elementos de la actividad económica de Canarias, comparándolos con el conjunto español.

Tabla 1. 6 Crecimiento real del VAB a precios básicos. Canarias-España. INE 2004

	CANARIAS				ESPAÑA			
	Tasas de variación (%)		Pesos ⁽¹⁾ 2004		Tasas de variación (%)		Pesos ⁽¹⁾ 2004	
	2003/02	2004/03	Const	Corr.	2003/02	2004/03	Const	Corr.
Agricultura y pesca	-3,9	-0,3	2,0	1,7	-1,4	-0,6	3,8	3,0
Industria	4,1	1,8	8,9	7,3	1,3	2,1	21,9	18,3
Energía	4,3	0,6	3,0	2,5	1,3	1,7	3,8	2,8
Ind. Manufacturera	4,1	2,4	5,9	4,8	1,3	2,2	18,1	15,5
Construcción	1,2	4,0	11,2	12,9	4,3	3,7	8,6	10,2
Servicios	2,5	2,6	77,9	78,2	2,1	2,6	65,7	68,4
Mercado	2,2	2,3	60,8	62,6	1,7	2,4	51,0	54,0
No mercado	3,4	3,7	17,1	15,6	3,3	3,5	14,6	14,4
VAB TOTAL	2,5	2,7	100,0	100,0	2,1	2,6	100,0	100,0

(1) El peso se calcula respecto al VAB total descontada la imputación de los servicios de intermediación financiera medidos indirectamente.

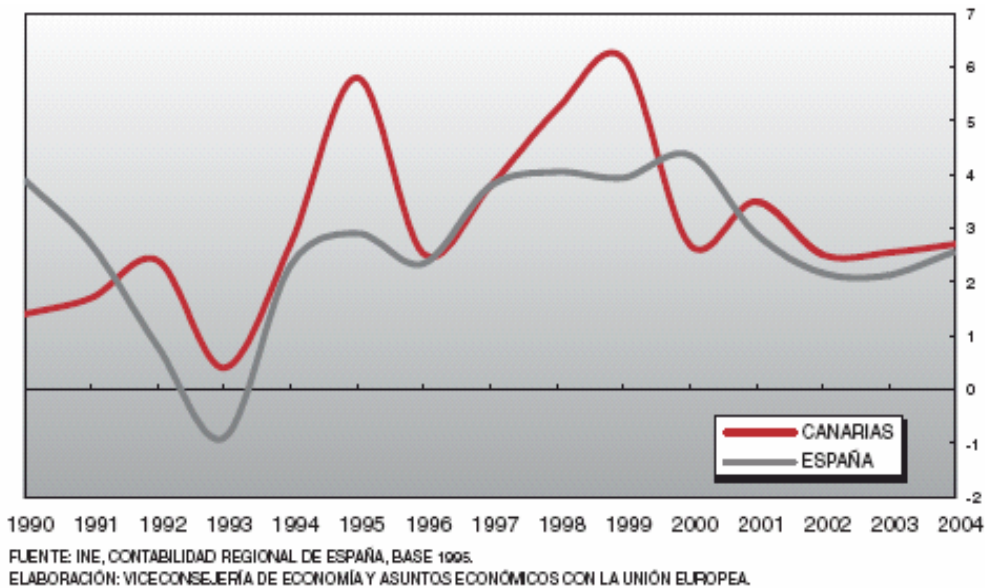
Fuente: INE.

Elaboración: Viceconsejería de Economía y Asuntos Económicos con la Unión Europea.

Ello indica que salvo el sector primario, la evolución conjunta de ambos años refleja un crecimiento equilibrado de todos los sectores en torno al crecimiento global, con un mejor comportamiento del sector industrial y con un crecimiento menos explosivo, que en el conjunto de España, del sector de la construcción a pesar del esfuerzo realizado en materia de infraestructuras de todo tipo.

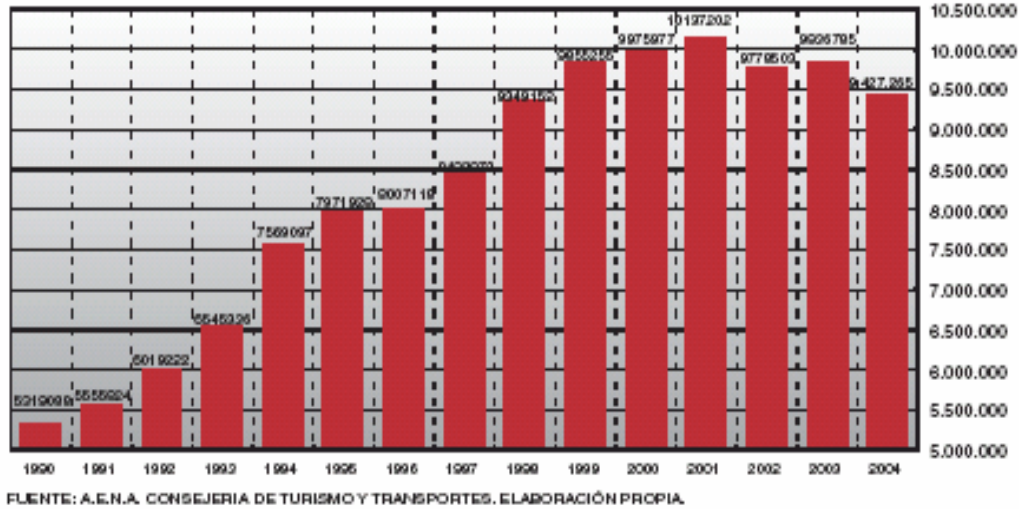
Ello se ve aún mejor reflejado en el gráfico siguiente que recoge la evolución del Valor Añadido Bruto (VAB) de Canarias y de España desde 1990 y donde se refleja el proceso de convergencia, a partir de un crecimiento promedio superior, de la economía canaria sobre la española pero, al mismo tiempo, la existencia de comportamientos cíclicos diferentes que responden a la mayor influencia exterior, de la economía de Canarias derivada de los flujos turísticos, y que se han puesto de manifiesto durante el año 2004 y los meses transcurridos de 2005.

Gráfico 1. 4 VAB precios básicos (Tasas de variación interanuales)



Es también significativo reflejar la entrada de turistas en nuestra Región en tanto en cuanto suponen una influencia directa muy importante sobre el PIB regional e inciden muy significativamente en el suministro de combustibles en los aeropuertos de Canarias. Pues bien, frente a un crecimiento del 0,6% en 2003 sobre 2002, la entrada de turistas tuvo un descenso del 4,2% en 2004, y el número total se sitúa lejos del máximo histórico registrado en el año 2001. Esta caída tiene que ver sin duda con la atonía de la economía alemana y la creciente competencia de otras zonas alternativas como el Caribe o los países asiáticos.

Gráfico 1. 5 Turistas extranjeros entrados en Canarias



Ello se ve reflejado en el impacto diferencial del sector turismo sobre las principales macromagnitudes en Canarias y en el conjunto de España tal y como pone de manifiesto la tabla siguiente:

Tabla 1. 7 Impacto del turismo

	CANARIAS	NACIONAL
PIB	32,60%	11,40%
EMPLEO	37,30%	11,20%
EXPORTACIÓN (de servicios)	90,90%	70,50%
INVERSIÓN	21,20%	5,00%

Fuente: Gobierno de Canarias, IMPACTUR

Complementariamente a las cifras anteriores, es también interesante analizar algunos indicadores relativos al sector del transporte y las comunicaciones. En la tabla siguiente se puede observar el enorme incremento del transporte marítimo de mercancías y cómo, a pesar de la caída del número de turistas extranjeros, el tráfico aéreo de pasajeros continúa aumentando a ritmos importantes, con un creciente peso del turismo peninsular y del tráfico interinsular.

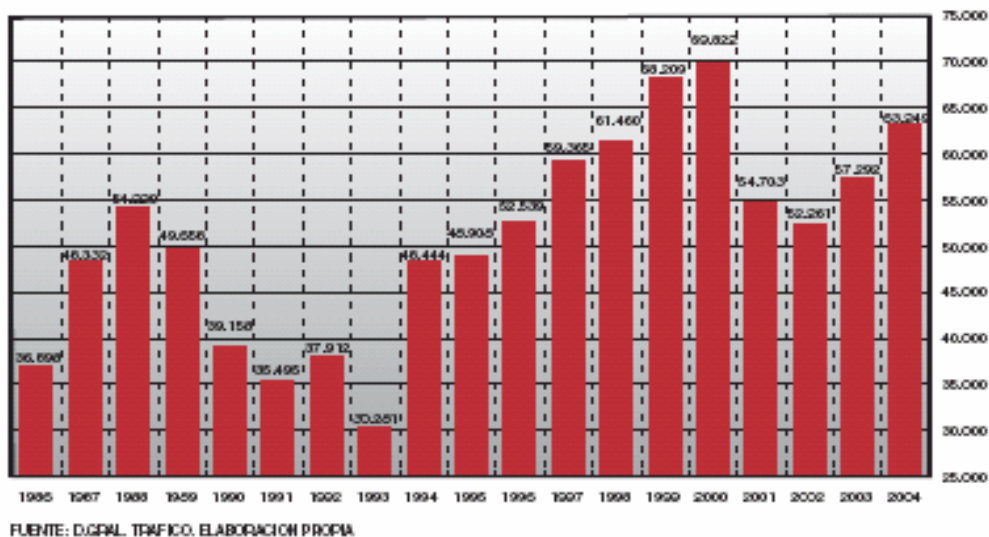
Tabla 1. 8 Indicadores de transporte y comunicaciones

	2003	2004	T. DE VAR. 04/03
TRANSPORTE MARÍTIMO			
- Pasajeros (miles)	5.902,9	6.024,5	0,5
- Mercancías (miles de Tm.) ⁽¹⁾	35.295,9	39.120,0	10,8
- Consumo de combustible navegación (miles de Tm.)	2.562,6	2.498,0	-2,5
TRANSPORTE AÉREO			
- Pasajeros (miles)	30.636,3	31.268,3	2,1
- Mercancías (miles de Kg.)	84.433,0	85.977,7	1,8
- Consumo de Keroseno aviación (miles de Tm.)	904,7	908,8	0,4
TRANSPORTE POR CARRETERA			
- Matriculación Vehículos de carga (Uds.)	19.904	20.793	4,5
IPC Transporte (interanual)	102,2	109,5	7,1
IPC Comunicaciones (interanual)	93,4	92,7	-0,8

Fuente: M^e de Fomento. Consejería de Presidencia e Innovación Tecnológica. Ministerio del Interior. INE
Elaboración: Viceconsejería de Economía y Asuntos Económicos con la Unión Europea.
(1) Incluida pesca y excluido avituallamiento.

Esta última estadística se ve complementada por la cifra de matriculación de vehículos en Canarias que refleja un fuerte incremento en el período 2003-2004 aunque lejos todavía del máximo histórico alcanzado en el período 1999-2000

Gráfico 1. 6 Matriculación de turismos en Canarias (Unidades)

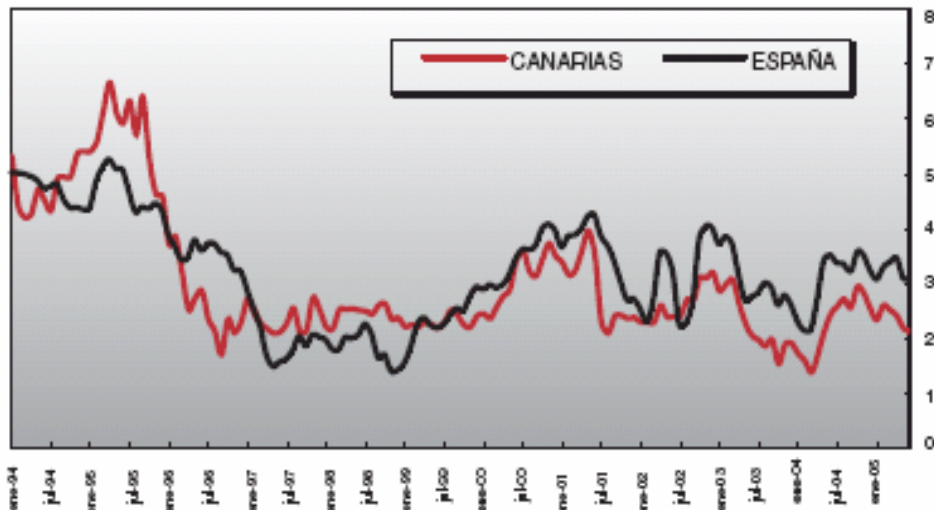


Otros datos complementarios ayudan a centrar la situación. Así, el parque de vehículos por 1.000 habitantes asciende a 649 en Canarias frente a 610 para el conjunto nacional o los 825 de otra región eminentemente turística como Baleares y el ratio de renovación (midiendo como tal la relación en % entre los vehículos matriculados y las bajas definitivas) es de 2,87 en Canarias frente al 2,18 del conjunto nacional o los 2,00 de Baleares. Como es natural, en estos números tiene una incidencia importante las flotas de alquiler ya que cuentan como parque pero sus

usuarios principales, en tanto que no residentes censales, no son tomados en consideración.

Un último elemento que es conveniente reflejar, es la evolución de los precios al consumo en Canarias comparándolos con la media nacional.

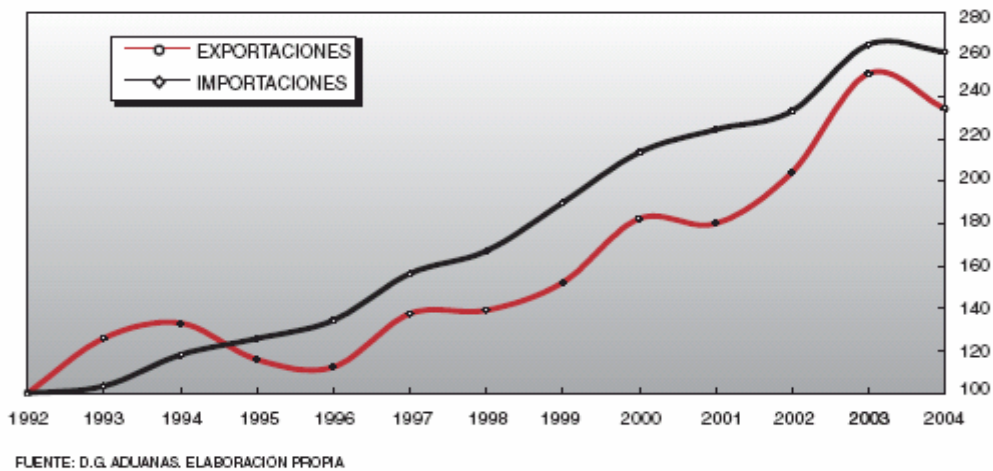
Gráfico 1. 7 Evolución del IPC general. Base 2001 (Tasa de variación interanual)



Es muy interesante observar cómo, desde el año 2000 el IPC de Canarias se ha movido sistemáticamente por debajo de la media nacional en alrededor de cinco décimas al año. Este comportamiento es fuertemente significativo ya que refleja, de una parte, una apertura superior de la economía canaria, con un sector servicios (motivado por la competencia turística) menos complaciente en cuanto a las subidas de precios (lo que se refleja en la evolución del excedente bruto de explotación) y también, es necesario decirlo, una prudencia fiscal del Gobierno autonómico en cuanto a sus déficits presupuestarios.

El último elemento del cuadro macroeconómico al que es preciso referirse es el comportamiento del sector exterior que, como puede apreciarse, refleja desde 1990 un tradicional déficit que se ve compensado por los otros factores de la balanza de servicios, por lo que ello no supone un freno real del potencial de crecimiento de nuestra economía.

Gráfico 1. 8 Comercio exterior de Canarias (Índices 1992=100)



No obstante, es conveniente complementar dicho gráfico con el siguiente, que refleja el comercio exterior de productos no-energéticos donde, como puede apreciarse, el déficit exterior es muy superior al anterior. Ello quiere decir que el sector energético tiene un saldo solo modestamente negativo (e incluso sorprendentemente tuvo una contribución positiva en el año 2003) derivado del valor añadido producto por el refinado de petróleo crudo y por los servicios aportados por los suministros energéticos a barcos y aviones en tráfico internacional.

Ello se ve complementado por el gráfico siguiente que recoge para un número mayor de años el comportamiento exterior del sector no-energético con tasas de aumento del saldo negativo superiores a las del sector energético. De ello puede deducirse que en todos estos años, por tanto, el coste de la energía no pueda considerarse como un freno al potencial de crecimiento de la economía de Canarias.

Gráfico 1. 9 Comercio exterior no energético de Canarias (Índices 1992=100)

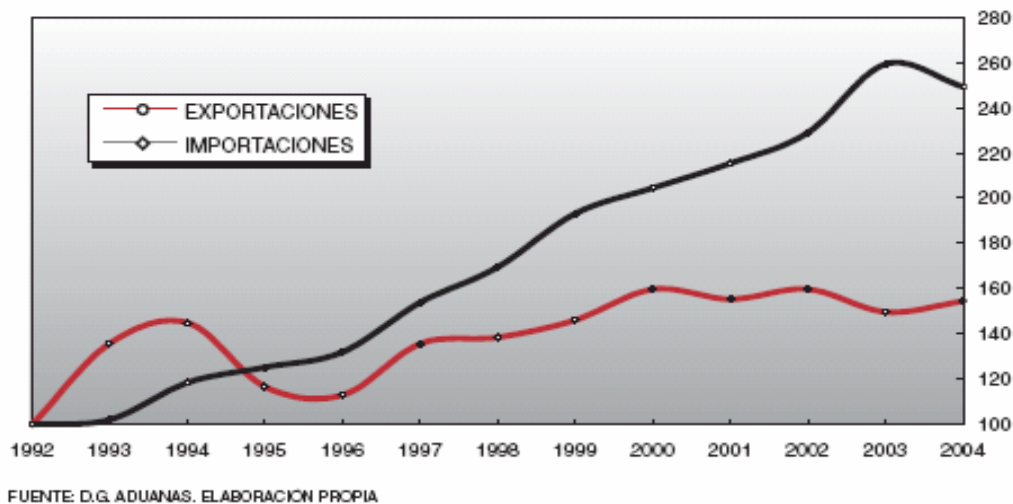
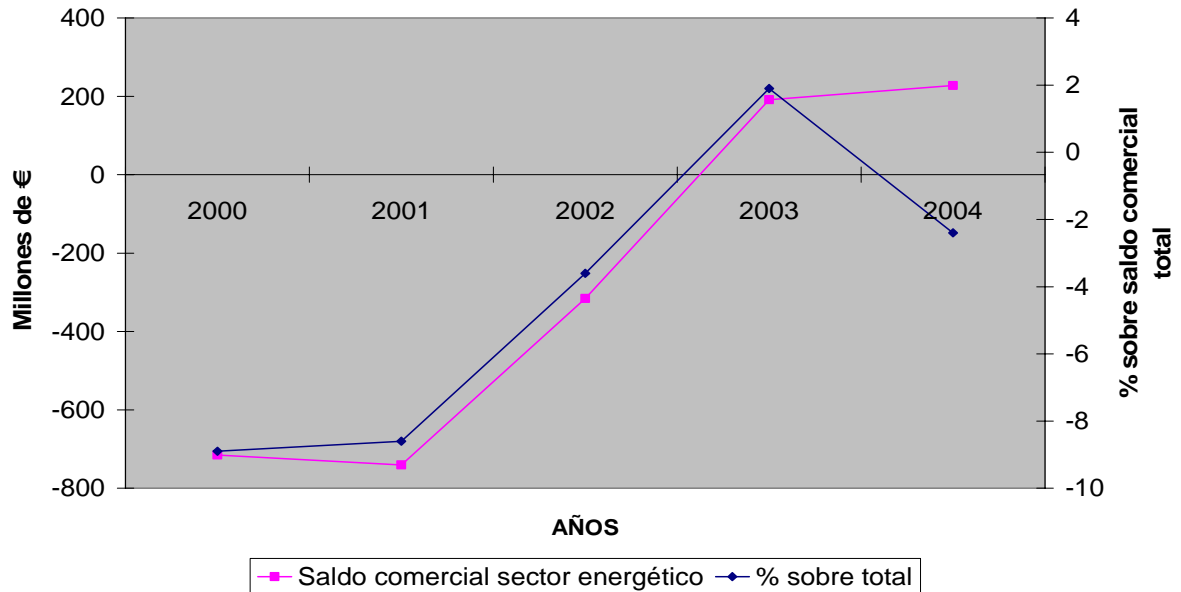
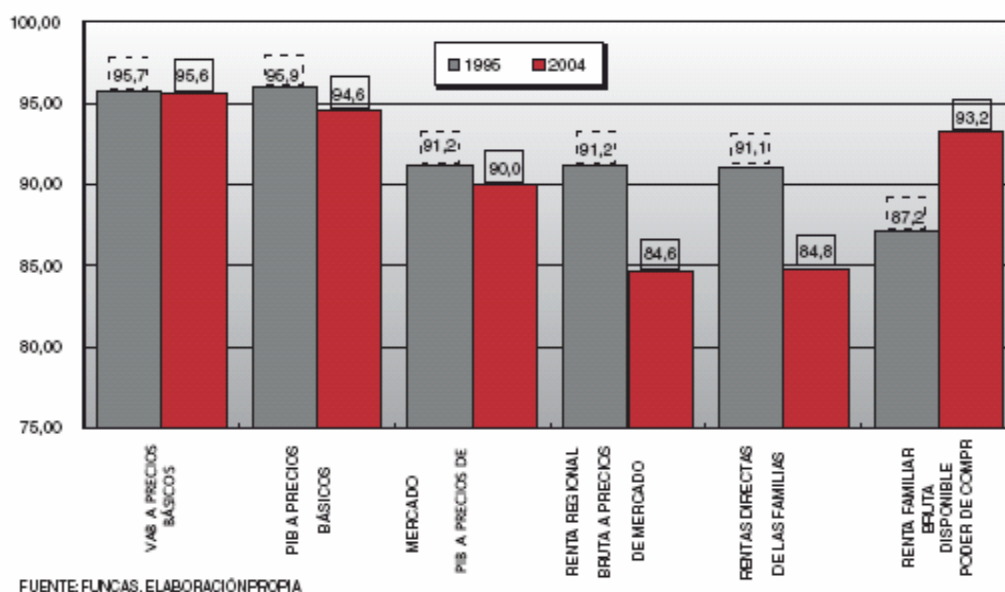


Gráfico 1. 10 Evolución del saldo comercial en el sector energético



Como resumen de todos estos datos, el gráfico siguiente recoge la comparación de las principales macromagnitudes entre Canarias y el conjunto de España y refleja el enorme esfuerzo de convergencia que ha realizado nuestra sociedad a lo largo de los últimos diez años, pero que no se refleja en una convergencia estadística, excepto en la renta familiar disponible, debido al importantísimo crecimiento de la población residente.

Gráfico 1. 11 Macromagnitudes de Canarias por habitante (índices. España=100)



La novedad más reciente en materia de situación macroeconómica en Canarias la constituye el Informe Programa de Reactivación de la Economía Canaria, aprobado por el Gobierno de Canarias el 29 de junio del 2005. Del mismo es relevante alguno de sus párrafos introductorios, donde tras analizar las causas de la desaceleración del crecimiento en nuestra Región, se cita *“la necesidad de actuación de los poderes públicos con el objetivo de aumentar la demanda interna de la economía mediante un incremento de la inversión pública que favorezca la inversión y el gasto del sector privado, así como tirar de la demanda externa favoreciendo la expansión de nuestra economía en nuestro entorno natural, pero también histórico y social más cercano”*

Ello se traduce en una batería de medidas centradas en las siguientes áreas: incremento de la inversión; concertación social, productividad y mejora tecnológica; fomento empresarial; mejora de la competitividad del sector turístico; internacionalización de la economía canaria y fomento del mercado interior.

A continuación figura un cuadro con la previsión de crecimiento de la economía canaria para el periodo 2005-2015 según estimaciones de la Consejería de Economía, Hacienda. La tasa media de crecimiento anual durante el intervalo citado se cifra en un 2,88%.

Escenario de crecimiento de la economía de Canarias, 2005-2015

Tabla 1. 9Previsión de Crecimiento del VAB a precios básicos (euros constantes de 1995). 2005-2015

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Variación %	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9

Fuente: Consejería de Economía y Hacienda.

Además de este escenario de crecimiento económico que hemos denominado como escenario central, se han considerado para el periodo 2008-2015 y de acuerdo con los datos facilitados por la Consejería de Economía y Hacienda, un escenario optimista que eleva el crecimiento para dichos años al 3,4% y otro pesimista que lo modera al 2,4%

Sin embargo, no es posible ignorar el efecto del cambio tendencial de los hábitos sociales sobre el consumo de energía. Entre ellos podrían citarse la diferente tasa de urbanización, la eclosión de las familias o las unidades familiares de menor tamaño, la creciente penetración de la demanda de aire acondicionado, el propio y esperable creciente uso del transporte público o las mayores demandas de movilidad interinsular y de larga distancia

Debido a la complejidad y heterogeneidad de todos estos factores, los mismos se analizarán al evaluar las proyecciones de demanda de cada fuente energética singular.

1.8. Ámbito temporal del PECAN

El ámbito temporal general de este Plan Energético alcanza hasta el año 2015, año horizonte a efectos de los objetivos y de las previsiones energéticas realizadas en los capítulos 3, 4 y 5. A este respecto hay que hacer sólo una salvedad, en relación con la previsión de infraestructuras de electricidad y gas, donde la necesidad de coordinación con la planificación energética del Estado ha hecho que dicho ámbito temporal se acotase hasta el año 2011 coincidiendo con el límite temporal de dicha planificación. Como consecuencia de ello el marco temporal a efectos presupuestarios también abarca también hasta el año 2011.

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

2.1. La energía en el mundo y en la Unión Europea

2.1.1. Los factores determinantes de la situación energética actual

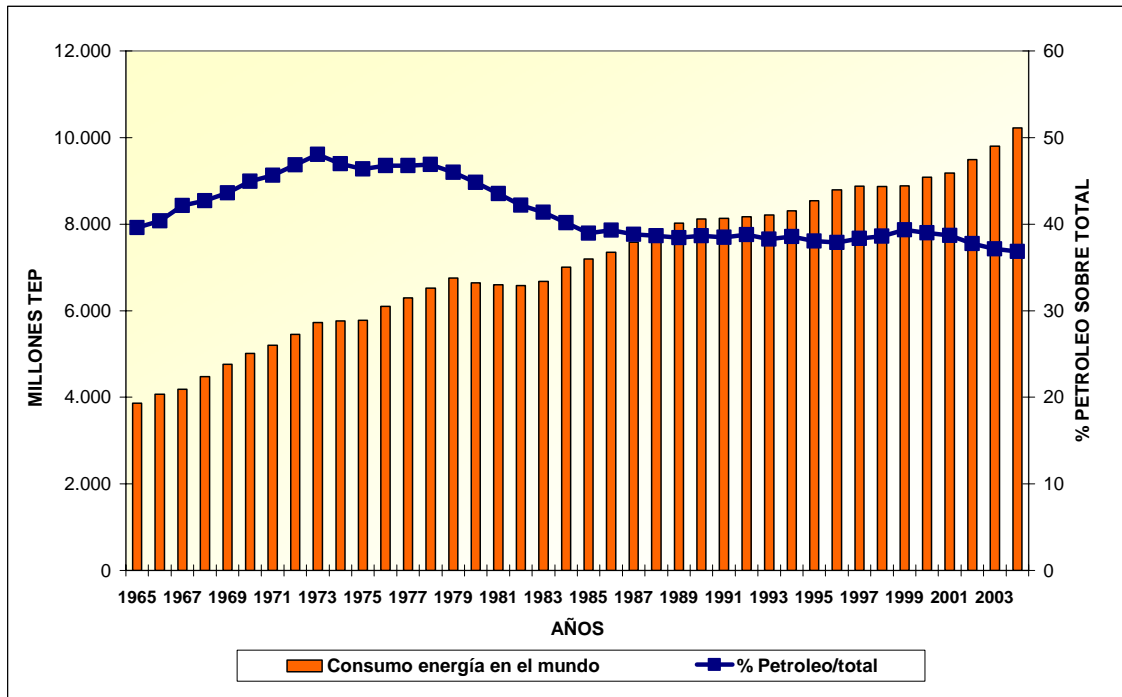
Los factores determinantes que resumen la situación energética a nivel mundial son los siguientes:

- Un crecimiento espectacular del consumo de energía durante todo el siglo XX y los años que llevamos del siglo XXI con un impacto significativo sobre el calentamiento global del planeta.
- Una estrecha correlación, para cada país individual, entre su nivel de desarrollo económico y el consumo de energía.
- Un consumo per cápita enormemente diferente entre las regiones del mundo.
- Una participación de las diversas fuentes de energía en el balance total, significativamente diferentes por regiones e incluso países dentro de una misma región.
- Desplazamiento hacia el consumo final de energías más elaboradas, como la electricidad, con una directa asociación con el nivel de desarrollo.
- Una gran abundancia de reservas de carbón y más modestas de gas, petróleo y uranio aunque muy desigualmente repartidas, lo que plantea importantes problemas geoestratégicos, acentuados en los últimos cuatro años.
- La creciente evidencia de que la producción de petróleo puede estar acercándose a lo que se conoce como "cenit del petróleo" lo que puede producir crecientes tensiones sobre su precio y disponibilidad a medio plazo.
- Una dependencia energética que afecta a una parte considerable del mundo, pero que puede afectar más gravemente a los países más desarrollados de la OCDE.
- Una creciente sensibilidad medioambiental que condiciona y orienta la producción y consumo de energía y, muy singularmente, hay que citar el impacto creciente del Protocolo de Kioto sobre las decisiones y costes de la energía.

En cuanto al crecimiento del consumo de energía a nivel mundial y el peso de las distintas fuentes de aprovisionamiento, los dos gráficos siguientes hablan por sí solos. En el primero se observa un crecimiento del 250% durante los últimos 40 años o un crecimiento del 25% en los últimos diez años. En segundo lugar, en el segundo, contrariamente a la percepción muy extendida, se ve que el petróleo sólo representa el

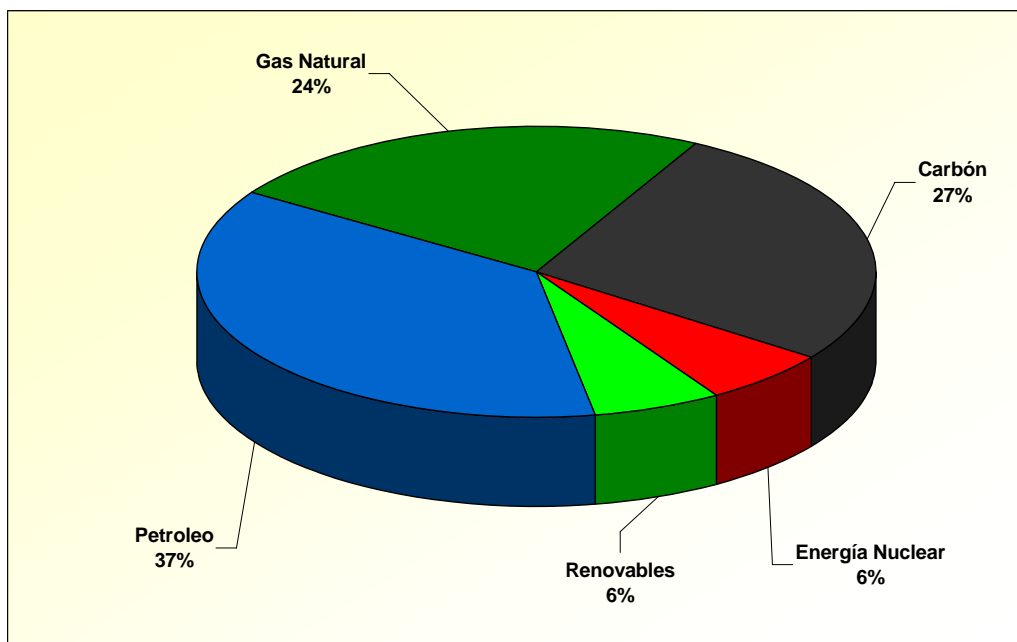
37% del consumo mundial de energía, estando esta participación estabilizada durante los últimos diez años, aunque sigue siendo la principal fuente de energía.

Gráfico 2.1 Evolución mundial del consumo de energía



Ello se aprecia mejor al analizar el balance energético mundial por fuentes para el año 2004, que se recoge en el siguiente gráfico.

Gráfico 2.2 Peso de las fuentes energéticas a nivel mundial en el año 2004

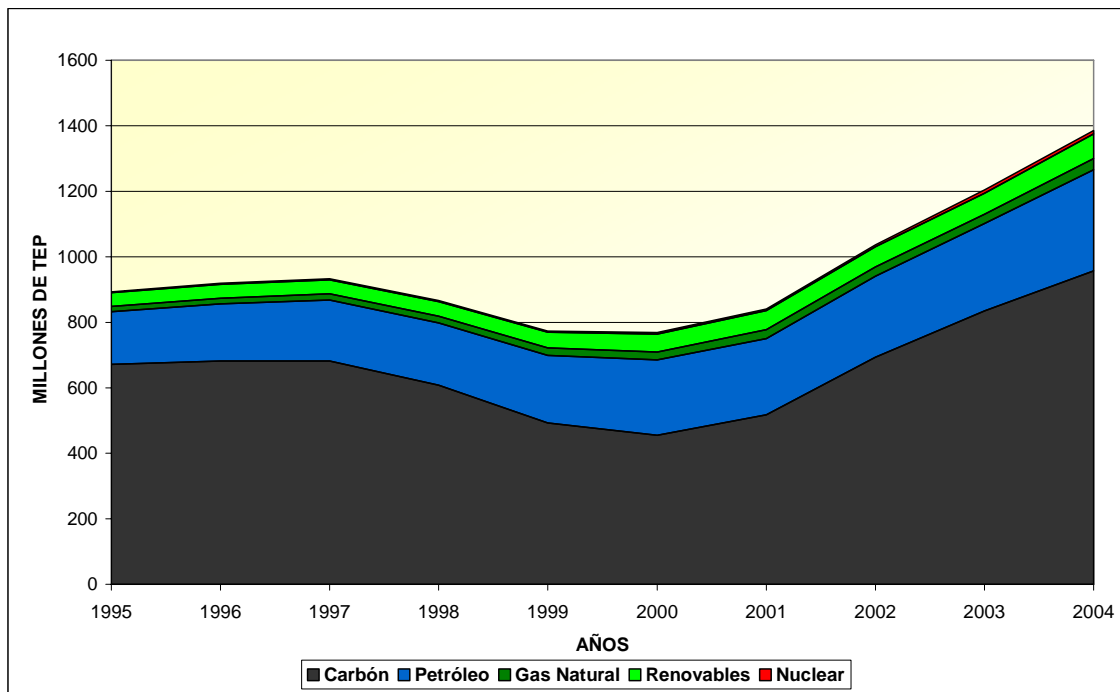


Es decir, un peso mayoritario de las energías fósiles que representan el 88% del total, con participaciones muy importantes del carbón y el gas natural y un 6% tanto para la energía nuclear como para las energías renovables, aunque es necesario decir que una parte muy mayoritaria de esta última, a nivel mundial, está basada en la energía hidroeléctrica.

Más relevante que la evolución histórica es reflejar algo que ya se apuntaba en documentos preliminares: *“Si únicamente China y la India, que juntos totalizan alrededor del 40% de la población mundial, aumentaran su consumo per cápita hasta 1,6 Tep (la mitad de la cifra de la Unión Europea en 1995 y un 20% de la de Estados Unidos), el consumo mundial de energía aumentaría en un 20% con el dramático efecto que ello tendría sobre el calentamiento global de nuestro planeta”.*

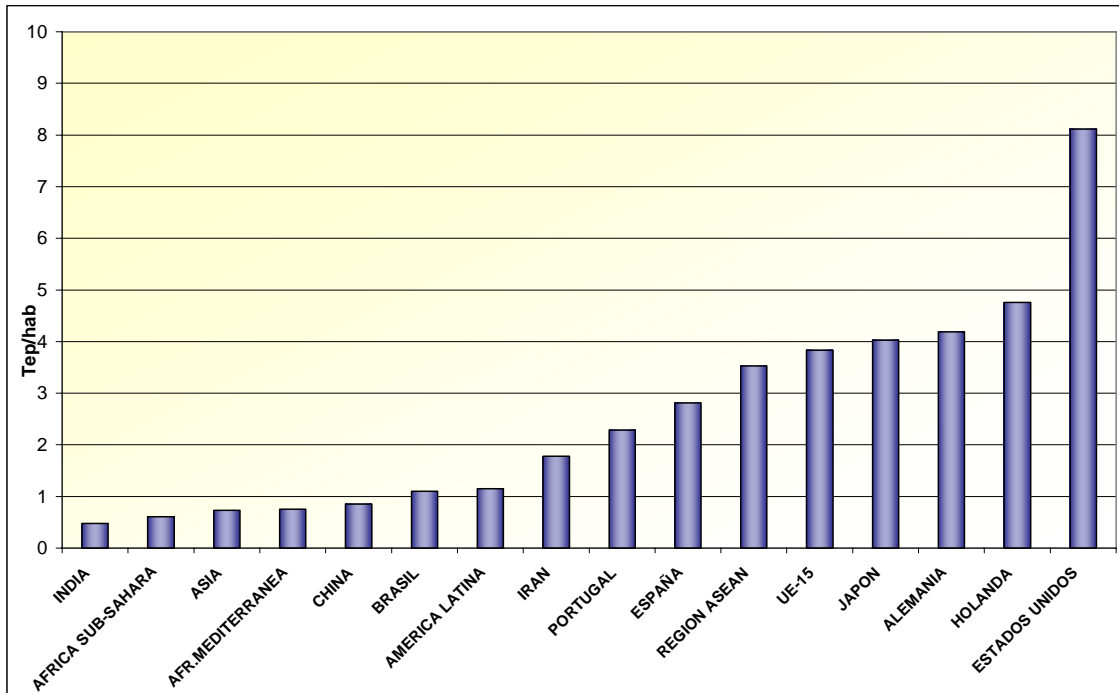
En efecto, esto es lo que se ha producido, especialmente por el importantísimo crecimiento de la economía china que prácticamente casi ha duplicado en diez años su consumo de energía y de petróleo, siendo esta evolución uno de los factores explicativos de la actual situación de altos precios del petróleo en los mercados mundiales.

Gráfico 2.3 Evolución del consumo energético en China



El segundo factor, la estrecha correlación en cada país entre el nivel de desarrollo económico y el consumo de energía, puede observarse en el gráfico siguiente:

Gráfico 2.4 Consumo mundial de energía por habitante

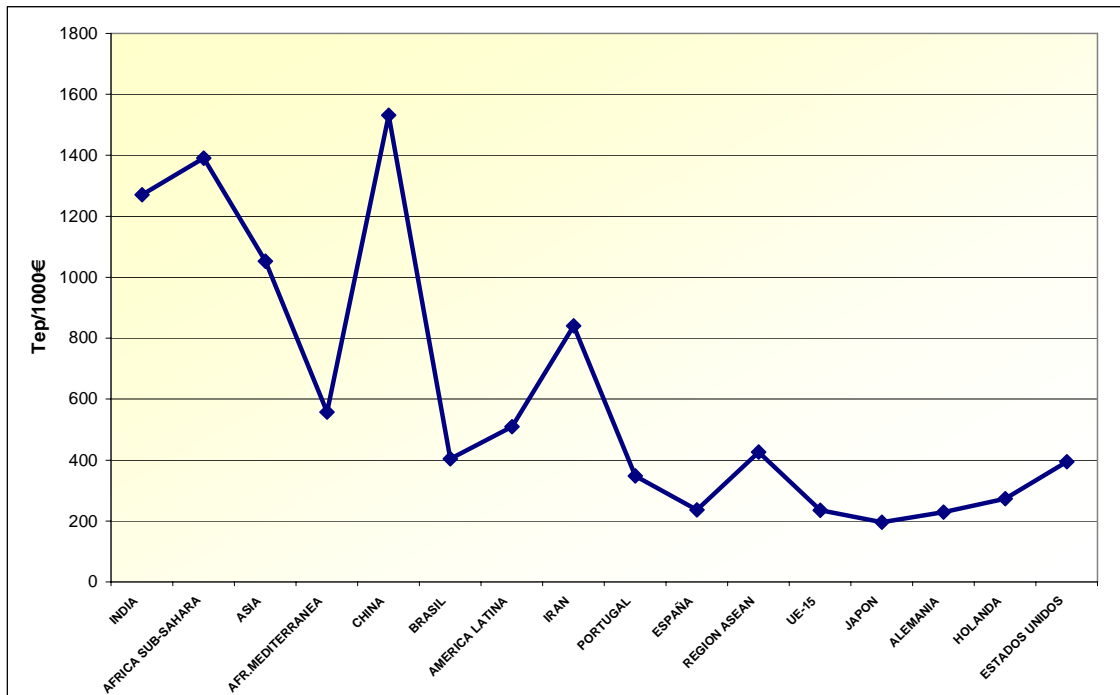


En efecto, se observa cómo el consumo de energía crece a medida que aumenta la riqueza de un país, existiendo, no obstante, notables diferencias para un mismo nivel de riqueza, como sucede en la comparativa del consumo de energía per cápita entre Estados Unidos, con Japón, Alemania y Holanda donde, para niveles comparables de renta, el consumo per cápita es aproximadamente la mitad. Esto responde más a hábitos de uso excesivo de energía por parte de la ciudadanía asociado a una política de precios bajos de la misma con una mayor incidencia que a las distintas estructuras productivas de la industria en cada uno de los países considerados.

Ello puede apreciarse mejor en el Gráfico 2.5, donde se observa la eficacia energética medida en la proporción de Tep (Toneladas equivalentes de petróleo) que son necesarias para producir un euro de riqueza. Aquí puede verse el potencial contrasentido de que el consumo de energía por unidad de producto es, en un primer estadio, mucho más intenso en los países menos desarrollados. Ello lleva a que, a medida que se produce una terciarización de la economía, ésta se vuelve energéticamente más eficaz en cuanto al sector productivo de la economía, pero también aumentan, al mismo tiempo, los consumos asociados al uso no estrictamente productivo como pueden ser los de mejor calefacción y refrigeración, uso de vehículos

terrestres y aéreos para viajes privados y turismo, aumento de equipamientos domésticos y ofimáticos e, incluso, una menor atención al uso racional de la energía. Todo ello define una “curva en U”, típica de este tipo de consumos.

Gráfico 2.5 Consumo de energía por unidad de PIB



El Protocolo de Kioto, (realmente su título es Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático o UNFCCC en sus siglas inglesas) pretende la estabilización de las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto de invernadero (GEI) a nivel del planeta, mediante una reducción de las emisiones de los países más industrializados, con el objetivo de permitir un crecimiento económico (con las mayores emisiones asociadas) a los países menos desarrollados del mundo.

Este Protocolo ya ha sido ratificado por numerosos países, incluyendo la Unión Europea, Japón y Rusia, con lo que ha entrado formalmente en vigor. Por el contrario ha sido rechazado por los Estados Unidos y existen dudas en cuanto a su ratificación final por otros países. En este sentido, Estados Unidos está liderando la puesta en marcha de un sistema diferente de acciones, de carácter no vinculante, como alternativa al citado Protocolo.

Sin embargo, es indudable que su existencia está condicionando enormemente las políticas energéticas de los países de la Unión Europea, favoreciendo un esfuerzo mucho más intenso en el uso racional de la energía y la elección prioritaria de tecnologías energéticas que usen energías primarias con menor contenido en

carbono. Ello ha favorecido la reapertura del debate sobre la energía nuclear (de hecho Finlandia ha sido el primer país europeo después de muchos años en poner en marcha el proyecto de una nueva central nuclear) y está suponiendo un apoyo muy importante a las energías que no emiten gases de efecto invernadero (como la eólica) o son neutrales en cuanto a las emisiones (biomasa y biocombustibles).

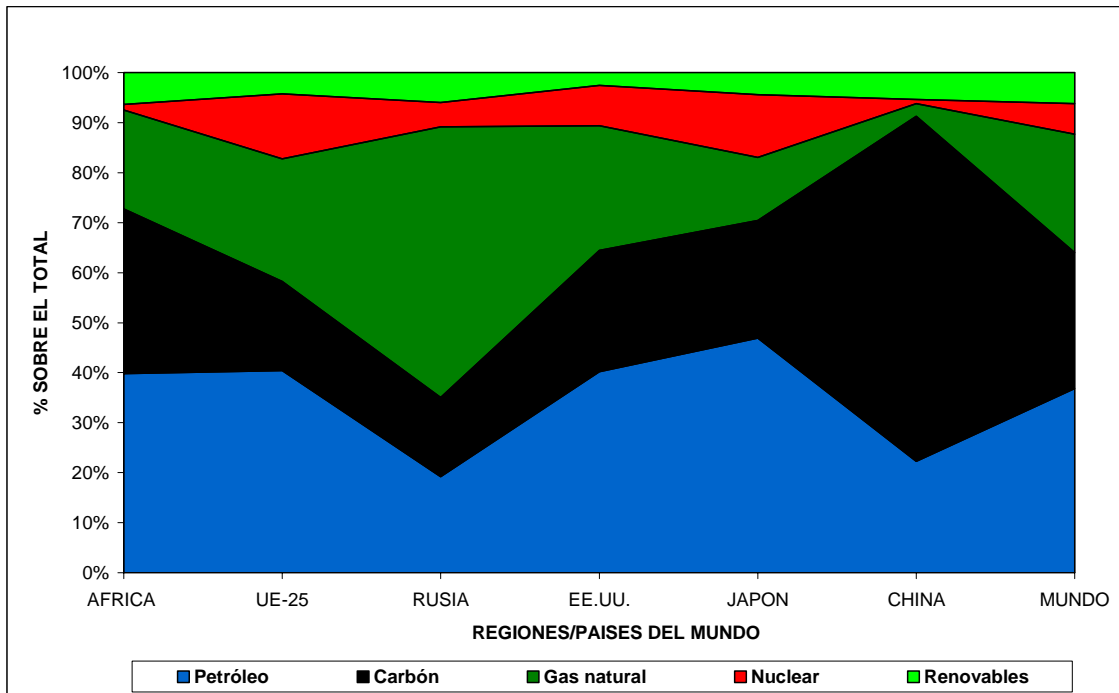
En línea con esta situación, y tal y como se expresará en el capítulo de objetivos, la reducción de las emisiones de GEI va a ser uno de los puntos centrales de este PECAN.

El último factor lo constituye la dependencia exterior en materia energética. Este factor -dependencia energética- es un elemento de inseguridad estratégica de los países más desarrollados y, a su vez, un signo de vitalidad económica, ya que los países con menor capacidad de intercambio a nivel mundial sustentan prioritariamente su consumo en sus fuentes endógenas de energía (incluyendo en los casos como África, China o India) una enorme cantidad de “energías no comerciales” como la leña y otras que no se contabilizan estadísticamente y que, en cierta medida, explican el fortísimo incremento de sus consumos.

En efecto, únicamente Japón, con una cifra cercana al 70% y la Unión Europea con un valor próximo al 50%, tienen niveles de dependencia exterior elevada, mientras que Estados Unidos está en torno al 21%. Además, el grado de participación relativa de las diversas fuentes energéticas varía mucho por países y regiones, tal y como puede observarse en el Gráfico 2.6

Este factor es de una enorme relevancia ya que, a medida que otros países aumentan su nivel de desarrollo, se están incorporando a los mercados comerciales de energía (singularmente gas y petróleo). El aumento del volumen de consumidores de energía comercial en estos países esta produciendo una enorme presión sobre la oferta y paralelamente sobre los precios. Es asimismo esta razón la que justifica, en los últimos años, la volatilidad tan importante registrada en los mercados de petróleo, ya que la elevación de sus precios ha hecho algunas veces en el pasado de estabilizador automático al no poder hacer frente, dichos países, en muchos casos, al coste más elevado del petróleo, debiendo reducir sus importaciones drásticamente en razón de su escasa capacidad de generación de divisas por exportaciones para pagar el mismo.

Gráfico 2.6 Participación de las diversas fuentes de energía primaria en el mundo



2.1.2. Evolución previsible del sector energético durante los próximos 20 años

Un plan energético requiere evaluar los factores externos que condicionan el suministro de energía. Es decir, factores como reservas, evolución de las infraestructuras de producción, situación de los medios y vectores de transporte, vulnerabilidad global, técnica o geoestratégica a nivel de la UE, de España o de Canarias y, por último, una evaluación del comportamiento presente y previsible de los precios, tanto a nivel general como de los precios relativos entre diversas fuentes energéticas.

A partir de esta evaluación del entorno externo y de su evolución previsible es cuando se puede establecer estrategias para alcanzar el objetivo de asegurar el aprovisionamiento al menor coste posible, en un nivel adecuado y suficiente de protección del medio ambiente y con una adecuada calidad del servicio al consumidor final aceptable.

Definir el futuro no es tarea fácil. Progresivamente, los modelos econométricos han abandonado la teoría de la predicción única por un sistema de escenarios donde, en función de una asignación de probabilidades relativas de ocurrencia de diversos factores del entorno externo, se define no un conjunto único de cifras sino diversas alternativas, generalmente tres, definidas como situación probable y dos casos alternativos definidos como optimista y pesimista.

Por ello, en este PECAN, se va a utilizar la técnica de los escenarios macroenergéticos, mejorando los sistemas de modelización con la experiencia adquirida en estos años.

Parte fundamental de esta modelización va a ser una estimación de la población residente en Canarias que contempla a la población permanente (con residencia oficial o no) la población turística flotante. Para la primera se utilizan las proyecciones oficiales realizadas en el ISTAC. En cuanto al segundo se adoptará el criterio, ya desarrollado por el Plan de Integral de Residuos de Canarias (PIRCAN), de considerar como población flotante un ratio sobre la oferta hotelera y extrahotelera de nuestra Región. Ello además se extrapolará a nivel de cada isla ya que estos datos son críticos para evaluar las demandas individuales de los sistemas eléctricos.

Precisamente, la insuficiente consideración del aumento de la población, ha sido la causa principal de los desfases registrados entre previsiones y realidad, ya que dicho aumento ha superado los aumentos vegetativos de la población (que recogen adecuadamente los modelos econométricos tradicionales) y ha crecido por un fenómeno de emigración, mucha de ella con carácter permanente pero otra de carácter temporal, asociada al alto ritmo del sector de la construcción en algunas islas.

Consecuentemente, este apartado trata de dar elementos suficientes para acotar –en un plano cualitativo- la confección posterior de dichos escenarios. Por ello, como factores determinantes de la situación energética en los próximos 20 años cabe citar los siguientes:

- Escenario de suministro de la energía, y singularmente del petróleo, basado en una oferta ligada al precio, y no a consideraciones políticas o militares, y mantenimiento de los principales orígenes de producción de energías fósiles, sin descubrimientos de yacimientos excepcionales que alteren la situación geoestratégica mundial.
- Ausencia de soluciones tecnológicas revolucionarias en forma de “energías no convencionales” tales como la de fusión pero, al mismo tiempo, importantes avances tecnológicos en todos los sectores, que están mejorando de forma continua la eficiencia de las actuales fuentes y vectores energéticos, ya sea en la fase de producción (reducción de coste de energías renovables y mejor rendimiento en generación eléctrica) o en consumo (muy singularmente en materia de alumbrado, consumo específico de aparatos eléctricos y ofimáticos y en vehículos de transporte terrestre, marítimo y aéreo).
- Creciente impacto de las obligaciones derivadas del Protocolo de Kioto con una especial incidencia a partir de 2012, en que se formularán nuevos objetivos globales de reducción para los países signatarios del mismo y avance imparable de las exigencias medioambientales en todas las fases de la producción, transporte, transformación y consumo de energía. Ello llevará a

mayores costes de producción que se trasladarán progresivamente a los precios.

- Creciente interacción de los mercados energéticos (muy singularmente el petróleo y el gas), asociado a una mayor demanda compradora de países con fuertes políticas de desarrollo económico.
- Un impacto sobre los precios internacionales que será la resultante de la interacción de todos estos factores y que llevará a variaciones importantes de los precios relativos entre las diversas fuentes energéticas.
- La reapertura del debate entre los objetivos de competitividad y liberalización del sistema y el objetivo de la seguridad del aprovisionamiento y planificación.

El primer factor es la ausencia de “escenarios de ruptura”. Ello quiere decir el mantenimiento de un escenario de paz a nivel mundial en todo el período, lo que no excluye la aparición de crisis locales de mayor o menor intensidad y duración.

En segundo lugar, no cabe esperar, en el plazo de vigencia del PECAN, soluciones milagrosas en forma de aparición de “nuevas energías” alternativas a gran escala. Esto es importante, ya que al igual que suponemos un “escenario político de estabilidad a nivel mundial”, vamos a considerar un “escenario de evolución tecnológica y no de revolución tecnológica”. Por ello sólo se va a considerar las fuentes energéticas contrastadas y disponibles en la actualidad, lo que no excluye que nuevas alternativas energéticas, como los biocarburantes o el hidrógeno, vayan aumentando su participación, la primera, o adquiriendo determinados nichos de mercado, el segundo, pero con carácter de complemento de las fuentes energéticas principales.

Pero sí van a continuar produciéndose importantes avances tecnológicos y mejoras técnicas y de coste y eficacia económica en todos los sectores y fuentes energéticas, ya sea en materia de producción o en la fase de consumo y singularmente vinculados a la minoración de los impactos ambientales vinculados a los mismos. Todos estos apartados serán desarrollados en el Capítulo de Tecnología que constituye una de las novedades y apuestas de futuro de este PECAN.

Así, los mayores avances en términos de eficiencia de costes se darán en tecnologías relativamente emergentes (eólica, solar fotovoltaica y otras) y de desarrollo tecnológico en nuevas tecnologías (como el hidrógeno), mientras que en tecnologías convencionales, ya muy maduras, los mayores avances se darán en reducción de su impacto ambiental.

Paralelamente, continuarán dándose avances de eficiencia y medioambientales en el sector de transporte terrestre y aéreo, y es posible un salto de eficiencia muy significativo en los equipos electrodomésticos y ofimáticos, al utilizarse la variable energética como un elemento comercial favorecedor de la renovación complementado

con políticas fiscales selectivas para reorientar la sustitución acelerada de los equipos consumidores de energía con una menor eficiencia. Sin embargo, simultáneamente, la aplicación de la legislación comunitaria en materia de reciclado de vehículos automóviles y equipos domésticos y de oficina, puede actuar como un factor amortiguador de este proceso de renovación.

El tercer elemento es la creciente influencia de la dimensión medioambiental sobre la estrategia relativa a la producción, transporte, transformación y consumo de energía y muy singularmente el impacto de las obligaciones derivadas del Protocolo de Kioto. Éste, como ha sido reiteradamente señalado, va a constituirse en un factor muy importante de orientación de las políticas energéticas y, simultáneamente, la aceptación de sus consecuencias prácticas, por parte de la ciudadanía, va a ser cada vez más acusada. Ello va a traducirse, especialmente a partir del año 2012, en un gran esfuerzo en materia de uso racional de la energía (acompañado de un previsible aumento de la fiscalidad sobre la energía) y la elección prioritaria de fuentes de energía en razón de su menor contribución a la emisión de gases de efecto de invernadero y, en un escenario de medio plazo, una reorientación de determinados hábitos sociales (uso del vehículo privado, uso de la iluminación, tendencias del turismo etc.)

Es evidente que esta influencia medioambiental ha ido creciendo de manera exponencial durante los últimos 25 años y abarca factores muy diversos que incluyen a título no exhaustivo: la dificultad de obtener permisos para la exploración de petróleo o gas; la dificultad de autorización de emplazamientos de nuevas centrales eléctricas, plantas de regasificación, refinerías de petróleo, líneas eléctricas, gasoductos y oleoductos, la creciente dureza en materia de seguridad en el transporte de petróleo y GNL (exigencia de doble casco para el transporte de petróleo crudo, inspección reforzada en los puertos comunitarios), las normas cada vez más severas de emisiones de las refinerías o centrales eléctricas con la aplicación de la directiva de Prevención y Control Integrado de la Contaminación, las crecientes exigencias en las características de los carburantes y combustibles en aspectos tan diversos como contenido en aromáticos o nivel de azufre y metales pesados, con especificaciones máximas que han pasado en pocos años del tanto por ciento o por mil a las partes por millón.

Todo ello, como se ha señalado anteriormente, supondrá unos mayores costes que se trasladarán a los precios al consumidor en aquella parte que no pueda ser absorbida por mejoras tecnológicas o una mayor eficiencia productiva y que penalizará de manera diferenciada a las diversas fuentes energéticas, contribuyendo así a alcanzar una estructura energética más orientada hacia el cumplimiento de los objetivos medioambientales (incluyendo la reducción de emisiones de gases de efecto de invernadero).

Todos estos factores nos llevan al cuarto elemento cual es la creciente interacción de los mercados energéticos. De una parte, es evidente que el aumento de la flexibilidad de determinadas producciones o tecnologías, favorece un uso multicomcombustible que aumenta la competencia entre diversas energías como petróleo y gas natural en la producción de electricidad, a la par que la creciente entrada en el mercado de nuevos países productores de energía favorece una mayor competencia mundial.

Sin embargo, en el momento actual, caracterizado por una relativa escasez de la oferta, esta competencia no parece estar funcionando, más bien al contrario, se registran posibles movimientos especulativos de precios alimentados por el volumen importante negociado en los mercados de futuros de la energía.

El siguiente elemento, que realmente es una resultante de la interacción de los anteriores, es el comportamiento de los precios de la energía en los mercados mundiales. Es evidente que todos los factores anteriores tienen una influencia de diferente signo sobre los precios de la energía. Por ello, parece conveniente sistematizar los diversos componentes que confluyen en ellos: costes de producción, de transporte y de transformación, y aspectos impositivos, a lo que habría que añadir las posibles variaciones entre la cotización del dólar y el euro (ya que la mayor parte de los productos energéticos se cotizan en la primera moneda).

En cuanto al primero, coste de producción, parece evidente que la resultante de una hiperconcentración ya muy conocida de las reservas de los principales vectores energéticos (petróleo y gas) en unas pocas regiones del mundo (Oriente Medio para el primero y esta misma región más Rusia para el segundo), el inapelable coste marginal creciente de producción, y la sostenida presión de un consumo creciente a nivel mundial, más los problemas medioambientales del uso masivo del carbón, deben inducir a un escenario de aumento de precios en términos reales del 2-3% anual en el largo plazo, lo que no excluye algunas bruscas subidas y bajadas del precio durante cortos periodos.

Por lo que respecta a los costes de transporte y transformación, hay de nuevo tendencias opuestas. De una parte, las mejoras tecnológicas apuntan hacia su reducción pero, en el caso concreto del coste de transporte, la lógica económica de favorecer un menor movimiento de un producto voluminoso y potencialmente muy contaminante, en sus derrames o accidentes, como es la energía, no se está reflejando en el mundo real, continuando los muy importantes trasiegos de petróleo por los océanos. Por tanto, el coste de transporte parece ser más un elemento amortiguador y equilibrador de las diferencias regionales de precios de una misma energía, que un elemento que contribuya a reducir las oscilaciones de costes a largo plazo.

Además del impacto de normas más exigentes en cuanto al transporte de energía, la propia seguridad física de las instalaciones y la severidad de operación en

las plantas energéticas y en los centros de transformación, en condiciones de mínimo impacto ambiental, unido a las propias especificaciones más severas de los productos, apuntan hacia una resultante final que puede suponer un encarecimiento de los costes de transporte y transformación, a largo plazo y en términos reales, en torno al 1% anual.

Todo ello lleva a un aumento del coste sin impuestos de la energía que podrá oscilar en términos reales promedio entre el 3 y el 4% anual.

El último elemento, factores impositivos, es el de mayor discrecionalidad y por tanto el de más difícil predicción. Algunas tendencias, sin embargo, sí parecen evidentes:

- La Unión Europea ya ha instaurado la llamada “ecotasa” y en general, por razones fiscales (necesidad de mayores ingresos indirectos asociados al Pacto de Estabilidad) y medioambientales (utilizando la llamada internalización de costes) va a continuar aumentando de manera sensible la imposición sobre la energía.
- Adicionalmente, es muy posible que la citada ecotasa se comience a aplicar a medio plazo a sectores/aplicaciones hasta ahora exentas de la misma (combustibles para aviones y para barcos).
- Aunque dicha armonización se consagre mediante una horquilla de niveles impositivos y España opte por el rango inferior, ello va a suponer una elevación importante del nivel fiscal promedio. Canarias tiene una opción diferencial reconocida en el Tratado de Unión en la aplicación de los impuestos sobre combustibles, que podrá ser usada para facilitar la consecución de los objetivos establecidos en este Plan.
- Es muy posible que esta tendencia no sea seguida uniformemente a nivel mundial. Mientras que es probable que Japón la siga, es difícil pensar que Estados Unidos cambie su política tradicional de gravar mínimamente la energía. Por el contrario, otros países ya desarrollados o en vías de desarrollo ajustarán posiblemente de manera mucho más moderada su fiscalidad energética para no poner en peligro su competitividad a corto plazo.
- Todo ello llevará a una pérdida relativa de la competitividad de la economía de la Unión Europea, y estimamos que el factor impositivo supondrá un encarecimiento “fiscal” de los precios al consumidor en términos reales en torno al 2-3% anual.

Por último, como se ha visto, es muy difícil estimar la evolución futura de la paridad euro-dólar. No obstante, hipótesis de trabajo se sitúa en un valor de 1,05 a 1,15 del euro frente al dólar. Este valor, como se ha demostrado en los últimos años, puede ser una buena referencia, lo que no excluye que puntualmente la cotización

oscile entre valores de 0,9 y 1,30 dólares por euro. Esto que supone una depreciación del 10-15% sobre los valores actuales.

Con estos antecedentes el escenario final del precio de la energía para el consumidor podría estimarse en un encarecimiento promedio anual, en términos reales y sin contar con las distorsiones dólar- euro, durante el horizonte del PECAN, en torno a un mínimo del 6% y un máximo del 9%.

2.2. La energía en España

El objeto de este capítulo es el de valorar la situación energética del conjunto del territorio español, ponerlo en relación con Canarias y así extraer consecuencias lógicas que sirvan para mejorar la definición de objetivos y medidas el PECAN y perfeccionar y asegurar la coherencia de nuestra planificación regional en el marco de la prevista para el conjunto del Estado español.

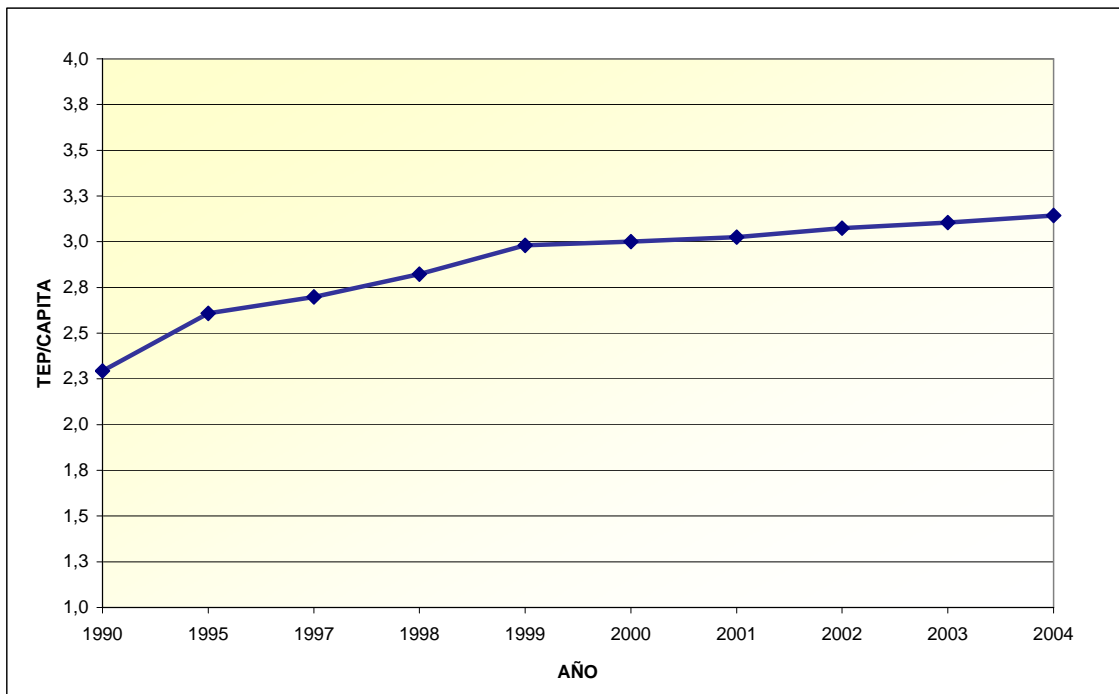
Los factores más relevantes que definen la situación energética española son los siguientes:

- Un fuerte crecimiento del consumo de energía per cápita, inferior a la media de la UE-15, pero superior a la de la UE-25.
- Un estancamiento de la eficiencia energética, medida en TEP por mil euros de Producto Interno Bruto.
- Un aumento muy importante de las emisiones de CO₂ el mantenimiento de las ventajas obtenidas en el vigente Compromiso de Reparto de las obligaciones para la Unión Europea derivadas del Protocolo de Kioto a partir de 2012.
- Una elevada y creciente dependencia exterior en materia de energía.
- Una diversificación posiblemente insuficiente de las fuentes de energía primaria.
- Una creciente sensibilización de las Administraciones Locales y de las organizaciones medioambientales contra la implantación de nuevas infraestructuras energéticas, que se transmite a la ciudadanía sin aportar soluciones alternativas razonables.
- Una competencia entre las empresas energéticas, más teórica y en el plano legislativo que perceptible en la realidad diaria de muchas empresas y ciudadanos, que se ha centrado principalmente en grandes consumidores industriales o del sector de servicios.
- El último factor, de singular relevancia, es la nueva formulación de una planificación centralizada de las infraestructuras de suministro de electricidad y gas natural para el conjunto de España, que sólo toma en consideración, de forma limitada, las especiales características que concurren en el caso de

Canarias y que van a requerir actuaciones específicas complementarias, por parte del Gobierno y del Parlamento de Canarias, a través del PECAN.

El primer factor, como puede apreciarse en el siguiente gráfico, es el crecimiento del consumo de energía per capita a tasas superiores al 1% en los últimos años. Son crecimientos aparentemente modestos pero que reflejan, de una parte, el efecto estadístico de un crecimiento de la población emigrante no recogida en las cifras oficiales, y de otra, un esfuerzo limitado en materia de URE. Ello lleva, de forma casi automática a mayores emisiones de CO₂ y a que España esté cada vez más lejos de cumplir su papel el Compromiso de Reparto de la UE en relación con el Protocolo de Kioto.

Gráfico 2. 7 Consumo de energía per cápita en España



Ello observa todavía mejor en las gráficas siguientes donde se recoge el fuerte incremento de las emisiones de CO₂ a nivel español (el cual constituye el 90% de las emisiones totales de GEI), incluso una vez descontado el efecto de “remoción” de otras actividades como el uso del suelo y la reforestación, según prescribe la Metodología Internacional Armonizada del International Panel for Climatic Change (IPCC). Desgraciadamente, la serie oficial de datos de emisiones del Ministerio de Medio Ambiente de España termina en el año 2002 y ello nos impide prolongar este ejercicio en el tiempo. Asimismo, se aprecia el intenso proceso de convergencia sobre los valores de la UE-15 que justificaron en su momento el “Compromiso de Reparto”, pero que difícilmente podrá ser utilizado de nuevo en un Escenario Kioto posterior a 2012 o en una Unión Europea de 25 ó 28 miembros.

Gráfico 2. 8 Evolución de las emisiones de CO₂ en España

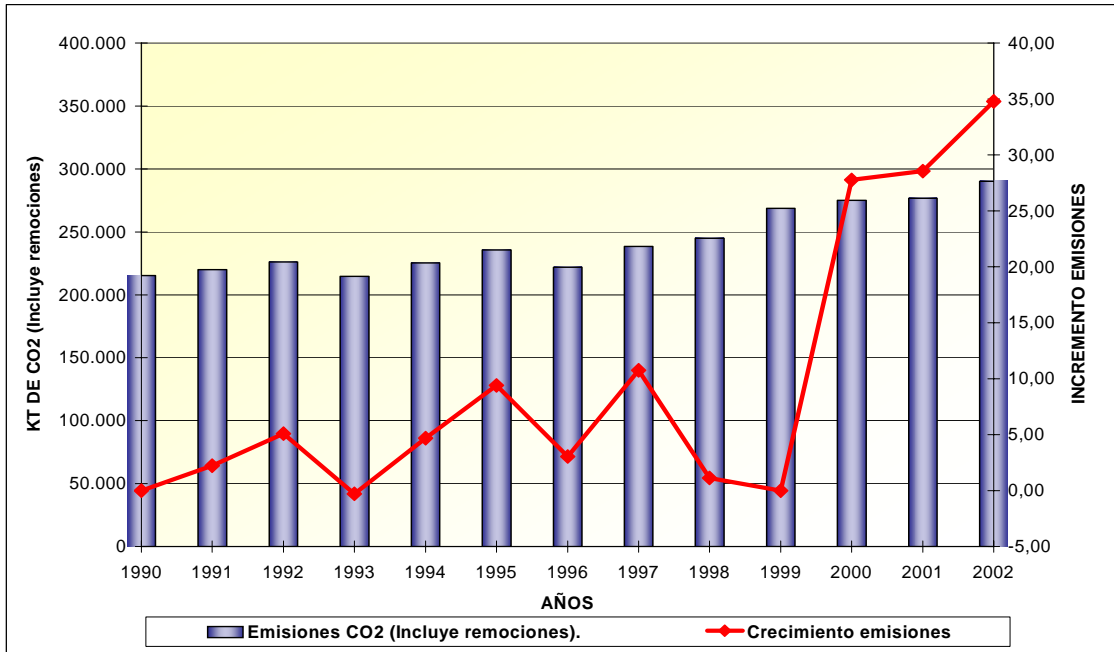
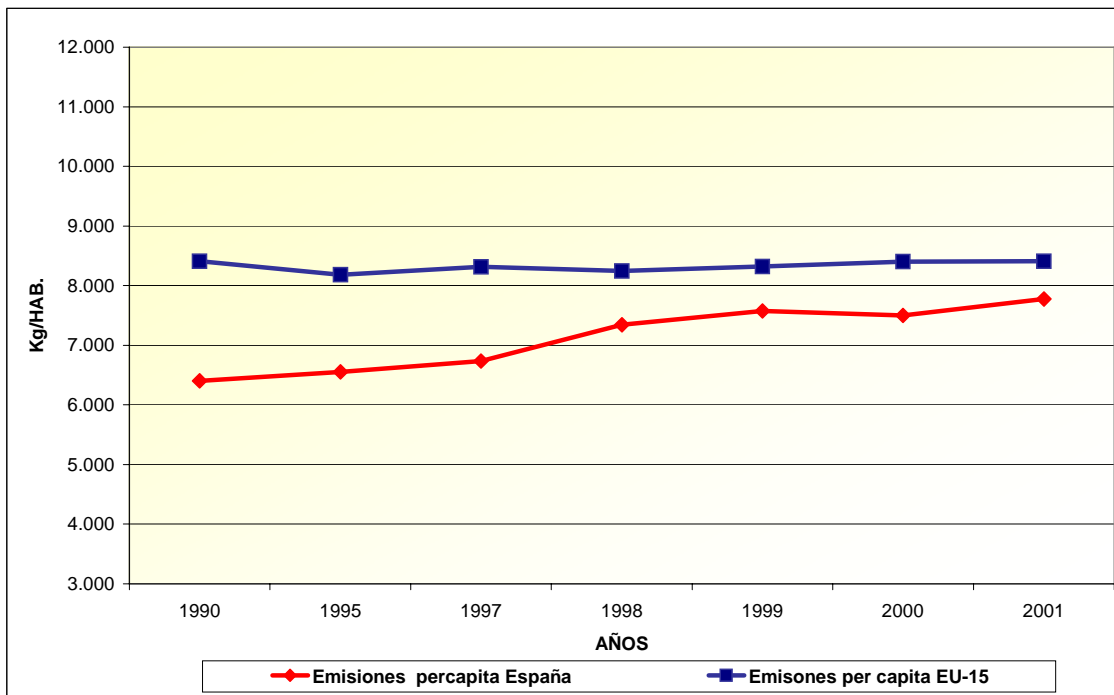


Gráfico 2. 9 Emisiones per capita de CO₂ en España y en la UE-15



El tercer factor, el estancamiento de la eficiencia energética, está en cierta medida asociado al elemento anterior (ver Gráfico 2. 10), lo que hace que España tenga en la actualidad una intensidad energética inferior a la del conjunto de la UE-15

(ver Gráfico 2. 11), incluso descontando un elemento tan favorable como son las menores necesidades de energía para calefacción.

Ello deriva de una conjunción de factores de los cuales, sin duda, el más importante, es la fuerte progresión del consumo de energía para transporte, que ha pasado de representar el 32% del consumo final de energía en 1985 al 38% en el año 2004.

Gráfico 2. 10 Eficiencia energética de España

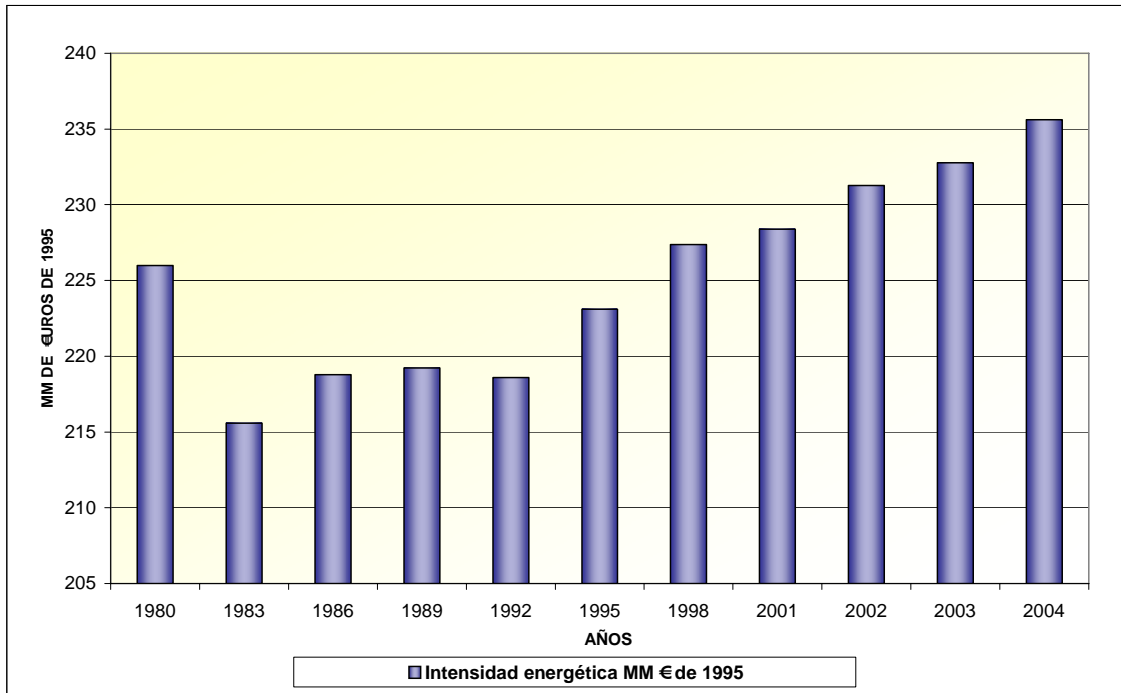
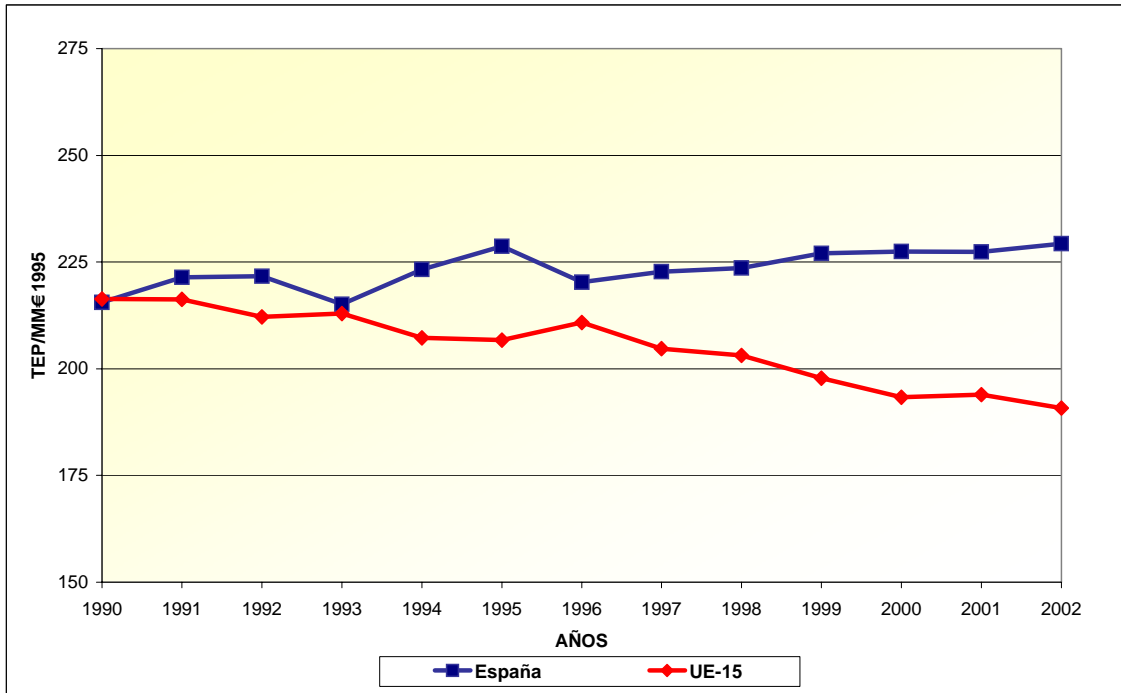
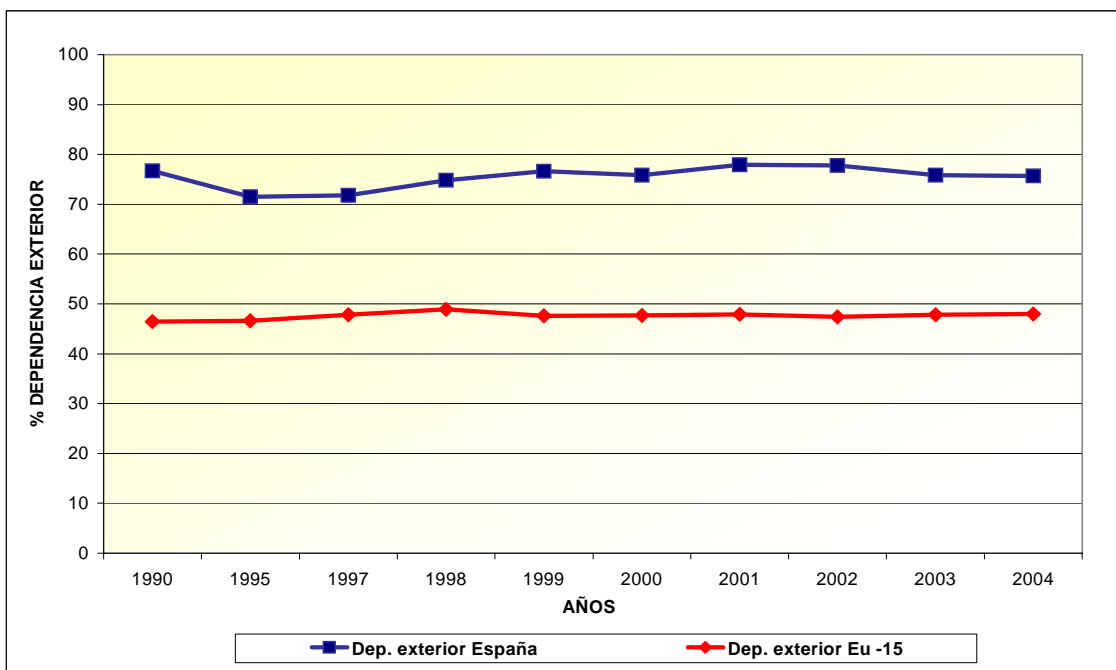


Gráfico 2. 11 Comparación de la eficiencia energética entre España y la UE-15



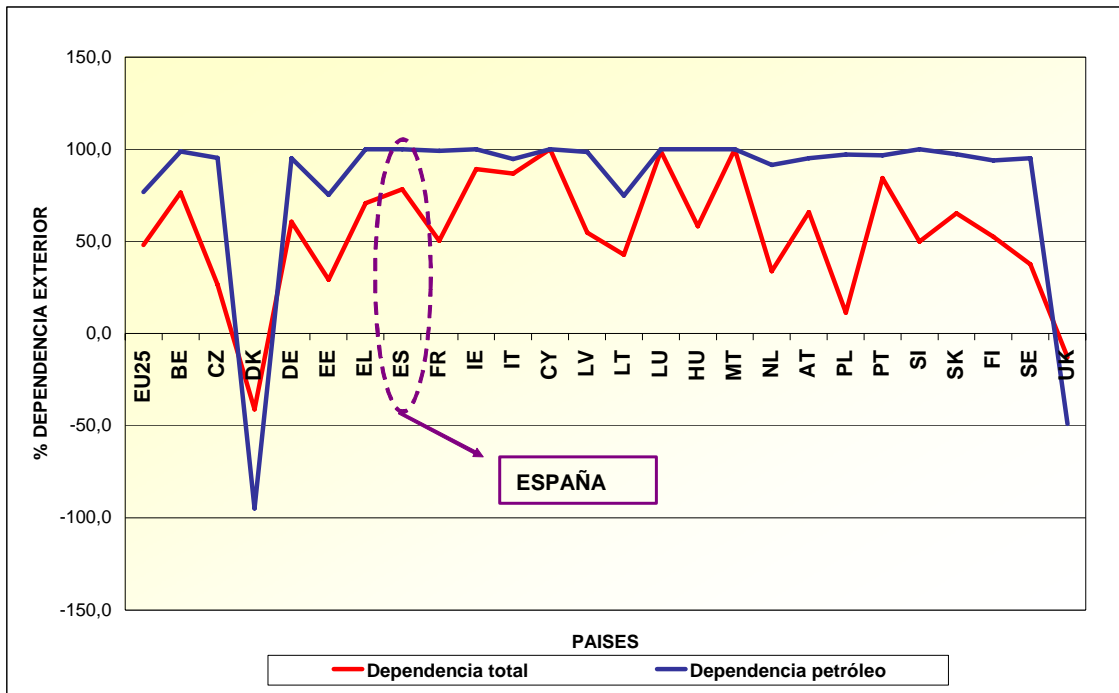
El siguiente factor lo constituye la fuerte dependencia exterior de España en materia energética (Gráfico 2. 12), dependencia que no ha hecho sino aumentar en los últimos años y que nos sitúa entre las más elevadas de la Unión Europea con 20 puntos por encima de la media comunitaria.

Gráfico 2. 12 Dependencia exterior en materia energética de España y la Unión Europea de los 15



No obstante la reflexión anterior, una comparación mas detallada con la UE-25 nos indica que el caso de España coincide con un número muy importante de países comunitarios tanto en dependencia global como en la específica de la dependencia exterior del petróleo. Ello se justifica por la situación particular de algunos países (Reino Unido y Dinamarca con su abundante petróleo y gas, Holanda con su gas natural o Francia con la energía nuclear) que sesgan los resultados promedio.

Gráfico 2. 13 Dependencia exterior energética en la Unión Europea de los 25



Por ello parece evidente que España deberá realizar un esfuerzo mucho más intenso de uso racional de la energía, lo que muy posiblemente obligará a unos precios de la energía más elevados para determinadas usos como el transporte (especialmente vía aumentos de la fiscalidad), a la aplicación de medidas complementarias como el comercio de derechos de emisión de CO₂ y, asimismo, recomendará aumentar los apoyos a aquellas energías con menor incidencia sobre las emisiones de CO₂, singularmente las energías renovables y, en cierta medida, el gas natural.

A nivel del conjunto de España, aunque no en el caso de Canarias, existe una relativa diversificación de fuentes de energía primaria. Esta diversificación se ha centrado en los quince últimos años en un importante aumento del gas natural a costa del estancamiento de la producción de la energía nuclear y un relativo declive del uso de combustibles sólidos. En cuanto a las energías renovables, el espectacular crecimiento de la energía eólica se ve enmascarada, en términos anuales, ante las importantes variaciones de la producción hidroeléctrica.

Gráfico 2.14 Reparto de fuentes de energía primaria en España en 1990

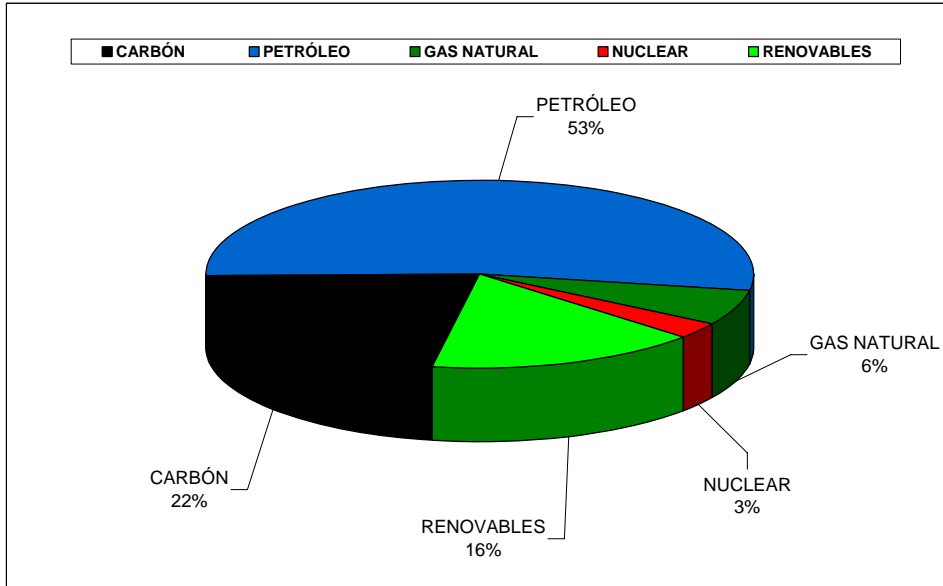
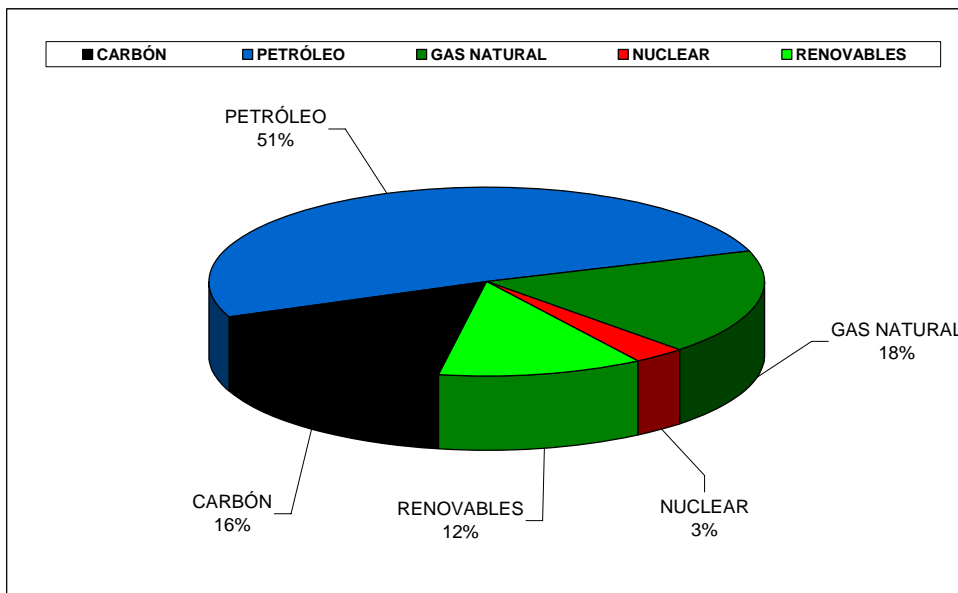


Gráfico 2.15 Reparto de fuentes de energía primaria en España en 2004



Pero igualmente relevante es considerar la estructura del sistema de generación eléctrica en el conjunto de España. Como puede apreciarse en el Gráfico 2.16, el sistema peninsular cuenta con una estructura muy diversificada e incluso con una importante capacidad de reserva (que descansa en buena parte en una sobrecapacidad hidroeléctrica instalada). Ello lleva a importantes variaciones a la hora de la producción de electricidad por los diversos tipos de centrales generadoras (Gráfico 2.17) y a las horas anuales de utilización (Gráfico 2. 18), con un máximo correspondiente a las centrales nucleares y de carbón, mientras bajan considerablemente las horas de utilización para otros combustibles. Las hidroeléctricas se usan básicamente en horas de punta como reguladores de la demanda.

Gráfico 2.16 Potencia eléctrica instalada en España en el año 2004

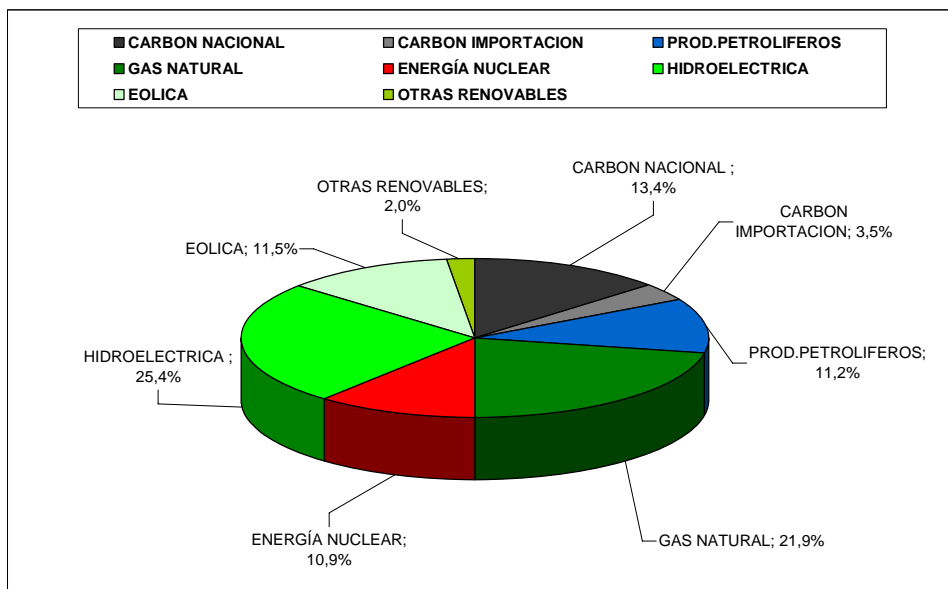


Gráfico 2.17 Producción eléctrica en España en el año 2004

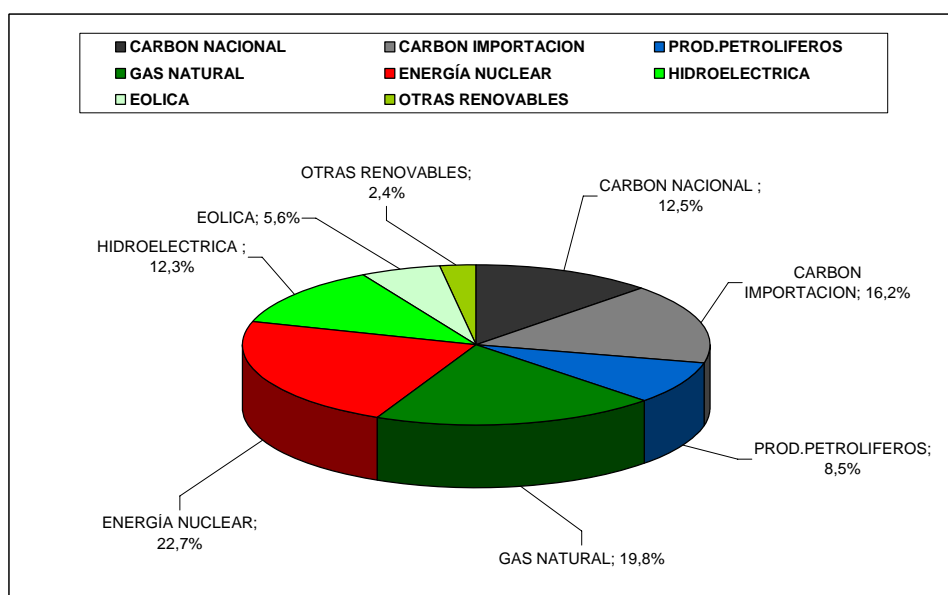
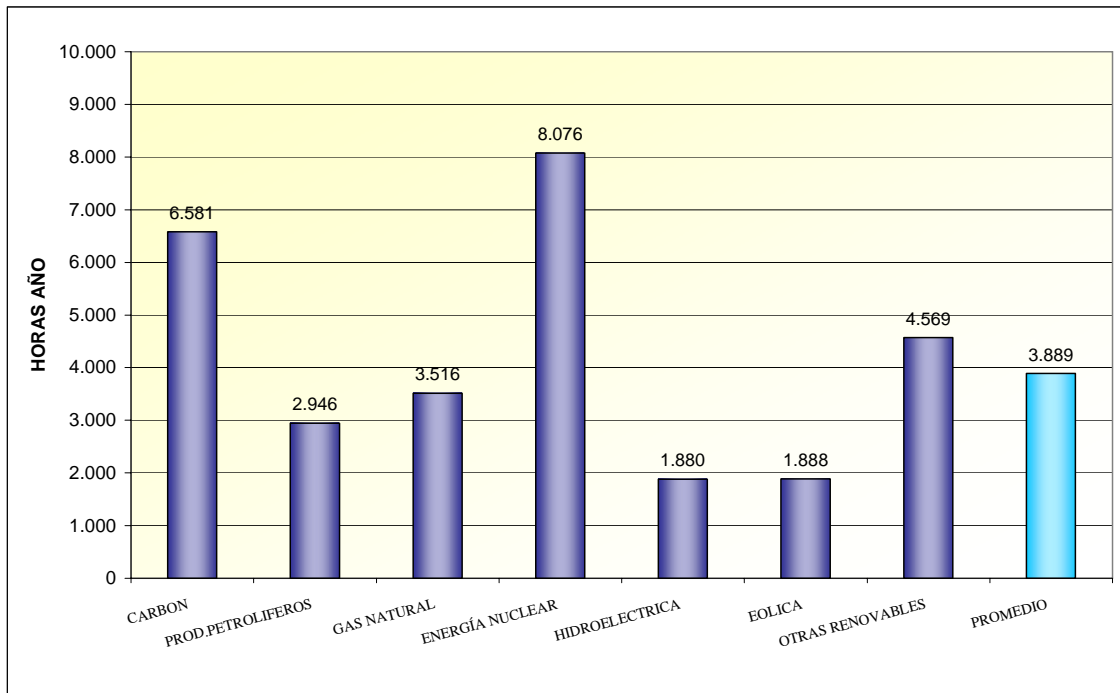


Gráfico 2. 18 Horas de utilización en 2004



Nota: La definición de horas de funcionamiento equivalente resulta de dividir la producción por la potencia instalada. En la realidad las horas de operación de las centrales pueden haber sido superiores (caso especialmente de las centrales de combustibles sólidos y de energías renovables), pero su utilización real se movió por debajo de su potencia nominal.

El aumento de la competencia entre diversas fuentes energéticas y empresas operadoras está siendo, según todos los indicadores, relativamente modesto a nivel del conjunto español (e inexistente en Canarias) y se centra básicamente en determinados grandes consumidores con capacidad de elegir suministrador. Esta competencia teórica es la resultante de diversos factores, entre los que hay que citar:

- Mayor apertura de la economía española en materia de libertad de establecimiento.
- Creciente intersustituibilidad entre energías.
- Liberalización de mercados y precios.
- Aumento de las conexiones internacionales.

La mayor apertura de la economía española no se limita tan solo a la Unión Europea, sino que a su vez, la apertura de esta última frente a terceros países hace que aumenten las posibilidades de compañías de esos países para instalarse en la UE y en España (acogiéndose a la cláusula de no discriminación por nacionalidad), así como las mayores facilidades que están teniendo para la importación los productos de terceros países, ya sean productos energéticos o bioenergéticos (como los combustibles de origen agrícola), acogiéndose a los Acuerdos de Libre Comercio

firmados entre dichos estados y la Unión Europea. Ello se ve complementado por la creación del llamado “Mercado Ibérico de la Electricidad” cuyo reciente funcionamiento no permite reflejar todavía sus resultados.

El segundo elemento, de mucha mayor importancia a medio plazo, es la creciente capacidad de sustitución entre fuentes energéticas. En el pasado esta sustituibilidad se registraba básicamente dentro de cada fuente energética (gasolina frente a gasoil o carbón frente a petróleo en la generación eléctrica), pero en la actualidad se está potenciando crecientemente la intersustituibilidad ya que determinados combustibles como el gas natural, compiten crecientemente con los derivados del petróleo en diversas aplicaciones (calefacción y propulsión de motores) o frente al carbón y al petróleo en generación térmica eléctrica e industrial utilizando la mayor eficiencia de los ciclos combinados y la cogeneración. Ello está comenzando a tener efectos significativos ya que a los factores anteriores debe unirse la creciente capacidad de distribución de estos nuevos combustibles y el desarrollo de políticas comerciales más agresivas por parte de las compañías energéticas.

A ello debe unirse la creciente importancia de las energías renovables (singularmente la eólica y en menor medida la procedente del aprovechamiento térmico de residuos y, todavía en un grado incipiente, los biocombustibles de origen agrícola). La resultante es una multicompetencia “imperfecta” ya que varias de estas energías tienen regímenes específicos de apoyo y subvención o de exoneración fiscal total o parcial, que en algunos casos tratan de internalizar su menor impacto ambiental.

Esta creciente posibilidad de sustitución supone a la vez un riesgo y una verdadera oportunidad para la planificación energética. Ello es así, ya que si la sustituibilidad presiona los precios de la energía a la baja (a través de una mayor competencia), favorece simultáneamente la adopción de decisiones basadas en el corto plazo y además, por el otro lado, abre importantes mecanismos de actuación (y de orientación de los balances energéticos) para las autoridades públicas a través de la fiscalidad o del régimen de ayudas a las diferentes energías.

El tercer elemento, con una incidencia especial sobre la competencia a corto plazo, es la liberalización total de los mercados eléctricos y posteriormente del mercado de gas natural, lo que permite, legalmente, a todos los consumidores finales la libre elección de suministrador, bien directamente a la empresa productora o a través de la figura de las empresas comercializadoras. La experiencia de estos últimos años en la materia es que, a pesar del esfuerzo comercial desarrollado por las compañías energéticas, el porcentaje de consumidores domésticos que se han acogido al cambio de suministrador ha sido modesto. Éste no ha sido el caso de los grandes consumidores, que se han beneficiado en gran medida de esta mayor competencia.

2.3. Situación del sector energético en Canarias

2.3.1. La demanda de energía en Canarias

El consumo de energía primaria en Canarias ha aumentado de forma continuada en los últimos veinte años, como puede apreciarse en la tabla 2.1. De acuerdo con la metodología de la Agencia Internacional de la Energía, la energía primaria se ha calculado como suma de las importaciones de combustibles más la producción interior de energía, deduciendo las exportaciones, los suministros a navegación internacional y las variaciones de existencias, pero incluyendo los suministros a la totalidad de aviones con independencia de su nacionalidad.

Se observa cómo el consumo de energía primaria experimenta un crecimiento prácticamente continuado. El crecimiento medio anual registrado en el periodo 2001-2004 ha sido del 2,9%, frente al 3,2% registrado en el periodo 1985-2001, lo que señala una cierta tendencia a la moderación en el crecimiento del consumo de energía.

En cuanto al comercio exterior, las importaciones siguen una tendencia ligeramente creciente acompañada al aumento del consumo interior, mientras que las exportaciones se mantienen en valores similares durante el periodo.

Los suministros a navegación marítima internacional están relativamente estabilizados desde el año 1998, con variaciones anuales que recogen la situación específica tan volátil de este mercado.

Tabla 2. 1 Evolución de algunas de las principales magnitudes energéticas

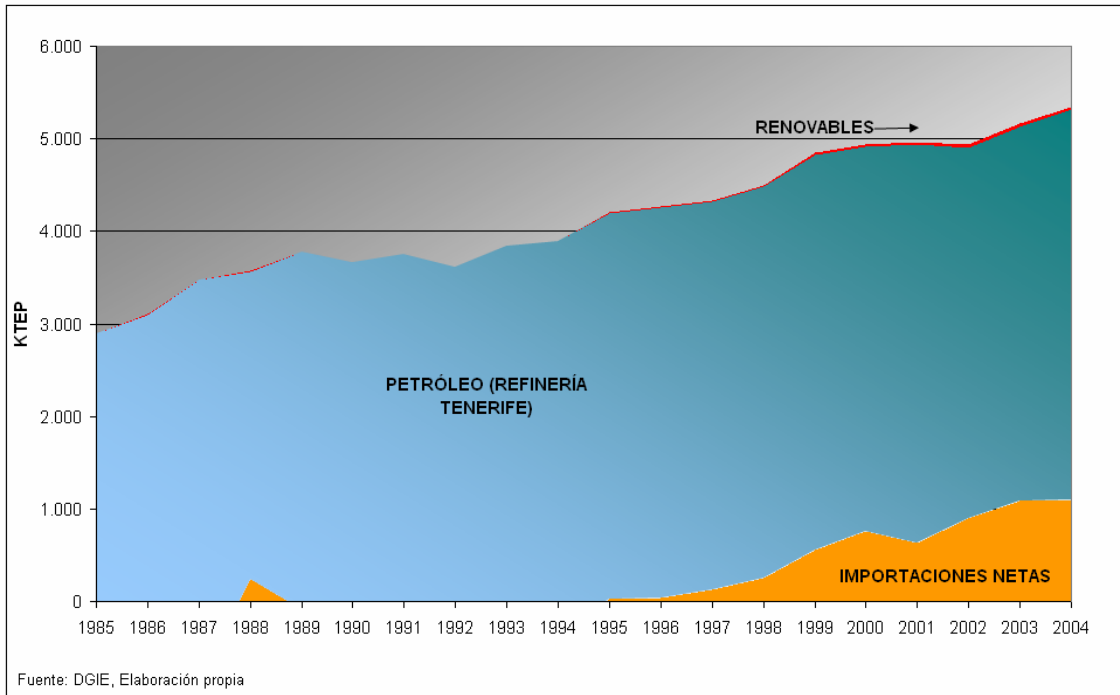
AÑO	PRODUC.	IMPORTACION	BUNKERS	VAR. STOCKS	ENERGÍA PRIMARIA
	INTERIOR	EXPORTACION			
1.985	215	4.629.541	1.709.497	-26.562	2.893.697
1.986	259	4.760.114	1.620.485	-38.573	3.101.314
1.987	1.701	5.123.999	1.714.881	68.973	3.479.792
1.988	2.004	5.152.756	1.587.999	2.718	3.569.479
1.989	1.858	5.169.062	1.402.402	6.069	3.774.587
1.990	1.939	4.978.645	1.350.765	38.438	3.668.257
1.991	2.215	5.277.833	1.411.613	-120.424	3.748.011
1.992	3.187	4.898.505	1.395.513	106.179	3.612.359
1.993	4.342	5.052.476	1.156.260	-61.579	3.838.980
1.994	7.520	5.345.909	1.471.023	9.671	3.892.077
1.995	7.465	5.688.786	1.570.330	80.549	4.206.470
1.996	8.326	5.869.864	1.783.985	173.926	4.268.131
1.997	8.899	6.556.729	1.996.986	-235.791	4.332.851
1.998	12.525	6.726.638	2.258.176	20.069	4.501.057
1.999	21.957	6.632.079	1.917.009	111.510	4.848.537
2.000	23.978	7.103.469	2.063.164	-127.295	4.936.989
2.001	31.739	7.038.703	2.217.600	113.388	4.966.231
2.002	34.364	7.261.039	2.290.804	-26.565	4.978.034
2.003	34.528	7.459.120	2.155.277	-206.356	5.132.015
2.004	33.376	7.352.354	2.120.987	143.780	5.408.523

Unidad: Toneladas equivalentes de petróleo (Tep) Fuente: DGIE, elaboración propia

Puede observarse en la tabla anterior que la producción interior representa una fracción muy pequeña de la energía primaria, siendo dicha cifra la aportación conjunta de todas las energías renovables en el Archipiélago. En función de las condiciones meteorológicas de viento, que fueron comentadas anteriormente, su participación total esta prácticamente estabilizada desde el año 2001 y su aportación al conjunto de la energía primaria apenas alcanza el 0,6 % en el último año.

El Gráfico 2.19 refleja la evolución en la participación de las diversas fuentes de energía primaria en el total. En él se aprecia la todavía escasa representatividad de las energías renovables, frente al 99,4% de la demanda que es abastecida todavía mediante derivados del petróleo.

Gráfico 2.19 Evolución del consumo de energía primaria por fuentes



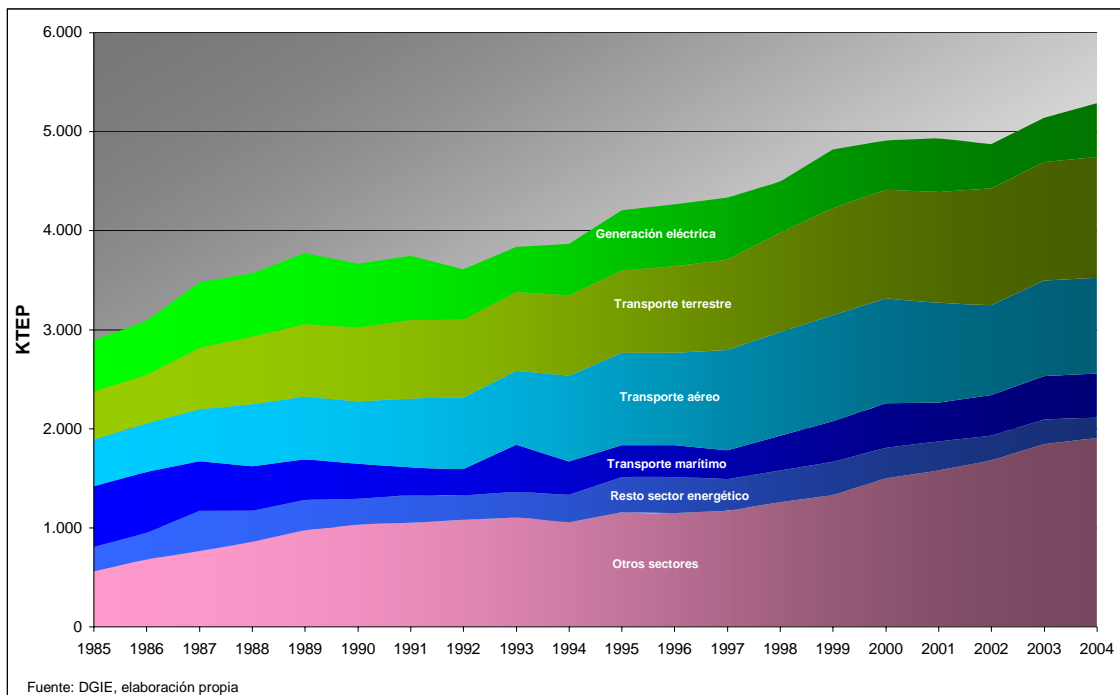
La diferencia con las cifras del conjunto de España está justificada por la ausencia casi total de recursos hidroeléctricos en Canarias, lo que impide una participación considerable de las energías renovables en el abastecimiento energético del Archipiélago. La creciente presencia de la energía eólica y de la solar trata de compensar esta carencia, pero aún así, las islas se mantienen muy alejadas de los niveles de participación de las renovables que se registran en otros sistemas energéticos de la Unión Europea.

En el Gráfico 2.19 se ha individualizado el saldo neto de importaciones de la producción de la refinería de Santa Cruz de Tenerife, con el fin de representar la aportación de esta instalación a la demanda de energía del Archipiélago, haciendo la simplificación metodológica de suponer que la totalidad de su producción se destina al consumo interno. A este respecto, se observa cómo el crecimiento de la demanda de energía primaria –más rápido que el aumento de la producción de refinería– ha obligado históricamente a una participación creciente de las importaciones de derivados del petróleo en el abastecimiento al Archipiélago, que sólo parece haberse estabilizado en los últimos años. Debe mencionarse que estas importaciones, singularmente cuando se destinan al suministro del mercado interior, como es el caso

de las gasolinas o de los gasóleos, han contribuido a reforzar la competencia en estos mercados.

En el Gráfico 2.20 se indica el desglose de la energía primaria, según los sectores demandantes de la misma.

Gráfico 2.20 Desglose de la demanda de energía primaria por sectores



Puede observarse que desde hace muchos años aproximadamente el 50% de la demanda interna de energía en el Archipiélago está vinculada con el sector de transportes, en sus tres modalidades de terrestre, aéreo, y marítimo. El enorme peso de los transportes en Canarias (que hasta la introducción de nuevos productos como los biocarburantes o nuevas tecnologías como el hidrógeno, consumen únicamente derivados del petróleo) y su crecimiento continuado es otro de los factores claves que deberá abordar este PECAN.

Especial relevancia tiene el transporte terrestre, que por sí solo absorbe el 23% del total de recursos energéticos de Canarias y que ha continuado con un crecimiento muy notable, del 2,9% en el periodo 2001-2004, aunque inferior al 3,9% registrado en la década de los noventa. La evolución de la demanda de energía en el transporte terrestre responde al uso muy intensivo del vehículo privado, que puede verse favorecido por el bajo nivel de fiscalidad relativo que tienen los carburantes de automoción en Canarias, en relación con el resto de España y de la Unión Europea.

El transporte aéreo, por su parte, representa el 18% del consumo de energía primaria, con un ligero retroceso en su participación en los últimos cinco años. La

demanda de keroseno de aviación está condicionada por la llegada de turistas al Archipiélago, por el consumo específico de las aeronaves y por los precios relativos de suministro de dicho combustible, que pueden provocar la alteración, dentro de ciertos márgenes, de las pautas de repostaje. Sin duda se aprecia la combinación de un menor crecimiento de los vuelos de larga distancia con el uso de aviones cada vez más eficientes en el uso de energía.

El suministro de combustibles a buques de bandera nacional ha experimentado un retroceso significativo en el periodo que estamos considerando, ya que si en 1985 demandaban el 21,3% de la energía primaria del mercado interior, esta cifra se reduce a un 8-8,5% en el período 2001-2004.

El segundo gran grupo demandante de energía es el propio sector de generación de electricidad que absorbe el 39% de la energía primaria con un aumento espectacular de 5 puntos porcentuales desde el año 2001. El subsector eléctrico ha seguido una tendencia de incremento continuado desde 1985, que se concreta en la mayor tasa de crecimiento de todos los sectores considerados, con un valor promedio del 6,7% anual desde 1985 o, incluso, del 6,5% anual en el período 2001-2004.

La demanda final de energía, que se obtiene deduciendo de la de energía primaria las pérdidas globales del sector energético (generación en centrales, mermas, autoconsumos, y transporte y distribución de energía eléctrica), sigue una tendencia paralela a la demanda de energía primaria, como puede apreciarse en la tabla 2.2.

Se observa, sin embargo, un aumento más acentuado de las denominadas como pérdidas del sector energético que de la propia energía final, ya que el porcentaje de pérdidas de energía en Canarias ha pasado del 22% de la energía primaria en 1985 a un 27,3% en 2001 y un 31,0% en el 2004. Este crecimiento se justifica a su vez por el incremento registrado en el subsector eléctrico, en el que las pérdidas en transformación desde la energía primaria a la energía final ocasionadas por la generación eléctrica son muy cuantiosas, debido principalmente a la propia configuración de los ciclos termodinámicos en los grupos generadores, cuya eficiencia se debe mejorar si queremos invertir la actual tendencia, para lo cual es fundamental la utilización de los nuevos ciclos combinados ya que su rendimiento, por kilovatio-hora producido, es muy superior a las tecnologías convencionales.

Como resumen, la demanda de energía final evoluciona de manera creciente en el conjunto del periodo, a un ritmo de incremento medio del 3.3% anual, pese a que se aprecia una evidente desaceleración del consumo de energía final entre el año 1999 y el año 2003.

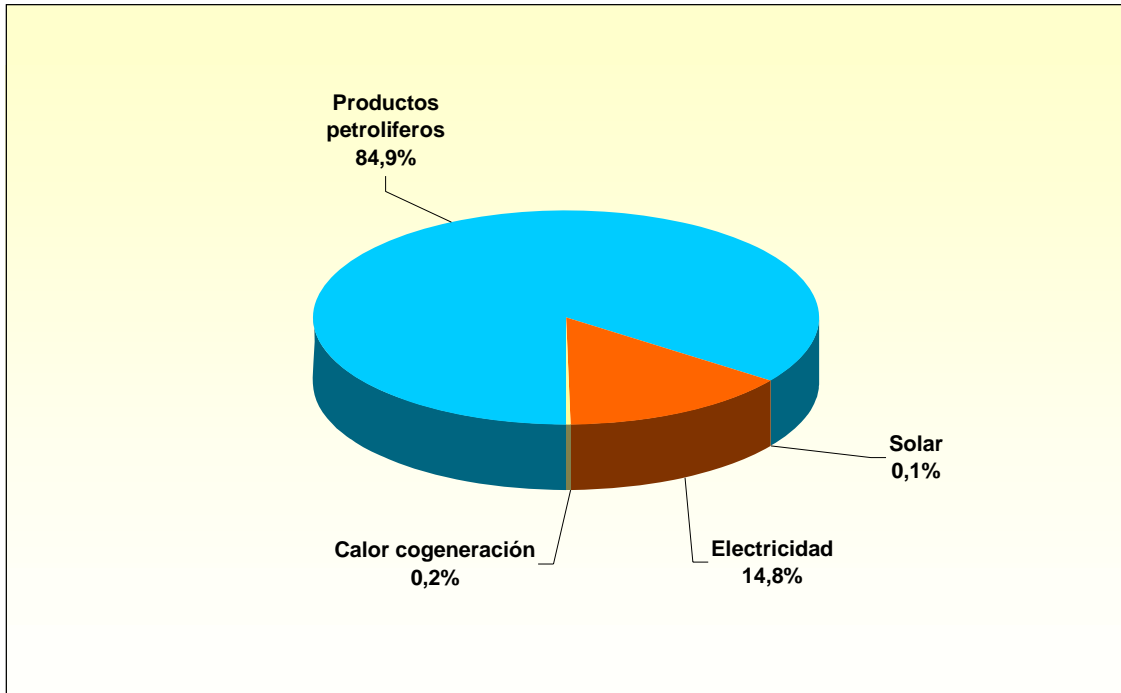
Tabla 2. 2 Evolución de la demanda de energía primaria y final

AÑO	ENERGÍA PRIMARIA	ENERGÍA FINAL	PÉRDIDAS	TRANSF. + DIF.ESTAD.
1985	2.893.697	2.265.400	636.814	8.517
1986	3.101.314	2.348.921	751.593	-801
1987	3.479.792	2.539.158	943.014	2.380
1988	3.569.479	2.645.645	923.111	-723
1989	3.774.587	2.769.753	1.005.125	291
1990	3.668.257	2.659.821	1.008.372	-64
1991	3.748.011	2.719.530	1.025.688	-2.793
1992	3.612.359	2.604.431	1.005.719	-2.209
1993	3.838.980	2.802.226	1.034.686	-2.068
1994	3.892.077	2.884.442	1.004.647	-2.989
1995	4.206.470	3.081.294	1.120.472	-4.704
1996	4.268.131	3.142.138	1.115.829	-10.164
1997	4.332.851	3.263.391	1.064.763	-4.697
1998	4.501.057	3.372.072	1.118.485	-10.501
1999	4.848.537	3.637.404	1.199.325	-11.809
2000	4.936.989	3.616.146	1.312.744	-8.099
2001	4.966.231	3.604.152	1.355.498	-6.581
2002	4.951.454	3.555.870	1.436.552	40.969
2003	5.163.094	3.707.843	1.510.780	55.530
2004	5.408.523	3.687.354	1.722.355	1.186

Unidad: Tep Fuente: DGIE, elaboración propia

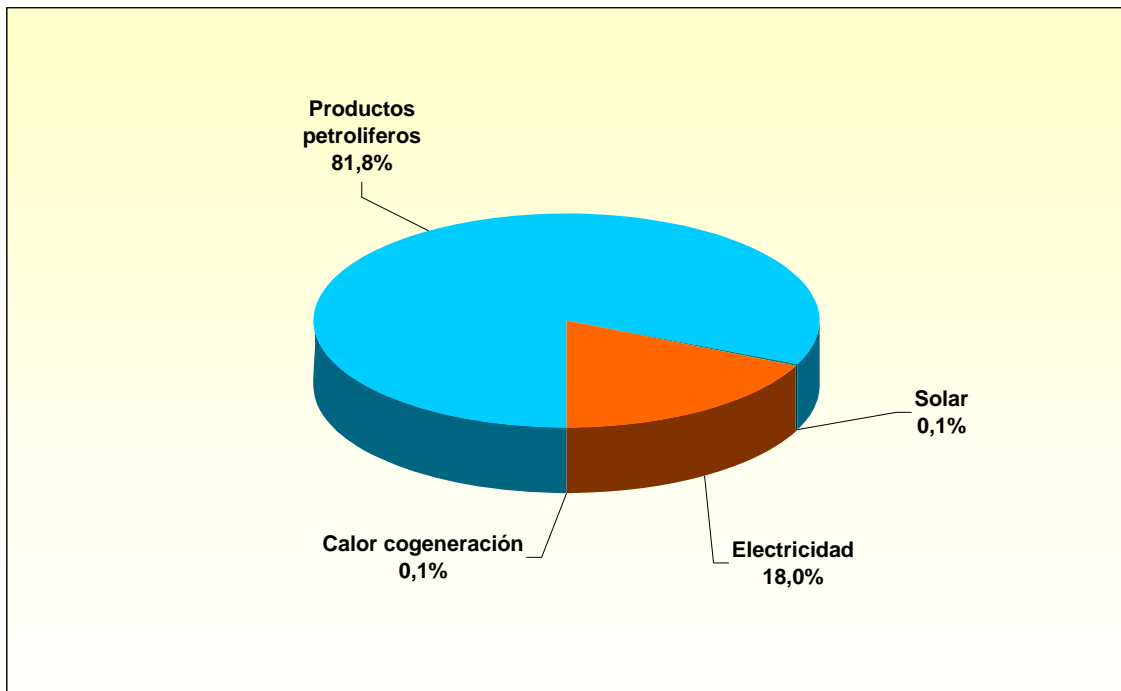
En el Gráfico 2.21 y el Gráfico 2.22 se recoge la distribución de la demanda final de energía en el año 2004, distinguiendo principalmente entre la demanda de productos derivados del petróleo por parte de los consumidores domésticos o empresariales y la demanda de electricidad. En dicho gráfico se observa la gran preponderancia que tienen los suministros de combustibles a usuarios finales dentro de la estructura del sector energético canario.

Gráfico 2.21 Distribución de la demanda de energía final en Canarias 2001



Fuente: DGIE, elaboración propia.

Gráfico 2.22 Distribución de la demanda de energía final en Canarias 2004



Fuente: DGIE, elaboración propia.

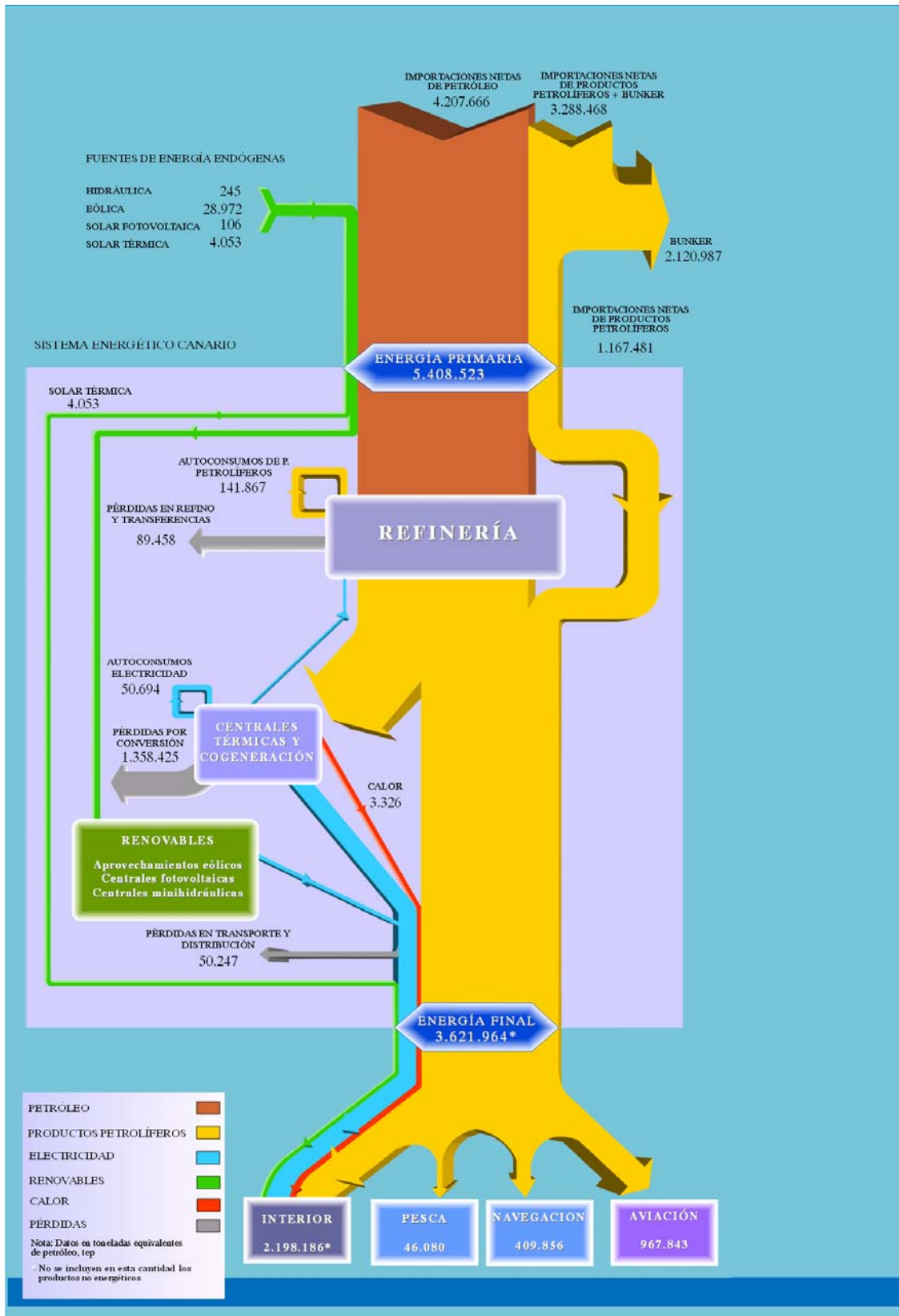
Puede verificarse, en este sentido, cómo los suministros de carburantes y combustibles a usuarios finales absorben la inmensa mayoría de la demanda de energía final, alcanzando en el 2001 el 82% de dicha cifra. La demanda de electricidad, pese a sus fuertes tasas de crecimiento solo representa por tanto el 18% de las necesidades de energía final, siendo las diferencias de participación del sector eléctrico entre energía primaria y final achacables a las importantes pérdidas en generación que tiene esta energía y que deberán verse aminoradas con la utilización del gas natural en las nuevas centrales de ciclo combinado.

En cuanto a los consumos directos de combustibles, la mayor parte se registran en el sector transporte, destinatario de más de los dos tercios de la demanda de energía final, con especial relevancia del transporte terrestre, que absorbe prácticamente una tercera parte del consumo de energía final en el año 2004.

A pesar de los esfuerzos realizados en los últimos años, la base estadística disponible para esbozar una sectorización más detallada de la energía final es muy escasa y poco contrastada, por lo que será necesario ampliar y actualizar sus datos, lo que podrá lograrse al elaborar el previsto Atlas de la Energía en Canarias.

En la siguiente gráfica se ha representado, por último, el balance energético de Canarias en el año 2004 de acuerdo con la Metodología de la Agencia Internacional de la Energía:

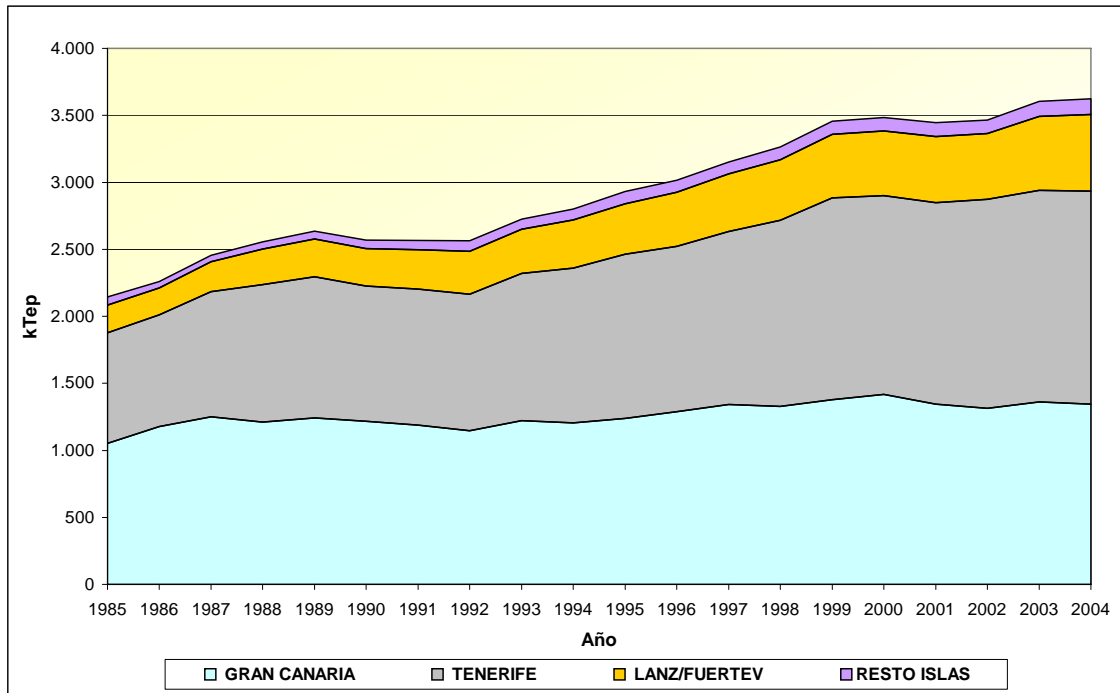
Gráfico 2.23 Balance energético de Canarias 2004



2.3.2. El consumo energético en las distintas islas

El Gráfico 2.24 muestra la evolución del consumo final de energía en Canarias desagregado en grandes sistemas insulares. En él se distinguen las dos islas capitalinas, el sistema Lanzarote-Fuerteventura y el agregado de las islas de La Palma, La Gomera y El Hierro.

Gráfico 2.24 Evolución del consumo final de energía en Canarias



En dicho gráfico se observa nuevamente el peso tan importante que representan las islas capitalinas en el sector energético, pues consumen actualmente el 80% del total de energía final. La evolución seguida por el consumo en estas dos islas durante el periodo 2001-2004 ha sido dispar. Así, mientras Gran Canaria ha tenido un consumo estabilizado, el consumo de energía en Tenerife crece bastante más rápidamente, a un ritmo del 1,9 % anual que no hace sino reproducir la tendencia observada desde 1985.

Esta diferente evolución ha llevado a invertir el orden de importancia entre ambas islas en lo que se refiere a su peso individual en el total del Archipiélago. De esta forma, Gran Canaria, cuyo consumo en 1985 representaba el 49% del total regional, ha ido perdiendo participación en la estructura de consumo, reduciendo su porcentaje hasta situarse en el 37% del total en el año 2004. En el mismo periodo, la isla de Tenerife ve crecer su participación en la estructura regional en más de cinco puntos porcentuales, pasando del 38,5% en el año 1985 hasta el 43,9% en el año 2004 y erigiéndose, desde 1998, como la isla con un consumo final más elevado.

A lo largo del periodo considerado 1985-2004 el sistema Lanzarote-Fuerteventura (considerado globalmente debido a su interconexión eléctrica) es el que experimenta un crecimiento más acentuado a un ritmo del 5,5% anual acumulativo, lo que le hace aumentar de forma considerable su participación en el total regional, pasando del 9,6% en 1985 al 15.8% en el 2004. Este sistema ha continuado creciendo a tasas del 4,9% en el período 2001-2004. En cuanto a la comparación entre las dos islas, Lanzarote tiene un peso algo más elevado, alcanzando en el año 2001 un 8,8% del total regional frente al 7,0% de Fuerteventura.

Los restantes sistemas insulares (La Palma, La Gomera y el Hierro) evolucionan en conjunto de manera creciente en el período 1985-2004, y por ello su participación en el total regional aumenta de forma ligera, al pasar del 2,9% en 1985 al 3,2% en el año 2004.

El análisis individualizado de la evolución del consumo energético en estas islas pone de manifiesto el incremento registrado en El Hierro (un 4,4% de tasa de crecimiento anual en el período 2001-2004), y que le lleva a mantener su peso en el total regional, en torno al 0,3% durante este periodo. Por su parte, las islas de La Palma y La Gomera también experimentan incrementos sensibles en el periodo, cifrado en un 4,75% para la primera, y un espectacular 6% anual en el caso de la segunda, en el período 2001-2004, con lo que sus participaciones en el total regional se situaron en este último año en el 2,4% y el 0,5% respectivamente.

En el Gráfico 2.25 y en el Gráfico 2.26 se recoge la distribución del consumo de energía final entre las distintas islas para dos años, apreciándose, como se ha mencionado, la importancia de las islas de Tenerife y Gran Canaria en el total regional. También puede observarse cómo las islas de Fuerteventura y Lanzarote, de un lado y La Gomera y El Hierro, por el otro, se sitúan relativamente próximas entre sí en cuanto a su consumo de energía.

Gráfico 2.25 Distribución del consumo final de energía por islas en 2001

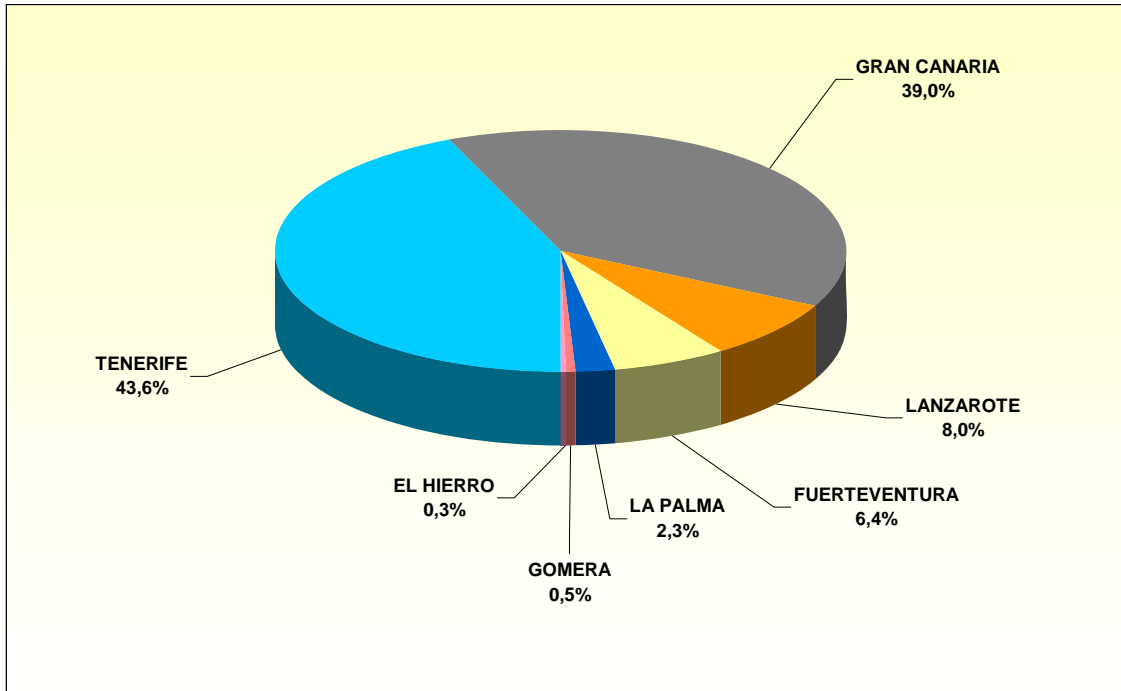
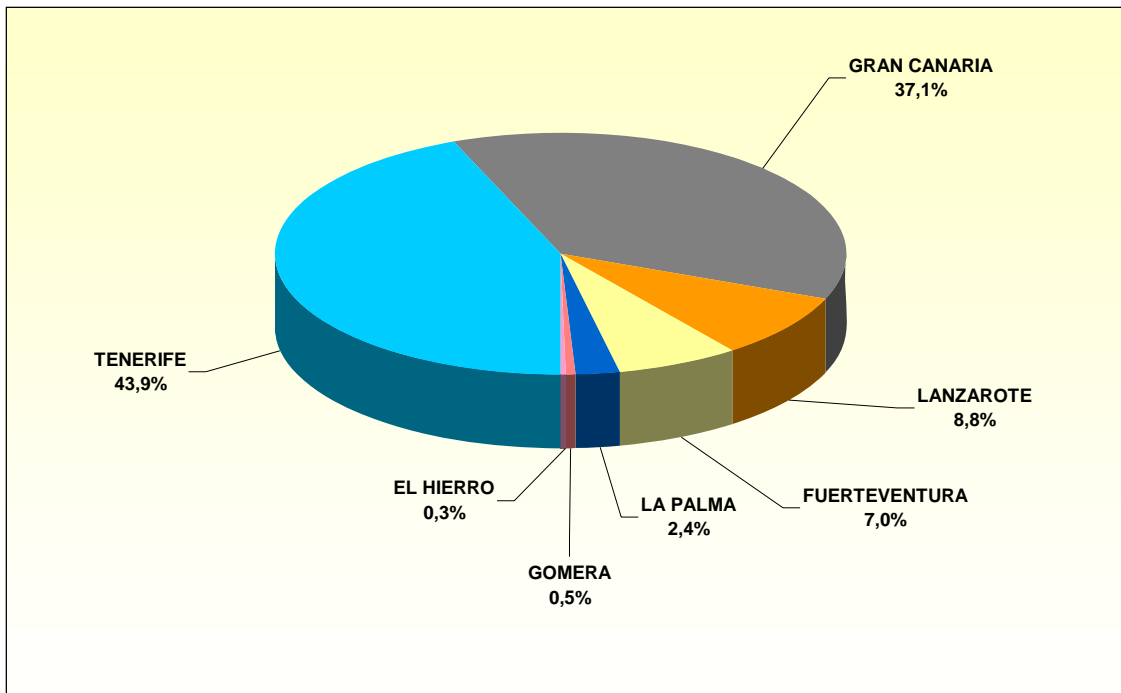


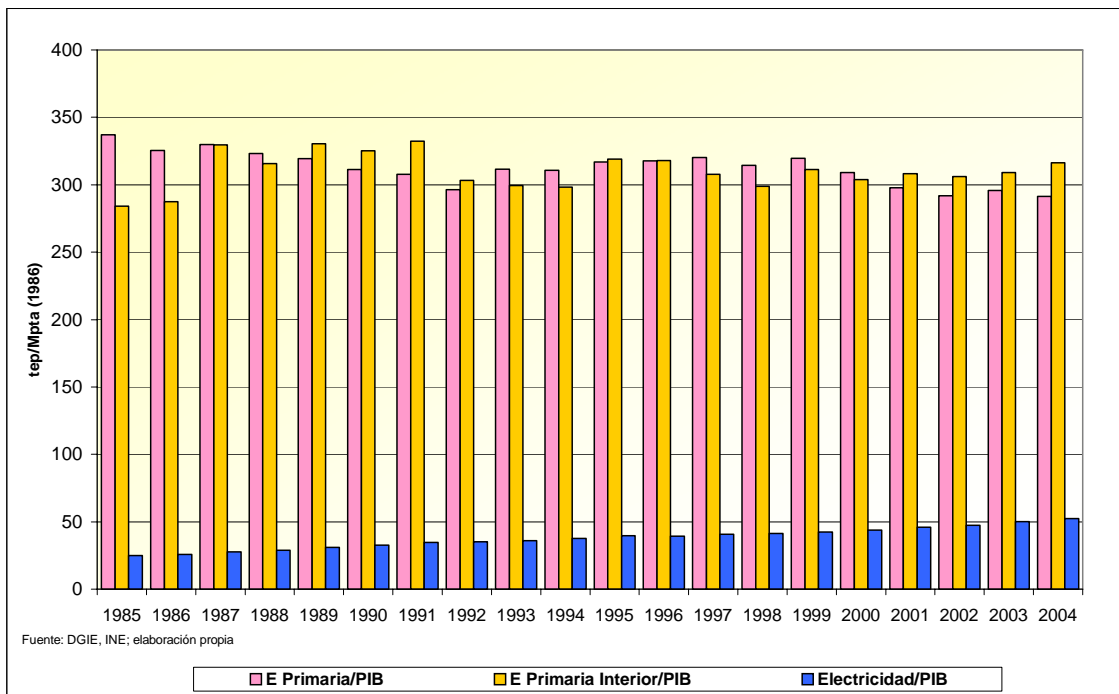
Gráfico 2.26 Distribución del consumo final de energía por islas en 2004



2.3.3. Evolución de la intensidad energética

El ritmo de crecimiento económico del Archipiélago canario ha sido en los últimos veinte años, en términos generales, superior al experimentado por el consumo energético. Esta evolución ha llevado a una tendencia decreciente de la intensidad energética, entendida como la cantidad de energía necesaria para producir una unidad monetaria, tanto referido a la energía primaria como expresado en términos de energía final. En el Gráfico 2.27 puede apreciarse la tendencia descrita del consumo específico, representado en términos de número de toneladas equivalentes de petróleo consumidas por unidad de Producto Interior Bruto (PIB) regional a precios de mercado, expresado en millones de Euros constantes de 1986.

Gráfico 2.27 Consumo específico de energía en Canarias



La intensidad del consumo de energía primaria disminuye en el periodo 1985-2004 desde 350 Tep/M€uro hasta los 275 Tep/M€uro, lo que representa una disminución superior al 21% y refleja una mejoría en la eficiencia energética del sistema económico canario, ya que ha permitido aumentar el nivel de producción sin incrementar el consumo energético.

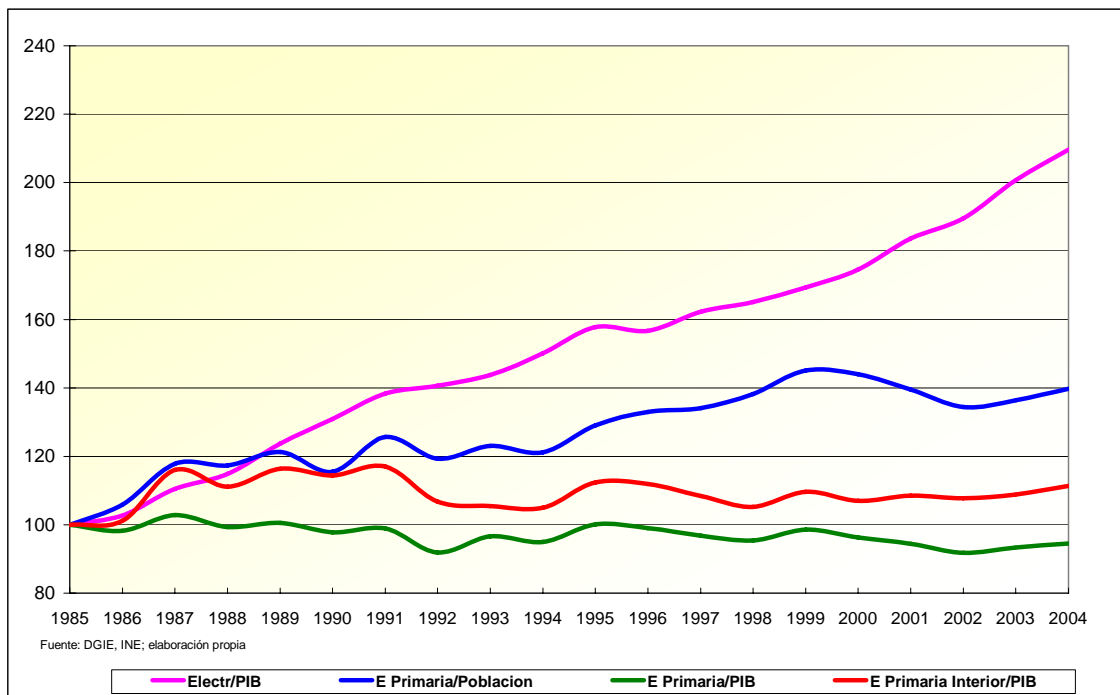
Este análisis, sin embargo, debe tener en cuenta que la mayor parte de la disminución del consumo específico viene justificada por la reducción de los suministros a la navegación y por una relativa mayor moderación del consumo de energía experimentada en los últimos ejercicios que, como hemos comentado, se deriva a su vez de una disminución del suministro de combustible a aviones. Esto

quiere decir que el consumo interior de energía final por unidad de PIB ha experimentado diversas oscilaciones en el periodo, si bien la resultante final en el año 2004 es un incremento del 11% con respecto a los niveles que tenía en 1985.

Se ha incluido igualmente en el gráfico la evolución del consumo específico de electricidad que, como era de esperar, tiende a aumentar hasta casi duplicarse en el periodo, como consecuencia de la progresiva mayor implantación de una energía de superior calidad cual es la electricidad.

Por su parte, el consumo de energía primaria por habitante en Canarias sigue una tendencia claramente creciente debido a que la tasa de crecimiento de la población de derecho en las islas es inferior a la que registra el consumo de energía. En el siguiente gráfico se representa la evolución comparada de estas magnitudes en forma de números índices de base 1985=100.

Gráfico 2.28 Evolución de ratios de consumo de energía en Canarias



La intensidad de uso de la electricidad evoluciona de forma creciente en el periodo considerado, experimentando un incremento superior al 110%. Se observa que el único coeficiente de los mencionados que experimenta una evolución decreciente es precisamente el consumo específico de energía primaria, cuya reducción en el periodo se cuantifica en ese 5% que ya ha sido comentado y justificado con anterioridad.

2.3.4. La oferta de energía

Subsector de combustibles

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. Pero, como se ha mencionado anteriormente, no existe ninguna exigencia legal que obligue al mantenimiento, dentro de las reservas estratégicas españolas, de unas existencias de seguridad en el propio Archipiélago que garanticen de manera más adecuada el abastecimiento en caso de crisis energética de corta o larga duración.

Ello es así, dado que la Ley de Hidrocarburos establece la obligatoriedad de mantenimiento de unas existencias mínimas, pero permite situarlas en cualquier punto del territorio nacional. Este hecho podría dar lugar a la paradoja de que, siendo Canarias la región española que tiene una mayor dependencia del petróleo, en una situación de escasez de esta materia prima, el Archipiélago no dispusiera, a muy corto plazo o en condiciones de inseguridad del transporte hacia el Archipiélago, de reservas suficientes para hacer frente a sus necesidades energéticas básicas.

Desde el punto de vista de la distribución de productos petrolíferos, operan en Canarias distintas empresas en las diferentes fases de la actividad (almacenamiento, distribución primaria y comercialización final). Tomando datos del año 2004, la compañía CEPSA aportaba (por medio de la refinería de Tenerife más sus importaciones directas) alrededor del 89% de las entregas de combustible en el Archipiélago, lo que la convierte en empresa dominante en este mercado, sin que las importaciones de productos terminados, por su escasa significación en volumen y por las propias características estructurales del mercado, supongan una importante mejoría de esta evidente posición dominante.

En el escalón de la distribución al por mayor de combustibles la situación es sensiblemente diferente, debido a que en Canarias operan varias empresas nacionales, comunitarias y de terceros países, que compiten por los mismos mercados. No puede afirmarse a priori, sin embargo, que la competencia entre empresas sea muy intensa y generalizada en el subsector, y la situación varía según los combustibles y los segmentos de mercado a los que abastecen, debido a que las compañías afincadas en el Archipiélago no suministran toda la gama de productos o

no están presentes en todas las islas. Es el caso, por ejemplo de los gases licuados del petróleo (GLP), cuya distribución al por mayor en Canarias se realiza por una única empresa.

La fase de distribución se completa con el escalón minorista, compuesto por diversas empresas transportistas, y un importante número de estaciones de servicio y entidades distribuidoras de GLP hasta los puntos de consumo.

Es interesante reflejar las capacidades de almacenamiento de productos petrolíferos que se recogen en el cuadro siguiente y que están basadas en un estudio acerca del grado de competencia existente en los mercados de las gasolinas y el gasóleo de automoción ¹

Tabla 2.3 Capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos I

PRODUCTO: GASOLINAS CAPACIDADES EN METROS CÚBICOS

	DISA	CEPSA	TERM.CANARIOS.	DISHELL	TOTAL
GRAN CANARIA	21.662	5.240	11.288		38.190
TENERIFE		139.750	16.146		155.896
LANZAROTE	7.952				7.952
FUERTEVENTURA	4.566				4.566
LA PALMA				1.987	1.987
LA GOMERA	784				784
EL HIERRO	400				400
TOTAL	35.364	144.990	27.434	1.987	209.775

¹ Estudio sobre competencia y fijación de precios en las estaciones de servicio en Canarias. Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías. Octubre de 2003

Tabla 2.4 Capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos II

PRODUCTO: GAS-OIL		CAPACIDADES EN METROS CÚBICOS **						
	DISA	CEPSA	T.CANAR.	DUCAR	TEXACO	SHELL	BP	TOTAL
GRAN CANARIA	36.793	27.440	27.626	16.008	12.400	2.980	29.152	152.399
TENERIFE	3.760 *	194.989	44.746				57.000	300.495
LANZAROTE	3.882							3.882
FUERTEVENTURA	3.089							3.089
LA PALMA	1.968 *							1.968
LA GOMERA	731							731
EL HIERRO	569							569
TOTAL	50.792	222.429	72.372	16.008	12.400	2.980	86.152	463.133

* Se le ha incluido a DISA la capacidad de la isla de La Palma, realmente correspondiente a DISHELL, así como las cantidades del muelle pesquero en el puerto de Sta. Cruz de Tenerife.

** Adicionalmente a estas cantidades UNELCO-ENDESA tiene tancaje propio para el almacenamiento de gas-oil en todas sus instalaciones

Tabla 2.5 Días de autonomía. Canarias

PRODUCTO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	DIAS LIMITE PECAN 2006
BUTANO	101	104	109	113	118	122	128	134	140	147	155	20
PROPANO	58	54	51	47	45	42	40	38	36	34	32	20
GASOLINAS	128	129	130	128	129	140	145	151	158	159	161	90
GASÓLEOS+QUEROSENO+DIESEL OIL+FUEL OIL	130	126	125	125	127	138	161	180	186	187	186	90

Tabla 2.6 Días de autonomía. Gran Canaria

PRODUCTO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	LIMITE PECAN 2006
BUTANO	123	128	133	138	144	150	156	164	171	180	190	15
PROPANO	115	107	100	94	89	84	79	75	71	68	64	15
GASOLINAS	224	224	226	223	225	244	252	263	275	278	281	15
GASÓLEOS+QUEROSENO+DIESEL OIL+FUEL OIL	161	159	157	157	158	163	194	255	260	261	260	15

Tabla 2.7 Días de autonomía. Tenerife

PRODUCTO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	LIMITE PECAN 2006
BUTANO	72	75	78	81	85	88	92	96	101	106	112	15
PROPANO	12	11	10	10	9	9	8	8	7	7	7	15
GASOLINAS	47	47	47	47	47	51	53	55	58	58	59	15
GASÓLEOS+QUEROSENO+DIESEL OIL+FUEL OIL	113	109	107	108	114	139	175	179	190	190	188	15

Tabla 2.8 Días de autonomía. Fuerteventura

PRODUCTO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	LIMITE PECAN 2006
BUTANO	60	63	65	68	70	73	76	80	84	88	93	15
PROPANO	18	17	15	15	14	13	12	12	11	10	10	15
GASOLINAS	44	44	44	43	44	48	49	51	54	54	55	15
GASÓLEOS+QUEROSENO+DIESEL OIL+FUEL OIL	30	29	28	29	28	28	28	28	28	29	29	15

Tabla 2.9 Días de autonomía. Lanzarote

PRODUCTO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	LIMITE PECAN 2006
BUTANO	58	60	63	65	68	71	74	77	81	85	89	15
PROPANO	16	15	14	13	12	11	11	10	10	9	9	15
GASOLINAS	49	49	50	49	50	54	56	58	61	61	62	15
GASÓLEOS+QUEROSENO+DIESEL OIL+FUEL OIL	25	24	24	24	24	24	24	24	24	25	25	15

Tabla 2.10 Días de autonomía. La Palma

PRODUCTO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	LIMITE PECAN 2006
BUTANO	46	48	50	52	54	56	59	61	64	68	71	15
PROPANO												
GASOLINAS	25	26	26	25	26	28	29	30	31	32	32	15
GASÓLEOS+QUEROSENO+DIESEL OIL+FUEL OIL	37	38	36	35	34	32	34	33	32	32	31	15

Tabla 2.11 Días de autonomía. La Gomera

PRODUCTO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	LIMITE PECAN 2006
BUTANO	111	115	120	124	130	135	141	147	154	162	171	15
PROPANO												
GASOLINAS	50	50	50	50	50	55	56	59	62	62	63	15
GASÓLEOS+QUEROSENO+DIESEL OIL+FUEL OIL	36	37	35	36	35	34	35	35	34	35	34	15

Tabla 2.12 Días de autonomía. El Hierro

PRODUCTO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	LIMITE PECAN 2006
BUTANO	52	22	23	24	25	26	27	28	30	31	33	15
PROPANO												
GASOLINAS	44	26	26	25	26	28	29	30	31	32	32	15
GASÓLEOS+QUEROSENO+DIESEL OIL+FUEL OIL	39	36	35	34	33	33	32	32	31	31	30	15

Como puede observarse en este cuadro referido al año 2005, Canarias cuenta a nivel global con instalaciones suficientes para cubrir el consumo (estas cifras se incluyen las capacidades de ENDESA-UNELCO en sus propias instalaciones y que por Ley deben ser como mínimo equivalentes a quince días del consumo previsto).

El proceso liberalizador del subsector en Canarias ha llevado a un sistema de libertad de precios en todos los productos, a excepción de los GLP. Sin embargo, el déficit de competencia real, derivado de la existencia de un suministrador en posición

de dominio del mercado y de un reducido número de operadores mayoristas, podría llevar a pensar que los precios finales de los productos serían probablemente superiores a los que resultarían en un mercado plenamente competitivo. Sobre esta base, la competencia se puede intensificar únicamente en los escalones de distribución, cuya repercusión en el precio de venta es muy pequeña comparada con la que tienen los restantes componentes del precio final (coste del crudo, margen del refino e impuestos, principalmente).

El caso del GLP mencionado es peculiar pues su precio de venta al público es establecido por la Administración estatal, con un sobrecoste de distribución que se fija en el Archipiélago, compensando la menor fiscalidad, de forma que el precio final en Canarias no sea superior al peninsular que de esta manera reconoce que la situación de monopolio existente no garantiza una suficiente transparencia de precios.

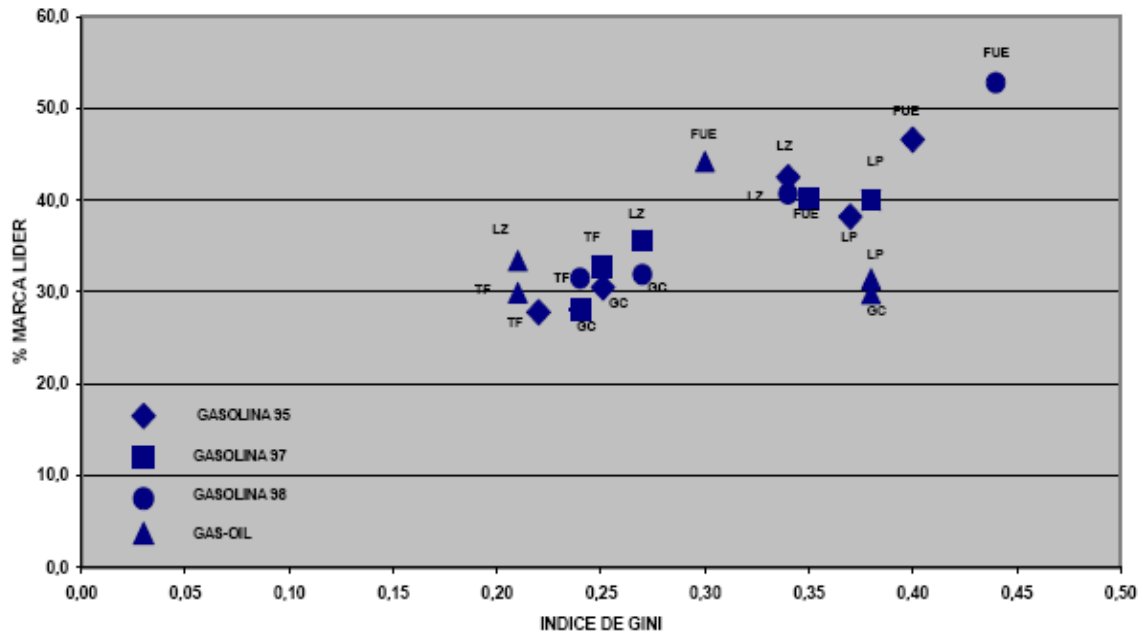
Cabe destacar la existencia en Canarias de un régimen fiscal diferenciado del existente en el resto de España. Los impuestos especiales sobre los derivados del petróleo son fijados y recaudados por la Comunidad Autónoma y tradicionalmente se han establecido con un nivel muy inferior al fijado para cualquier otra zona de la Unión Europea. Entre las particularidades del sistema impositivo canario cabe destacar el diferencial fiscal entre las gasolinas y los gasóleos, tradicionalmente perjudicial para las primeras y que está induciendo un fuerte crecimiento de las ventas de vehículos equipados con motores diesel.

El diferencial fiscal se completa por la diferente imposición sobre el valor añadido existente en Canarias con respecto al resto de España y de la Unión Europea. Esta diferencia de fiscalidad conduce a que los precios de la mayor parte de los combustibles en Canarias estén a un nivel sensiblemente inferior al del resto del Estado, pese a que la lejanía y la dispersión territorial de las islas implican un mayor coste de estos productos en las fases de distribución y comercialización.

Conscientes de esta situación, la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías encargó en el año 2004 el citado estudio de detalle acerca del grado de competencia existente en los mercados de las gasolinas y el gasóleo de automoción. Los resultados de ese estudio fueron bastante positivos, al no detectar, a pesar de unas condiciones estructurales muy favorecedoras de una posible colusión o al menos de un abuso de posición dominante, indicios de que una situación así se estuviera produciendo.

Ello se ve reflejado en el grafico siguiente, donde se observa que, a pesar de una elevada concentración de las ventas en algunas islas, el Índice de Gini (que mide la concentración) se mueve en valores aceptables.

Gráfico 2.29 Grado de concentración de las ventas por productos e islas en el 2003



Más aun, se detectó que los precios sin impuestos de estos productos se situaban por debajo de varias zonas de referencia similares en cuanto a condiciones estructurales en la Península y que, incluso, en determinadas islas menores había una política de “perecuación social de precios” por parte de una empresa distribuidora de capital netamente canario.

Por ello, nos parece relevante señalar las conclusiones más importantes recogidas en el citado estudio:

- El nivel de competencia de precios de estaciones de servicio en Canarias es razonable en función de las características estructurales que concurren en el sistema.
- Las condiciones formales de competencia parecen estarse cumpliendo escrupulosamente y, aunque no existe una situación de absoluta igualdad y equilibrio entre los tres escalones de la cadena de suministro o entre las propias entidades individuales dentro de ellas, no parece que estén produciéndose situaciones de abuso de posición dominante.
- En el primero de estos escalones, el de abastecimiento de combustibles y carburantes a Canarias, es evidente que la refinería de CEPSA en Santa Cruz de Tenerife parte con una situación estructural de ventaja frente a las eventuales importaciones de productos terminados y que ello le otorga una

“renta de situación”. Sin embargo, no se ha detectado situaciones de “abuso de posición dominante” y, además, la presencia de la refinería aporta ventajas para Canarias como una mayor garantía del aprovisionamiento en momentos de crisis.

- En el escalón de distribución mayorista, el número de empresas y la distribución de su cuota de mercado parece ser suficiente para garantizar un nivel de competencia adecuado.
- La competencia de precios en el escalón minorista es muy satisfactoria en las islas de Gran Canaria y Tenerife, más limitada en las islas de Fuerteventura y Lanzarote y escasa o inexistente en las islas de La Palma, La Gomera y El Hierro. No obstante, en estas tres últimas islas, los operadores aplican unas pautas que hemos denominado “competencia social” de forma que los precios que percibe el consumidor son similares a los de las islas capitalinas, a pesar de la evidente existencia de extracostes en la fase logística que implicarían, en otro caso, niveles de precios más elevados.
- Como resultado de todo ello, las diferencias de precios dentro de una misma isla (muy especialmente en las dos capitalinas) puede ser muy significativa. Sin embargo, los consumidores no parecen ser conscientes plenamente de esta situación y del ahorro potencial que podrían conseguir. Ello puede ser debido, a una cultura de muchos años de precio único en todas las estaciones de servicio y, también, al indudable e importante peso del llamado “efecto localización” sobre las pautas de consumo.
- El sistema de control de calidad en todos los eslabones de la cadena de suministro parece adecuado sin que se haya observado la necesidad de formular actuaciones complementarias.

Sin embargo, la proyectada absorción de Shell España por parte de DISA, puede alterar esta situación y el Gobierno de Canarias está siguiendo con atención estos desarrollos para valorar su posible incidencia tanto sobre la refinería de petróleos como sobre el mercado final.

Una última referencia es necesaria en relación con la posibilidad de desarrollar prospecciones de hidrocarburos en las aguas territoriales de Canarias. Aunque, de acuerdo con la Constitución Española, la autorización de las mismas corresponde al Gobierno Central, no por ello el Gobierno de Canarias puede quedar totalmente ausente de su desarrollo. Por eso, es objetivo del Gobierno que las eventuales actividades de exploración y producción se hagan con el máximo respeto a las especiales características medioambientales y la sensibilidad social que las mismas implican por su cercanía a zonas eminentemente turísticas y que, además, se requiera que una parte importante de los eventuales beneficios de tal actividad reviertan en las islas más próximas y en el conjunto de Canarias.

Subsector eléctrico

El proceso de liberalización energética que se ha seguido en los últimos años en el conjunto de la Unión Europea ha provocado una serie de cambios en el subsector eléctrico. En primer lugar, en España se ha modificado su propia consideración jurídica, perdiendo el carácter de servicio público que tradicionalmente había ostentado, para ser considerado como un servicio esencial. Asimismo, se ha instaurado el principio de libre competencia, estableciendo un mercado en el que compiten los diferentes grupos generadores.

El proceso liberalizador, acorde con la legislación comunitaria, se desarrolla de una parte mediante el reconocimiento de la existencia de clientes cualificados y, por otra, sustituyendo las tarifas de venta de la energía fijadas desde la Administración por un sistema de libertad de precios que, en último extremo podría alcanzar a la totalidad de los usuarios. La libertad para que las empresas eléctricas puedan establecer sus precios de venta viene compensada por la libertad de los usuarios de elegir suministrador y por la obligatoriedad de los propietarios de las redes de permitir el acceso de terceros a través de las mismas.

En Canarias, a diferencia de lo que ocurre en la mayor parte de la Unión Europea, existe un monopolio prácticamente total en las fases de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Únicamente en la generación sometida a régimen especial (cogeneración y generación eólica, principalmente) podemos encontrar un cierto grado de competencia, que en la práctica no es tal, como consecuencia de la regulación particular que ampara la obtención de electricidad a partir de estas tecnologías. La entrada de Red Eléctrica de España (REE) como operador del sistema aportará una mayor transparencia al conjunto del sistema.

Dada la configuración del subsector en Canarias, con un reducido tamaño de los sistemas insulares individuales, es muy difícil que partiendo de esta situación estructural de monopolio pueda llegarse a un régimen intenso de competencia, que en ningún caso llegaría a las islas de menor superficie y población. En las fases de transporte y distribución es inimaginable plantear una duplicidad de trazados que permita establecer competencia entre empresas. Sin embargo, este obstáculo está superado en la legislación actual mediante el reconocimiento del derecho de acceso de terceros a las redes.

La fase de comercialización es la única en la que, a priori, podría establecerse una competencia efectiva entre empresas aunque representa una parte muy pequeña del negocio eléctrico y su repercusión en los precios finales tendría, en cualquier caso, un efecto mínimo mientras no existan varios generadores con una potencia instalada suficiente. Sería, en cierta medida, una situación homóloga a la que existe en el subsector petrolero.

En la fase de generación, pese a que teóricamente puede plantearse la implantación de nuevas centrales eléctricas de gran tamaño gestionadas por operadores diferentes del suministrador dominante, esta posibilidad no se ha materializado por varias circunstancias.

La primera es la escasez de suelo apto para albergar instalaciones de este tipo, con las condiciones adecuadas como para poder competir en condiciones de paridad con el operador dominante ya instalado.

La segunda circunstancia viene dada por la escasa dimensión de los sistemas eléctricos insulares, que obliga a montar grupos generadores de un tamaño muy alejado del óptimo económico para dichas tecnologías. Así nos encontramos que, en Canarias, la turbina de vapor de mayor tamaño instalada actualmente tiene una potencia de 80MW, mientras que las centrales que se plantean en sistemas peninsulares tienen potencias superiores a los 500 MW. Incluso las nuevas centrales de ciclo combinado en Canarias son de 210 MW, pero están todavía bastantes alejadas de los 400 MW de potencia que tienen las centrales más pequeñas de esta tecnología que han entrado recientemente en servicio en la Península.

En estas condiciones, lo lógico para minimizar los costes económicos y ambientales en la generación eléctrica es concentrar geográficamente los grupos generadores, tendiendo a construir centrales de mayor tamaño y más eficientes. La opción contraria implicaría dispersar la generación entre distintos emplazamientos.

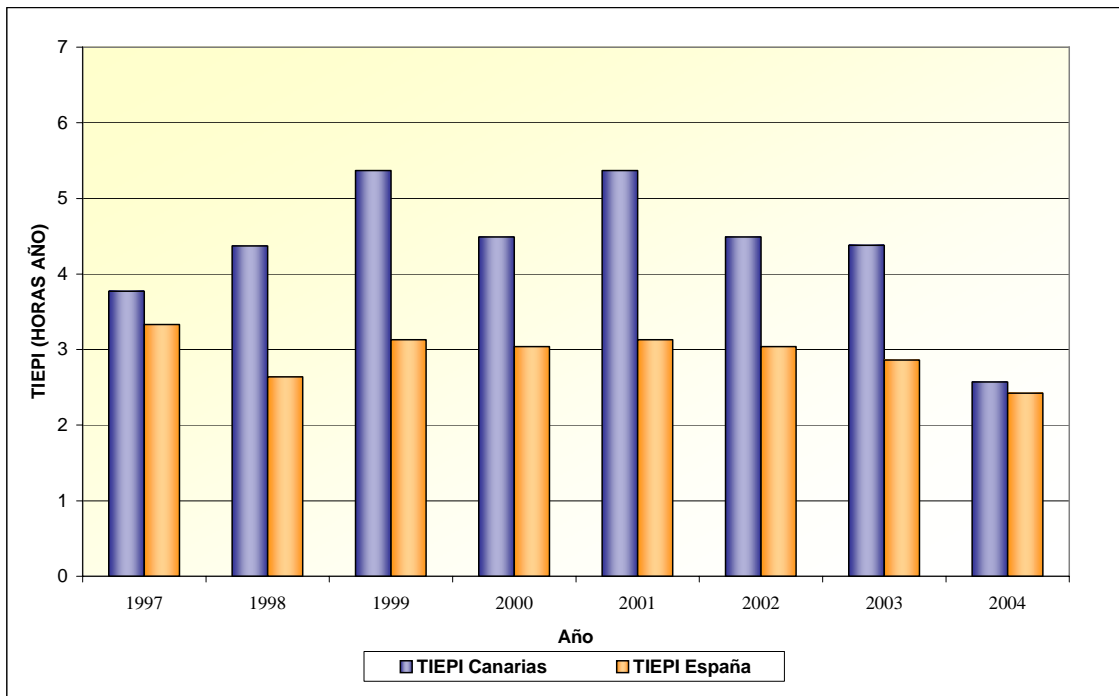
La situación de monopolio estructural en la generación parece, por tanto, difícil de cambiar a corto y medio plazo, por lo que al no existir, en los momentos actuales, suministradores alternativos a la empresa que opera en régimen de monopolio de hecho, la eventual libertad de precios dejaría en la práctica a los usuarios o eventuales comercializadores independientes excesivamente dependientes de dicha empresa.

Estas consideraciones conducen inevitablemente a establecer que la liberalización del subsector eléctrico en Canarias está lejos de llevarse a la práctica de manera inmediata. Por ello, es objetivo del Gobierno de Canarias aprovechar algunas de las ventajas que tiene un mercado liberalizado, pero al mismo tiempo la Administración no puede hacer dejación de sus obligaciones y debe verificar el cumplimiento de la prestación del servicio en condiciones aceptables de calidad y precio.

La entrada de la compañía Red Eléctrica de España, S.A. como gestor de la red de transporte y operador del sistema eléctrico en Canarias, aunque todavía pendiente de su implantación efectiva, ha consolidado la separación de actividades – producción, transmisión y distribución- de las empresas eléctricas en Canarias y el control y seguimiento del funcionamiento del sistema eléctrico o, mejor dicho, de los seis sistemas insulares aislados. Por el contrario no hay nada previsto acerca de un sistema similar para el caso del gas natural en Canarias.

Por último, es asimismo importante señalar la comparación de la calidad del servicio eléctrico Gráfico 2.30 entre el conjunto de España y Canarias, medido en TIEPI (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada), donde puede apreciarse que las interrupciones en el Archipiélago han sido notablemente superiores a la media nacional como consecuencia, principalmente, del reducido tamaño y de la falta de interconexión de los sistemas insulares aislados pero afortunadamente esta tendencia parece haberse amortiguado, al menos en el año 2004.

Gráfico 2.30 Calidad del suministro eléctrico en Canarias y en España



Subsector de energías renovables y ahorro energético

Dada la variedad de tecnologías empleadas en el campo de las energías renovables y el ahorro energético, no puede hablarse de un segmento empresarial único en el subsector. La industria asociada a las fuentes renovables está aún insuficientemente desarrollada en Canarias y sólo se fabrican paneles solares térmicos que cubren un porcentaje relativamente bajo de la demanda del Archipiélago. Para el resto de las tecnologías, la demanda interna se satisface mediante la importación de los equipos correspondientes, ya sea del resto de España o desde otros países, en general pertenecientes a la Unión Europea.

Existe, sin embargo, un conjunto de empresas que se dedican a la instalación y mantenimiento de instalaciones solares, tanto térmicas como fotovoltaicas. En ocasiones estas empresas se han constituido al amparo de programas públicos de promoción empresarial en el sector y constituyen un elemento informativo importante

para transmitir a sus clientes las medidas de apoyo a este tipo de instalaciones, dictadas desde la Administración.

El Gobierno de Canarias espera aplicar esta misma filosofía en el desarrollo de la energía eólica con el objetivo de fabricación de algunos de los componentes de los aerogeneradores eólicos en nuestra Región y desarrollar una importante actividad de ingeniería de puesta en marcha, mantenimiento y reparación de estos equipos que pueda luego ser utilizada en el marco de las relaciones comerciales que este Gobierno pretende impulsar con nuestros países vecinos de África.

La diferencia entre el coste de producción del kWh de origen térmico en la Península y el de Canarias ofrece un margen adicional para las medidas de fomento de la producción con energías renovables, ya que esta energía sustituirá a la producida con energías fósiles, en general de mayor precio que la producida en la Península, reduciendo la necesidad de medidas compensatorias de estos extracostes.

En el sector eólico se han instalado en los últimos años numerosos parques, cuya tecnología procede de diversos fabricantes nacionales y de otros países de la Unión Europea. En este tiempo se ha ido consolidando un conjunto de entidades explotadoras de parques eólicos, constituido en general por inversionistas públicos y privados y, en algún caso, por sociedades vinculadas a los propios fabricantes de la tecnología eólica. Las corporaciones públicas han jugado y presumiblemente van a jugar un papel preponderante en el impulso de esta fuente energética.

Vinculado a la eficiencia energética están las tecnologías de cogeneración, que tienen unos rendimientos superiores a los grupos eléctricos convencionales. Sin embargo, existe una coincidencia generalizada acerca de la dificultad de que en Canarias se instalen un cierto número de nuevas plantas de cogeneración antes de que el gas natural esté accesible para estos posibles usuarios. La razón de esta coincidencia radica en que, mientras tanto, esas plantas deberían consumir gasóleo, combustible cuyo precio está sometido a los vaivenes e incertidumbres que pesan sobre la cotización del crudo de petróleo y que en los momentos actuales hacen que su explotación no resulte rentable. Por ello, en las actuales circunstancias la rentabilidad de dichas plantas a largo plazo es incierta y sería necesario establecer una fórmula que procurara cierta estabilidad a la producción de electricidad, para que estas inversiones tuvieran un nivel de rentabilidad adecuado.

2.3.5. La fiscalidad sobre la energía en Canarias y los precios y tarifas de la energía

El tema de la fiscalidad diferenciada entre Canarias y el conjunto del Estado Español ha sido reiteradamente señalado y es sobradamente conocido y reconocido incluso en la propia Constitución Española. Su origen histórico está en la Ley de Puertos Francos de 1860, que ha pervivido a diferentes regímenes políticos e incluso a la integración de España en la Unión Europea y se basa en la existencia de un

impuesto especial diferenciado para los productos petrolíferos –notablemente inferior al que rige en el resto de España- y en un impuesto alternativo y conceptualmente similar al IVA, el IGIC, con tipos diferentes y más bajos que los vigentes en el resto de España y, por extensión, en la Unión Europea.

Pero no es posible ignorar la evolución, a nivel de la Unión Europea, de las propuestas de armonización fiscal. Es evidente que, a pesar de todas las dificultades que ello plantea, se está avanzando en la creciente armonización impositiva para el conjunto de la Unión Europea. Ello se ve reflejado en la adopción de unos tipos mínimos, tanto para los impuestos especiales para el petróleo como para el IVA, muy superiores a los ahora vigentes en Canarias, e incluso superiores a los vigentes actualmente en el resto de España.

En esta línea una nueva directiva, la 2003/96/CE, ha supuesto una importante elevación de los niveles mínimos para la imposición de gasolina y gasoil para uso particular (con la paralela creación de un llamado “gasóleo profesional” con un tipo impositivo más reducido) y su extensión a la producción de electricidad,

Paralelamente a este nivel más elevado de imposición sobre la energía en el resto de España, el Gobierno central tiene establecidas una serie de subvenciones al sector energético, basadas en los llamados costes de transición a la competencia (entre otros la compensación a las empresas eléctricas por la llamada moratoria nuclear), las ayudas a la reconversión y reducción progresiva de la minería de carbón (no competitiva en todos los tipos de producción nacional y singularmente muy onerosa en el caso de las producciones subterráneas) sin que estas compensaciones otorgadas a las empresas no hayan beneficiado, en razón de nuestro parque generador de electricidad, a Canarias, salvo en el caso de las energías renovables y especialmente la eólica, donde comparte estos apoyos con otras producciones similares en el resto de España. Asimismo, se están introduciendo importantes deducciones fiscales para la producción de biocarburantes que Canarias, en razón de su escasez de agua, no podrá producir sino en cantidades modestas.

Como elemento compensador de estas diferencias negativas debe mencionarse que, paralelamente, Canarias se ha beneficiado de un sistema de compensación de los extracostes de generación y distribución eléctrica, para permitir el mantenimiento de una tarifa única a nivel estatal.

Pese a ello, no es posible ignorar, en una perspectiva de futuro, que existen importantes incógnitas acerca del mantenimiento a largo plazo de algunas de estas subvenciones –nuclear, producción de carbón, energías renovables- en un sistema liberalizado en que la tarifa integral aparece como una opción límite para los consumidores –generalmente los de mayor coste de acceso- que no puedan acogerse a ofertas más competitivas por parte de empresas de distribución o las empresas comercializadoras. De otra parte, la eventual compatibilidad de estas subvenciones con el cada vez más estricto régimen comunitario de ayudas públicas.

Por último, con una muy singular repercusión para Canarias, están los debates abiertos desde hace varios años sobre la eventual imposición del keroseno de aviación utilizado en vuelos intracomunitarios a un nivel similar al de las gasolinas o el gasóleo (estrategia que, en un reciente documento de la Comisión Europea, se subordina a la completa revisión de los acuerdos bilaterales de tráfico aéreo) y que ha tenido su reciente reflejo en las propuestas de un gravamen sobre el billete de avión para financiar la Ayuda al Desarrollo de la UE o la de incluir a las compañías aéreas en el sistema de derechos de emisión de CO₂.

La situación de Canarias dentro de la Unión Europea, mientras no entre eventualmente en vigor el proyecto de Constitución Europea, está recogida en el artículo 299 del Tratado de la Unión, que establece la posibilidad de definir medidas específicas en relación con las regiones ultraperiféricas que atenúen sus desventajas comparativas. La propuesta –y eventual aceptación- de las medidas, fiscales o de otro tipo, sometidas por el Gobierno de Canarias a través del Gobierno de España, para su convalidación por parte de la Comisión, el Consejo y el Parlamento europeo- exige que las mismas estén debidamente justificadas, sean proporcionales con los objetivos a alcanzar y no supongan una discriminación indebida al funcionamiento del mercado interior.

Por tanto, parece necesario que la propuesta de medidas alternativas por parte del Gobierno de Canarias en relación con su sector energético, ya sea en el plano fiscal o en otros ámbitos, esté sólidamente sustentada en un Plan de Desarrollo Regional Sostenible, dentro del cual la planificación energética se contemple como un factor estratégico de viabilidad económica y cohesión social.

2.3.6. Conclusiones

Como resumen de este análisis de la situación del sector energético a nivel mundial y nacional y los rasgos específicos de la situación en Canarias queremos resaltar los siguientes puntos:

- Canarias tiene una vulnerabilidad energética muy superior a la del conjunto de España que es, a su vez, muy superior a la de la media de la Unión Europea. Ello requiere diseñar una estrategia energética que favorezca el uso racional de la energía, potencie las energías autóctonas a un coste razonable, diversifique su balance energético con el gas natural y permita la adopción de medidas específicas para situaciones de crisis (stocks estratégicos, planes de contingencia y mecanismos excepcionales de solidaridad a nivel nacional y de la Unión Europea).
- La conjunción del importante crecimiento del consumo de energía y, asociado a él, de las emisiones de CO₂ –muy por encima de lo que España ha asumido dentro del Compromiso de Reparto de la UE en el marco del Protocolo de Kioto-, van a exigir una política muy activa de uso racional de la energía,

favoreciendo aquellas energías con baja o nula producción de CO₂ en la convicción de que todas las comunidades autónomas de España deberán ser solidarias en este esfuerzo.

- La diversificación energética de Canarias y el esfuerzo de la reducción de emisiones de CO₂, pasa por la máxima utilización, técnica y medioambientalmente posible, de las energías renovables y por la inevitable introducción del gas natural en nuestra Región, en los menores plazos de tiempo posibles.
- Es necesario incorporar de manera más profunda la dimensión medioambiental en todas las decisiones relevantes en materia energética, buscando un equilibrio con la seguridad del abastecimiento y las repercusiones sobre la competitividad del conjunto de nuestra sociedad. A este respecto el ciudadano de Canarias debe jugar un papel fundamental en este esfuerzo.
- En el sector petrolero, a pesar de una situación estructural que tiende hacia un oligopolio de oferta, los estudios realizados descartan dicha situación y, al contrario, señalan un mercado relativamente eficiente y solidario con las islas menos pobladas de nuestra Región
- Canarias ha tenido históricamente una menor calidad del suministro eléctrico, justificada en la fragmentación de mercados y otros factores geográficos y orográficos que paralelamente introducen unos extracostes de suministro al cliente final. Aunque es evidente que ha habido una mejoría en los últimos años. Es necesario adoptar las medidas técnicas y económicas adecuadas para minimizar estos factores diferenciales negativos y especialmente garantizar que las tarifas en Canarias sean iguales a las del resto del territorio español.
- Las posibilidades teóricas de aumentar la competencia en los mercados energéticos de Canarias son mucho más limitadas que en el resto del territorio español, por lo que la liberalización del mercado eléctrico producida el 1 de enero de 2003 no ha aportado posibilidades reales de una reducción del precio para la inmensa mayoría de los consumidores de la Región.
- La fiscalidad diferenciada para Canarias, amparada en una norma legal de más de 100 años de vigencia y aceptada por la Unión Europea, es un elemento central de la estrategia energética de nuestra Región y es preciso salvaguardarla frente a un proceso de armonización comunitaria que va a suponer una elevación sustancial de la carga impositiva sobre la energía, que podría tener repercusiones muy graves para Canarias. Sería posible buscar una estrategia de cooperación con otras regiones ultraperiféricas, apoyándose en las posibilidades que ofrece el actual Tratado de la Unión.

- El último y más relevante elemento es, como se ha comprobado en los últimos años, la insuficiencia para Canarias de una planificación centralizada y excesivamente uniforme para el conjunto de España en los sectores de electricidad y gas natural, que no puede tomar en suficiente consideración las especiales características que, como se ha expuesto, concurren en el caso de Canarias y que requieren actuaciones específicas por parte de las instituciones autonómicas, Gobierno y Parlamento de Canarias.

2.4. Principales retos del sector energético canario

2.4.1. El problema de las infraestructuras eléctricas

Los sistemas eléctricos de Canarias son especialmente vulnerables debido a su reducido tamaño y a la imposibilidad de su conexión a una red continental. Ya se ha comentado además que el elevado ritmo de crecimiento de la demanda de electricidad introduce un factor adicional de inestabilidad en los sistemas. Ello se justifica en que para mantener los niveles de calidad del servicio se hace imprescindible que las infraestructuras que permiten la generación, el transporte e incluso la distribución de la electricidad hasta los usuarios, crezcan al mismo ritmo que lo hace la demanda.

Sin embargo, desde hace bastantes años la implantación de nuevas infraestructuras eléctricas se ve seriamente dificultada, hasta el punto de que no ha sido posible poner en marcha muchas instalaciones a pesar de que habían sido planificadas con suficiente tiempo de antelación.

Esta falta de ejecución, o incluso los retrasos en la puesta en marcha de las infraestructuras planificadas, puede poner en riesgo la garantía de continuidad del suministro eléctrico, puesto que está dificultando un crecimiento armónico de las diferentes fases del suministro eléctrico e impidiendo que llegue la electricidad en condiciones óptimas a los usuarios.

Ya desde el año 2000 se registraban retrasos notables en la puesta en marcha de numerosas infraestructuras eléctricas, principalmente en cuanto a líneas de transporte se refiere. Esta situación, lejos de haber mejorado estos últimos años, no ha hecho más que empeorar, hasta el punto de que el grado de ejecución de infraestructuras planificadas es realmente bajo. Entre tanto, el consumo de electricidad continúa creciendo de manera inexorable en todos los sistemas eléctricos del Archipiélago, con especial intensidad en zonas concretas, con lo que la garantía de suministro se va cuestionando cada vez más, existiendo un riesgo real de que se produzcan interrupciones graves del servicio eléctrico a nivel zonal, o incluso insular.

Un reflejo de esta preocupante situación es que determinadas infraestructuras necesarias para el suministro no han sido puestas en servicio diez años después de que se demostrara su necesidad. Las consecuencias que han provocado estos retrasos pueden resumirse de la siguiente forma.

- a) Las infraestructuras existentes van sobrecargándose, hasta el punto de que algunas de ellas se ven obligadas a funcionar a un régimen superior al nominal, con los consiguientes riesgos que ello implica en cuanto a sobrecalentamientos, menor vida útil, etc.
- b) El mantenimiento de estas instalaciones sobrecargadas se dificulta, puesto que, al resultar vital su funcionamiento para garantizar el servicio, en ocasiones no pueden efectuarse las paradas o desconexiones de rigor para que puedan realizarse las tareas de mantenimiento imprescindibles.
- c) El riesgo de que cualquiera de estas infraestructuras sufra averías se incrementa de manera progresiva y la repercusión de estas averías suele ser bastante grave, ya que dichas instalaciones son imprescindibles para el suministro de un conjunto de usuarios cada vez más numeroso.
- d) Las sucesivas planificaciones se ven obligadas a incluir, con carácter cada vez más prioritario, las obras planificadas anteriormente y no ejecutadas. Teniendo en cuenta que el ritmo de ejecución de instalaciones no puede incrementarse drásticamente, es preciso retrasar la fecha prevista de entrada en funcionamiento de nuevas infraestructuras, también necesarias para garantizar la calidad del servicio.
- e) De esta forma, la planificación se va adecuando a las limitaciones de ejecución de infraestructuras, lo que obliga a modificar los criterios establecidos para definirla y progresivamente va perdiendo su función como herramienta de garantía y mejora continua de la calidad del suministro, para transformarse en un mero instrumento de supervivencia de los sistemas eléctricos.

Es fácil entender que a medida que esta situación de sobrecarga de infraestructuras energéticas se va generalizando la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos va en aumento por lo que ya ha sido preciso utilizar medidas paliativas.

La primera medida paliativa implica instalar generación auxiliar en las proximidades de las zonas afectadas, con el fin de reducir las necesidades de transporte y así evitar las restricciones en el suministro. El problema en este caso es múltiple, puesto que implica generar provisionalmente electricidad en recintos que no están diseñados para esa finalidad, siendo necesario realizar adaptaciones que no siempre son las más adecuadas, utilizando grupos generadores de dimensión antieconómica y complicando la gestión del sistema eléctrico. Además, estos grupos se sitúan normalmente muy próximos a zonas habitadas, con lo que sus emisiones contaminantes, aunque reducidas en volumen, pueden llegar a afectar a la población en mayor medida que si estuvieran ubicados en centrales convencionales y en lugares previamente consensuados desde un punto de vista ambiental.

La segunda y más drástica de estas medidas sería la reducción forzada del consumo, con el fin de restablecer las infraestructuras a su nivel de funcionamiento

nominal. Sin embargo, esta medida implicaría la realización de deslastes programados, mediante suspensiones del suministro a usuarios de la red de forma rotatoria, y la prohibición de realizar nuevas contrataciones. Las consecuencias que se derivarían de estas acciones son, en primer lugar, unos perjuicios importantes a la población en cuanto a su calidad de vida y, en segundo lugar, una drástica limitación al desarrollo económico, cuando no una recesión en la zona afectada.

Los retrasos en la ejecución de infraestructuras planificadas obedecen a diferentes causas. En algunas ocasiones, la presentación de los proyectos para su tramitación administrativa no se ha efectuado con la antelación debida o se han dilatado procedimientos administrativos por retrasos en la cumplimentación de documentación por parte de la empresa solicitante. La falta de acuerdo con propietarios afectados por las instalaciones también origina retrasos en las tramitaciones, puesto que esta oposición normalmente obliga a acudir a la vía expropiatoria.

Además de lo anterior, en muchos casos los retrasos vienen provocados por posiciones contrarias de las administraciones locales o grupos sociales, que utilizan formalmente argumentos de protección del medio ambiente en sus diversas formas (muy singularmente afectación a la biodiversidad e impacto visual) para justificar su oposición a las nuevas infraestructuras.

Las medidas paliativas que se han ido adoptando para reducir los efectos de la saturación de las redes (básicamente, incorporar generación de emergencia en las zonas de consumo) no han hecho más que parchear el problema, sin abordarlo de fondo y, como efecto secundario, han contribuido a generar un estado de opinión en el que parece que las infraestructuras de transporte terminan no siendo necesarias, puesto que, sin haberse construido dichas infraestructuras, la electricidad sigue llegando a todos los puntos de consumo.

Sin embargo, este estado de opinión podría haber sufrido un cambio, como consecuencia de los efectos de la tormenta tropical “Delta” en los sistemas insulares, muy especialmente en la isla de Tenerife. El hecho de que una parte importante de la población canaria se viera privada de electricidad durante un periodo de tiempo tan dilatado y totalmente inusual en condiciones normales ha puesto de manifiesto la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos de Canarias y la importancia de disponer de unas infraestructuras suficientemente fiables y adaptadas a las demandas de la ciudadanía.

En este contexto, el PECAN tiene que incorporar propuestas encaminadas a superar esta situación. Así, lo perentorio a corto plazo es acelerar la ejecución de las obras planificadas. Sin embargo, no se puede olvidar en el medio y largo plazo que la planificación tiene que ser lo más ambiciosa posible para garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico en todos los puntos del Archipiélago según la demanda

prevista en cada momento, por lo que es necesario arbitrar medidas de seguimiento que garanticen que la misma se lleva a cabo en los plazos previstos.

Por ello es preciso definir los parámetros básicos bajo los que deben acometerse los futuros ejercicios de planificación de las infraestructuras de generación y transporte de electricidad, teniendo en cuenta que los problemas que habitualmente se generan en cualquier sistema eléctrico (averías, paradas por mantenimiento, fenómenos meteorológicos de carácter recurrente, etc.), no pueden implicar interrupciones en el suministro a los usuarios finales.

La definición de estos parámetros debe incluir el número de centrales eléctricas en cada sistema insular y su emplazamiento aproximado, criterios de zonificación y tensiones de las redes de transporte, posibilidades técnicas y económicas de soterramiento de líneas, etc.

Una vez establecidos dichos parámetros, su plasmación en un listado de infraestructuras concretas debería efectuarse intentando alcanzar un cierto nivel de consenso con las instituciones que van a intervenir en las decisiones que afectan a su ejecución (en especial con los respectivos Cabildos), teniendo en cuenta los condicionantes económicos y medioambientales que concurren en cada instalación.

2.4.2. Gas natural y centrales de ciclo combinado.

Buena parte de lo que se ha comentado en el apartado anterior es aplicable también al gas natural, cuyas infraestructuras también han de ser planificadas con suficiente antelación para prever la cobertura de la demanda en condiciones satisfactorias de continuidad y calidad.

Sin embargo, en el caso del gas, existen dos connotaciones particulares que conviene resaltar. En primer lugar, y a diferencia de lo que ocurre en el sector eléctrico, la inexistencia de un consumo histórico de gas natural en Canarias hace que su necesidad pueda llegar a ser cuestionada, puesto que no se trata de satisfacer una demanda existente, sino de atender a unas expectativas de futuro. En segundo lugar, la implantación o no, en una determinada fecha, de las infraestructuras gasistas necesarias, condiciona la generación eléctrica que va a ser, al menos en los primeros años, el gran consumidor de este gas natural.

No hay que olvidar que la introducción del gas natural en Canarias se planificó ya en el PECAN-89 y que este documento preveía que en el año 2000 ya estarían operativas sendas plantas de regasificación en las islas de Tenerife y Gran Canaria. Esta previsión de disponibilidad de gas natural permitió a los redactores de aquel plan anticiparse a su tiempo, proponiendo la implantación de centrales eléctricas de ciclo combinado cuando en España esa tecnología era prácticamente desconocida.

La apuesta por los ciclos combinados con gas natural era claramente favorable para la protección del medioambiente, y permitió superar un enconado debate sobre el

combustible que debía servir de base para la generación eléctrica, haciendo posible que se descartara definitivamente la utilización de carbón. Era una apuesta que conciliaba economía y medio ambiente, puesto que permitía rentabilizar la opción ambientalmente menos negativa, debido, por un lado, a la reducción de emisiones ambientales derivadas de la utilización del gas natural y, por otro, a la disminución del consumo de energía que se deriva de la mayor eficiencia de las centrales de ciclo combinado frente a las convencionales turbinas de vapor.

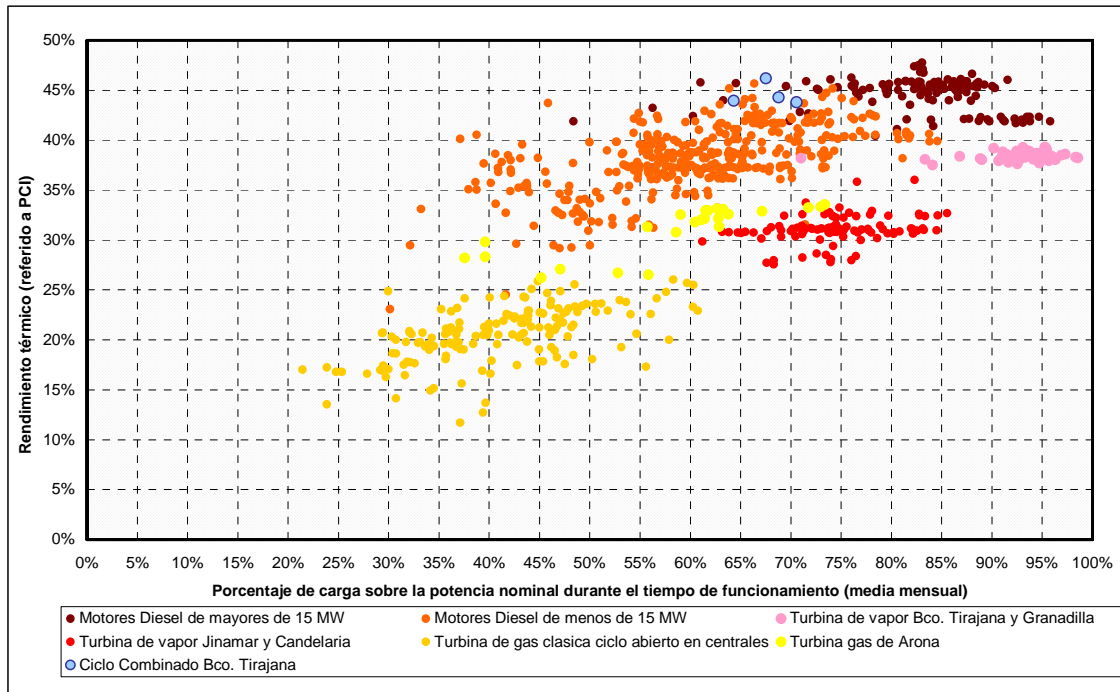
Con esas premisas, el sistema eléctrico se planificó previendo la instalación de centrales de ciclo combinado que se diseñaron para consumir gas natural y, alternativa y temporalmente, gasóleo, con la idea de alcanzar las máximas garantías de operatividad y reducir el nivel de dependencia de un único combustible.

Las primeras centrales de producción eléctrica de ciclo combinado ya se encuentran operativas, pero el gas natural no está disponible, ni lo estará a corto plazo, lo que obliga al funcionamiento continuado de estas plantas alimentadas con gasóleo. El consumo de gasóleo en estas centrales presenta dos inconvenientes principales. El primero, que se acorta la vida útil de las plantas, obligando además a efectuar un mantenimiento más exhaustivo y dilatado que cuando utilizan gas natural. El segundo, y más importante, es que aumenta el coste de generación de la electricidad de manera considerable, puesto que el precio por termia del gasóleo es muy superior al del gas natural.

El factor precio del combustible y de otros costes asociados, unido a una progresiva utilización de estas plantas para generación de electricidad en base, va a llevar a un incremento del coste del sistema eléctrico canario. Dicho incremento, en principio deberá ser asumido por el sistema eléctrico nacional, lo que significará que el coste adicional de consumir gas oil en lugar de gas natural será pagado, vía tarifas, por todos los usuarios de la electricidad en España. Sin embargo, por un principio de responsabilidad y de solidaridad con los consumidores del resto del Estado, que sufragan los sobrecostes de la generación en las islas, el sistema canario debería buscar un óptimo económico, que no se alcanzará hasta que el gas natural esté disponible para la alimentación de las centrales de ciclo combinado.

Por otro lado, la reciente entrada en servicio de las primeras unidades de ciclos combinados en Canarias está poniendo de manifiesto determinados inconvenientes a la hora de su explotación en los sistemas insulares. El principal problema detectado está muy vinculado con el tamaño de estos grupos y se deriva de que un fallo en una de las turbinas de gas operando a plena carga originaría una pérdida de generación de unos 100 MW, lo que probablemente obligaría a interrumpir el suministro en determinadas zonas de la isla, para reducir el consumo y equilibrarlo con la generación disponible.

Gráfico 2. 31 Rendimiento térmico de las distintas tecnologías de generación convencional en 2004 y 2005



Para evitar la pérdida de calidad del servicio que se derivaría de esta situación, es conveniente operar las plantas de ciclo combinado por debajo de su potencia nominal. Este modo de operación tiene el inconveniente de que su rendimiento térmico se ve muy afectado, perdiéndose de esta forma una de las principales ventajas de estas plantas, que es su menor consumo de combustibles en comparación con las centrales de vapor.

En el gráfico anterior puede comprobarse que el rendimiento real de los ciclos combinados en los meses de 2005 en los que han funcionado como un conjunto, está en torno al 44 o 45 %, del mismo orden al de los motores diesel de un tamaño medianamente grande. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que la turbina de vapor del ciclo combinado de Barranco de Tirajana ha entrado en operación hace pocos meses, por lo que el análisis precedente se ha efectuado con muy pocos datos y con la central en periodo de pruebas, por lo que deberá ser ratificado con los datos que se obtengan a partir de los meses siguientes en los que se encuentre en operación.

Hay que tener presente que cualquier aumento consumo específico sobre el previsto en las plantas generadoras de mayor tamaño del sistema eléctrico canario implica un mayor consumo de energía primaria y, por tanto, alejarnos de los objetivos de mejora de la eficiencia energética y de reducción de emisiones contaminantes y, en concreto, de gases de efecto invernadero.

Convendrá también tener en consideración nuevos desarrollos tecnológicos, como los motores diesel de dos tiempos que se han venido implantando en el mercado en los últimos años. Estos desarrollos han permitido implantar grupos diesel, aptos para consumir combustibles líquidos o gas natural, que alcanzan los 50 MW de potencia, con unos rendimientos próximos a los de los ciclos combinados y con la ventaja añadida de que dicho rendimiento no se ve muy afectado por las condiciones de operación de los grupos, ya que se mantiene sensiblemente estable, a pesar de que se operen a cargas parciales.

Es conveniente, por tanto, actualizar la estrategia de generación eléctrica en las islas, teniendo en cuenta la disponibilidad en el tiempo de gas natural y el tamaño de las unidades de ciclo combinado, de forma que no se ponga en riesgo la continuidad del suministro, no se provoquen tensiones innecesarias sobre la estructura de costes del sistema eléctrico canario y se contribuya de la mejor forma posible a alcanzar los objetivos de uso racional de la energía y de reducción de emisiones.

2.4.3. Obligaciones derivadas del Protocolo de Kioto

La publicación del 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, supone una apuesta del Gobierno de Canarias para impulsar un desarrollo decidido, pero responsable, de la energía eólica.

El decreto establece las reglas en las que tendría que basarse la implantación de parques eólicos que se conecten a las redes de transporte o distribución de electricidad, intentando compatibilizar el impulso al aprovechamiento de una fuente energética endógena y no contaminante con los posibles inconvenientes derivados de la utilización masiva de una fuente energética no gestionable, como es el viento. Estos perjuicios se pueden concretar en la posibilidad de que se introduzcan inestabilidades en las redes eléctricas que puedan perjudicar a la calidad del servicio y en las afecciones medioambientales, principalmente paisajísticas, que los aerogeneradores pueden provocar.

Sin embargo, parece evidente que no se va a poner en servicio nueva potencia eólica en una cuantía apreciable hasta el 2008, implicando esto un nuevo retraso de Canarias en la implantación de energías renovables y una dificultad adicional para acercarnos a los objetivos de limitación de emisiones de gases de efecto invernadero.

En cualquier caso, se hace preciso retomar la senda del impulso a la implantación de energía eólica y que éste se haga teniendo en cuenta los criterios del máximo respeto al medio ambiente y de mínima afección a la calidad del servicio.

La principal repercusión de esta “pausa eólica”, aparte de los perjuicios que conlleva en cuanto a mantenimiento de la dependencia del petróleo y la vulnerabilidad del sistema energético canario, es su efecto sobre las emisiones contaminantes de

todo tipo, ya que prácticamente toda la energía que no se genere mediante parques eólicos se obtendrá a partir de combustibles fósiles y la relativamente escasas aportaciones de la energía fotovoltaica.

Ello se ve empeorado ya que, al retraso eólico hay que sumar el correspondiente a las plantas de regasificación que tendrían que permitir la utilización de gas natural en Canarias. Estaba previsto de acuerdo con el documento estatal de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, que este combustible, utilizado en sustitución del petróleo, contribuyera a una reducción bruta de las emisiones de gases de efecto invernadero a partir de 2007. El retraso que se está produciendo en la puesta en marcha de los proyectos de plantas de regasificación hace que este efecto positivo no vaya a poder apreciarse, al menos hasta unos dos o tres años después.

Las consecuencias negativas descritas en cuanto a las previsiones de emisiones de gases de efecto invernadero se ven agravadas por otros factores adicionales, como el ya comentado de menor eficiencia real de las centrales de ciclo combinado, que implica un mayor consumo específico y, por tanto, nuevamente unas emisiones superiores a las previstas.

Todo ello conduce a que las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero no sólo no se van a ver limitadas en los próximos años, sino que previsiblemente van a experimentar una progresiva aceleración, lo que alejará a Canarias cada vez más de cualquiera de los objetivos establecidos tras la firma del Protocolo de Kioto.

Por este motivo, es imprescindible redoblar los esfuerzos en otros campos que permitan compensar, al menos en parte, el incremento de emisiones que se va a producir por la suma de los efectos descritos.

Para ello, las aportaciones de las restantes fuentes de energía renovable tienen que jugar un papel importante y así debe reflejarlo el presente documento de planificación. Sin embargo, los mayores esfuerzos deberán hacerse en el uso racional de la energía que constituye una de las apuestas centrales de este PECAN. Reducir el ritmo de crecimiento del consumo de energía primaria tiene que ser un objetivo primordial de este plan energético, cuyas medidas debe estar enfocadas en gran parte a su consecución.

3. PRINCIPIOS Y OBJETIVOS

3.1. Principios básicos del PECAN

3.1.1. Introducción

El Plan Energético de Canarias es un elemento clave de la política económica de nuestra Región. De sus aciertos o de sus errores va a depender una parte considerable de la evolución económica general, la competitividad de la mayor parte de nuestro tejido económico, el mayor o menor bienestar de nuestra ciudadanía y el avance hacia un crecimiento sostenible.

El sector energético es también por su propia naturaleza un sector de transformación lenta y efectos perdurables en el lado de la oferta. En primer lugar, la construcción de nuevas unidades de producción o suministro requieren, en general, un plazo dilatado que oscila entre 3 y 8 años desde su concepción inicial. En segundo lugar, son instalaciones fijas, vinculadas al territorio y que no pueden desmontarse y desplazarse más que con grandes dificultades. En tercer lugar, requieren cuantiosas inversiones monetarias, de carácter no especulativo, y que con frecuencia deben amortizarse en períodos mínimos de veinte años. En cuarto y último lugar, y como consecuencia de lo anterior, son decisiones difícilmente reversibles o sustituibles por otras acciones alternativas a corto plazo. A ello debe añadirse, en el caso de Canarias, que nuestra Región constituye, en lo que se refiere al sector eléctrico, seis mercados insulares diferenciados, dependientes cada uno de ellos de acertar en las decisiones individuales relativas a los mismos.

De otra parte, frente a la inexorabilidad de las decisiones de oferta energética, la demanda de energía es variable, responde a criterios volátiles o impredecibles (como ha sido el fuerte crecimiento poblacional de nuestra Región y especialmente el de algunas islas en los últimos cinco años) y, sobre todo, el coste de “no disponibilidad” de la energía cuando la misma es requerida tiene, junto a un importante valor monetario, un coste social inaceptable.

Asimismo, como ya se reflejó en Planes Energéticos anteriores, el concepto de energía es distinto para los distintos estamentos de nuestra sociedad. Así, en el ámbito doméstico, la disponibilidad y calidad de la energía es el factor primordial y el componente precio, aun siendo importante, no tiene una relevancia y sensibilidad tan acusada. De otra parte, en el mundo empresarial, el coste de la energía es un factor crítico de competitividad y, por tanto, su precio es un factor vital, pudiendo en algunos casos, estar dispuestos a una menor disponibilidad en razón de un precio más reducido, a través de modalidades como discriminación horaria o interrumpibilidad, salvo en sectores concretos como pueden ser los de fabricación en continuo o los vinculados con la sociedad de la información.

No es posible olvidar la dimensión medioambiental de todo Plan Energético. Las interacciones de la producción y uso de la energía con el medio natural son muy significativas, aunque tampoco es posible ignorar que, junto a impactos considerados como negativos, el aporte de la energía es un elemento esencial de la calidad de vida de nuestra sociedad. La energía aporta calor, fuerza, frío cuando se requiere, movilidad y seguridad de personas y bienes y es base de la actividad económica generadora de empleo y, por tanto, es preciso contraponer sus impactos negativos con este bienestar social que también procura. En suma no demonizar la producción y uso de la energía, ni tampoco ignorar que estos bienes sociales deben alcanzarse con el mínimo impacto ambiental posible.

Ello lleva a que en el diseño de todo Plan Energético, los criterios de prudencia, de máximo respeto ambiental y de planeamiento de sobrecapacidad de reserva, que la ciudadanía y el sector empresarial esperan y que consideran como algo garantizado, se vean enfrentados al actual marco liberalizador donde estos criterios tienen un coste para las empresas oferentes que las mismas, algunas veces, no pueden reflejar en sus precios y tarifas, y donde estas además esperan, a cambio de sus compromisos de inversión, una estabilidad de los marcos regulatorios que les permita compensar el riesgo económico contraído.

Como consecuencia, las grandes repercusiones que pueden derivarse de la formulación del Plan Energético de Canarias, obligan a plantearse un ejercicio de enorme responsabilidad técnica y política. Primero, en la definición de los principios y objetivos del Plan. Segundo, en el análisis detallado del punto de partida y de los condicionantes que en él concurren. Tercero, en el diseño del modelo de sector al que se pretende llegar en el horizonte de planificación y, cuarto y último, en la definición de un conjunto de propuestas de soluciones alcanzables, con soluciones que permitan configurar un sector energético más sólido, más eficiente, más respetuoso con el medio ambiente y al servicio del conjunto de Canarias.

Para ello, la opción concreta que se propone en este documento pretende conjugar términos tan dispares como las demandas económicas y sociales y el respeto del medio ambiente, en una estrategia de desarrollo sostenible, coherente con las conclusiones de las cumbres de Río de Janeiro (1992), Kioto (1997) y Johannesburgo (2002).

Un estudio detallado realizado por el Gobierno de Canarias, señala que el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero en Canarias entre 1990 y el año 2002, ha sido del 32,8% y que, por su parte, el sector energético ha aumentado sus emisiones en un 27%. Son cifras muy inferiores a estudios realizados quizás sin contar con un grado de información y detalle suficiente, pero que, en cualquier caso, están muy lejos del 15% asignado para el año 2010 a nuestro país en el seno del “Compromiso de reparto” para el Cumplimiento de Kioto acordado en el seno de la UE.

Incluso ajustando dichos valores con el descomunal incremento poblacional registrado durante este período en nuestra Región, esas cifras señalan un camino económica y socialmente inaceptable, que exige la adopción de medidas de política energética tendentes a aminorar primero e invertir después dicha tendencia. La solución pasa por la intensificación del uso racional de la energía y la potenciación máxima de las energías renovables, conjuntamente con el uso de tecnologías de combustión más eficientes en los sectores del automóvil y de la generación eléctrica y producción de agua desalada.

Canarias no puede quedar al margen de estos compromisos y debe asumir su cuota de responsabilidad como comunidad autónoma afectada y como parte integrante de España, de la Unión Europea y de los países desarrollados. Es preciso tener en cuenta las peculiaridades del Archipiélago como región ultraperiférica, aislada, carente de recursos energéticos fósiles y de agua para aprovechamientos hidroeléctricos y con unos costes de abastecimiento superiores a los de nuestros competidores. Esta situación diferencial debe servir para particularizar aquellos compromisos, de acuerdo con nuestra realidad, pero no para desvirtuarlos.

Pero no conviene engañarnos. Las acciones anteriores diseñadas desde el lado de la oferta deben complementarse con un cambio de los hábitos de nuestra sociedad. El uso racional de la energía corresponde en una parte considerable al sector empresarial, quien ya ha comenzado desde hace mucho tiempo, de manera voluntaria o debido a normas reglamentarias, a realizar actuaciones en tal sentido. Sin embargo, el ciudadano, en general, no es todavía suficientemente consciente de la amplitud del desafío y de la importancia de su actitud positiva en este esfuerzo.

El uso racional de la energía (URE) es un concepto que trasciende el mero ahorro de energía. El concepto implica reducir el uso de energía manteniendo e incluso incrementando en un plano colectivo, y en muchos casos individual, la calidad de vida. Por citar un ejemplo, la renuncia al uso del vehículo individual frente al transporte público supone inicialmente para el ciudadano una pérdida en tiempo que se compensa por una mejora de la calidad del aire que respira, pero la decisión colectiva de muchos ciudadanos de renunciar al vehículo privado mejora la velocidad promedio de circulación, reduce el tiempo inicialmente perdido y, al hacer el transporte público más eficiente, libera recursos para otras actividades como la financiación de la sanidad, la cultura o el deporte.

Ello requiere, naturalmente, una identificación previa de los hábitos de consumo de energía y de sus posibilidades de uso racional. Esto es lo que se conoce como Atlas de la Energía, el cual debe complementarse con una campaña impactante y continuada que favorezca el cambio real y significativo en los hábitos de consumo y de inversión en materia energética de los ciudadanos, de las empresas y de las instituciones. Corresponde a las Administraciones Públicas, Regionales, Insulares y Locales iniciar esta progresiva modificación de los comportamientos, asumiendo las

funciones de formación, divulgación e impulso en relación con las nuevas alternativas energéticas, adoptando un Programa específico de URE adaptado a cada situación concreta en el ámbito de cada institución.

Este cambio de hábitos es, como es fácilmente comprensible, un proceso lento en el tiempo y, por ello, puede verse acelerado y complementado en algunos casos con medidas fiscales o reglamentarias que señalen la correcta utilización de la energía. Por ello, junto al tradicional uso de la imposición sobre la energía para reducir su consumo e incorporar algunos de los llamados “costes externos” de la misma, no se debe desdeñar el papel de las subvenciones tendentes a favorecer el uso de las energías renovables o a acelerar la renovación de equipamientos energéticamente obsoletos.

Asimismo, en el plano reglamentario, existe una importante labor a hacer en el campo del aislamiento de edificios o de un correcto diseño ambiental de los mismos que evite los consumos asociados al calentamiento/enfriamiento innecesario de estos edificios residenciales o administrativos, por lo que existe una extraordinaria oportunidad en la renovación, con criterios energéticos eficientes, de la planta alojativa turística de mayor antigüedad o de edificios urbanos que exijan su remodelación.

Naturalmente, este salto cualitativo tecnológico debe enfocarse en la mejor dirección posible. Por ello, este PECAN aporta como novedad sobre documentos anteriores un capítulo de tecnologías energéticas, que ha sido especialmente importante para los redactores del proyecto a la hora de valorar las opciones técnicas que incorpora. Pero su utilidad no acaba ahí. También puede ser un instrumento de referencia básico para empresas y particulares a la hora de adoptar sus decisiones individuales de renovación de su equipamiento energético. Esta actividad se considera tan importante que dentro de las medidas se propondrá que, por parte del Gobierno de Canarias y través de una agencia especializada, se preste atención gratuita a las personas individuales y en condiciones de mercado al sector empresarial (como punto de arranque y sin tratar de eclipsar eventuales iniciativas privadas en esta misma dirección), en la realización de auditorías energéticas o diseño de la tecnología más adecuada.

No puede olvidarse los problemas específicos de Canarias, relacionados con la energía y que afectan primordialmente a la garantía del abastecimiento energético y al mayor coste relativo del suministro.

Canarias tiene, junto a su propia dimensión interna, una situación estratégica reconocida a nivel internacional en el suministro de barcos y, en menor medida, de aviones. Por ello, debe disponer de un marco legal, o al menos de una declaración formal, que le garantice el abastecimiento de la energía primaria mínima que necesita en caso de crisis energética internacional e incluso el derecho a un suministro prioritario de productos petrolíferos, a nivel de España y de la Unión Europea, en el caso de crisis internacional de suministro y la aplicación de las medidas excepcionales

previstas en el seno de la Agencia Internacional de la Energía. Este objetivo consideramos que puede ser asumido, en una causa común, conjuntamente con el resto de regiones ultraperiféricas de la Unión Europea. Ello se justifica fácilmente por la extraordinaria dependencia de estos combustibles petrolíferos y por la escasa posibilidad de poner en marcha soluciones energéticas alternativas en caso de crisis en estas regiones ultraperiféricas.

A la espera de poder lograr este ambicioso objetivo, y complementariamente al mismo, es necesario disponer del porcentaje máximo, técnica y económicamente posible, de energías endógenas a fin de reducir parcialmente el riesgo de desabastecimiento, y es necesario, además, garantizar la disponibilidad de unos almacenamientos estratégicos de combustibles en condiciones de ser utilizados en el supuesto de que se corten temporalmente las vías de suministro.

Como breve diagnóstico de la situación basta decir que, en los momentos actuales, las energías renovables aportan tan solo el 5% de nuestra demanda de energía y que, por otra parte, existe a nivel español, y coordinado con la AIE, un sistema de reservas estratégicas operado por la empresa CORES, corporación de derecho público tutelada por el Gobierno central, sobre la que el Gobierno de Canarias no tiene, con carácter regular, información oficial acerca de la localización de dichas reservas estratégicas en nuestro territorio autonómico, ni siquiera cuenta a pesar de nuestra situación tan específica, con un representante del Gobierno de Canarias en el Consejo de Administración de dicha compañía.

Sobre la base de estos planteamientos, es posible definir los principios básicos y los objetivos concretos del PECAN, teniendo como punto de partida la situación de nuestro entorno próximo - la realidad actual del sector energético en Canarias- así como el entorno internacional del sector energético. Los cuatro principios básicos pueden expresarse como sigue:

- a) Garantizar el suministro de energía a todos los consumidores en condiciones óptimas en cuanto a regularidad, calidad y precio.**
- b) Potenciar al máximo el uso racional de la energía, lo que implica minimizar su utilización manteniendo, tanto a nivel de la ciudadanía en su conjunto como del sistema económico general, un nivel de satisfacción equivalente medido en términos de calidad ambiental, impactos sociales positivos y mantenimiento de la competitividad de nuestro tejido empresarial.**
- c) Impulsar la máxima utilización posible de fuentes de energía renovable, especialmente eólica y solar, como medio para reducir la vulnerabilidad exterior del sistema económico y mejorar la protección del medio ambiente.**
- d) Integrar la dimensión medioambiental en todas las decisiones energéticas coadyuvando a progresar en el camino hacia un crecimiento sostenible de la Región.**

Primer Principio: Garantizar el suministro de energía a todos los consumidores en condiciones óptimas en cuanto a regularidad, calidad y precio

Un suministro regular de energía en cantidad y calidad es un requisito imprescindible de cualquier sociedad moderna. Un corte del suministro aunque sea de corta duración puede ocasionar pérdidas muy importantes y si el mismo se prolonga puede llegar a estrangular la actividad económica y social.

Este concepto de la seguridad del aprovisionamiento tiene una triple dimensión: externa, interna y de calidad del servicio.

La dimensión externa hace referencia a la disponibilidad de las materias primas energéticas en la cantidad y el plazo temporal adecuados. Se trata de contar, en el caso de Canarias, con suministros regulares y suficientes de productos petrolíferos, y, en un futuro próximo, gas de natural, más la aportación de las energías renovables endógenas, tanto para el consumo interior como para el suministro a barcos y aviones en tráfico de destino nuestra Región.

Por el contrario, la dimensión interna hace referencia a la puesta a disposición del consumidor de los diferentes tipos de energía que el mismo requiere (GLP, gasolina, gas-oil, electricidad, etc.) en su propio domicilio o instalación industrial o en un punto donde su aprovisionamiento le sea conveniente (estación de servicio). De nada vale contar con petróleo crudo o energía eólica si no podemos trasformarla en gasolina o electricidad y ponerla a disposición efectiva del consumidor final.

Además existe una tercera dimensión cual es el factor de calidad en el servicio. Los productos petrolíferos tienen que tener unas especificaciones acordes con el uso que va a hacerse de ellos y la electricidad requiere unas condiciones de continuidad, tensión y frecuencia, que van más allá de la mera disponibilidad física reflejada en la dimensión interna y que incluso va asociada con la seguridad física de las instalaciones de producción y distribución energética.

Por tanto, la integración de estas tres dimensiones es lo que debe entenderse como seguridad en el aprovisionamiento de energía.

Esta seguridad en el aprovisionamiento requiere, por tanto, una disponibilidad de la energía en su forma primaria, pero al mismo tiempo contar con las adecuadas capacidades para su transformación en energía final (caso de la electricidad o del refinado de petróleos), almacenamiento, transporte y distribución final de forma que se puedan cubrir las necesidades en cantidad y calidad, tanto en la actualidad como en cualquier momento futuro durante el horizonte temporal de este PECAN.

El diseño y mantenimiento de un sistema energético que integre adecuadamente esta triple dimensión de la seguridad del aprovisionamiento tiene una significativa repercusión en los costes de los productos energéticos suministrados, puesto que implica inversiones cuantiosas en el proceso de refinado, en generación eléctrica, sistemas de almacenamiento y control, elementos de distribución, etc. Por

ello, para no atentar contra la competitividad del conjunto de la economía, ha de buscarse siempre un equilibrio entre la aplicación probabilística de los criterios de seguridad en el aprovisionamiento y los costes que la misma implica.

En la actualidad, en un marco regulatorio claramente de signo liberalizador, el papel de las Administraciones tiende más bien a establecer las reglas que deben regir estos mercados y a garantizar su cumplimiento, asegurando que la competencia entre empresas se desarrolle normalmente, evitando abusos de posición dominante y controlando especialmente las situaciones de monopolio de hecho, juntamente con la exigencia de unas condiciones mínimas en cuanto a disponibilidad de capacidad de generación y distribución eléctrica o de stocks estratégicos en el caso del petróleo.

Compatibilizar seguridad del aprovisionamiento con un precio adecuado de la energía es, como se ha dicho reiteradamente, uno de los elementos centrales de todo plan energético.

En efecto, una parte muy significativa de los costes de la energía tienen un origen exterior (coste de las materias primas, inversiones en equipamientos), pero también una adecuada elección del balance de energías primarias, una buena elección de las tecnologías de generación, almacenamiento o transporte de la energía o un sistema regulatorio que facilite una competencia entre empresas (que al mismo tiempo respete ese aspecto de la seguridad en el aprovisionamiento) son factores también muy relevantes en el precio final que el consumidor deberá pagar por la energía que consume.

A todo ello hay que añadir las opciones fiscales, que permiten facilitar o disuadir del uso de una determinada fuente energética y que coadyuvan de manera muy importante a alcanzar los objetivos generales de un plan energético.

Como resumen la seguridad del aprovisionamiento debe contemplarse en asociación directa con el coste del suministro de energía y éste, conjuntamente con las opciones fiscales, como uno de los elementos centrales de la definición de una política energética coherente y con visión de futuro.

Segundo Principio: Potenciar al máximo el uso racional de la energía

Como se definió anteriormente, el uso racional de la energía es un concepto mucho más amplio que el mero “ahorro de energía” e implica minimizar su utilización manteniendo, tanto a nivel de la ciudadanía en su conjunto como del sistema económico general, un nivel de bienestar al menos equivalente, medido en términos de calidad ambiental, impactos sociales positivos y mantenimiento de la competitividad de nuestro tejido empresarial.

En cuanto a su impacto ambiental es evidente que aquella energía que no es producida o consumida no afecta al medio natural y por tanto este vector energético constituye, sin duda, el elemento más respetuoso en términos ambientales.

En segundo lugar, el URE es un elemento clave en la estrategia de seguridad en el aprovisionamiento al reducir las necesidades de energía importada.

En tercer lugar, muchas de las actuaciones del URE implican creación de empleo muy cualificado (investigación, diseño, construcción de determinados equipos) como otros tipos de empleo adaptados a la realidad local y de carácter descentralizado. Constituye, por tanto, un verdadero “yacimiento de empleo” cuyos efectos beneficiosos de tipo social hay que contabilizar debidamente.

En cuarto lugar, el URE es una actividad potencialmente muy rentable en el área empresarial o incluso de las administraciones públicas que, en algunos casos, no se ha puesto en marcha por problemas de identificación de su potencial o por problemas financieros y de imagen (el ahorro de energía “no se ve” y ello hace difícil en algunos casos justificar las inversiones requeridas). Para solventar estas dificultades se propondrán, en el capítulo de medidas, acciones para solventar estas dificultades (auditorías energéticas en la fase de detección y, en el plano financiero, posible uso de los fondos RIC). Asimismo esta reflexión puede extenderse para muchas actividades potenciales al nivel del ciudadano individual.

Por último, el URE tiene una dimensión de beneficio social muy importante ya que coadyuva a hacer nuestras ciudades más habitables, nuestras carreteras más transitables, nuestras industrias menos contaminantes y nuestros cielos más visibles de día y noche.

Tercer Principio: Impulsar la máxima utilización posible de fuentes de energía renovable

Las energías renovables son fuentes energéticas con una serie de características que las hacen ideales para su utilización preferente en Canarias. Entre estas características se pueden citar:

- Son fuentes endógenas, es decir, no se importan, lo que reduce nuestra dependencia exterior y pueden actuar de colchón amortiguador de las oscilaciones de precios internacionales de la energía.
- Son recursos, en general, respetuosos con el medio ambiente. Las afecciones al medio provocadas por la utilización de energías renovables suelen ser muy inferiores a las ocasionadas por las fuentes convencionales.
- Algunos de estos recursos, como son la energía eólica y la solar, son muy abundantes y están disponibles en todo el Archipiélago. Por ello, su contribución al abastecimiento energético del Archipiélago y de las islas individuales puede ser maximizada.
- Puesto que en regiones aisladas el coste de suministro de la energía es mayor que en sistemas continentales integrados, la sustitución de la producción convencional por fuentes renovables, de naturaleza descentralizada, aporta un

mayor valor añadido y, por tanto, reduce la necesidad de compensación de los extracostes sociales de esta situación.

- Son actividades socialmente integradoras. Su nivel tecnológico, de grado medio en muchos casos, permite generar un mayor nivel de empleo local que las energías convencionales y las tareas de mantenimiento se ven simplificadas.

Por ello, el PECAN propondrá un conjunto de medidas favorecedoras de estas energías renovables.

Cuarto principio: Integrar la dimensión medioambiental en todas las decisiones energéticas

El camino de la sostenibilidad está amparado en un gran número de actuaciones entre las cuales las relacionadas con la energía tienen una significación especial. En efecto, la energía interacciona con el medio en todas sus fases: en la extracción, en la construcción de equipos, en la generación, en el transporte, en la distribución y en el consumo final.

Tiene afecciones sobre la atmósfera en materia de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto de invernadero. Emite sustancias como SO₂ y NO_x causantes de las lluvias ácidas. Emite partículas negativas y metales pesados nocivos para la salud y contribuye a los episodios de ozono troposférico.

Impacta sobre las aguas, ya que requiere grandes cantidades para la generación de energía, emite hidrocarburos que afectan a los acuíferos y es la causa de derrames más o menos importantes producidos por accidentes en el mar o en tierra.

Con respecto a los residuos, en el caso de Canarias, se generan algunos considerados como peligrosos, como pueden ser los aceites minerales o los aceites de los transformadores eléctricos y, asimismo, está en el origen de importantes zonas de suelo industrial contaminado.

Además, toda actividad energética tiene un impacto sobre el territorio ya sea de tipo visual, de seguridad de las personas o las propiedades y de impacto sobre fauna o flora. Finalmente, supone una ocupación del territorio con lo que se imposibilita el desarrollo en el mismo de otro tipo de actividades económicas o de uso y disfrute de la naturaleza.

Como complemento de lo anterior, las instalaciones energéticas, tanto en la fase de generación y transporte, como en el momento de su uso por la instalación industrial o por el ciudadano en su propio domicilio, tienen un factor de riesgo de accidentes por el uso de productos combustibles, operación a alta presión o los efectos de la corriente eléctrica sobre los seres vivos. Garantizar que en su diseño, construcción, mantenimiento y operación, estas instalaciones cumplan con las normas exigibles de seguridad es un deber ineludible de las Administraciones Públicas para

con los ciudadanos, al mismo tiempo que un elemento complementario de la seguridad del aprovisionamiento.

Por ello, en cuanto a grado de afección, como se dijo anteriormente, la única “fuente energética” que no incide directamente sobre el medio ambiente y tiene un factor de seguridad total es el uso racional de la energía (aunque si lo hace en ambos casos, en menor escala, indirectamente a través de la construcción de equipamientos para este fin).

En segundo lugar, está generalmente aceptado que las energías renovables tienen, en general, una afección más reducida sobre el medio y, por último, en el escalón siguiente están las energías fósiles siendo por este orden, de menor a mayor afección, gas natural, petróleo y carbón como energías progresivamente más contaminantes.

Por todo ello, es evidente la necesidad de arbitrar equilibrios entre los criterios simultáneos de garantía del aprovisionamiento, coste del suministro energético y protección del medio ambiente. Hemos hablado de “equilibrios” en plural, porque la función de arbitraje no es única para Canarias y el resto del territorio español, tampoco tendría porque ser única para todas las islas y, por último, es claramente un concepto evolutivo en el tiempo, ya que los criterios medioambientales están y continuarán adquiriendo, progresivamente, un mayor peso relativo.

Sin embargo, no es posible actuar con sensibilidad a los requerimientos medioambientales únicamente desde el lado de la planificación de la oferta de energía. Es también necesario que el consumidor de energía vaya adquiriendo una conciencia más clara de su importantísimo papel en la adopción de decisiones energéticas, ya sea a través de un comportamiento “más sostenible” en su vida diaria, en el sentido de favorecer en sus decisiones de compra vinculadas con la energía las opciones menos consumidoras de la misma o incluso de aceptar la necesaria y progresiva integración de los costes medioambientales en los productos que usa o consume, ya sea directamente o a través de las diversas opciones fiscales.

Por tanto, desde estas reflexiones, el PECAN se enfoca con un criterio de exigencia medioambiental importante y creciente en el tiempo, de actuación simultánea sobre la oferta y la demanda de energía, pero también prudente y progresivo en cuanto a las medidas a adoptar, a fin de lograr un arbitraje entre los objetivos propuestos y el coste que el mismo comporta para la economía y la sociedad de Canarias.

3.2. Objetivos generales del PECAN

3.2.1. Objetivos relacionados con la garantía del suministro de energía

Objetivo 1: Diversificación de fuentes energéticas y potenciación de fuentes autóctonas

La diversificación de fuentes energéticas y el fomento de las energías autóctonas ha sido la respuesta tradicional más importante para mejorar la seguridad en el aprovisionamiento por lo que han sido ampliamente utilizadas en todos los países miembros de la OCDE.

En esta línea, el PECAN apuesta por la línea de favorecer la máxima penetración de energías renovables (que adicionalmente son energías autóctonas) y de favorecer la entrada del gas natural, primeramente en el sector de generación de electricidad y, complementariamente, en otras aplicaciones.

El conjunto de medidas que se pretende poner en práctica en el presente Plan Energético debe permitir al sistema energético canario reducir su dependencia del petróleo desde el 99,4% actual hasta un 72% en 2015. Esta reducción se realizará en gran medida a través de la utilización de fuentes autóctonas, con lo que el grado de autoabastecimiento de energía primaria en Canarias deberá alcanzar el 6% en el horizonte de 2015.

Objetivo 2: Mantenimiento de unas adecuadas reservas estratégicas de hidrocarburos.

En el marco de los compromisos internacionales (UE y AIE) España debe mantener unas reservas de productos petrolíferos para 90 días de consumo. En esta línea es objetivo del Gobierno de Canarias que las cantidades correspondientes a nuestra Región estén situadas en nuestro territorio e, incluso, estudiar la posibilidad de que parte de las reservas del resto de territorio español estén también situadas en nuestra Región en razón de nuestra menor capacidad de diversificación en caso de crisis de aprovisionamiento.

Asimismo, tras la entrada del gas natural, el Gobierno de Canarias velará por que la compañía propietaria de las instalaciones de regasificación cuente, como mínimo, con los 35 días de consumo que la Ley de Hidrocarburos establece como reservas mínimas de seguridad.

Objetivo 3: Existencia de suficiente capacidad de reserva en el sector energético de acuerdo con los valores previsto en el PECAN

El Gobierno de Canarias velará, de acuerdo con las cifras establecidas en el PECAN que tanto las instalaciones de generación eléctrica en cada sistema eléctrico insular, como las capacidades de almacenamiento de productos petrolíferos y gas natural licuado y las líneas de transmisión y distribución primaria de electricidad y gas natural, cuenten con la suficiente capacidad de reserva, en los plazos adecuados, para

cubrir los crecimientos esperados de la demanda y para solventar problemas puntuales en alguna instalación individual.

Estas actuaciones podrían llevar a que en circunstancias excepcionales el Gobierno, en el marco de sus competencias y en defensa del interés general de Canarias, deba imponer determinadas actuaciones que garanticen el cumplimiento del punto anterior, aunque existiera oposición en contra de otras administraciones insulares o locales.

Esta vigilancia se desarrollará de manera coordinada con el documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas, del cual la Administración central ejerce las competencias y, en estrecho contacto, con las empresas responsables de estas instalaciones.

Objetivo 4: Obligaciones de servicio público y calidad del servicio

El Gobierno de Canarias velará por que todos los ciudadanos tengan acceso en condiciones satisfactorias al suministro de energía. Asimismo garantizará que este servicio cuente con los parámetros de calidad -especificaciones en el caso de productos petrolíferos, parámetros técnicos en el caso de la electricidad y el gas natural- necesarios para que el usuario final pueda utilizar la energía en las condiciones adecuadas a sus necesidades o las de sus instalaciones.

Objetivo 5: Compensación de extracostes en los sectores de la electricidad y el gas natural

El Gobierno de Canarias velará por que todos los ciudadanos tengan acceso al suministro de energía eléctrica, y eventualmente el del gas natural, en condiciones de precio similares al resto de ciudadanos en el territorio español y para ello negociará con la Administración Central un adecuado sistema de compensaciones que cubra los mayores costes de generación y distribución eléctrica y de gas natural que concurren en Canarias, por razón de las características estructurales propias de nuestra Región.

3.2.2. Objetivos relacionados con el uso racional de la energía

Objetivo 1: Reducir en un 25% en términos constantes en el año 2015 respecto los valores del año 2004 el ratio entre energía y PIB

Este ambicioso Objetivo consideramos que puede ser alcanzable por la combinación de acciones de URE que se expondrán a continuación (y apoyados por las medidas de detalle que posteriormente se describirán) y por la progresiva orientación hacia la “sostenibilidad” de la economía canaria en términos de uso de recursos físicos.

Para alcanzar este objetivo, se definen a continuación los siguientes objetivos vinculados al anterior:

- Aumentar, en un 25% en este mismo período la eficiencia global del sector eléctrico.
- Reducir en un 15% el consumo total de productos petrolíferos en el transporte terrestre.
- Reducir en un 15% el consumo de productos petrolíferos en el tráfico marítimo y aéreo interinsular.
- Aumentar en un 20% la eficiencia en el uso de energía del sector industrial.
- Aumentar en un 20% la eficiencia en el uso de la energía del sector terciario y residencial privado.
- Reducir el consumo de energía en los edificios e infraestructuras dependientes del Gobierno Autónomo en un 10% de aquí al año 2008 y de un 30% en el año 2015. Se invitará a otras Administraciones públicas insulares y locales a unirse a tal iniciativa.
- Favorecer la adopción del consumo sostenible de energía por parte de la ciudadanía de Canarias.

3.2.3. Objetivos relacionados con el fomento de las energías renovables.

Como se definió anteriormente las energías renovables contribuyen simultáneamente a mejorar la seguridad del aprovisionamiento, tienen un impacto medioambiental menor, tienen un carácter descentralizado, lo que favorece su incorporación en sistemas insulares y zonas aisladas, y tienen también un importante componente social en materia de yacimientos de empleo.

Sin embargo, no es posible ignorar que las energías renovables tienen efectos secundarios y limitaciones como ocupación de suelo, impacto paisajístico o su propio carácter de variabilidad que las limitan a ser un complemento importante de los balances energéticos, pero que impide que puedan ser, salvo situaciones muy específicas, la columna vertebral, al menos en los momentos actuales, de las necesidades energéticas de Canarias.

Consciente de ello, el PECAN apuesta por la máxima utilización posible de las mismas, y para ello establece los siguientes objetivos:

Objetivo 1: Participación del conjunto de fuentes renovables en el abastecimiento energético y en la generación de electricidad

La aportación de las energías renovables al aprovisionamiento energético debe intensificarse de manera muy significativa, por tratarse de fuentes endógenas que, consecuentemente, disminuyen las importaciones de energía y la vulnerabilidad del sistema energético. Sin embargo, más importante que el factor de seguridad es el aspecto medioambiental, puesto que la utilización de energías renovables sustituye

consumo de combustibles, principalmente petróleo, con lo que se evita la emisión a la atmósfera de dióxido de carbono, óxidos de azufre y nitrógeno, así como otros contaminantes.

La participación de las renovables en el balance de energía primaria de Canarias es muy inferior a la que se registra en el resto de España y en el conjunto de la Unión Europea, como consecuencia del peso que en estas zonas tienen la energía hidroeléctrica y la biomasa. La práctica inexistencia en Canarias de recursos hidráulicos y la dificultad de conseguir aprovechamientos rentables de biomasa hacen que en el Archipiélago se parta de una cifra muy baja de penetración de las fuentes renovables, prácticamente circunscrita a la energía eólica.

En el año 2004 estos recursos energéticos únicamente contribuyeron en un 0'62% al abastecimiento energético canario (en términos de energía primaria), por lo que, si se desea que la aportación de las fuentes renovables al final del periodo de previsión del PECAN llegue a una cifra significativa, que puede evaluarse en el **8% de la demanda de energía primaria**, es preciso alcanzar ritmos de crecimiento muy elevados.

Para poder cumplir este objetivo será necesario actuar en las distintas fuentes de energía, teniendo en cuenta los condicionantes y limitaciones de cada una de ellas, tanto referidos al mercado al que van dirigidas como al estado del arte y al nivel de coste de las mismas.

La producción de electricidad con fuentes renovables es una de las aplicaciones de estas fuentes, sin duda la más importante para Canarias. En este aspecto concreto, en el que la Unión Europea se ha trazado como objetivo cubrir el 22% de la generación eléctrica con recursos renovables, Canarias debe apostar por alcanzar el objetivo comunitario, apoyándose principalmente en un desarrollo intensivo de la energía eólica. Por ello se convierte también para Canarias en un objetivo básico del PECAN para el año 2015, **alcanzar un 30% de la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables**.

Objetivo 2: Energía eólica

La energía eólica seguirá siendo la fuente energética renovable más significativa en el Archipiélago. Teniendo en cuenta el potencial eólico existente en Canarias, la energía generada por el viento experimentará un crecimiento muy notable. Hay que tener en cuenta, sin embargo, las limitaciones a este crecimiento, que vienen dadas principalmente por el hecho de disponer de unas redes eléctricas de una dimensión reducida, por el riesgo que supone para la estabilidad de la red eléctrica si su porcentaje es elevado y por la necesidad de preservar el entorno.

Por otro lado, las áreas de potencial eólico deberán quedar definidas dentro de los instrumentos de ordenación territorial y medioambiental a nivel insular.

Las limitaciones expuestas no deberían ser obstáculo para 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.

Objetivo 3: Energía solar térmica

El Plan Energético de Canarias debe ser la plataforma para que la energía solar térmica empiece a despegar en las Islas, al igual que lo ha hecho en otras zonas del mundo que, incluso, tienen un nivel de radiación solar inferior al canario.

La instalación de paneles solares viene a sustituir en muchas ocasiones a termos eléctricos, que tienen un rendimiento energético muy reducido, con lo que, además de aprovechar los efectos del calor del sol, se contribuye a aumentar la eficiencia energética del sistema.

En el horizonte del 2015 puede plantearse como objetivo **alcanzar una superficie instalada de 460.000 m²**, frente a los escasos 58.000 m² actualmente en servicio. 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.

Objetivo 4: Energía solar fotovoltaica

Esta fuente energética debe mantener la doble función que está desempeñando en la actualidad: aplicaciones aisladas alejadas de las redes de distribución de electricidad y en instalaciones conectadas a la red, con la finalidad de vender la electricidad generada.

La primera de estas funciones desempeña en muchos casos un papel social de primera importancia, ya que la energía fotovoltaica se convierte en el medio para suministrar electricidad a viviendas alejadas, para las que la extensión de la red supone una inversión excesiva o una importante afección al medio ambiente. En Canarias, sin embargo, esta función tiene una relevancia muy limitada desde un punto de vista energético, ya que en la actualidad, el número de instalaciones aisladas que pueden proyectarse es escaso y de una dimensión reducida.

Por el contrario, en los últimos tiempos se ha asistido a un cambio espectacular en las perspectivas de instalación de fotovoltaica conectada a la red gracias al actual régimen retributivo aplicable a estas instalaciones.

El esfuerzo de las administraciones públicas pasa en estos momentos, tanto por el impulso de estas instalaciones, como por una adecuada ordenación de este sector a fin de maximizar su integración en el sistema eléctrico.

Con estas premisas, **sería posible alcanzar una cifra de 160 MW instalados** en Canarias en el horizonte del año 2015, lo que significaría un verdadero vuelco a la situación actual, en que la potencia instalada ronda los 700 kW.

Objetivo 4: Otras energías renovables

Una de las obligaciones de cualquier ejercicio de planificación es incorporar las mejores técnicas disponibles que se incorporen al panorama energético como producto de la evolución tecnológica o del mercado, siempre que se considere que se ha alcanzado los niveles adecuados de fiabilidad o coste.

Actualmente en el campo de las energías renovables existe un amplio abanico de tecnologías de aprovechamiento de otras fuentes distintas de las tradicionales, energía solar y eólica, e incluso nuevas formas de aprovechamiento de las anteriores. De entre todas ellas se ha apostado por las siguientes -en algunos casos con antecedentes en Canarias como es el caso de la minihidráulica y en otros con un carácter más emergente-, al considerarse que han alcanzado niveles adecuados de desarrollo tecnológico y que cuentan con potencial en Canarias de acuerdo con los estudios preliminares. Para ellas se han fijado los siguientes objetivos:

- Minihidráulica: Alcanzar los 13 MW de potencia eléctrica instalada en 2015.
- Solar termoeléctrica: Alcanzar los 30 MW de potencia eléctrica instalada en 2015.
- Energía de las olas: 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 2010 de los combustibles destinados al transporte terrestre.

3.2.4. Objetivos relacionados con la dimensión medioambiental de las decisiones energéticas.

Como se ha definido anteriormente, el PECAN va a optar por un escenario de una política energética progresivamente sostenible que al mismo tiempo compatibilice los otros dos condicionantes de garantizar el suministro de energía y el de asegurar la competitividad de nuestra economía regional.

Muchas de estas ideas ya han sido recogidas en otros objetivos como la potenciación del uso racional de la energía o el fomento de las energías renovables. Sin embargo, complementariamente, se establecen los siguientes objetivos de carácter netamente medioambiental:

Objetivo 1: Limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de energía, a un 25% para el año horizonte del 2015 en comparación con los valores base para 1990.

Esta cifra aunque puede parecer poco ambiciosa, pero para comprender su verdadera magnitud debemos partir del hecho de que el consumo de energía per cápita era, en 1990 para Canarias, muy inferior a la de la media española y que ya en

el año 2004 estamos en cuanto a emisiones de GEI bastante por encima del objetivo establecido para España en el “Compromiso de Reparto de la UE”. Asimismo debemos considerar el crecimiento de alrededor de un 50% de la población esperado entre 1990 y 2015 en nuestro Archipiélago.

Objetivo 2: Integrar la dimensión energética de la directiva de IPPC en la puesta en aplicación de los Objetivos del PECAN.

Además de la dimensión de eficiencia energética comentada anteriormente, la directiva IPPC tiene un alcance muy superior que cubre todas las interacciones con el medio ambiente. Por ello, la puesta en aplicación de la misma y la concesión de los correspondientes permisos integrados de operación y emisión, van a conseguir que en el sector energético en cuanto oferente y la gran industria en cuanto consumidora coadyuven en la sostenibilidad ambiental de este PECAN.

Objetivo 3: Aumentar la transparencia en la adopción de decisiones relativas a nuevas infraestructuras energéticas

Tradicionalmente, la adopción de decisiones energéticas se basaba, en la mayor parte de países y regiones del mundo, en la conjunción de criterios técnicos con sus aspectos económicos y coordinados con las grandes orientaciones en materia de política económica general. Estas decisiones se tomaban, por tanto, exclusivamente a través del diálogo y la cooperación entre las autoridades públicas y las empresas energéticas concernidas.

Como alternativa a esta situación, tradicional hasta esta década, en los últimos años la participación del público en general y de las organizaciones sociales ha sido una constante en la planificación territorial de Canarias.

Por ello, en la fase de elaboración del PECAN se ha abierto de nuevo un proceso de consulta pública, complementario de las mesas sectoriales desarrolladas anteriormente, para que la ciudadanía pueda informar a los redactores de sus puntos de vista, de tal manera que el documento final, si no formalmente consensuado, sí pueda tener en cuenta el sentir mayoritario de la población y de los agentes económicos y sociales.

Asimismo, posteriormente, al abordar las grandes decisiones necesarias para la ejecución del PECAN, es objetivo de la Consejería abrir nuevamente espacios de debate tendentes a conseguir la mayor coincidencia posible de planteamientos y soluciones, sin que ello implique la renuncia a la adopción de decisiones correspondientes a la misión de protección del interés general, del que el Gobierno de Canarias es responsable ante el conjunto de la ciudadanía.

4. PREVISIÓN DE LA DEMANDA TENDENCIAL DE ENERGÍA 2006-2015

4.1. Metodología utilizada

4.1.1. Aspectos Generales de la modelización energética en Canarias

Conocer la evolución de la demanda de energía en Canarias no resulta una tarea especialmente compleja por dos factores. El primero es contar con una buena base de datos desde el año 1985, para la mayor parte de los productos y sectores individuales de consumo con alguna excepción concreta.

En segundo lugar, el hecho de que Canarias constituya en sí misma una economía geográficamente diferenciada, hace que se puedan identificar con bastante facilidad las variables explicativas de los comportamientos de los diferentes productos energéticos.

Pero junto a estos dos factores positivos, existen también otros dos factores que pueden distorsionar o hacer más complejas las previsiones. El primero es la existencia de sistemas insulares aislados que exigen, para el caso de la energía eléctrica, desagregar las previsiones a nivel insular. Esta situación es especialmente compleja en lo que se ve acentuado, para el caso de las islas menores, por la existencia de consumidores singulares de alto nivel unitario, cuyas variaciones de actividad, o incluso finalización de la actividad, pueden ocasionar variaciones importantes de la demanda que no son posibles de modelizar estocásticamente.

El segundo elemento es el comportamiento demográfico. En efecto, la variable demográfica supone en la mayor parte de los casos una variable exógena, de evolución lenta y absolutamente predecible, que se ve recogida a través de otros factores explicativos como es el Producto Interior Bruto (PIB). Sin embargo, en el caso de Canarias, la evolución demográfica en los últimos diez años ha sido muy importante, incluso explosiva en algunas islas, lo que ha distorsionado las previsiones realizadas anteriormente. A ello debe unirse la variabilidad del sector de turismo, que tomado en su conjunto, supone una población rotativa adicional, con un comportamiento estacional diferenciado. Ello ha obligado, como luego será detallado, a definir un modelo especial de contabilización de la población y a realizar con un cuidado especial la evolución de las previsiones demográficas.

Por todo ello se ha optado por desarrollar modelos estadísticos sencillos, individualizados para cada caso y producto concreto, que alcanzan un factor de fiabilidad estadística en general muy elevada y que permiten comprender mejor los comportamientos de la demanda e incluso acoplar a la definida como “demanda tendencial” el efecto de las medidas previstas.

En efecto, la modelización sirve para representar estadísticamente el pasado y sobre la base de previsiones sobre las variables explicativas, determinar la demanda futura producto a producto y, en su caso, isla a isla. Esta previsión resultante es lo que se denomina “demanda tendencial” y, sobre ésta es preciso aplicar el efecto de las medidas previstas en el PECAN en materia de uso racional de la energía y la resultante de ambos efectos es lo que constituye la “demanda final”, que es la relevante a efectos de la planificación energética.

4.2. Análisis de las principales variables explicativas

Las variables explicativas utilizadas en la modelización energética pueden agruparse en dos categorías. Las que pueden denominarse como comunes y las que han sido específicas para algunos productos o casos concretos.

Entre las primeras, variables explicativas comunes, hay que citar el PIB regional y la población a nivel archipiélago e isla. En cuanto al PIB regional se cuenta con una buena base detallada del mismo y, aunque en algunos casos, se intentó utilizar una desagregación del mismo en sus componentes básicos para afinar la modelización (en concreto el consumo privado y el saldo del sector exterior), finalmente se optó, en todos los casos, por utilizar la cifra agregada ya que no se produjeron mejoras significativas y ello, a su vez, iba a hacer más compleja la definición de los escenarios futuros de un PIB regional desagregado. Igualmente, se ha debido renunciar, ante la carencia de datos contrastados, a segregar el PIB regional a nivel de cada isla. Ello quiere decir que a la hora de modelizar la demanda a nivel insular (en el caso de la electricidad y de los gases licuados del petróleo) el factor explicativo, PIB regional, ha sido siempre el mismo para todas las islas.

Para realizar la estimación de crecimientos del PIB regional se consultó con la Viceconsejería de Economía y Asuntos Económicos con la UE del Gobierno de Canarias, a quien se solicitó una previsión año por año de crecimiento del PIB Regional entre 2004 y 2008, más tres escenarios de crecimiento entre los años 2008 a 2015. Los datos facilitados lo fueron a nivel de Valor Añadido Bruto (VAB) a nivel regional, por lo que fueron incorporados en el modelo, con la salvedad de que la base utilizada fue la de la denominada Contabilidad Regional de España con base 1995, y sin revisar (tal y como ha hecho recientemente el INE para el conjunto de España) un posible “crecimiento por ajuste estadístico” de cuatro décimas en la cifra para el conjunto de España.

Sobre esta base los crecimientos del VAB regional previstos han sido los siguientes:

Tabla 4. 1 Previsiones macroeconómicas de Canarias. Periodo 2005-2015

AÑO		% CRECIMIENTO VAB REGIONAL
2005		2,8%
2006		2,9%
2007		2,9%
2008-2015	Escenario 1	2,4%
	Escenario 2	2,9%
	Escenario 3	3,4%

Más compleja ha sido la incorporación de los datos de población al modelo. De una parte, se cuenta con buenos datos a nivel insular, pero el análisis cuidadoso de los datos oficiales históricos publicados por el Instituto Canario de Estadística (ISTAC) y el Instituto Nacional de Estadística (INE) señalan saltos y variaciones muy importantes año a año en las cifras de población que responden a las diferentes metodologías utilizadas (combinación de censos generales con previsiones y declaración de población censal por los Ayuntamientos) y cuya variación no se justifica en ningún caso, viéndose agravadas las distorsiones por necesitarse, como grado requerido de detalle, el nivel insular.

Por ello, tras consultar con algunos expertos en demografía y estadística, se ha corregido los datos oficiales para eliminar los puntos de variación no justificados y mejorar la fiabilidad del modelo.

Un proceso en alguna medida similar ha ocurrido con el caso de la población asociada al turismo. Para contabilizar la misma, siguiendo la metodología utilizada por el Plan de Residuos de Canarias (PIRCAN), esta población “permanente en numero pero parcialmente variable en su identidad” se ha estimado sobre la base de contabilizar la totalidad de plazas hoteleras y extrahoteleras por islas. Ello presupone contar con una ocupación teórica del 100%, lo cual es una presunción poco fiable pero, al mismo tiempo, permite contar con las plazas turísticas fuera del circuito oficial y en que se aloja parte de la población turística. Sin embargo, al igual que pasaba con el caso de los datos oficiales de población, en este caso las estadísticas del ISTAC reflejan variaciones inexplicables y poco realistas por lo que, de nuevo, se han ajustado determinados datos por islas que rompían las líneas de tendencia. Por último, como una mejora adicional se utilizó un factor de corrección de esta capacidad turística tomando en cuenta el número promedio de pasajeros por vía aérea que han entrado en tráfico nacional e internacional (pero no interinsular) en cada una de las islas.

La suma por tanto de la población residente, más la población atribuida al sector turístico se recoge en la tabla siguiente, la cual constituye la base de datos insular y regional utilizada en la modelización y que será denominada como Estadística de Población PECAN.

Tabla 4. 2 “Población PECAN a nivel insular”: Resultante de la suma de la Población de derecho más los alojamientos turísticos hoteleros y extrahoteleros

Año	Gran Canaria	Lanzarote-Fuertev.	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
1990	837.966	170.000	770.405	21.181	86.438	8.021	1.894.011
1991	840.300	175.000	783.385	21.088	86.841	8.265	1.914.879
1992	801.693	179.313	743.902	19.566	83.577	7.722	1.835.773
1993	809.263	188.125	751.114	19.759	84.223	7.763	1.860.247
1994	824.150	192.340	764.180	20.623	86.260	8.308	1.895.861
1995	842.485	193.000	787.090	21.228	87.231	8.551	1.939.585
1996	851.024	193.945	798.009	21.444	87.690	8.662	1.960.774
1997	858.406	205.000	782.440	21.424	89.122	9.295	1.965.687
1998	857.856	212.450	787.845	22.095	87.617	8.972	1.976.835
1999	859.079	223.500	791.490	22.284	85.998	8.647	1.990.998
2000	870.180	237.207	809.855	22.807	90.156	9.075	2.039.280
2001	879.901	254.120	830.676	24.230	90.340	9.531	2.088.798
2002	893.623	281.242	870.698	25.174	92.361	10.440	2.173.538
2003	912.781	296.901	907.986	25.881	93.821	11.059	2.248.429
2004	932.908	307.768	930.889	26.580	94.031	11.262	2.303.438

En cuanto a las variables “no comunes” las mismas han sido muy diversas y van, por citar algunos ejemplos, desde el consumo insular de agua o la superficie de paneles solares instalados, para el caso de los gases licuados del petróleo, al parque automóvil segmentado por antigüedad y cilindrada y el precio de los combustibles para gasolinas y gasóleos de automoción, el número de pasajeros en tráfico aéreo para el caso del keroseno o los datos de pasajeros en tráfico marítimo y el volumen en peso del comercio exterior para el caso del combustible para barcos. Son variables que, al mismo tiempo, son fáciles de extrapolar durante el plazo temporal del PECAN.

Finalmente, se han introducido dos factores adicionales cuales son un Índice Tecnológico para medir la mejora de la eficiencia de consumo de vehículos de transporte terrestre y aéreo o la mayor eficiencia de los equipos de la industria y un

Factor de Competitividad Internacional, utilizado en el caso de los suministros a barcos y aviones para medir la posibilidad de "tankering" en función de los precios relativos practicados en un momento dado en Canarias.

4.3. Metodología de previsión utilizada

4.3.1. Modelización tendencial de la demanda eléctrica

La modelización se ha realizado a nivel de cada isla salvo en el caso del sistema integrado Lanzarote-Fuerteventura, donde la reciente entrada en servicio de la nueva capacidad de interconexión permite considerarlo como un sistema plenamente integrado durante la vigencia del PECAN.

En segundo lugar, se ha realizado una doble modelización a nivel regional e insular para el caso de la demanda de energía y una modelización única a nivel insular para el caso de las puntas de demanda.

En efecto, mientras que la demanda insular de energía sirve para definir la estructura básica del equipo generador en cada año y, de manera indirecta, la demanda de productos petrolíferos y gas natural para estos usos así como la cuota de participación de las energías renovables, la modelización de las puntas de demanda sirve para establecer el límite superior de la demanda de potencia en bornes de central y la necesidad de cobertura de la misma.

Descendiendo a esta modelización de las puntas de demanda a nivel insular, se ha partido del análisis detallado de la demanda hora a hora durante los años 2002 y 2004. Este análisis estadístico tan detallado sirve para analizar la evolución diaria, la estacionalidad de la misma e incluso la representatividad de las puntas máximas a nivel insular e, indirectamente, la posibilidad de desarrollar acciones de gestión eficiente de la demanda para corregir la incidencia de estas puntas máximas.

Hecho este análisis isla a isla se ha optado, con un criterio de prudencia, por aceptar las puntas anuales máximas como elemento de referencia. Estas puntas anuales máximas se han referenciado con el PIB regional y la denominada como Población PECAN, y los resultados obtenidos han sido muy satisfactorios en cuanto a fiabilidad estadística de la modelización, sin que la utilización de otras variables como pluviosidad o temperatura media anual haya aportado mejoras significativas de la fiabilidad. Únicamente, en los casos de La Gomera, La Palma y El Hierro, se ha valorado la incidencia de las fiestas perianuales denominadas "Bajada de la Virgen". Sin embargo, mientras que estas celebraciones que aumentan puntual y enormemente la población de estas islas, sí han tenido significación en el caso de la demanda de energía, no ha sido así el caso en las puntas anuales máximas que se han dado siempre en días distintos a dichas celebraciones.

Similarmente, se han utilizado las mismas variables de referencia para la modelización de los consumos de energía eléctrica a nivel regional e insular. Aquí, en todos los casos, los resultados de la modelización han sido extraordinariamente buenos, y por ello se ha utilizado la demanda regional, que posteriormente se asignó proporcionalmente a cada isla utilizando criterios de población relativa, como una fórmula alternativa para comprobar la calidad de la modelización directa a nivel insular. En este caso sí que ha tenido resultados positivos introducir el efecto de “Bajada de la Virgen” para corregir las demandas tendenciales primarias lo que, a su vez, obligará a corregir dicho efecto a la hora de realizar las previsiones de futuro.

4.3.2. Modelización tendencial de la demanda de productos petrolíferos

Gases Licuados del Petróleo (GLP)

Para modelizar estos productos (butano y propano) se ha utilizado como variables relacionales la población y el consumo de agua que, a su vez, presenta una colinealidad con el PIB Regional. La razón de haber utilizado el PIB Regional como variable de referencia la da el hecho de que el consumo de estos productos se considera un bien primario (asociado a las necesidades de agua caliente) y, por tanto, relativamente independiente, a partir de un cierto nivel, del grado de desarrollo.

La serie de referencia ha sido mas corta (únicamente desde el año 1995) ya que en los últimos años se ha producido una sustitución progresiva del uso del butano (envasado en botellas individuales) por el propano (suministrado a granel y que en muchas aplicaciones tiene un uso en los sectores de la industria y los servicios). Asimismo, a fin de mejorar la calidad de las previsiones se ha incorporado como variable explicativa la superficie declarada de paneles solares por islas.

Debido a la necesidad de infraestructuras específicas de tipo criogénico de almacenamiento, se ha desagregado la demanda tendencial total a nivel de cada isla, ya que, además, los consumos per cápita tanto de agua para uso residencial como el propio de GLP para éste y otros usos son sensiblemente distintos, aunque esta desagregación introduce, a su vez, un mayor grado de dispersión de las estimaciones tendenciales.

Gasolinas y gasóleos de automoción

Para modelizar el consumo de gasolinas de automoción (y similarmente para el caso del gasóleo de automoción), se ha utilizado extensivamente el Modelo COPERT III, el cual es una compleja serie de relaciones matemáticas y elementos de simulación bayesiana, que se diseñó para estimar las emisiones del tráfico rodado y que fue desarrollado por la Agencia Europea del Medio Ambiente.

De forma general, en este modelo, las emisiones de los distintos contaminantes van a venir dadas por el producto de un factor de emisión (cuya expresión matemática para cada caso vendrá implícita en el modelo, dependiendo dicha función matemática

de variables como la velocidad del vehículo en los diversos tipos de recorrido) y un dato de actividad cual es el kilometraje anual de cada tipo de vehículo.

Para realizar la modelización se necesita, por tanto, datos del parque de vehículos segmentados por tipo (turismos, furgonetas y camiones ligeros, camiones pesados, autobuses, motocicletas y ciclomotores) y año de matriculación. A su vez, estas categorías deben desglosarse según el combustible de propulsión (gasolina/gasóleo) e incluso con la cilindrada por grupo de vehículos considerados. Los distintos grupos así obtenidos deben desglosarse, finalmente a su vez, según la normativa de control de emisiones con la que ha sido homologado cada vehículo (que se encuentra relacionada tanto con su año de matriculación como con la tecnología de control de emisiones con la que se encuentra equipado).

Este modelo está diseñado para ser utilizado con un fin más amplio que el de modelizar el consumo de combustibles pero tiene, sin embargo, dos ventajas adicionales. La primera es que permite segregar los consumos asociados al uso de la gasolina y del gasóleo, recogiendo por tanto el importante desplazamiento del parque hacia estos últimos vehículos sobre la base del ahorro fiscal en el combustible y, asimismo, permite incorporar un Factor Tecnológico de Eficiencia Global del Parque Automovilístico, que es fundamental para comprender la evolución de los consumos históricos. La segunda ventaja es que permite segmentar los diferentes grupos de consumidores y, por tanto, permitir la medición posterior con mayor precisión del impacto de las medidas propuestas de URE sobre la demanda tendencial inicialmente prevista.

Mientras que para la modelización de las gasolinas se ha utilizado básicamente el parque automóvil que usa este producto, para el caso del gasóleo junto al parque de vehículos de turismo, furgonetas, camiones y autobuses se ha considerado asimismo el PIB. Ello es así porque la actividad de transporte de mercancías por carretera tiene una relación muy estrecha con el nivel de actividad económica y ello ha servido para alcanzar una correlación estadística casi perfecta al considerar todas estas variables.

Por último, como factor explicativo adicional, se ha introducido el precio de la gasolina y del gasóleo medido en términos reales. Ello permite incorporar el pequeño efecto que ha tenido el encarecimiento relativo del precio final sobre el comportamiento de los usuarios, especialmente los particulares, así como el efecto inducido sobre el transporte público, en términos de kilómetros-año recorridos.

La resultante ha sido un modelo complejo pero suficientemente explicativo del comportamiento del consumo de estos productos que permite tanto la previsión de su futuro como valorar el impacto de las posibles medidas que puedan adoptarse.

Keroseno de aviación

De acuerdo con la Metodología de la Agencia Internacional de la Energía los consumos asignados a Canarias corresponden tanto a los suministros para vuelos con

destino al territorio español como los correspondientes a todos los destinos internacionales.

Para modelizar la demanda de este producto se ha utilizado dos variables relacionales. La primera, el tráfico aéreo de pasajeros y, el segundo, un Factor de Eficiencia de la Flota Aérea que opera en Canarias.

Sin embargo, no es posible ignorar que los aviones tienen la posibilidad de realizar lo que se denomina como *“tankering”*. Es decir una política de suministro de keroseno que toma en consideración los precios relativos del keroseno en los aeropuertos de origen y destino, la capacidad de los tanques en relación con la duración del vuelo, el factor de ocupación del avión y el propio peso del exceso de keroseno transportado innecesariamente. Esta práctica, que se ha generalizado y automatizado en los últimos años por parte de las compañías aéreas, crea distorsiones en la modelización de los suministros si no es tenida suficientemente en cuenta. Por ello, en el modelo que se ha utilizado, se ha introducido una variable discrecional explicativa que se identifica como el Factor de Competitividad Internacional y que permite tanto mejorar la fiabilidad de la previsión histórica como crear intervalos de confianza, en función de los valores de esta variable, para la previsión de la demanda futura.

Gasóleo interior

El gas oil interior es, en realidad, un conjunto de usos diversos que se suministra a partir del gasóleo que se distribuye al por menor fuera del ámbito de las estaciones de servicio. Dentro del mismo coexisten subsectores tales como pequeña industria, actividades de construcción, usos agrícolas para maquinaria y bombeo de agua y otros sectores menos relevantes.

Aunque sus datos son significativos y diversos en cuanto a su origen, se trató inicialmente de realizar una modelización individualizada de los sectores de automoción e interior de forma separada, pero finalmente la realidad de los datos estadísticos aconsejó integrar, en un modelo único, ambos sectores. Ello fue así ya que si bien el denominado como “canal de estaciones de servicio” presenta una trayectoria relativamente coherente, el otro, que constituye en realidad una “diferencia estadística”, tenía variaciones inexplicables que reflejaba el mayor o menor uso relativo, en un año dado, del canal de “estaciones de servicio”.

Para ello, en todos los casos existe una variable explicativa, el PIB regional que incide en ambos casos, se decidió ampliar la cobertura del modelo a todos los usos del gas-oil (con excepción del gasóleo eléctrico y marino) y realizar la modelación de forma conjunta.

Gas oil, Diesel oil y fuel oil marino

Por su parte, al referirnos al gas-oil marino habría que distinguir entre el gas-oil de pesca y el gas-oil marino en general. El primero, según la metodología estadística

que ha comenzado a aplicar la Comisión Nacional de la Energía de España para el año 2005, ha pasado a considerarse en la rúbrica de suministros internacionales (ya que su mayor parte, aunque se haga a barcos de bandera española, se consume en aguas internacionales) y, por tanto, de acuerdo con la Metodología de la Agencia Internacional de la Energía, no será considerado en este PECAN.

En cuanto al gas-oil marino en general, destinado a barcos nacionales, el mismo se usa como combustible principal de barcos de tamaño medio (incluyendo algunos ferrys) y como combustible para los motores auxiliares de los grandes barcos. Por ello, se ha tomado como referencias el número de pasajeros en tránsito marítimo interinsular, el volumen físico del comercio exterior de mercancías y el Factor de Competitividad Internacional (que será comentado con mayor detalle al referirnos al fuel-oil marino). No se ha considerado, ante la dificultad de encontrar valores representativos, un Índice de Eficiencia Tecnológica que recoja la evolución de los motores marinos en este aspecto, ya que además de la enorme variedad de tipos de motor y configuración de barcos, el período de vida útil de los mismos es considerablemente más elevado que en aviones y automóviles y, por tanto, no es posible determinar con precisión mínima la antigüedad media de los barcos que operan en Canarias

En cuanto al fuel-oil marino es preciso señalar el que el mismo engloba al diesel-oil. En cuanto a las variables de referencia utilizadas, estas han sido las estadísticas de comercio exterior de Canarias medidas en peso de la carga y el tráfico de pasajeros. La modelización inicial así alcanzada presentaba un nivel de fiabilidad no excesivamente satisfactorio y para mejorarla se ha utilizado un Factor de Competitividad Internacional (al igual que se hizo para el caso del keroseno de aviación) que refleja la competitividad relativa de los suministros en Canarias en relación con puertos alternativos ya que en este caso, tanto el tamaño de los tanques de combustible del barco, como el peso adicional del combustible, no suponen una restricción real como sucede con el keroseno de aviación y ello justifica las enormes variaciones anuales, sin justificación estadística coherente, que refleja este mercado. Finalmente, y por las mismas razones que para el caso del gas-oil marino, no se ha contemplado la inclusión de un Índice de Eficiencia Tecnológica para este producto.

Gas oil, Diesel oil, fuel oil eléctrico y de desaladoras y autoconsumos de la Refinería de Petróleos

El consumo de estos productos se ha calculado contando la producción estimada para cada año para el equipo generador que utiliza estos combustibles y asignando a los mismos un Índice de Eficiencia Técnica basado en la evolución histórica de la producción de electricidad por cantidad de combustible utilizado, individualizado para cada grupo específico de tecnología instalada en Canarias.

Debe explicitarse que la producción de electricidad a partir de productos petrolíferos responde en cada isla concreta a la combinación de un orden de prelación

mínima para los productos petrolíferos (estos grupos son los últimos en ser llamados para cubrir la generación), combinada con el hecho de que, al mismo tiempo, existe una necesidad de mantener una potencia de generación eléctrica en servicio permanente para asegurar la cobertura de la curva de carga y asegurar la potencia rodante necesaria.

Similar reflexión cabe hacer para el fuel-oil de desaladoras y el gas-oil utilizado en plantas de cogeneración, donde su utilización está vinculada a la producción de agua caliente o vapor. Su modelización se hace, por tanto, con referencia a la evolución histórica de estos productos y la capacidad instalada de estas plantas, multiplicado por su Índice específico de Eficiencia Técnica.

El último elemento son los autoconsumos de la refinería de petróleos y de la planta de cogeneración de energía eléctrica asociada a la misma. Estos datos, aunque no son relevantes a la hora de determinar la energía final, son importantes ya que entran a formar parte del balance de energía primaria. En este caso se cuenta con una serie histórica muy fiable y regular que permite, en función de las cantidades de crudo tratadas, determinar los autoconsumos y la generación de combustibles gaseosos para la planta de cogeneración.

4.4. Demanda tendencial final de energía

4.4.1. Demanda de energía eléctrica

La tabla siguiente refleja las previsiones de demanda eléctrica final a nivel de cada sistema insular en el período 2005-2015. Como puede comprobarse, el crecimiento promedio anual para el conjunto de Canarias es del 4,3%, anual con un máximo del 5,2% anual para la isla de El Hierro y un mínimo del 4,2 % anual para la isla de Gran Canaria.

Ello supone una ralentización de los insostenibles crecimientos históricos de la demanda de energía eléctrica aunque todavía muestran una elasticidad cercana al valor de 1,6 en relación con el crecimiento del PIB Regional.

Tabla 4. 3 Previsiones de demanda eléctrica final 2005-2015 (GWh)

AÑO	GRAN CANARIA	TENERIFE	LANZAROTE-FUERTEV.	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO	CANARIAS (*)
2004	3.078	2.803	1.190	212	56	29	7.417
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

(*) Las cifras del conjunto de Canarias se han obtenido 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.

Gráfico 4. 1 Previsión del consumo final de energía eléctrica. Canarias

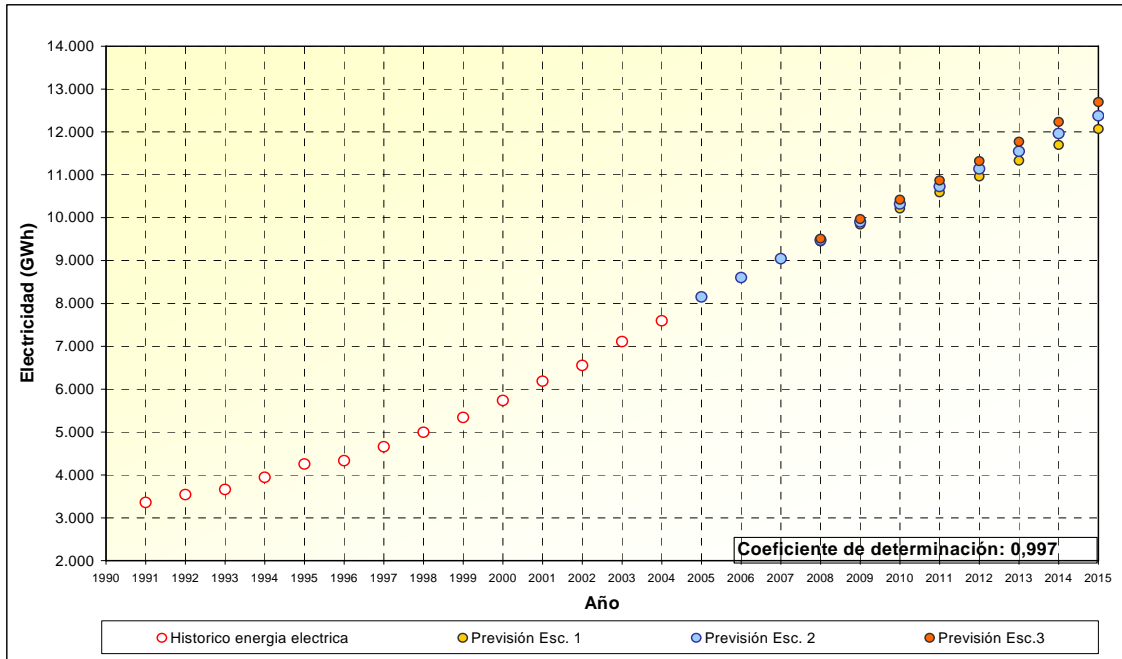


Gráfico 4. 2 Previsión del consumo final de energía eléctrica. Gran Canaria

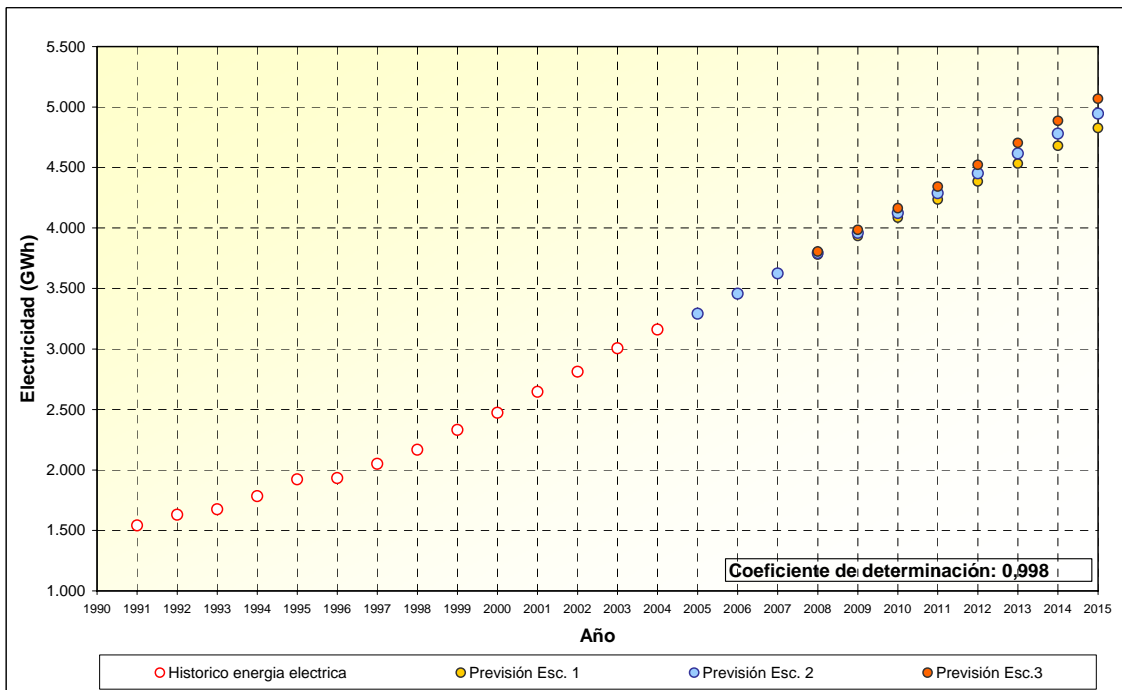


Gráfico 4. 3 Previsión del consumo final de energía eléctrica. Tenerife

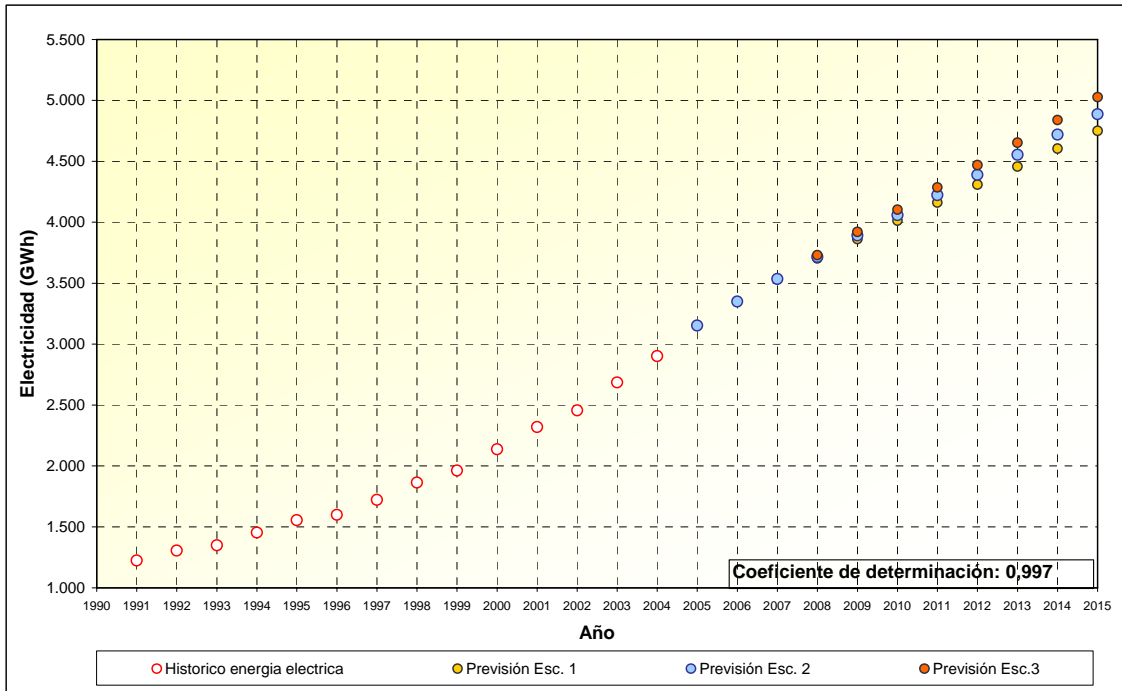


Gráfico 4. 4 Previsión del consumo final de energía eléctrica. Sistema Lanzarote-Fuerteventura

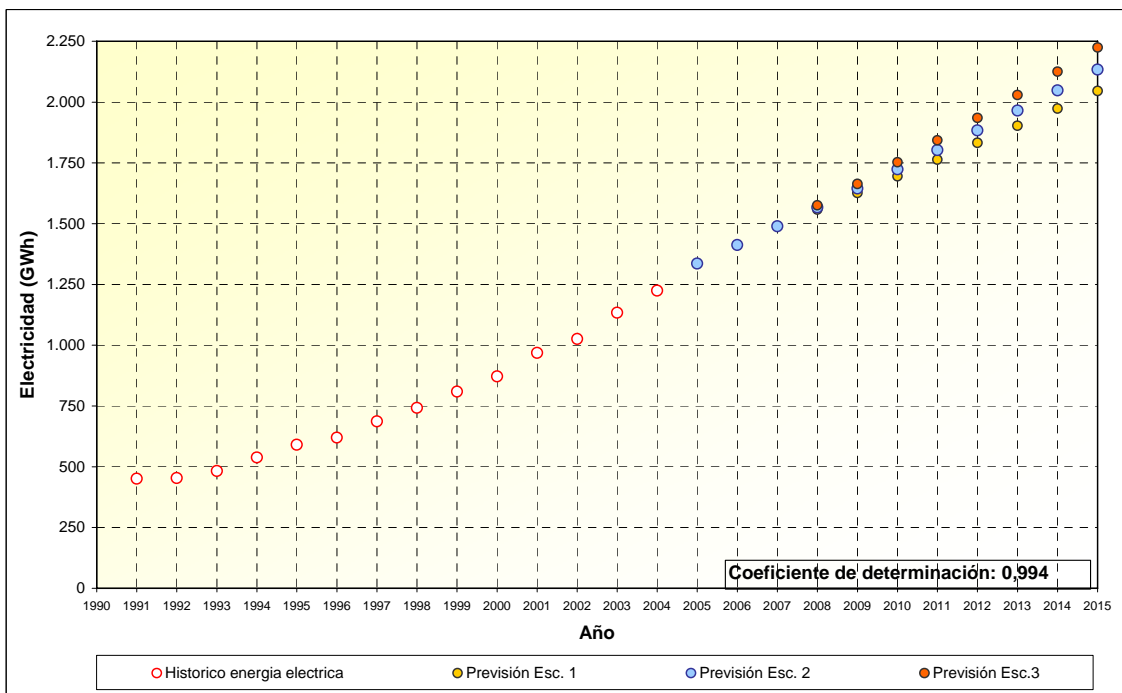


Gráfico 4. 5 Previsión del consumo final de energía eléctrica. La Palma

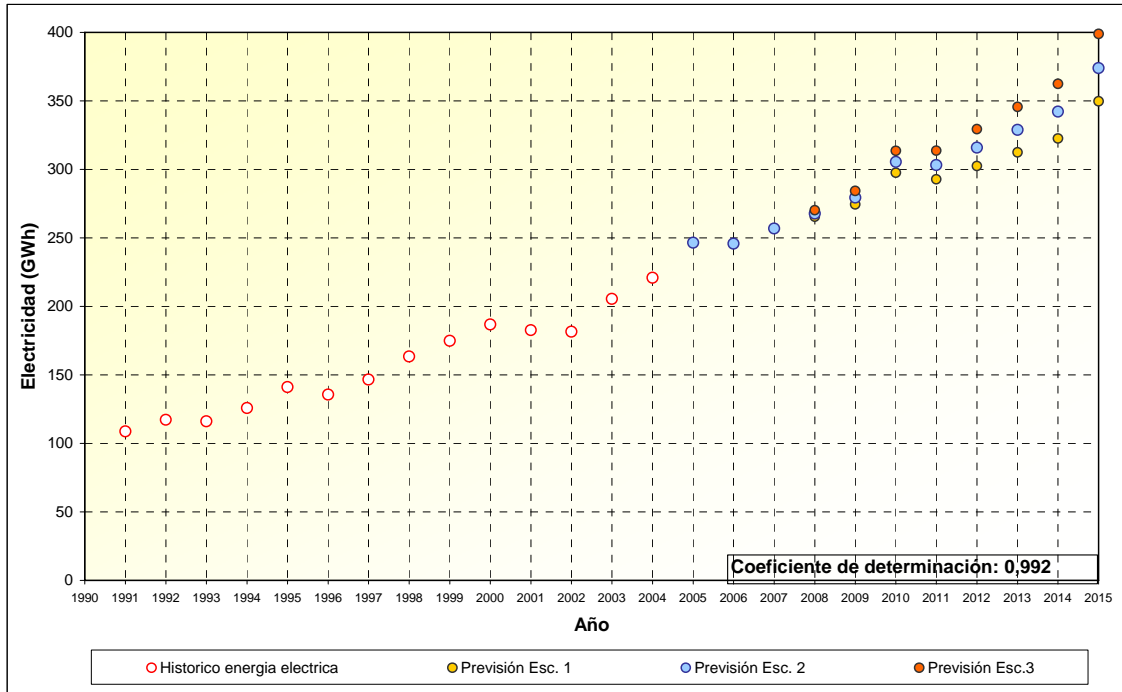


Gráfico 4. 6 Previsión del consumo final de energía eléctrica. La Gomera

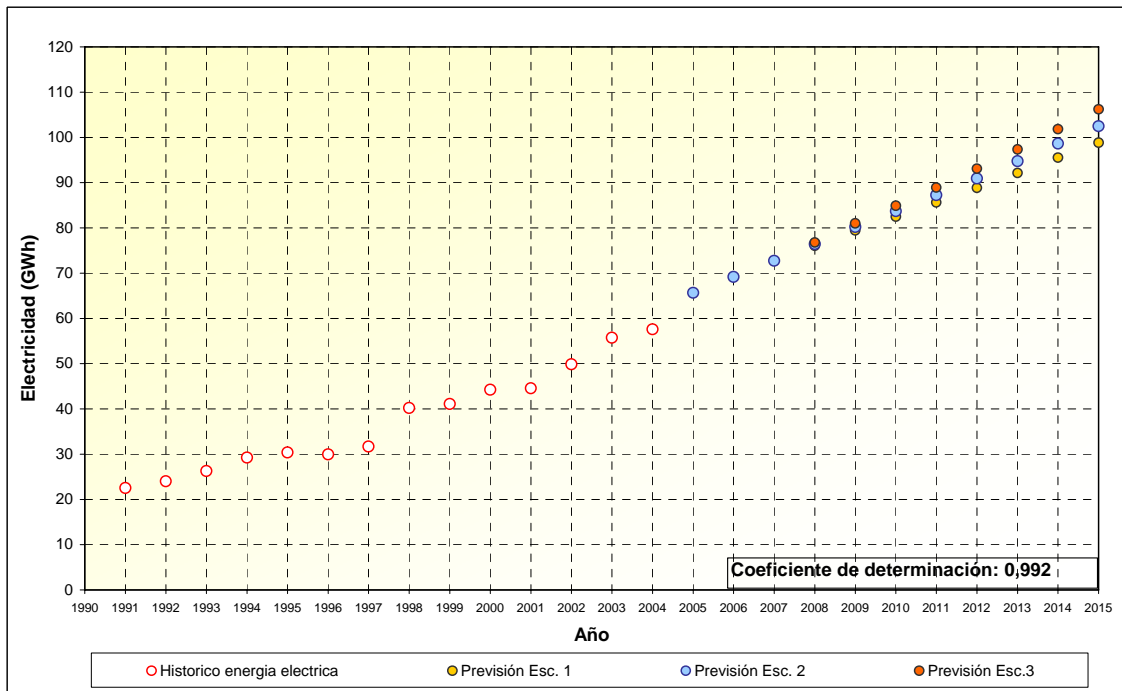
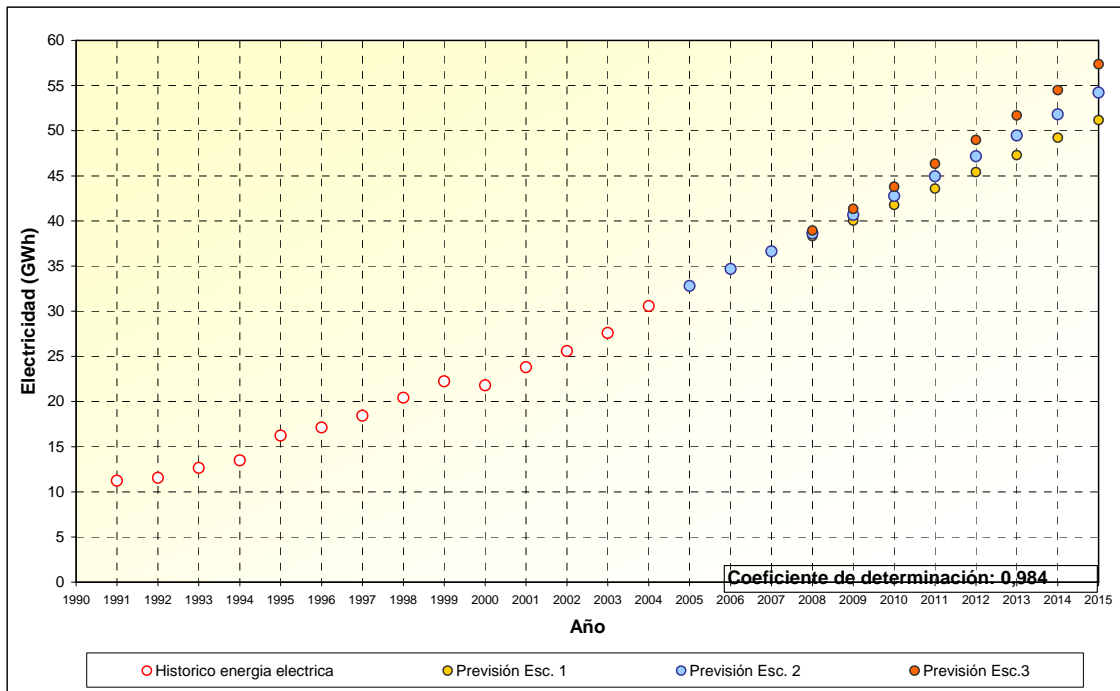


Gráfico 4. 7 Previsión del consumo final de energía eléctrica. El Hierro



A partir de estos datos, y descontando los autoconsumos en generación y las pérdidas en transporte y distribución más la energía suministrada por las energías renovables, se llega a la demanda de energía eléctrica basada en combustibles fósiles. Desde esta demanda residual eléctrica es posible llegar a los consumos de gas-oil, diesel-oil y fuel-oil eléctrico partiendo de la disponibilidad de equipo generador y de la estructura de entrada en funcionamiento de los diferentes equipos a nivel de cada isla aplicando para cada uno los factores técnicos de eficiencia del equipo generador (aspectos que serán analizados en profundidad en el Capítulo 6 de Cobertura de la Demanda).

4.4.2. Demanda de potencia instalada

La previsión de la potencia instalada se ha basado 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 frecuencia de repetición de tales demandas máximas dentro de un año dado.

Como fue explicitado anteriormente, la previsión de la demanda de puntas se ha realizado basada en el crecimiento del PIB Regional y, a nivel de cada isla, por el crecimiento de lo que hemos denominado como “Población PECAN”.

Ello ha dado, a nivel de cada isla, los siguientes resultados (para el período 2008-2015 sólo se presentarán en las tablas numéricas los datos correspondientes al

Escenario central de crecimiento del PIB Regional, denominado como escenario número 2)

Tabla 4. 4 Previsión de las puntas eléctricas en Canarias

AÑOS	TENERIFE	GRAN CANARIA	LANZ-FUERTEV.	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2004	545,50	578,87	235,90	41,60	12,50	6,01
2005	583,18	601,08	245,23	41,35	12,70	6,19
2006	613,14	628,08	257,82	43,08	13,36	6,50
2007	643,35	655,71	270,47	44,90	14,04	6,81
2008	673,95	683,98	283,14	46,78	14,74	7,14
2009	705,00	712,85	295,80	48,71	15,45	7,47
2010	736,36	742,25	308,47	50,71	16,16	7,80
2011	768,38	772,27	321,19	52,75	16,90	8,15
2012	801,11	802,95	334,00	54,85	17,65	8,50
2013	834,59	834,33	347,00	57,00	18,42	8,86
2014	868,86	866,42	360,21	59,21	19,22	9,23
2015	903,98	899,26	373,71	61,49	20,03	9,60

Igualmente interesante es analizar las pautas anuales de crecimiento de las puntas de demanda por islas tomando como referencia, base 100, el año 2004.

Tabla 4. 5 Previsión del crecimiento de las puntas eléctricas en Canarias

AÑOS	TENERIFE	GRAN CANARIA	LANZ-FUERTEV.	LA PALMA	LA GOMERA	EL HIERRO
2004	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
2005	106,9%	103,8%	104,0%	99,4%	101,6%	102,9%
2006	112,4%	108,5%	109,3%	103,6%	106,9%	108,1%
2007	117,9%	113,3%	114,7%	107,9%	112,3%	113,3%
2008	123,5%	118,2%	120,0%	112,5%	117,9%	118,8%
2009	129,2%	123,1%	125,4%	117,1%	123,6%	124,3%
2010	135,0%	128,2%	130,8%	121,9%	129,3%	129,8%
2011	140,9%	133,4%	136,2%	126,8%	135,2%	135,5%
2012	146,9%	138,7%	141,6%	131,8%	141,2%	141,4%
2013	153,0%	144,1%	147,1%	137,0%	147,4%	147,5%
2014	159,3%	149,7%	152,7%	142,3%	153,8%	153,7%
2015	165,7%	155,3%	158,4%	147,8%	160,2%	159,7%

Como puede comprobarse, prácticamente en todos los casos, se registran crecimientos cercanos al 50% en el período, con un máximo del 66% en la isla de Tenerife y un mínimo del 47,8% en la isla de la Palma.

En general, ello coincide con los crecimientos de la demanda de energía eléctrica, con lo que la relación entre ambas se mueve en torno a pautas similares de comportamiento.

Asimismo, las gráficas siguientes muestran detalles de la estimación estadística así como de los crecimientos previstos de las puntas de demanda en todos los escenarios:

Gráfico 4. 8 Previsión de punta de demanda eléctrica. Gran Canaria

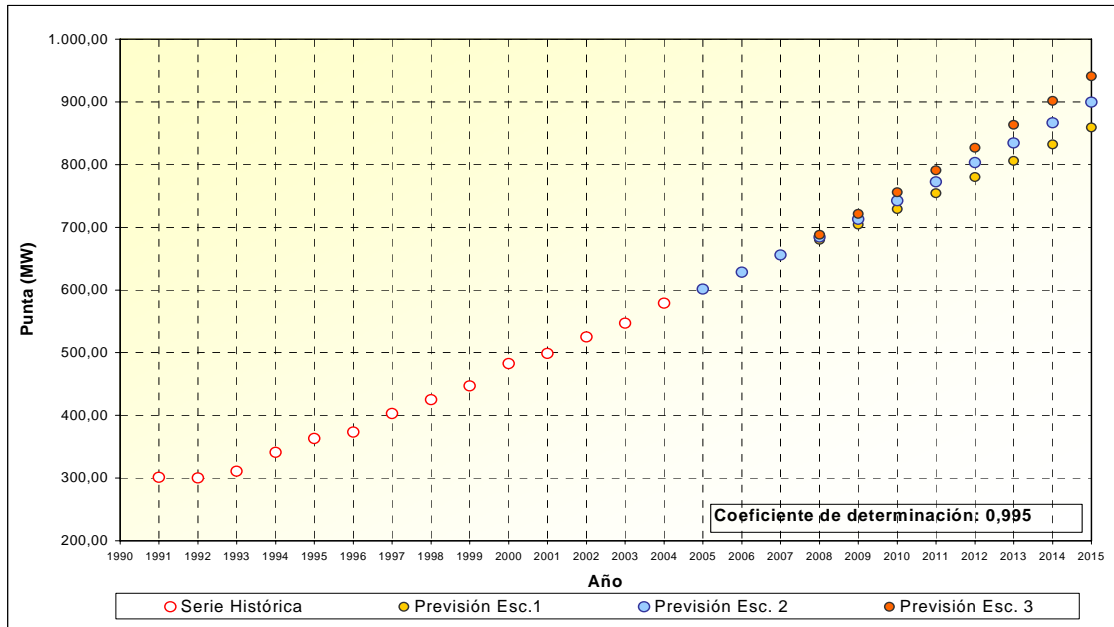


Gráfico 4. 9 Previsión de punta de demanda eléctrica. Tenerife

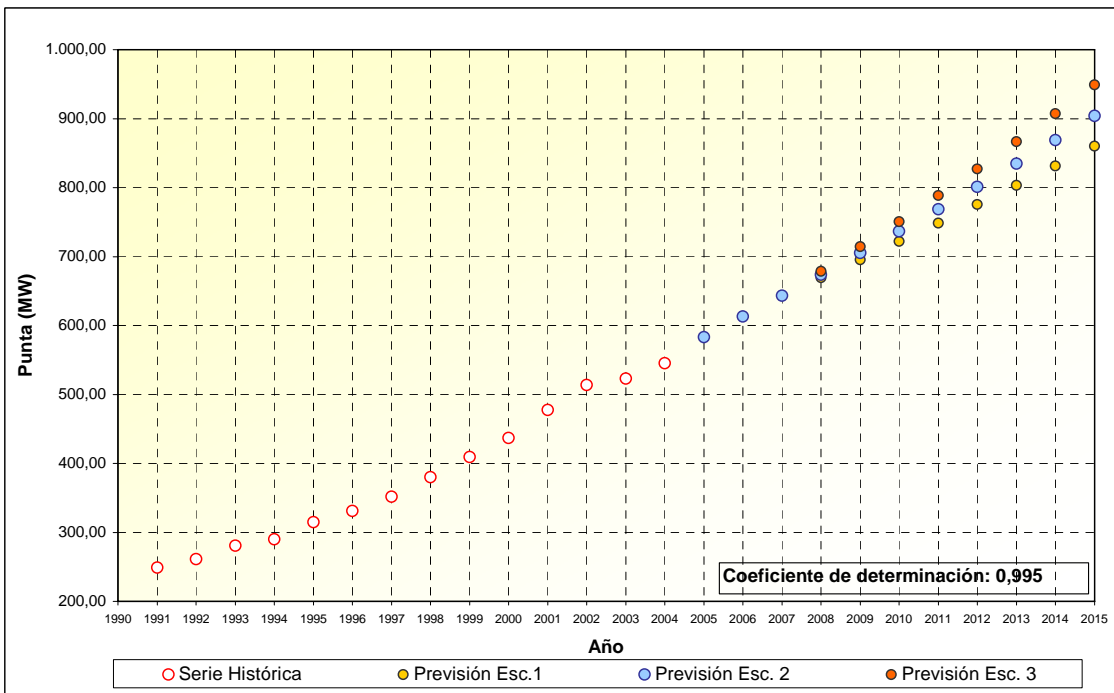


Gráfico 4. 10 Previsión de punta de demanda eléctrica. Sistema Lanzarote-Fuerteventura

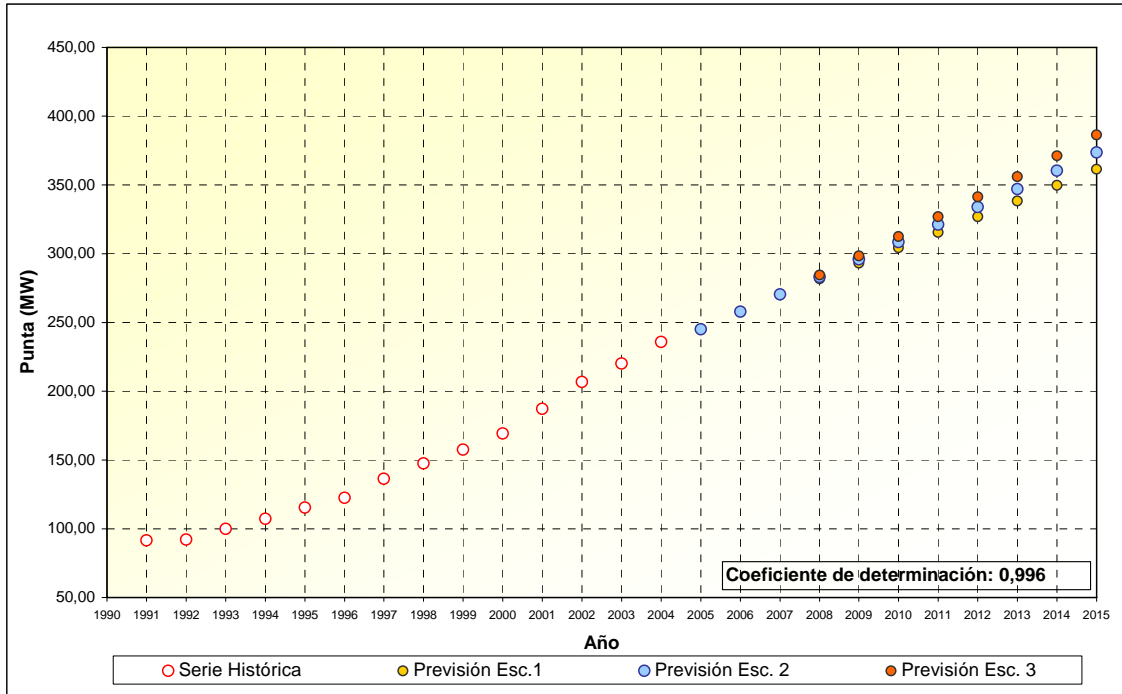


Gráfico 4. 11 Previsión de punta de demanda eléctrica. La Palma

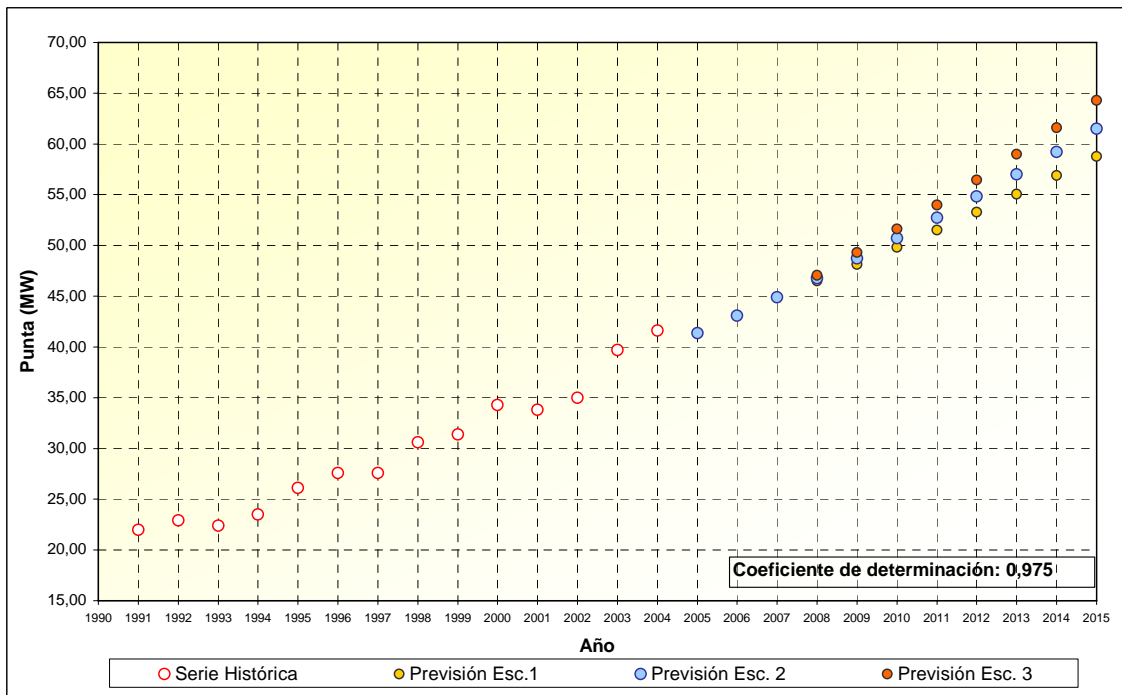


Gráfico 4. 12 Previsión de punta de demanda eléctrica. La Gomera

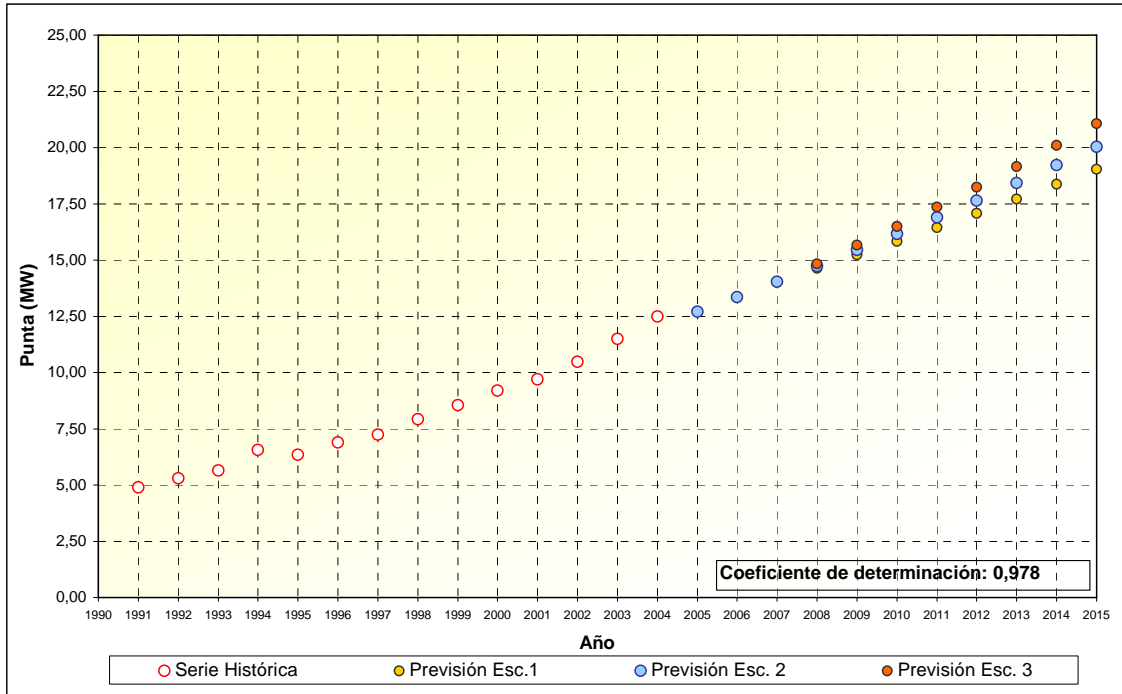
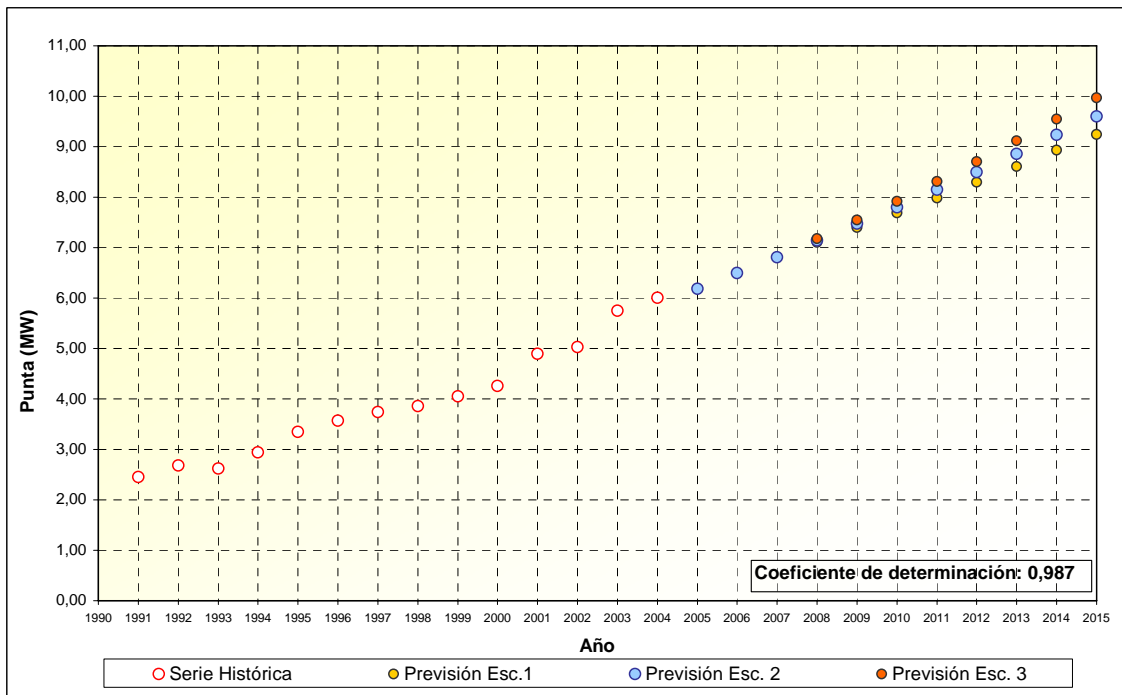


Gráfico 4. 13 Previsión de punta de demanda eléctrica. El Hierro



4.4.3. Demanda de energía final de productos petrolíferos

Gases Licuados del Petróleo

La evolución del consumo de GLP en el período considerado, tal y como puede apreciarse en el cuadro siguiente, va a ser muy diversa y así mientras que el propano se espera continúe creciendo a un ritmo promedio del 6% anual, paralelamente el butano va ver reducido su consumo en un promedio del 4,6% anual.

Tabla 4. 6 Consumo e GLP en Canarias (Tep)

AÑO	PROPANO	BUTANO
2004	43.616	57.296
2005	47.066	55.185
2006	50.513	53.128
2007	54.006	51.117
2008	57.553	49.135
2009	61.154	47.189
2010	64.796	45.312
2011	68.508	43.441
2012	72.297	41.568
2013	76.171	39.677
2014	80.131	37.768
2015	84.185	35.833

La resultante va ser un crecimiento tendencial total del 3,6% en el período, motivado en gran medida por los incrementos poblacionales. En cualquier caso ya queremos anticipar que este subsector puede ser uno de los más sensibles a la adopción de medidas de URE o de una mayor penetración de energías renovables.

Las gráficas siguientes reflejan esta evolución sobre la base de los tres escenarios de crecimiento económico previstos.

Gráfico 4. 14 Previsión de consumo de propano en Canarias

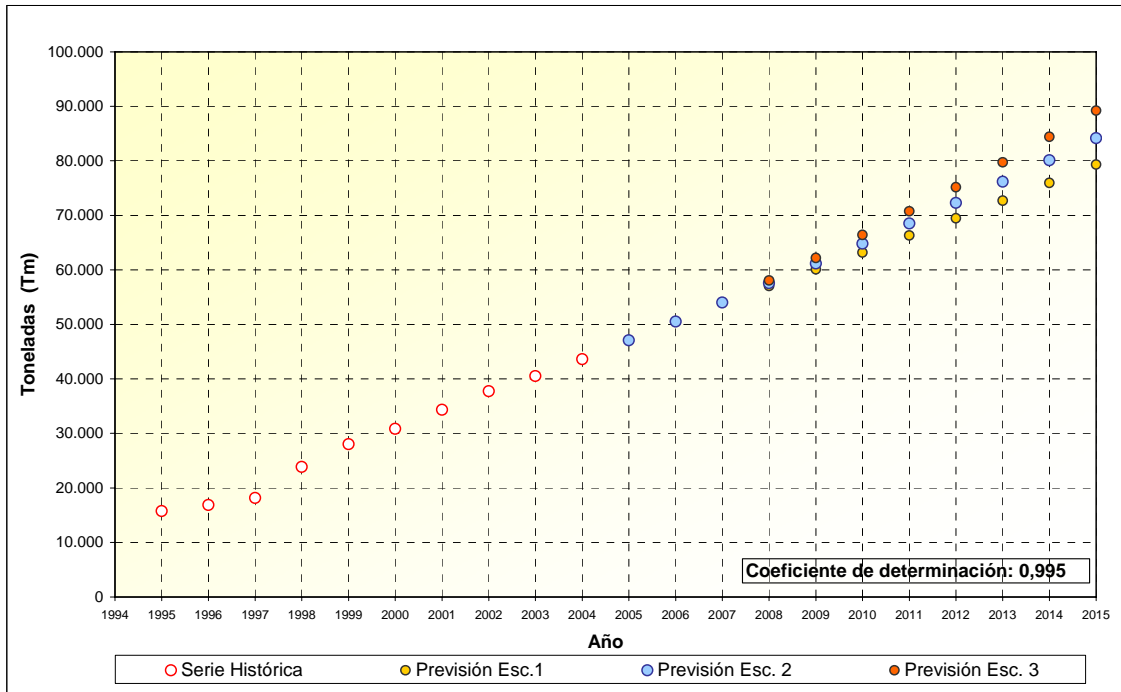
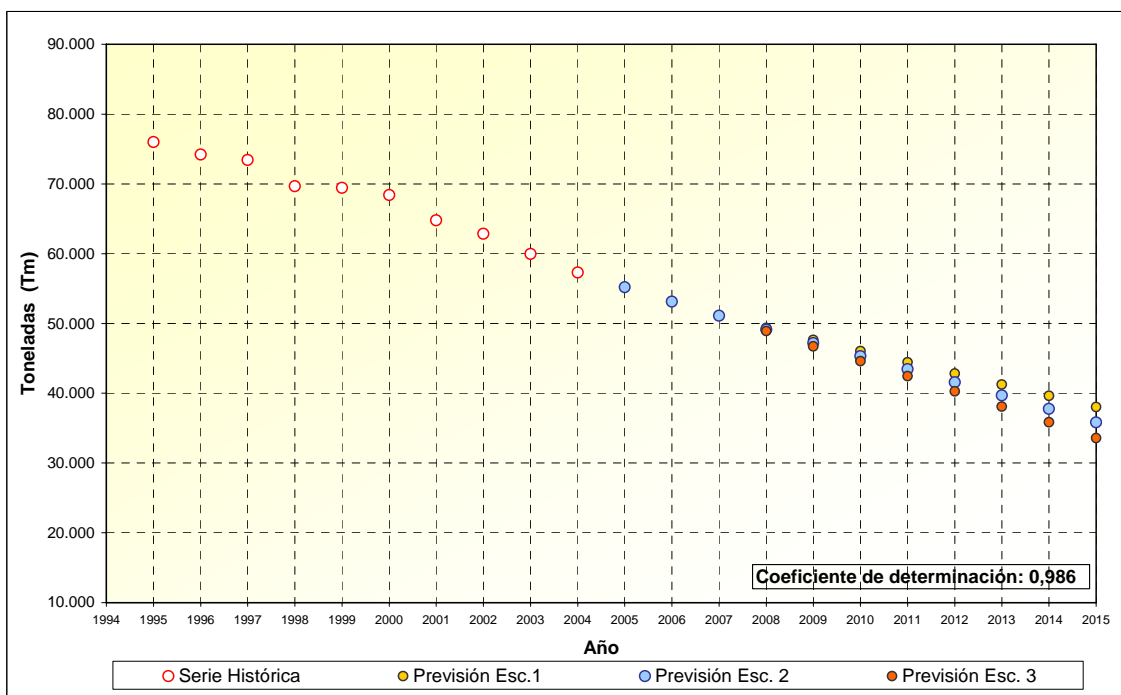


Gráfico 4. 15 Previsión de consumo de butano en Canarias

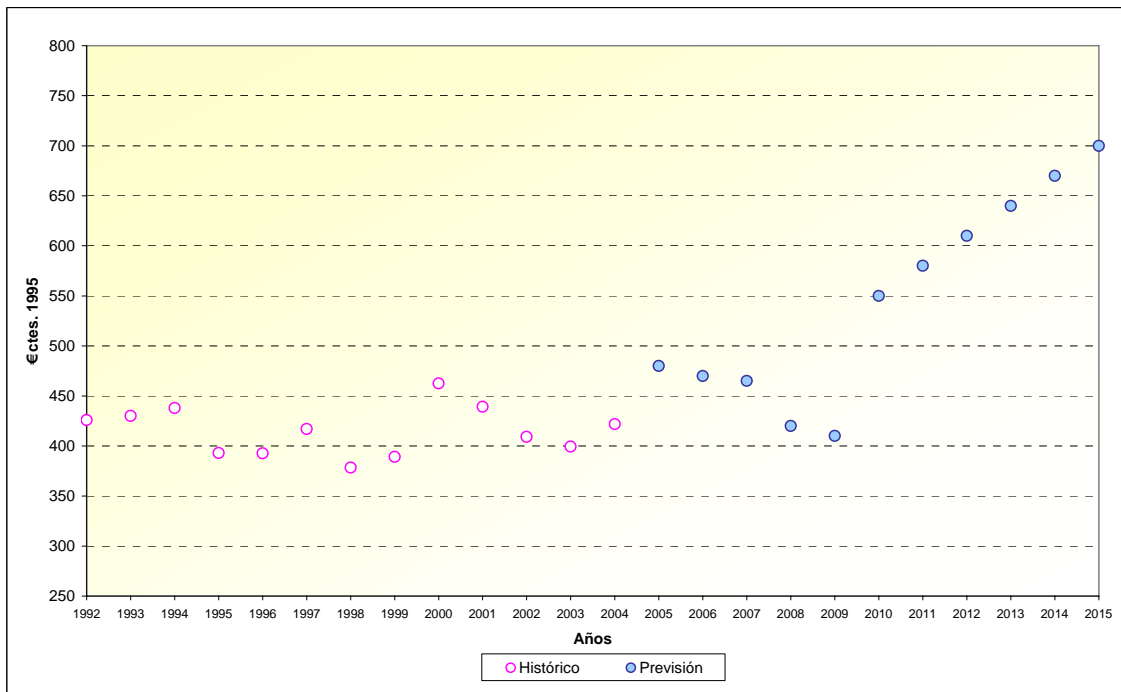


Gasolinas de automoción

La previsión se ha realizado contando con el efecto combinado de cuatro variables como son el índice de motorización de vehículos de gasolina por habitante, que se ha supuesto estable en el período, la cilindrada promedio de los vehículos que continúa con su ratio ascendente de los últimos años, con el efecto amortiguador del denominado como Factor Tecnológico, que supone una mejora significativa de los consumos de los vehículos de nueva matriculación y de la influencia de la variable precio final de la gasolina.

Esta última variable se ha estimado suponiendo el mantenimiento de los niveles impositivos en sus valores actuales (escenario tendencial) y asignando un valor internacional de la gasolina que presupone una suave caída del precio del crudo hasta el año 2009 y un brutal encarecimiento posterior y que responde, según nuestras expectativas, al comportamiento cíclico que la historia enseña en relación con los precios del petróleo. Esta previsión del precio de la gasolina al consumidor (en euros constantes de 1995) es la siguiente.

Gráfico 4. 16 Previsión del precio gasolina sin plomo incluyendo impuestos



Los resultados de la aplicación de esta modelización, por tanto, son los siguientes:

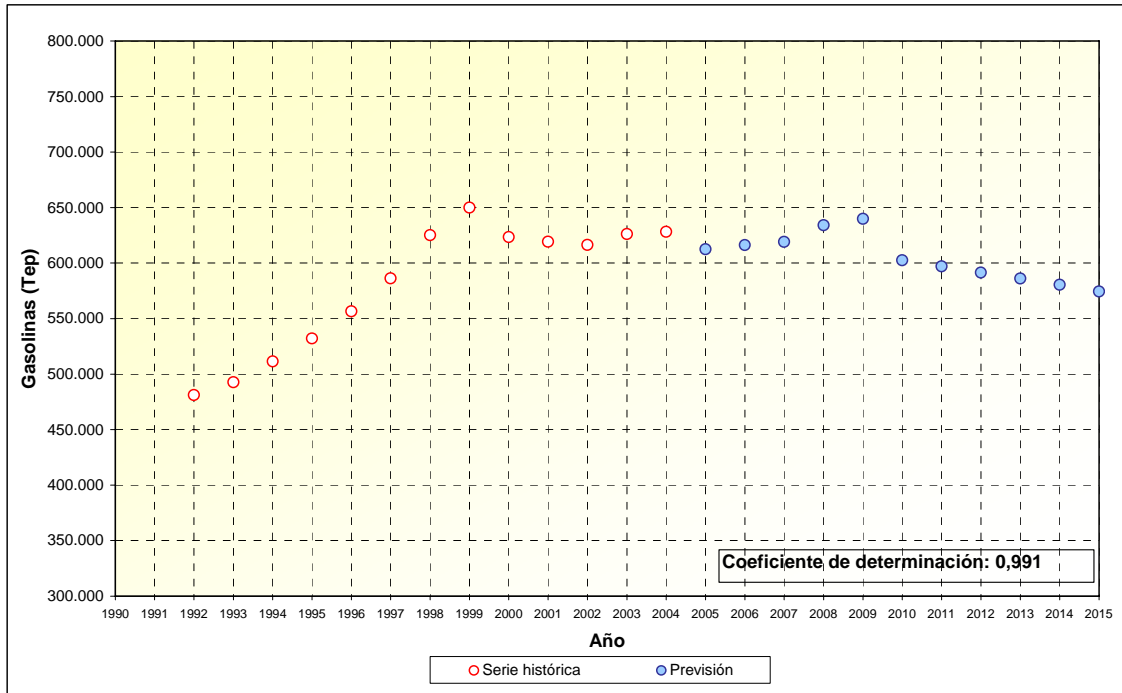
Tabla 4. 7 Consumo tendencial previsto de gasolinas de automoción en Canarias (Tep)

Año	Consumo
2004	619.534
2005	612.458
2006	616.286
2007	619.158
2008	634.056
2009	639.830
2010	602.579
2011	597.058
2012	591.538
2013	586.017
2014	580.496
2015	574.489

Ello resulta en un decrecimiento anual del consumo tendencial previsto del 0,4% en el período 2005-2015 con un máximo histórico en el año 2009 y que refleja, el efecto combinado de la mejora de las tecnologías y de la preferencia del consumidor por los vehículos diesel debido, al menos parcialmente, a la menor carga fiscal de este combustible en la actualidad (y que se supone continúa en el escenario tendencial).

Esto puede complementarse con la gráfica siguiente, que refleja estos mismos datos y para los que se ha supuesto que no existirá un impacto significativo del diferente crecimiento económico sobre la tasa de parque por habitante de vehículos de gasolina.

Gráfico 4. 17 Consumo tendencial previsto de gasolinas de automoción en Canarias



Keroseno de aviación

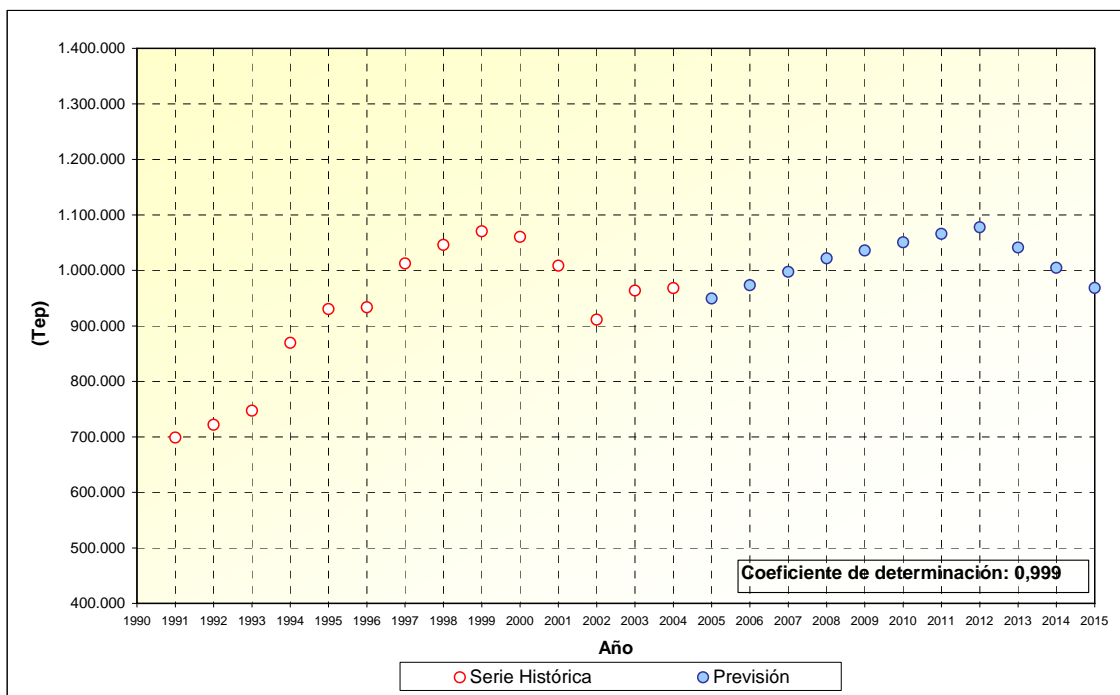
La previsión del consumo de keroseno de aviación en Canarias refleja una estabilización en el período 2005-2015, aunque presenta un máximo de consumo en el año 2012. Ello refleja la conjunción de factores señalados en el apartado de metodología. Asimismo, es necesario señalar que se ha utilizado un valor de 1 del Factor de Competitividad Internacional para eliminar el efecto distorsionador del precio del keroseno sobre la demanda prevista. Ello no obsta a que en función de la evolución de dicho parámetro pueda haber oscilaciones anuales en torno al +- 10%.

Tabla 4. 8 Consumo tendencial previsto de keroseno de aviación en Canarias (Tep)

Año	Consumo
2004	967.843
2005	949.337
2006	973.371
2007	997.406
2008	1.021.440
2009	1.035.791
2010	1.050.747
2011	1.065.703
2012	1.077.633
2013	1.041.145
2014	1.004.658
2015	968.170

La gráfica siguiente refleja esta evolución aparentemente extraña que, no obstante, puede ser mejor matizada compararla con el comportamiento histórico de este mercado en los últimos quince años.

Gráfico 4. 18 Consumo tendencial previsto de keroseno de aviación en Canarias



Gas-oil de automoción e industrial

Como se explicó anteriormente, aunque inicialmente se pensó realizar una modelización individualizada de estos sectores de forma separada, la realidad de los datos estadísticos aconsejó integrar en un modelo único ambos sectores.

Por ello, existe una variable explicativa, el PIB Regional que incide en ambos casos se amplió la cobertura del modelo a todos los usos del gas-oil (con excepción del gas-oil eléctrico y marino) y se realizó la modelización conjuntamente con las variables específicas del uso del gas-oil en automoción.

La previsión se ha realizado contando con el efecto contrapuesto de dos variables como son el ratio de vehículos de gas-oil por habitante, que continúa con su tendencia ascendente de los últimos años (asociado asimismo al mayor nivel de PIB regional), y con el efecto amortiguador del denominado como Factor Tecnológico que supone una mejora significativa de los consumos de los vehículos de nueva matriculación. Los resultados del conjunto de sectores son los siguientes:

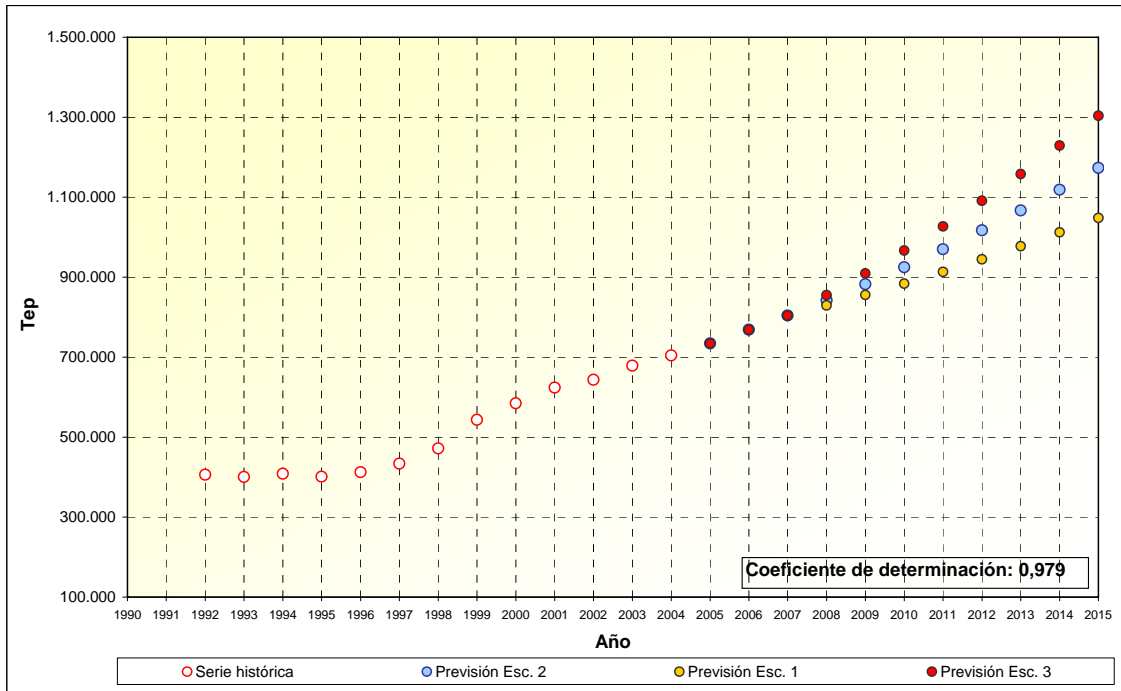
Tabla 4. 9 Consumo tendencial previsto de gas-oil de automoción e interior en Canarias (Tep)

Año	Consumo
2004	704.430
2005	734.654
2006	768.464
2007	804.351
2008	842.374
2009	882.597
2010	925.083
2011	969.898
2012	1.017.108
2013	1.066.784
2014	1.118.997
2015	1.173.820

La resultante es un crecimiento anual del consumo tendencial del 2,8% en el período 2005-2015, que refleja, al contrario que en el caso de las gasolinas, el fuerte aumento tendencial del parque automóvil equipado con este tipo de tecnología, acompañado de un crecimiento menor en el resto de sectores incluidos. Por otro lado, hay que tener en cuenta el propósito del Gobierno de España de limitar los vehículos diesel, pues, aunque emiten menos CO₂, emiten cantidades mayores de partículas.

Los datos anteriores se muestran en la gráfica siguiente, para los que se ha supuesto que no existirá un impacto significativo de los diferentes escenarios de crecimiento del PIB Regional sobre la tasa de motorización.

Gráfico 4. 19 Consumo tendencial previsto de gas-oil de automoción e industrial en Canarias



Gas oil, Diesel oil y fuel oil marino

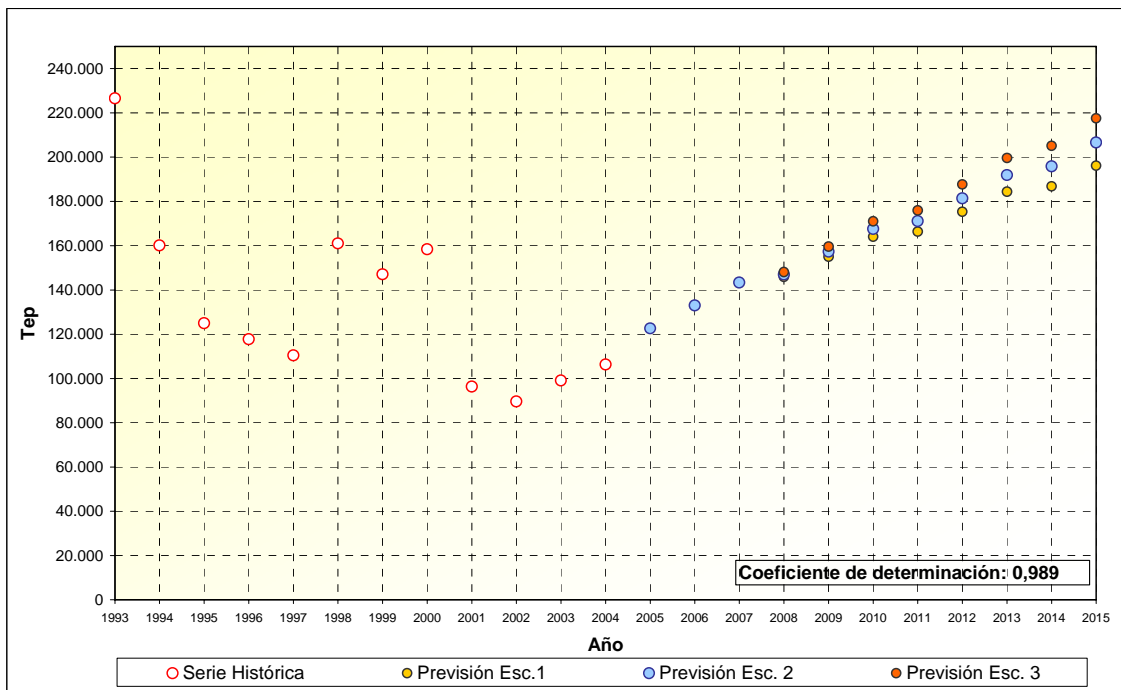
Es importante reiterar que estos datos corresponden exclusivamente, según la Metodología de la Agencia Internacional de la Energía a los consumos derivados del tráfico nacional y por tanto no comprende los suministros a barcos extranjeros aunque sean con bandera de un país de la Unión Europea. Ello es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

El consumo tendencial de gas-oil sufre un importante repunte en el período, que responde a la combinación de los factores explicativos señalados en el apartado de modelización, muy singularmente el aumento del tráfico interinsular de pasajeros. Sin embargo, sus valores, como se puede comprobar en la gráfica siguiente, se encuentran dentro de los intervalos históricos registrados para este producto.

Tabla 4. 10 Consumo tendencial previsto de gas-oil marino en Canarias (Tep)

Año	Consumo
2004	106.280
2005	122.602
2006	133.004
2007	143.351
2008	146.985
2009	157.304
2010	167.505
2011	171.065
2012	181.423
2013	195.843
2014	191.916
2015	206.639

Gráfico 4. 20 Consumo tendencial previsto de gas-oil marino en Canarias



Una situación similar sucede en el caso del diesel oil y fuel oil marino. En este caso los incrementos poblacionales y la mayor demanda del comercio exterior de

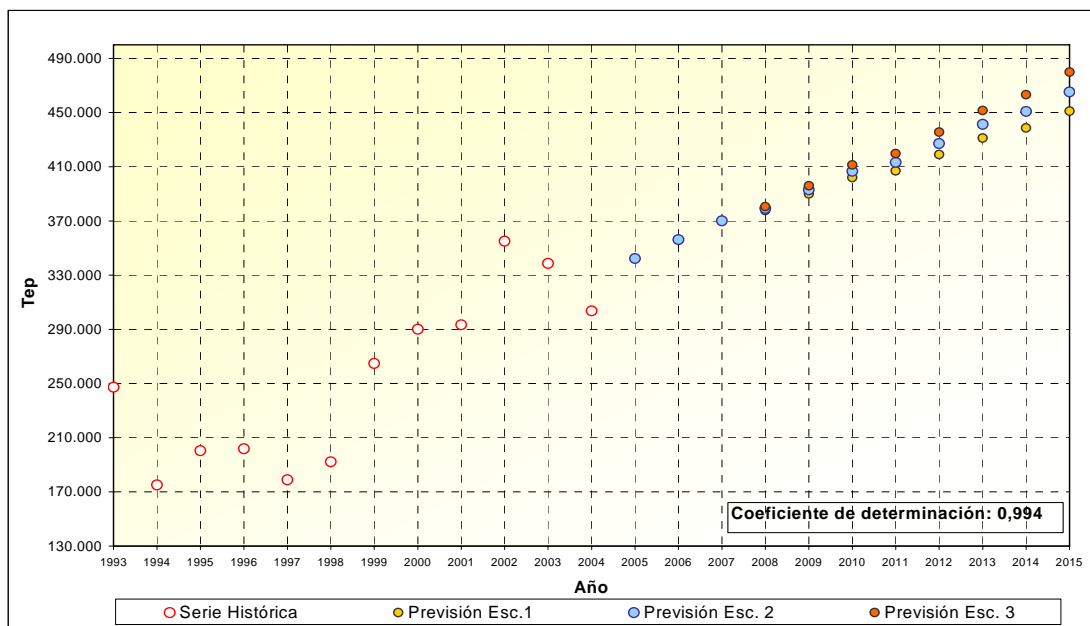
Canarias suponen una mayor demanda de tráfico marítimo para atender estas necesidades y, consecuentemente, el consumo de estos productos para atender dichos tráficos, que aumenta por encima de los registros históricos máximos.

Tabla 4. 11 Consumo tendencial previsto de diesel-oil y fuel-oil marino en Canarias (Tep)

Año	Consumo
2004	303.576
2005	342.256
2006	356.197
2007	370.062
2008	379.176
2009	393.004
2010	406.674
2011	413.318
2012	427.198
2013	441.260
2014	450.766
2015	465.235

Ello puede apreciarse en la gráfica siguiente que refleja la evolución histórica y los escenarios de previsión futura:

Gráfico 4. 21 Consumo tendencial previsto de diesel-oil y fuel-oil marino en Canarias



Al igual que se hizo para el keroseno de aviación, es necesario señalar que se ha utilizado un valor de 1 del Factor de Competitividad Internacional para eliminar el efecto distorsionador del precio relativo de estos productos sobre la demanda prevista. Ello no es obstáculo a que en función de la evolución de dicho parámetro pueda haber oscilaciones anuales en torno al +- 20% para el gas oil y el +-25% para el diesel-oil y fuel oil, siendo estas posibles variaciones mucho más intensas que en el caso del keroseno debido a que, como se mencionó anteriormente, el tamaño de los tanques de combustible y el sobrepeso del combustible cargado no actúan como factores restrictivos de la posibilidad de realizar una política de “*tankering*” alternativa.

Diesel oil y fuel oil Industrial

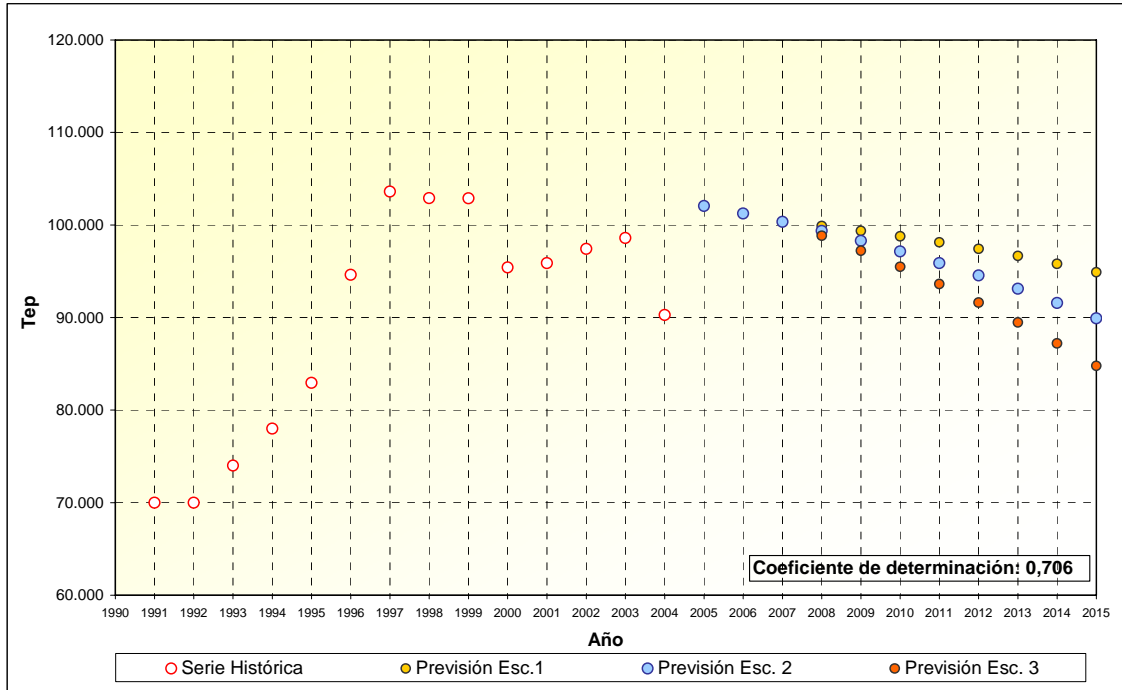
El consumo de estos productos seguirá con su pauta actual de unos movimientos mínimos en torno a un valor central. Ello, unido a la pequeña dimensión relativa de sus cifras, indica la escasa dimensión del sector industrial en nuestro Archipiélago.

Tabla 4. Consumo tendencial previsto de diesel oil y fuel oil industrial en Canarias (Tep)

Año	Consumo
2004	90.282
2005	102.053
2006	101.241
2007	100.347
2008	99.367
2009	98.301
2010	97.145
2011	95.896
2012	94.553
2013	93.112
2014	91.570
2015	89.925

Esta situación se aprecia todavía con mayor nitidez en la gráfica siguiente, que refleja la escasa variación histórica, e incluso un comportamiento errático, del consumo de este producto en el sector industrial en los últimos años, tras un fuerte proceso de crecimiento en la década de los noventa.

Gráfico 4. 22 Consumo tendencial previsto de diesel oil y fuel oil industrial en Canarias



5. EVALUACION DE LAS MEJORES TECNOLOGIAS DISPONIBLES EN MATERIA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO Y DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA (URE)

5.1. Introducción

En el presente capítulo se describe, como resumen del Anexo I de este PECAN, el estado del arte de las nuevas tecnologías basadas en los combustibles fósiles, las energías renovables, el ahorro energético, la generación distribuida y el almacenamiento de energía.

Las energías renovables (EERR) y del uso racional de la energía (URE), tienen el potencial de contribuir a un crecimiento económico más equilibrado de las Islas, ya que ayudan a contrarrestar la dependencia energética y la exposición de la economía canaria a la volatilidad de los precios mundiales de la energía.

Existen numerosos informes que apuntan al efecto favorable que tiene el uso de EERR, como elemento dinamizador de la actividad económica, especialmente a nivel regional y local. A nivel local pueden contribuir a la creación de empleo directo relacionada con actividades de instalación y mantenimiento de los sistemas, y en el campo de la investigación aplicada, podría brindar oportunidades de trabajo para investigadores de las universidades y centros de investigación de Canarias.

5.2. Nuevas tecnologías basadas en combustibles fósiles

5.2.1. Combustibles utilizables

Gas Natural

La imposibilidad técnica de tender gasoductos submarinos desde las zonas productoras que puedan suministrar gas natural a Canarias obliga a plantear el abastecimiento mediante gas natural licuado (GNL).

Para su comercialización como GNL, el gas natural se enfría a una temperatura de -161°C con lo que su volumen se reduce 600 veces respecto al de su estado gaseoso, lo cual permite que se almacene ocupando mucho menos volumen y pueda transportarse de manera segura y eficiente a través de largas distancias.

El GNL se transporta en buques contenedores aislados de doble casco. En los puertos de los países consumidores, el GNL se transfiere a una instalación de recepción (planta de regasificación) en donde se almacena en fase líquida a la presión atmosférica en tanques de gran aislamiento térmico. Cuando se requiere, el GNL se lleva a temperatura ambiente, devolviéndolo así a su estado gaseoso original. El gas natural entonces se distribuye mediante gasoductos a los puntos de consumo del combustible.

La seguridad del Gas Natural

La industria del GNL tiene un largo y excelente récord de seguridad debido a las estrictas medidas de seguridad aplicadas en todo el mundo. Hasta ahora ha habido aproximadamente unos 40.000 transportes de GNL, cubriendo más de 100 millones de millas náuticas sin un accidente significativo o problema de seguridad tanto en puerto como en alta mar. Es de resaltar que únicamente se han producido dos encallamientos de buques metaneros y que, ni siquiera en estas circunstancias, se ha producido una fuga de GNL.

En el mundo hay en la actualidad 47 plantas de regasificación de GNL y unas 15 plantas de licuefacción en operación. Se han registrado sólo 4 accidentes serios relacionados con la regasificación de GNL durante los más de 65 años de la historia del GNL y desde hace 26 años no se ha producido ningún accidente en una planta de regasificación. Con estos escasos accidentes en tal largo periodo de tiempo e implicando a tantos buques e instalaciones, el récord de seguridad en las operaciones de GNL es ciertamente excelente dentro de la industria energética. No obstante, es preciso señalar la mayor complejidad técnica de una planta de licuefacción en el punto de exportación, lo que añade riesgos de los que carece una planta de regasificación.

La normativa del sector obliga a realizar numerosos estudios de detalle sobre los posibles accidentes que pueden producirse en la planta de regasificación y sus consecuencias para determinar si un emplazamiento de una planta es seguro o no. Con estos estudios se determinan qué distancias de seguridad deben mantenerse entre las plantas y los núcleos de población. Estas distancias dependen del volumen de emisión de la planta, la frecuencia de descarga de metaneros y de las condiciones meteorológicas del emplazamiento (en especial la dirección del viento predominante). Los tanques de GNL son los elementos más importantes de las plantas. Por normativa los tanques tienen duplicados sus sistemas de contención para evitar accidentes frente a la rotura del tanque interior.

Desde el punto de vista de la seguridad, el gas natural presenta dos características positivas fundamentales. El primero es que al ser más ligero que el aire, en caso de escape se dispersa en la atmósfera de forma casi instantánea. Además, el punto de inflamabilidad del GN (540 °C) es más elevado que el de los carburantes clásicos como la gasolina, el gasoil o el GLP.

El gas natural en Canarias

La utilización del gas natural como fuente de energía sigue las directrices de la cumbre de Kioto de 1997, en relación con la reducción de emisiones contaminantes. Los beneficios medioambientales del gas natural en relación con otros combustibles fósiles se derivan principalmente de que en su combustión produce entre un 40 y un 45% menos CO₂ que el carbón y entre un 20 y un 30 % menos que los productos petrolíferos. Además, no emite partículas sólidas ni cenizas. En cuanto a los óxidos de

nitrógeno (NO_x) las emisiones son inferiores a las de los productos petrolíferos y carbón y prácticamente no emite dióxido de azufre (SO₂).

Por otro lado, el gas natural es un combustible más económico que el gasoil empleado en los actuales ciclos combinados, por lo que permitirá reducir sustancialmente el coste de la generación eléctrica en las islas y diversificar sus abastecimientos energéticos fósiles que actualmente dependen únicamente del petróleo. El mercado mundial de gas natural está en continua expansión, se encuentra bien diversificado y cuenta con importantes productores en la cercana África (Argelia, Libia, Nigeria) y en Europa.

El transporte por barco del gas natural es mucho más seguro que el transporte de petróleo (el doble casco se utiliza en los metaneros desde que estos se empezaron a construir) y, en caso de un vertido, el gas se evapora sin provocar contaminación en nuestras aguas y costas.

Planta de regasificación *offshore*

La planta de regasificación *offshore*, es un nuevo concepto de planta de regasificación emplazada en medio del mar y alejada de la costa. Las plantas *offshore* presentan las siguientes ventajas:

- Menor Impacto paisajístico, ya que al estar las plantas ubicadas en alta mar son poco o nada visibles desde tierra.
- No necesitan infraestructuras portuarias para su instalación ya que el atraque se realiza en mar abierto junto a la instalación *offshore*.
- Las plantas *offshore* al no estar condicionadas por terrenos e instalaciones portuarias se pueden instalar en emplazamientos cercanos a los puntos de consumo.
- Menor rechazo social al eliminar la sensación de riesgo que estas instalaciones pueden provocar a la opinión pública.

Las plantas *offshore* presentan no obstante otra serie de inconvenientes en relación con las plantas terrestres:

- Las plantas *offshore* tienen unas disponibilidades y fiabilidades menores que las plantas terrestres, lo que podría provocar interrupciones y afectar al suministro eléctrico de la isla.
- La tecnología aún no se encuentra madura, por lo que pueden presentarse problemas de operación, fiabilidad y seguridad que todavía no están resueltos.
- Canarias tiene unas condiciones meteomarinas no favorables para plantas *offshore*. Las plantas *offshore* proyectadas en el mundo se diseñan para aguas calmadas. Soluciones del tipo Energy Bridge pudieran no ser factibles para

Canarias ya que la climatología atlántica provocaría problemas de oleaje del GNL en el interior de los tanques que podrían derivar en averías importantes.

- Las plantas *offshore*, por su operación en mar abierto sufren un mayor desgaste y deterioro que las plantas terrestres, lo que reduce su vida útil
- Las plantas terrestres presentan una mayor flexibilidad y facilidad de aumentar la capacidad de almacenamiento, construyendo tanques adicionales para cumplir los requisitos de la legislación española que obliga a las compañías transportistas de gas a disponer de un almacenamiento estratégico en función de la demanda prevista. Por el contrario, en las plantas *offshore* es necesario duplicar las unidades de barcos para poder tener cierta garantía de suministro y, hasta triplicarlas para disponer del almacenamiento estratégico requerido por la legislación española.
- Las plantas *offshore*, al estar construidas en plataformas flotantes, barcos o plataformas de hormigón, se ven obligadas a estar confinadas en un espacio reducido, lo que conlleva menores distancias entre equipos y, consiguientemente una menor seguridad intrínseca.

Hay que tener en cuenta que los grandes consumidores de gas natural de Canarias serán las centrales térmicas y la disminución de fiabilidad inherente a la tecnología *offshore* podría ocasionar interrupciones en el suministro de gas y por lo tanto en el suministro eléctrico. Esta circunstancia desaconseja totalmente la utilización de plantas *offshore* en Canarias ya que la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico podrían verse gravemente comprometidas.

Diesel sintético

Se denomina diesel sintético o diesel FT al producido a partir de metano mediante el proceso denominado Fischer-Tropsch. El diesel obtenido con el proceso Fischer-Tropsch, a diferencia del derivado de la destilación del crudo, tiene un contenido de óxido de azufre prácticamente nulo, carece virtualmente de contenido de aromáticos, su combustión produce poca o ninguna emisión de partículas, y posee un alto índice de cetano (un equivalente al octano para el diesel).

La transformación de gas en líquidos utilizando el método de Fischer-Tropsch es un proceso de pasos múltiples, con gran consumo de energía. El primer paso consiste en la producción de gas de síntesis, mezcla de hidrógeno (H_2) y monóxido de carbono (CO), a partir del metano (CH_4). El segundo paso utiliza un catalizador para recombinar el hidrógeno y el monóxido de carbono, dando lugar a los hidrocarburos líquidos. En la última etapa, los hidrocarburos líquidos son convertidos y fraccionados en productos que pueden ser utilizados de inmediato o mezclarse con otros productos.

Actualmente, Sudáfrica es líder mundial en producción de combustibles líquidos a partir del gas natural. Para 2010 se prevé una producción mundial de casi 1.000.000 de barriles por día, en una veintena de plantas de GTL. Estas plantas

estarán ubicadas en Sudáfrica, Australia, Bolivia, Egipto, Indonesia, Irán, Nigeria, Malasia, Perú, Qatar, Estados Unidos y Venezuela.

La principal ventaja que proporcionaría el empleo de diesel FT en Canarias sería que se estaría importando directamente un tipo de combustible líquido alternativo que permitiría aprovechar toda la cadena de transporte y distribución ya existente en Canarias

Entre los inconvenientes asociados al diesel sintético están las altas necesidades energéticas y los altos costes de las instalaciones de producción.

Carbón

El carbón es el combustible fósil que genera más emisiones en el proceso de combustión. A la hora de preparar el carbón para su consumo, se ha conseguido reducir los contenidos de ceniza e impurezas tales como el lodo o el azufre, al mismo tiempo que se mejora la calidad del agua de desecho. Entre las diversas tecnologías en desarrollo que se utilizan en estos momentos, cabe citar la gasificación de carbón. Este sistema consiste en poner al carbón en contacto con vapor y oxígeno, por lo que se producen reacciones termoquímicas que generan un gas combustible, compuesto principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno, que al ser quemado puede ser usado para turbinas de gas.

Algunas tecnologías de ciclo combinado híbrido utilizan las mejores características de las tecnologías de gasificación y combustión, alcanzando eficiencias mayores al 50%. Las denominadas “Centrales de Combustión de Lecho Fluido” mejoran el rendimiento en la combustión del carbón y disminuyen el impacto medioambiental.

Los inconvenientes del carbón son principalmente de tipo medioambiental, tanto en cuanto a su impacto mayor sobre las emisiones de CO₂, como por las emisiones de otros contaminantes, cuya eliminación requiere costosas inversiones que anulan totalmente la posible ventaja competitiva de su precio en origen.

Metanol

El metanol, al ser líquido como la gasolina, es fácil de transportar y suministrar, empleándose la infraestructura ya existente que se utiliza para la gasolina, con algunas mejoras técnicas y de operación.

El metanol (CH₃ OH) puede producirse a partir de gas natural, carbón, madera, e incluso de residuos orgánicos (biomasa celulósica). Actualmente, todo el metanol producido mundialmente se sintetiza mediante un proceso catalítico a partir de monóxido de carbono e hidrógeno. Esta reacción emplea altas temperaturas y presiones, necesitando reactores industriales grandes y complicados y utilizando catalizadores de óxido de cinc y cromo. También se puede obtener por medio de la oxidación catalítica del metano.

Los inconvenientes principales del metanol son, de una parte, el ser una energía secundaria, producido a partir de otra energía fósil y, de otra, las dificultades de su almacenamiento y transporte.

5.2.2. Tecnologías aplicables

Cogeneración

Los sistemas de cogeneración son sistemas de producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica, partiendo de un único combustible. Este aprovechamiento simultáneo de electricidad y de calor, permite obtener elevados índices de eficiencia energética, sin alterar el proceso productivo. Sus grandes ventajas son:

- Mayor eficiencia energética global y menores emisiones.
- Contribución a la seguridad del suministro, ya que su mayor eficiencia reduce la necesidad de combustibles importados.
- Menor necesidad de inversiones en redes eléctricas, y reducción de las pérdidas en las redes (generación distribuida).

La Unión Europea está promoviendo el amplio uso de la cogeneración como medida para llevar el sistema energético europeo hacia una mayor eficiencia. Una parte del desarrollo de la cogeneración en Europa gira en torno al sector de la micro-cogeneración y cogeneración a pequeña escala (unidades de potencia inferior a 1 MW).

Hay una variante de la cogeneración que es la trigeneración, proceso basado en la producción conjunta de calor, electricidad y frío. Hay un potencial mercado para la trigeneración en el sector terciario, donde además de necesidades de agua caliente y calefacción, como pueden ser hospitales y hoteles, se requieren también importantes cantidades de frío para climatización, que consume una gran proporción de la demanda eléctrica.

El desarrollo de la cogeneración en Canarias está muy limitado en los momentos actuales por la inexistencia de gas natural, por lo que las instalaciones se ven obligadas a consumir gasoil y esta limitación disminuye la rentabilidad de las plantas.

Ciclos combinados

La principal característica de un ciclo combinado consiste en el aprovechamiento de la energía térmica contenida en los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor en una caldera de recuperación de calor, que será utilizada luego en una turbina acoplada a un generador eléctrico.

Generalmente, las plantas se componen de dos turbinas de gas y una de vapor, todas de igual potencia. El combustible se inyecta únicamente en las turbinas de gas, por lo que se consume aproximadamente las dos terceras partes del combustible si se compara con las tres turbinas por separado. Además de las turbinas de gas, la planta cuenta con una caldera de recuperación de vapor, una turbina de vapor y un generador eléctrico, además de todos los servicios auxiliares requeridos. Los gases de escape de la turbina de gas pasan a la caldera de recuperación de calor. En esta caldera se extrae la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape produciendo vapor de agua a presión para la turbina de vapor.

La turbina de gas contribuye con dos tercios de la potencia de la planta de ciclo combinado. Las mejoras tecnológicas de la turbina de gas han incrementado la eficiencia en los ciclos combinados, principalmente por la posibilidad de incrementar la temperatura a través del desarrollo de materiales que pueden ser resistentes a la oxidación a altas temperaturas y a la corrosión, así como avanzadas técnicas de enfriamiento de la superficie del metal. Las nuevas turbinas de cuarta generación se están desarrollando utilizando un sistema de enfriamiento de ciclo cerrado. Uno de los grandes beneficios de esta tecnología es que permite obtener mayores temperaturas de combustión sin incrementar la temperatura de encendido, lo que se traduce en un aumento en la eficiencia global del sistema.

Actualmente se puede contar con turbinas de gas con una capacidad de generación cercanas a los 150 MW (turbinas de tercera generación), y se está experimentando con turbinas de gas de más de 200 MW. Esto implica que las unidades de ciclo combinado, compuestas de una o más turbinas de gas, pueden desarrollar desde 50 hasta 500 MW.

Motores diesel de alta eficiencia

Los motores de alta eficiencia se emplean fundamentalmente para generación de electricidad con unas potencias que oscilan entre los 10 y los 50 MW, consiguiendo unos valores de eficiencia que se encuentran entre el 48 y el 52%.

Este tipo de motores se emplean principalmente cuando se requiere una mayor capacidad para conseguir que se quemara combustible de la forma más barata posible. Existen dentro de este tipo de motores algunos que permiten cambiar el tipo de combustible que se emplea, pudiéndose emplear gas natural o diesel, aportando una gran flexibilidad. Así, se puede elegir el combustible a utilizar, dependiendo de la disponibilidad de éste, las fluctuaciones de los precios o los cambios en las leyes medioambientales.

Durante los años sesenta, los motores de dos tiempos que operaban a bajas velocidades, fueron totalmente olvidados por el empleo generalizado de los motores de cuatro tiempos, debido principalmente a que el fuel oil era muy abundante y por tanto su precio era reducido.

Generación distribuida

El concepto de generación distribuida se aplica estratégicamente a unidades de generación eléctrica (normalmente menores de 30 MW), que se encuentran en los lugares de consumo o próximos a ellos, para alcanzar las necesidades específicas de algunos clientes y apoyar la operación rentable y segura de la red de distribución eléctrica.

Los avances en la tecnología han ido reduciendo sustancialmente los costes de la generación distribuida, llegando a ser considerados, por primera vez, como una alternativa a los problemas originados por el aumento de la demanda de energía. La generación distribuida ha ido ganando importancia a medida que la demanda y el suministro de electricidad han ido creciendo.

La generación distribuida sería un buen complemento a las centrales convencionales, ya que contribuyen:

- Proporcionando una respuesta rápida y de bajo coste al aumento de la demanda de potencia, lo que se traduce en unos menores costes y una mayor flexibilidad y fiabilidad para los consumidores.
- Evitando la necesidad de aumentar la capacidad de la red de transporte y distribución, mediante unidades de potencia donde sean requeridas, por lo que la carga de las redes de distribución se vería disminuida.
- Teniendo flexibilidad de colocar potencia de respaldo de la red, en las zonas de alto consumo.

Microrredes

El concepto de microrred está basado en un grupo de cargas eléctricas y térmicas, unidas a fuentes de energía eléctrica y calor a pequeña escala. Las fuentes de energía eléctrica serán normalmente mixtas, puesto que incluyen fuentes renovables como es la fotovoltaica o la energía eólica, junto con generadores de combustibles fósiles, para hacer frente a las necesidades de energía calorífica y energía eléctrica (cogeneración). La interacción entre esta red y la red principal de energía eléctrica, será a través de una interfaz bien definida y controlada.

La microrred puede funcionar como un sistema de generación remota, en regiones donde el suministro no es posible, o también pueden estar integrada en la red, que sería la situación más común. En este último caso, esta conexión debe de ser bidireccional, permitiendo de este modo la importación y exportación de electricidad. Desde el punto de vista de la microrred, esta conexión se debe de ver como otro elemento generador u otra carga adicional.

Las principales ventajas que presentan las microrredes son:

- **Medioambientales:** Consigue una reducción de gases de efecto invernadero, gracias a la sinergia de estos recursos con los sistemas de almacenamiento energético y su eficiencia a la hora de coordinar su control, tanto a nivel local como a nivel de las microrredes.
- **Funcionamiento e inversión:** la reducción de la distancia física entre generación y consumos contribuye a la reducción de las pérdidas en los sistemas de distribución eléctricos
- **Calidad energética:** Incremento de la fiabilidad del sistema y en general de la calidad energética, debido a la descentralización del suministro y a la reducción del impacto de la transmisión y las interrupciones que se originan en la generación a grandes distancias.

Microturbinas

Las microturbinas o turbogeneradores son turbinas de combustión de muy pequeño tamaño (varían de 30 a 500 kW), que pueden, a su vez, ser conectadas de manera que puedan alcanzar potencias superiores.

Las microturbinas están actualmente entrando en el mercado. Además de las aplicaciones tradicionales, tales como cogeneración y sistemas de apoyo, se espera que las microturbinas sean utilizadas en aplicaciones de generación distribuida, incluyendo el apoyo a la red de distribución y transporte, o para reducir costes durante las horas de demanda pico. Tienen el potencial de cambiar drásticamente la naturaleza de la generación eléctrica acelerando la tendencia hacia la generación distribuida. Las microturbinas de primera generación, aunque no son competitivas en coste con las tecnologías alternativas, pueden llegar a ser competitivas en determinados mercados o situaciones concretas.

Pilas de combustible

Son esencialmente dispositivos electroquímicos de conversión directa de la energía química de un combustible en energía eléctrica y calor, mediante reacciones que tienen lugar en los electrodos. Funcionan sin realizar en ningún momento el proceso de combustión, lo que conlleva a unos grandes beneficios medioambientales. Presentan la ventaja de producir bajas emisiones y una alta eficiencia en rangos de potencia pequeños, por lo que se espera que en breve, se extiendan a aplicaciones a mayor escala.

5.3. Energías renovables

5.3.1. Energía eólica

Descripción

Un aerogenerador produce la electricidad a través de una transformación de la energía del viento, mediante las palas del rotor, en un par (fuerza de giro) sobre un eje, que se transforma mecánicamente en la multiplicadora y posteriormente alimenta un generador eléctrico.

Existen para ello diversos diseños, aunque la gran mayoría se basan en una turbina eólica de eje horizontal acoplada a un generador eléctrico. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

Dentro del desarrollo de esta tecnología, el elemento que más destaca, ha sido el incremento progresivo en la potencia unitaria, hasta llegar a los aerogeneradores comerciales de varios MW. El tamaño unitario de los aerogeneradores empleados ha ido incrementando paulatinamente, pasando de los aerogeneradores de 15 m de diámetro y 75 kW de potencia nominal, empleados a mediados de la década de los ochenta, a las actuales máquinas en el entorno de los 40-120 m de diámetro y 600-3000 kW de potencia nominal. En la actualidad se encuentran en fase de experimentación prototipos de mayor potencia (hasta 4,5 MW).

Actualmente, las turbinas eólicas utilizan tecnologías probadas que proporcionan un suministro energético seguro y fiable. En los últimos años, la energía eólica se ha convertido en una de las tecnologías más económicas y rentables dentro de las energías renovables. Emplazada en lugares con altas velocidades de viento, la energía eólica está en condiciones de competir con éxito con las fuentes convencionales de energía.

A finales de 2004 había 47.325 MW eólicos instalados en el mundo. Dentro del grupo de países que lideran el panorama mundial hay que destacar Alemania, con más de 16.630 MW conectados a la red eléctrica. Asimismo, España y Dinamarca con una potencia eólica de 8.263 y 3.120 MW respectivamente, lideran junto con Estados Unidos el panorama mundial.

La mayoría de turbinas eólicas instaladas actualmente utilizan un generador asíncrono trifásico, también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna. Una de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, robusto y económico. En un generador asíncrono es necesaria la presencia de una red eléctrica para el funcionamiento ya que es necesaria la magnetización del mismo. Por lo tanto los generadores asíncronos consumen energía reactiva de la red.

También existen generadores síncronos cuya característica más destacada es que permite no sólo generar potencia reactiva (cosa imposible en máquinas asíncronas), sino incluso regular el factor de potencia de la máquina sea cual sea la potencia activa generada. Los generadores síncronos pueden funcionar desconectados de la red y construir su propia red eléctrica trifásica. Los generadores síncronos se comportan mejor que los asíncronos frente a perturbaciones de la red eléctrica y son capaces de mantenerse produciendo electricidad en situaciones anormales de la red.

Energía eólica con conexión a la red

A medida que las turbinas fueron aumentando de potencia y se agruparon en parques, a veces de tamaño considerable y a medida que la penetración eólica crece, ésta es susceptible de afectar al sistema eléctrico en su conjunto, en particular a aspectos como la estabilidad transitoria, la regulación de tensión, la gestión de reservas de potencia y, en definitiva, al mercado de energía eléctrica.

La energía eólica un recurso no programable, ya que los sistemas de predicción eólica actuales no están totalmente desarrollados. A falta de estos sistemas, deben mantenerse conectada suficiente potencia rodante en la generación convencional como para asumir las variaciones de potencia causadas por las variaciones de viento. En caso contrario, una pérdida de generación, ya sea por la disminución brusca de la generación eólica o convencional provoca estados transitorios de subfrecuencias que pueden incurrir en una pérdida de estabilidad y/o de mercado.

Asimismo, el mantenimiento de la citada reserva rodante implica una potencia mínima de generación convencional que no puede disminuirse debido a que dichos grupos deben operar por encima de su mínimo técnico. La consecuencia es que para que haya un equilibrio entre producción y demanda eléctrica hay que limitar la potencia de la generación eólica, especialmente en horas valle.

Adicionalmente, el sistema debe disponer de suficientes grupos como para aportar potencia de cortocircuito ante faltas en la red eléctrica. Aparte de los grupos convencionales que realizan esta función, la participación eólica puede incrementarse si los parques eólicos realizan parte de esta función.

Es conveniente, por tanto, que los parques eólicos no se desconecten durante cortocircuitos y que aporten reactiva durante los mismos. Adicionalmente, deben mantenerse conectados ante excursiones de frecuencia y tensión en la red dentro de unos límites que les serán asignados.

También debe considerarse la participación en el control de tensión de la generación eólica, así como otras condiciones de operación referidas a la aparición de Flicker y armónicos en los parques.

Una adecuada gestión del sistema, tanto en lo referente a la generación convencional como en el control de los parques eólicos, puede conseguir solventar los problemas de la integración eólica en redes débiles y conseguir altos grados de integración sin pérdida de suministro. No obstante, con la tecnología actual no es posible abastecer a una red eléctrica únicamente con aerogeneradores.

Los aerogeneradores pueden ser diseñados con varias formas de conexión directa o conexión indirecta a la red del generador. La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna. La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos eléctricos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red. En generadores asíncronos esto ocurre de forma automática.

La energía eólica en redes débiles

De acuerdo con lo anterior, una de las condiciones limitativas del desarrollo de la energía eólica en todo tipo de redes y particularmente en las denominadas redes débiles – las redes eléctricas en Canarias son aisladas y de pequeño tamaño- se deriva de la falta de garantía en el tiempo de la existencia del viento. El potencial eólico conectable a una red eléctrica débil, está determinado por factores tales como la demanda mínima del sistema, la capacidad de transporte de la red de alta tensión, los mínimos técnicos de los grupos de generación, la estabilidad dinámica del sistema frente a variaciones bruscas de la generación, la estabilidad del sistema frente a cortocircuitos, etc.

Los factores estáticos limitativos de la conexión a red de las infraestructuras eólicas son principalmente los mínimos técnicos de los grupos de generación convencional. Estos condicionan la energía eólica inyectable, pues la generación convencional debe ser capaz de suplir la demanda en una supuesta falta de generación eólica en todo momento, ante una hipotética reducción brusca del viento.

Los factores que afectan dinámicamente a la red eléctrica se pueden dividir por tanto en:

- Cortocircuitos: el contacto de una o varias fases con tierra o entre sí, provoca la pérdida de carga y el aumento de la frecuencia.
- Pérdida de generación: la disminución brusca de la generación por parte de los grupos eólicos o convencionales provoca estados transitorios de subfrecuencias.
- Flicker: la variación del viento puede producir variaciones en la tensión y la frecuencia a la salida de los parques.

Una adecuada gestión del sistema, tanto en lo referente a la generación convencional como en el control de los parques eólicos, puede conseguir solventar los problemas de la integración eólica en redes débiles y conseguir altos grados de

integración sin pérdida de suministro. No obstante, con la tecnología actual no es posible abastecer a una red eléctrica únicamente con aerogeneradores. Se estima que en sistemas eléctricos de la dimensión de los sistemas eléctricos insulares Canarios se pueden alcanzar, en condiciones teóricamente óptimas, penetraciones eólicas instantáneas de hasta el 50%.

La generación de energía eólica para autoconsumo se justifica en base a los excedentes de energía eléctrica producidos y no consumidos por la propia instalación, que pueden ser vertidos a la red, pagando la compañía eléctrica dicha energía suministrada.

Energía eólica *offshore*

La diferencia respecto a la obtenida en tierra radica en que los aerogeneradores se ubican mar adentro. En el mar, el viento se encuentra con una superficie de rugosidad limitada, las olas, y sin obstáculos, lo que implica que la velocidad del viento no experimenta grandes cambios. Además, el viento es, por lo general, menos turbulento que en tierra, con lo que se amplía el periodo de trabajo útil de un aerogenerador.

La energía eólica *offshore* requiere una importante inversión económica, pero la producción de electricidad es más estable y un 20% superior a la energía eólica terrestre.

El principal problema para su implantación a gran escala en Canarias radica en que deben instalarse en aguas poco profundas, circunstancia no frecuente en nuestro litoral.

Potencial de la energía eólica en Canarias

Las Islas Canarias presentan un elevado potencial eólico, debido a la presencia de los vientos alisios, que presentan parámetros constantes tanto en velocidad como en dirección a lo largo del año.

Existen restricciones territoriales, económicas y técnicas que restringen la máxima penetración de la energía eólica en Canarias. Considerando solamente las restricciones del territorio, el potencial eólico de Canarias se situaría en torno a 3.600 MW.

Sin embargo existen limitaciones técnicas impuestas por el reducido tamaño de las redes insulares, que sólo pueden soportar cierta cantidad de energía eólica sin pérdida de la calidad del suministro.

Costes de la energía eólica

La inversión en una instalación eólica varía bastante dependiendo de la potencia nominal de la máquina que se instale, de la accesibilidad a la zona, de la ubicación relativa del punto de conexión a la red, etc. Teniendo en cuenta, el segmento de potencia de aerogeneradores que se instala actualmente, se puede

establecer como inversión media por kW eólico instalado la de 1000€, con un coste de generación medio de 0,035 €/kWh. Se espera que para 2015 el coste se reduzca a 850-900 €/kW y 0,03 €/kWh., respectivamente

5.3.2. Energía solar fotovoltaica

Descripción

Los sistemas fotovoltaicos transforman la luz del sol directamente en energía eléctrica. El objetivo de cualquier superficie colectora de energía solar es optimizar la recibida a lo largo del día y para ello el caso ideal es que la radiación solar incida perpendicularmente sobre la superficie de los paneles en cada momento. En condiciones ideales, modificando el valor de la inclinación y la orientación de forma continua a lo largo del día y de la hora, se puede garantizar que los rayos solares incidan perpendicularmente sobre una superficie. Por eso existen paneles con sistema de seguimiento en uno o en dos ejes, y sistemas sin seguimiento, donde la superficie colectora es fija. En términos generales se estima que los paneles con sistemas de seguimiento logran rendimientos superiores, que oscilan entre un 20-30% respecto a los paneles fijos. La inclinación óptima de la superficie del panel, dependerá de la latitud del lugar considerado.

Los sistemas fotovoltaicos están formados esencialmente por los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica.
- Un convertidor que adapta la corriente continua producida por el generador fotovoltaico a las características eléctricas necesarias requeridas por las cargas a alimentar.
- Baterías o acumuladores para almacenar la energía eléctrica y así poder utilizarla en periodos en los que la demanda exceda la capacidad de producción del generador fotovoltaico. Se emplea en sistemas aislados.
- Un regulador de carga para proteger y garantizar el correcto mantenimiento de carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla. Se emplea en sistemas aislados.
- Elementos de protección del circuito dispuestos entre los diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

Instalaciones aisladas

Inicialmente, la única aplicación de la energía fotovoltaica era la de permitir disponer de energía eléctrica a instalaciones situadas en sitios remotos, aislados o sencillamente donde no se podía utilizar otro tipo de generador o fuente de energía eléctrica. También se utiliza en la iluminación de viales, parques, zonas de obras, señales, etc., donde el tendido de una línea eléctrica no es factible por su pequeña potencia o por estar alejados de núcleos urbanos.

Instalaciones conectadas a red

La gran ventaja de este tipo de instalaciones es la simplicidad del diseño de la instalación, ya que se eliminan las baterías que son la parte más cara y compleja de la misma, sobre todo al aumentar la potencia. La instalación conectada a red se reduce al generador fotovoltaico y al bloque de acondicionamiento de potencia, formado por el inversor y transformador, que adapta la salida a las condiciones de tensión y frecuencia impuestas por la red, además de los equipos auxiliares de control y protección.

Potencial de la energía fotovoltaica en Canarias

En Canarias, el mercado de la energía solar fotovoltaica ha conseguido un buen desarrollo, principalmente, en la electrificación rural y en el alumbrado público. La electrificación rural de viviendas aisladas ha sido la aplicación fundamental de este tipo de energía solar, En los últimos años, se ha producido un sensible aumento de las solicitudes de este tipo de instalaciones en Canarias

Los principales inconvenientes para el desarrollo de la energía fotovoltaica radican en su elevado coste y en que precisa de una gran cantidad de suelo para generar cifras importantes de electricidad.

El primero de los inconvenientes, el económico, se ve compensado por una política de apoyo muy beneficiosa al kWh producido.

El segundo, el espacio, es de vital importancia en nuestras islas, debido a lo reducido del territorio. Por eso es deseable concentrar la generación fotovoltaica en suelos ya ocupados. Sin embargo, existe una disponibilidad limitada de superficie de cubiertas de edificaciones susceptibles de ser utilizadas para la instalación de estos sistemas. Las estimaciones, considerando sólo esta restricción, dan un potencial de cercano a 1.500 MW (instalados en cubiertas de viviendas, hoteles, naves industriales, y edificios públicos). Por otro lado, existe otra serie de restricciones técnicas como es la capacidad de las redes eléctricas de aceptar la penetración de una energía intermitente como la fotovoltaica, que depende directamente de las condiciones de irradiación solar.

Costes de la energía fotovoltaica

En 2006 el coste se sitúa en torno a 6.000 €/kWp, y el coste de generación a nivel global 0,25 €/kWh. Distintos estudios apuntan a que cada vez que se duplica la producción, se consigue una reducción de coste del 20%. Considerando que el mercado crece a tasas del 30% anual, es bastante realista esperar que el coste de estos sistemas se reduzca por lo menos a la mitad en el año 2015.

5.3.3. Energía hidráulica y minihidráulica

Descripción

A nivel mundial la energía hidroeléctrica representa aproximadamente la cuarta parte de la producción total de electricidad y su importancia sigue en aumento. Se obtiene aprovechando la diferencia de cota existente entre dos puntos mediante transformación de la energía potencial del agua en energía cinética. El agua se canaliza a través de una tubería y se lleva hasta una turbina hidráulica incidiendo en sus álabes y haciendo girar su eje. Esta energía mecánica es transformada en energía eléctrica en el generador.

Actualmente las turbinas más utilizadas son:

- Turbinas de acción: aquellas que aprovechan únicamente la energía cinética del agua. Se emplean para grandes saltos y pequeños caudales. Las más empleadas son las turbinas Pelton, que constan de un rodete, donde se encuentran montados los álabes o cucharas de doble cuenca.
- Turbinas de reacción: aprovechan tanto la velocidad del agua como la presión que ésta le proporciona en el momento del contacto. Las más empleadas son las turbinas Francis y las turbinas Kaplan. Estas turbinas trabajan completamente sumergidas y tienen en su parte final un difusor. Se utilizan para caudales grandes y saltos medios y bajos.

Potencial en Canarias

Una característica típica de las pocas instalaciones existentes en Canarias y de los posibles futuros aprovechamientos, es que disponen de saltos importantes pero de poco caudal.

En la isla de La Palma está la Central de El Mulato, primera central minihidráulica de Canarias, con una potencia instalada inicial de 800 kW. Actualmente se encuentra en fase de proyecto la repotenciación de la instalación hasta alcanzar los 5.400 kW. En la isla de Tenerife se encuentra la instalación de Vergara-La Guancha, de la que puede destacarse su alto número de horas de funcionamiento.

Coste de la energía minihidráulica

El coste actual de la potencia instalada está en torno a 2.100 €/kW de inversión y el coste de generación aproximadamente es de 0,05€/kWh. Es una tecnología bastante madura, y no se esperan reducciones importantes en los próximos años.

5.3.4. Energía solar termoeléctrica

Descripción

La energía solar termoeléctrica se fundamenta en aprovechar la energía del sol como foco de calor para el accionamiento de distintos tipos de turbinas. La energía solar termoeléctrica se clasifica en sistemas de media temperatura y sistemas de alta temperatura. Los aprovechamientos de alta temperatura se realizan mediante centrales de torre y centrales de generadores de disco parabólico. Las centrales de torre y los colectores cilíndrico-parabólicos son más apropiados para proyectos de gran tamaño conectados a red, en el rango de 30 - 200 MW, mientras que los sistemas disco-parabólicos son modulares y pueden ser usados en aplicaciones individuales o en grandes proyectos.

Centrales de Colectores Cilindro parabólicos

Los colectores cilindro parabólicos son captadores solares de concentración con foco lineal, que convierten la radiación solar directa en energía térmica y que resultan idóneos para trabajar en el rango de temperaturas de 150-400°C. La concentración de la radiación solar se hace pasar sobre el captador elevando la temperatura del fluido de trabajo hasta los 425 °C, pudiendo alimentar procesos industriales dentro del rango de la media temperatura.

Los colectores cilindro-parabólicos están compuestos, principalmente, por un espejo cilíndrico parabólico que refleja la energía solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola.

Generadores Solares Disco-Parabólicos

Un sistema disco/Stirling consta de un espejo parabólico de gran diámetro con un motor de combustión externa tipo 'Stirling' emplazado en su área focal. El motor Stirling lleva acoplado un alternador, de manera que dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador se realiza la transformación de la energía en electricidad.

Centrales de Torre

Las Centrales de Torre están formadas por un campo de helióstatos que, mediante el seguimiento solar en dos ejes, reflejan la radiación sobre un intercambiador de calor situado en la parte superior de una torre central.

En Israel, país que tradicionalmente ha sido pionero en la utilización de la energía solar, se encuentra en fase de proyecto una planta de 500 MW, distribuidos en cinco fases de construcción ubicada en el desierto de Negev. A nivel europeo existen dos proyectos en marcha, uno italiano para la instalación de una planta de 40 MW mediante colectores cilíndrico-parabólicos y otro proyecto griego para instalar una planta de 50 MW de la misma potencia. En España destacan dos proyectos de 50 MW de colectores cilíndrico parabólicos y un proyecto de una central de torre central de 11 MW.

Potencial de la energía solar termoeléctrica en canarias

A pesar de las excelentes condiciones de radiación solar presentes en Canarias no se ha instalado ninguna instalación de este tipo aún en el archipiélago.

Coste de la energía termoeléctrica

En 2006 la inversión ronda los 3.500 €/kW, y el coste de generación está en torno a 0,14 €/kWh. Se espera una reducción importante en los costes de estos sistemas hasta 2015, en el que llegará a 1.500 €/kW y el coste de generación se situará en torno a 0,06 €/Kwh.

5.3.5. Energía mareomotriz

La diferencia de altura entre mareas es determinante para la producción de energía mareomotriz ya que son las subidas y bajadas del nivel del mar el fundamento de la energía mareomotriz.

Para convertir este movimiento en electricidad se necesita construir un depósito de agua de mar, el caso más sencillo es la construcción de un dique en una bahía o estuario. Abriendo unas compuertas se llena el depósito en pleamar y se mantiene lleno hasta la bajamar, momento en el cual se vacía el depósito haciendo pasar toda el agua encerrada por unas turbinas que transforman el movimiento que provoca el agua sobre las turbinas en electricidad. Así mismo si una vez vaciado el depósito en bajamar lo mantenemos cerrado y esperamos a que vuelva a subir la marea, podremos volver a obtener electricidad abriendo las compuertas y llenando el depósito haciendo pasar el agua por las turbinas. Con este sistema se produce energía al subir y al bajar la marea. La producción de energía dependerá, pues, de la variación de la altura de la marea, de la frecuencia de las mareas, de la potencia de las turbinas así como de la capacidad del depósito.

La energía mareomotriz presenta varios problemas: la ubicación, el desgaste, el mantenimiento de los equipos y la continuidad en la producción. Sólo es rentable una planta en un lugar de buenas mareas y donde sea fácil construir un buen depósito, lo cual restringe bastante los posibles enclaves para las plantas y hace prácticamente inviable su aplicación en Canarias.

5.3.6. Energía maremotérmicas

Una central maremotérmica es un sistema capaz de aprovechar los gradientes térmicos oceánicos para producir energía eléctrica. Se trata de una máquina térmica en la que el agua superficial actúa como fuente de calor, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante. La transformación de la energía térmica en eléctrica se lleva a cabo mediante el llamado "ciclo de Rankine", en el que un líquido se evapora para luego pasar por una turbina. Este ciclo puede ser abierto o cerrado.

Actualmente la conversión maremotérmica en ciclo cerrado es técnicamente factible por debajo de los 25 MW, mientras que el ciclo abierto es posible comercialmente en el rango de los 10 MW, con lo cual existe un amplio campo de posibilidades entre las distintas técnicas.

Las bajas temperaturas de las aguas canarias son un importante obstáculo para la posible instalación de plantas maremotérmicas en Canarias, esta circunstancia unido a lo novedoso de la tecnología ha provocado la inexistencia de estas centrales en las islas.

5.3.7. Energía de las olas

Descripción

La mayor parte de esta energía se concentra en los Océanos Atlántico y Pacífico, entre las latitudes 40° y 65° y con un potencial entre 50-100 kW por metro de frente de ola. Existen distintos tipos de tecnología para aprovechar la energía de las olas, que se detallan a continuación:

Columna de agua oscilante

La planta consta de una construcción en obra civil de tipo cámara que se sitúa en la línea de costa. La cámara se encuentra parcialmente sumergida en el mar con la parte inferior abierta, con lo que se permite la entrada del agua. El movimiento de las olas hace que el aire que se encuentra dentro de la cámara sea impulsado a través de un pequeño orificio y conducido hasta una turbina. Al subir el nivel del agua debido a la ola, el aire de la cámara será expulsado a través de una turbina y al retirarse la ola, volverá a entrar aire a través de la turbina en dirección contraria. La turbina está conectada a un generador eléctrico que transforma el movimiento generado por la turbina en energía eléctrica.

Wave Dragon

El principio de funcionamiento de este prototipo no es complejo, las olas son dirigidas hacia el cuerpo central mediante los brazos de la plataforma, allí el agua recogida hará girar las turbinas instaladas. Es la rotación de las turbinas la que genera la electricidad. De modo que la ubicación de la planta, su tamaño y su capacidad dependerán en gran medida de las circunstancias y de la fuerza de las olas en cada lugar.

Boyas eléctricas

Su funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la energía de la oscilación vertical de las olas a través de unas boyas eléctricas que se elevan y descienden sobre una estructura similar a un pistón, en la que se instala una bomba hidráulica. El agua entra y sale de la bomba con el movimiento e impulsa un generador que produce la electricidad. La corriente se transmite a tierra a través de un cable submarino. Las boyas se proyectan para profundidades de 30 m.

Pelamis

La central Pelamis, o serpiente de mar, aprovecha el movimiento de las olas para crear movimientos de torsión en las distintas secciones de la Pelamis, que bombean aceite hidráulico en las articulaciones. Este líquido hidráulico mueve un alternador que genera electricidad. Actualmente sus dimensiones son de 120 m de largo por 3,5 metros de ancho para generar una potencia de 750 kW. Las Pelamis deben situarse a profundidades de 50 m.

Potencial de la energía de las olas en Canarias

Actualmente no existe ninguna instalación de este tipo en Canarias, no obstante el potencial energético de las olas en las islas podría posibilitar la instalación de estas centrales en Canarias, integrando estas tecnologías de aprovechamiento en diques o muelles, sobre todo, en los de nueva construcción (ampliaciones). El archipiélago está situado en una zona de potencial medio de aproximadamente 25 kW/m, siendo la costa norte de las islas la de mayor potencial.

Coste de la energía del oleaje

El coste actual de estos sistema está en torno a 2.500 €/kW y 0,15 €/kWh. Para 2015 se espera que se reduzca a 1.300 €/kW y 0,05 €/Kwh. el coste de generación.

5.3.8. Energía solar térmica de baja temperatura

Descripción

El colector solar es el elemento encargado de captar la energía contenida en la radiación solar y transferirla al fluido a calentar. El tipo de colectores más extendido es el denominado colector solar plano. Los colectores solares de vacío tienen un grado de implantación menor.

El colector solar de placa plana básicamente consiste en una caja hermética aislada, cuya cubierta transparente, habitualmente de vidrio, favorece el principio llamado “efecto invernadero”, permitiendo el paso de los rayos luminosos solares hasta la placa absorbente. El calor pasa a unos tubos a modo de serpiente por cuyo interior circula un líquido.

El colector de tubos de vacío o colector concentrador se basa en el “principio de concentración.” Está formado por una superficie reflectante curva donde recibe la radiación. Debido a esta curvatura, los rayos son proyectados hacia la parte central del colector, donde se concentran y alcanza una temperatura elevada. El circuito de calentamiento consiste en unas cámaras de vidrio cilíndrico y rectilíneo, por cuyo interior pasa un fluido caloportador.

En general una instalación de baja temperatura está formada por los siguientes elementos:

- Subsistema de captación: formado por varios colectores solares conectados, que captan la energía solar
- Subsistema de acumulación: depósito de almacenamiento de agua caliente
- Subsistema de distribución: formado por el equipo de regulación, tuberías, bombas, elementos de seguridad, etc., que traslada a los puntos de consumo el agua caliente de consumo

Entre las principales aplicaciones de la energía solar térmica destacan:

- Agua caliente sanitaria, calefacción y precalentamiento de agua de proceso. Ésta es la aplicación más habitual y rentable, con las que se obtienen temperaturas próximas a las de uso durante todo el año.
- Calefacción: La manera óptima de utilizar calefacción solar es a través de suelo radiante, que está constituido por una red de tuberías uniformemente esparcida y enterrada bajo el pavimento. La temperatura del agua que fluye en su interior oscila entre los 35 o 45 °C.
- Refrigeración: Se consigue producción de frío mediante energía solar térmica, acoplando una máquina de absorción en la instalación.
- Climatización de piscinas: El agua de la piscina circula directamente por el interior de los captadores y es la misma bomba de la piscina la que la bombea.

Frío por absorción a partir de energía solar

Tal vez el más interesante sea el uso de la energía solar térmica para producir frío, acoplando una máquina de absorción al sistema. En este caso, las máximas necesidades de frío coinciden con la máxima disponibilidad de energía solar. Las máquinas de absorción son equipos habituales del mercado de refrigeración, que se basan en las reacciones físico-químicas entre un refrigerante y un absorbente. Son

accionadas por una energía térmica, que en la aplicación de la energía solar será agua caliente. Las máquinas de absorción más aplicadas en climatización son las de bromuro de litio (absorbente) y agua (refrigerante). Esta tecnología requiere que la instalación solar trabaje con un rendimiento aceptable a las temperaturas requeridas por la máquina de absorción, que oscilan entre 90 y 100° C, lo que requiere el empleo de colectores de vacío o colectores planos de alto rendimiento. Como todas las instalaciones solares, necesita un sistema auxiliar de apoyo.

Potencial de la energía solar térmica en Canarias

La situación geográfica del Archipiélago canario, así como su favorable climatología, permiten que la aplicación de la energía solar térmica sea superior al del resto de las comunidades autónomas, por lo que se han puesto en marcha estrategias que permitan el desarrollo del sector.

La aplicación solar térmica en las islas se centra en la producción de agua caliente sanitaria (ACS) en los sectores turístico y doméstico. El potencial teórico en Canarias, considerando que las necesidades de ACS de una persona se podrían cubrir con un metro cuadrado de colector solar, estaría en torno a los 2.000.000 m².

Costes de la energía solar térmica

Actualmente el coste del metro cuadrado de solar térmica ronda los 600 €. La equivalencia aceptada de metro cuadrado a kW es de 0,7 Kwh./m². Por lo tanto podemos decir que el coste es de aproximadamente 860 €/kW. El coste de generación en Canarias se situaría en 0,07 €/kWh.

Para 2015 se prevé una reducción de coste hasta 450 €/m², es decir aproximadamente 640 €/kW. La reducción de coste en generación situará el coste en 0,05 €/kWh.

5.3.9. Biocarburantes

Descripción

Se conoce como biocarburantes al conjunto de combustibles líquidos, provenientes de distintas transformaciones de la materia vegetal o animal, que pueden ser utilizados en vehículos, en sustitución de los derivados de combustibles fósiles convencionales. En la actualidad bajo este término se encuentran el bioetanol y el biodiesel.

Bioetanol

Alcohol producido por fermentación de productos azucarados (remolacha y la caña de azúcar). También puede obtenerse de los granos de cereales (trigo, cebada y el maíz). El bioetanol se utiliza en vehículos como sustitutivo de la gasolina, bien como único combustible o en mezclas. El empleo del etanol como único combustible debe realizarse en motores específicamente diseñados para el biocombustible. Sin

embargo, el uso de mezclas no requiere cambios significativos en los vehículos, si bien, en estos casos el alcohol debe ser deshidratado a fin de eliminar los efectos indeseables sobre la mezcla, producidos por el agua. A partir de un 15% suelen requerirse pequeñas modificaciones del motor.

Un biocarburante derivado del bioetanol es el ETBE (etil ter-butil éter) que se obtiene por síntesis del bioetanol con el isobutileno, subproducto de la destilación del petróleo. El ETBE posee las ventajas de ser menos volátil y más miscible con la gasolina que el propio etanol. La adición de ETBE o etanol sirve para aumentar el índice de octano de la gasolina, evitando la adición de sales de plomo. También se utilizan ambos productos como sustitutivos del MTBE (metil ter-butil éter) de origen fósil, que en la actualidad se está empleando como aditivo de la gasolina sin plomo.

Biodiesel

Constituye un grupo de biocarburantes que se obtienen a partir de aceites vegetales como soja, colza y girasol. Los biodiesel son metilesteres de aceites vegetales que poseen muchas características físicas y físico-químicas muy parecidas al gasóleo con el que pueden mezclarse en cualquier proporción y utilizarse en los vehículos diesel convencionales, sin necesidad de introducir modificaciones en el diseño básico del motor, incluso cuando sustituyen totalmente al diesel. A diferencia del bioetanol, las mezclas con biodiesel no modifican muy significativamente las propiedades físicas y fisicoquímicas del gasóleo.

Potencial y costes de los biocarburantes en Canarias

No se conocen estudios detallados de estimación de aprovechamiento de esta fuente en Canarias en la actualidad, debido a los altos costes de las instalaciones de pequeño tamaño, que serían las susceptibles de ser montadas en el Archipiélago.

5.3.10. Biogás

Descripción

El biogás es la mezcla de gases resultantes de la descomposición de materia orgánica, realizada por la acción bacteriana en condiciones anaerobias. Las bacterias consumen el carbono y el nitrógeno, dando como resultado una combinación de gases formado por un 70% de metano, un 20% de anhídrido carbónico y un poco de monóxido de carbono y anhídrido sulfuroso. Para la producción de biogás se utilizan residuos biodegradables ganaderos, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU), lodos de depuración de aguas residuales urbanas (EDAR), etc.

La generación eléctrica empleando biogás como combustible, se realiza empleando motores de combustión interna especialmente adaptados para quemar un gas de las especiales condiciones de éste, con un bajo poder calorífico y una composición química que se separa de la habitual en combustibles similares como el gas natural. La electricidad generada por éste es vendida a la red, mientras que el

calor del circuito de refrigeración del motor es empleado en el calentamiento de los digestores.

Potencial del biogás en Canarias

Actualmente en Canarias se obtiene biogás a partir de los residuos sólidos urbanos y a partir de tratamiento de lodos de depuración de aguas residuales urbanas.

En el primer caso, existen instalaciones que obtienen el biogás de forma natural. De las que actualmente se encuentran instaladas en Canarias se destacan las de Juan Grande en Gran Canaria y la de Zonzamas, en la isla de Lanzarote. Hay que citar también en Tenerife una instalación de este tipo en el vertedero de Arico.

También están en operación instalaciones que obtienen el biogás de forma artificial. Actualmente existen dos instalaciones, una terminada en Zonzamas, Lanzarote y otra en fase de ejecución en el Salto del Negro, Gran Canaria.

En el caso de obtención a partir de los lodos destacan las siguientes instalaciones:

- En la isla de Tenerife se encuentran las instalaciones de Santa Cruz y Adeje en el municipio de Arona.
- En la isla de Gran Canaria existe una instalación que no está todavía en funcionamiento, que es la de Barranco Seco.

Coste del biogás

En 2006 el coste ronda los 3.500 €/kW, y el coste de generación está en torno a 0,14 €/kWh. Se espera una reducción importante en los costes de estos sistemas hasta 2015, en el que llegará a 2.000 €/kW y el coste de generación se situará en torno a 0,09 €/Kwh.

5.3.11. Biomasa sólida

Descripción

Hasta el inicio de la revolución industrial, la biomasa había sido la principal fuente de energía. Con el uso masivo de combustibles fósiles, el aprovechamiento de la biomasa como combustible ha ido disminuyendo progresivamente. En la actualidad se emplea como principal fuente de energía primaria en muchos países en vías de desarrollo, lo que lleva en muchos casos a la deforestación, desertización o reducción de la biodiversidad. En los países más pobres, el consumo de biomasa se sitúa entre un 80 y un 90% del consumo energético, ya que se emplea sobretodo para uso doméstico.

Existen diversos métodos termoquímicos para la conversión de la biomasa en energía, empleando el calor como fuente de transformación, entre los que se pueden mencionar:

- La combustión, que puede servir para la calefacción doméstica y para la producción de calor industrial.
- La pirolisis, que es la combustión incompleta de la biomasa en ausencia de oxígeno. Se emplea para producir carbón vegetal. Aparte de éste, la pirolisis lleva a la liberación de un gas pobre, mezcla de monóxido y dióxido de carbono, de hidrógeno y de hidrocarburos ligeros. Este gas de débil poder calórico, puede servir para accionar motores diesel.

Potencial de la biomasa en Canarias

Actualmente no existe en Canarias ninguna instalación que emplee la energía proveniente de la biomasa. Con vistas a un futuro, tampoco es previsible que exista alguna instalación de este tipo, debido fundamentalmente a la relativamente escasa producción de estos residuos y costes de recogida y transporte que la utilización de esta energía conlleva.

5.3.12. Energía geotérmica

Descripción

Las plantas geotérmicas aprovechan el calor generado por la tierra. A varios kilómetros de profundidad, en tierras volcánicas, se encuentran cámaras magmáticas, con roca a varios cientos de grados centígrados. Además, en algunos lugares se dan otras condiciones especiales, como son capas rocosas porosas y capas rocosas impermeables que atrapan agua y vapor de agua a altas temperaturas y presión, que impiden que éstos salgan a la superficie. Si se combinan estas condiciones se produce un yacimiento geotérmico.

Según las características geológicas del yacimiento y la forma en que el calor se transfiere a la superficie, se pueden clasificar en:

- **Sistemas hidrotérmicos:** formados por una fuente de calor situada a una profundidad relativamente pequeña, que garantiza un elevado flujo térmico por un largo periodo de tiempo.
- **Sistemas geopresurizados:** son aquéllos en los que el fluido localizado en las rocas subterráneas soporta una gran presión, debido a las rocas que tiene por encima.
- **Sistemas de roca caliente:** están formados por bolsas de rocas impermeables a muy alta temperatura y, debido a ello, carecen de acuífero, por lo que es necesario aportar agua de forma artificial para poder extraer el calor, además de la necesidad de crear grandes superficies de transmisión de calor fracturando la roca.

La única forma de energía geotérmica que ha sido comercialmente desarrollada hasta la fecha, pertenece a la categoría de los sistemas hidrotérmicos.

En centrales geotérmicas, el vapor, el calor y el agua caliente de las reservas geotérmicas, proporcionan la fuerza que hace girar los generadores de turbina y produce electricidad. El agua geotérmica utilizada es posteriormente devuelta por inyección al pozo, para ser recalentada y así mantener la presión y sustentar la reserva. La energía de estos yacimientos también se puede emplear para calefacción urbana e industrial, como ocurre en Islandia y otros países, en los que existen redes centralizadas de calor, mediante conductos de hormigón en el subsuelo, aislados con lana de vidrio u otros materiales.

Potencial de la energía geotérmica en Canarias

Canarias cuenta con un cierto potencial en energía geotérmica, si bien su aprovechamiento en condiciones económicas y técnicas está pendiente de su cuantificación precisa.

5.4. Tecnologías de ahorro energético

Existen innumerables tecnologías y sistemas que contribuyen a reducir el consumo de energía. Sería imposible reproducir aquí una relación exhaustiva de estos procedimientos, por lo que únicamente se han escogido algunos de ellos, que son especialmente significativos en aplicaciones residenciales y locales en nuestra comunidad autónoma.

5.4.1. Sustitución de luminarias

La sustitución de luminarias poco eficientes por otras cuyas características mejoren el rendimiento de las instalaciones de alumbrado permite un ahorro notable en todos los sectores de actividad. Los criterios de confortabilidad y eficiencia a la hora de establecer las características de un proyecto de alumbrado deben procurar un equilibrio adecuado en función de las necesidades globales de los locales y el uso racional de los recursos disponibles al objeto de optimizar los resultados finales.

Entre las soluciones más utilizadas están:

- Lámparas de bajo consumo: Su ahorro es de un 80%, es decir, cada vatio de una luz fluorescente equivale a una lámpara incandescente de cinco vatios.
- La tecnología LED: Un diodo electroluminiscente (“Light Emitting Diode “- LED) consiste en un dispositivo electrónico que emite luz monocromática cuando pasa corriente eléctrica a través de él. Al agruparse suficientes LEDs en una matriz, éstos pueden emitir la cantidad de luz necesaria para reemplazar un halógeno en múltiples aplicaciones como la señalización y la iluminación ornamental, destacando entre todas su aplicación en semáforos de tráfico. Las lámparas de LED utilizan solo 10% de la energía consumida por las lámparas incandescentes y tienen una esperanza de vida 50 veces superior.

5.4.2. Instalación de sistemas de regulación y control

Existen varios equipos que se pueden instalar en alumbrado para conseguir un ahorro energético considerable, regulando y controlando la instalación de alumbrado según varias estrategias posibles.

- **Reguladores de flujo:** Estos reguladores se utilizan preferentemente en lámparas fluorescentes y de descarga. También se puede utilizar con lámparas incandescentes aunque el ahorro es poco significativo.
- **Programadores e interruptores:** Existen diferentes tipos. Los temporizadores desconectan la lámpara al cabo de un cierto tiempo. Los programadores electromecánicos, por su parte son controlados por motores eléctricos que actúan sobre diferentes contactos, mientras que los programadores o interruptores electrónicos digitales son centralitas programables que permiten controlar simultáneamente múltiples operaciones.
- **Detectores de presencia:** Conectan o desconectan el alumbrado de un local en respuesta a la presencia o ausencia de ocupantes en el mismo.

5.4.3. Sustitución de electrodomésticos

El consumo energético de los electrodomésticos supone una parte importante del consumo total y es el principal causante del crecimiento del consumo eléctrico que se ha producido en los últimos años en los hogares canarios. De hecho, se estima que los electrodomésticos son responsables de más de dos tercios del consumo de las viviendas en nuestra comunidad autónoma.

La compra de las máquinas y equipos deben ajustarse a las necesidades que éstos deben cubrir, de forma que se obtenga un nivel de funcionalidad y confortabilidad adecuado, sin consumir más de la energía necesaria. El etiquetado energético se constituye en una herramienta eficaz en el fomento del ahorro y la eficiencia energética en el sector doméstico, siempre que se suministre una adecuada información a los ciudadanos.

5.5. Almacenamiento de energía

El principal problema de un sistema energético estriba en la adaptación de la producción y el consumo de electricidad. La demanda de energía es fluctuante a lo largo del día. La mejor forma de adaptar esta demanda a la producción de energía, sería producir energía a un valor medio, entre el máximo y el mínimo, almacenar energía cuando la demanda es menor y recuperarla cuando es mayor.

El almacenamiento de energía permite optimizar el equipo generador disponible y aumentar la penetración de las energías renovables.

La energía eléctrica no puede ser almacenada directamente, por lo que se requieren otros vectores intermediarios para poder almacenarla. Entre las diferentes formas de almacenar energía se pueden distinguir métodos de almacenamiento como:

- Bombeo hidráulico
- Aire comprimido
- Volante de inercia
- Hidrógeno
- Baterías

5.5.1. Bombeo hidráulico

Esta tecnología utiliza la electricidad en los periodos de menor demanda, para bombear agua desde una reserva a cota más baja a otro almacenamiento de agua situado a mayor altura. Una vez el agua se encuentra a altura elevada, es posible generar electricidad a través de turbinas, tal y como se realiza en las centrales hidráulicas. El almacenamiento energético se realiza, por tanto, en forma de energía potencial gravitatoria de una masa de agua.

5.5.2. Aire comprimido

Los sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido emplean electricidad en las horas valle de demanda eléctrica para comprimir aire, que es almacenado posteriormente en alguna cavidad o recipiente. Generalmente, se emplean cavidades geológicas subterráneas, si bien en Canarias no se han realizado estudios geológicos en profundidad para determinar la existencia de cavidades con potencial de almacenamiento de gases a presión.

La energía se recupera cuando el aire comprimido se emplea en una turbina de gas, reemplazando el consumo del compresor. La elevada potencia de salida de estos sistemas, junto con su corto tiempo de arranque, ofrece una buena solución.

5.5.3. Baterías

Las baterías de plomo-ácido convencionales no son aplicables para almacenar energía a gran escala debido a su baja densidad, elevado coste, altas necesidades de mantenimiento y limitada durabilidad. Actualmente existe una gran actividad en investigación y desarrollo para eliminar estos inconvenientes. La nueva generación de baterías proporciona mejores prestaciones técnicas en comparación con las baterías tradicionales.

- Batería de Ni-Cd: reducido peso.

- Batería de Ag-Zn: elevada densidad de almacenamiento, pero vida corta (30 – 300 ciclos).
- Batería de Na-S: elevada densidad, vida útil muy larga, pero opera a 300° C y problemas de estanqueidad.
- Baterías de Li-Cl y Li-Te: similares a la anterior.
- Batería de Zn-Cl: descargan a potencia constante.

5.5.4. Hidrógeno

El almacenamiento energético en hidrógeno consiste en la producción de hidrógeno a partir de agua por el proceso de electrolisis durante los periodos de menor demanda de energía. La energía eléctrica se emplea para separar la molécula de agua en sus elementos fundamentales, hidrógeno y oxígeno. Esa energía eléctrica se almacena en forma de energía química contenida en el hidrógeno, que se constituye en vector energético o portador de energía para su utilización posterior en pilas de combustible.

Al igual que las baterías, las pilas de combustible pueden dar respuesta de forma instantánea a las fluctuaciones de las fuentes renovables de energía, así como a las variaciones de la demanda de electricidad. Uno de los mayores problemas de estos sistemas es su bajo rendimiento global, que se encuentra en alrededor de un 30%. A pesar de estos inconvenientes, el hidrógeno está siendo considerado a nivel mundial como medio de almacenamiento energético, debido a su extraordinaria flexibilidad. Además de ser utilizado en pilas de combustible, el hidrógeno almacenado también puede usarse como combustible en turbinas de gas, en ciclos combinados, o en motores de combustión interna.

En los últimos años ha tenido lugar un notable desarrollo en electrolizadores y pilas de combustible y algunas compañías han comenzado a comercializar estos dispositivos. En comparación con otros métodos de almacenamiento de energía, estos sistemas son muy caros hoy en día. Los costes de inversión se sitúan entre 2.000 y 9.000 €/kW, según la tecnología empleada.

5.5.5. Volante de inercia

Los volantes de inercia almacenan la energía cinética en volantes que pueden girar a distintas velocidades. El límite de energía que se puede almacenar depende de las características mecánicas del material empleado en el volante, además de las dimensiones del mismo. Suelen utilizarse para ayudar a la estabilización de redes eléctricas.

6. COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

6.1. Metodología

En el Capítulo 5 de este documento, se han diseñado unos escenarios de previsión de la demanda que hemos denominado como tendenciales y que resultan de la mera transposición en el tiempo, utilizando una serie de modelos econométricos sencillos, de la evolución futura de la demanda en relación con una serie de factores explicativos que, a su vez, permiten proyectar hacia el horizonte de planificación, con una suficiente dosis de certeza, el comportamiento de dicha demanda.

Sin embargo, la palabra tendencial refleja el hecho de que la citada evolución de la demanda se ha considerado en un sistema carente de intervención especial de actuación en estos temas por parte de las autoridades públicas, más allá de lo que pueda venir ya establecido por la legislación comunitaria, española o canaria en materia de eficiencia energética o de tipo medioambiental. Ello no impide que, simultáneamente, y como complemento de estas actividades legislativas ya en marcha, determinados factores como la propia evolución tecnológica o los cambios evolutivos de hábitos sociales se vean incorporados en la misma. Ejemplos de ello pueden ser los acuerdos voluntarios de eficiencia en el consumo por parte de los fabricantes de automóviles, la mayor sensibilización hacia el uso racional de agua o una mayor conciencia de los ciudadanos en la compra de electrodomésticos energéticamente más eficientes.

Por tanto sobre estos escenarios tendenciales, la primera forma de cobertura de la demanda y también la más respetuosa con el medio ambiente e incluso la más eficiente en términos de coste económico, es la puesta en vigor de las medidas de uso racional de la energía (URE) y que se traducen en los ahorros de consumo de energía primaria y final que se detallan más tarde en el apartado correspondiente.

Ello nos lleva a que, sustrayendo de la demanda tendencial el efecto de estas medidas de URE, se llegue a la demanda objetivo de energía final, que es la que deberemos satisfacer y para la que será preciso diseñar las infraestructuras de generación, transporte, almacenamiento y distribución adecuadas.

Sobre esta base, la cobertura de la demanda objetivo de energía final, singularmente en lo que se refiere a la generación de electricidad, debe responder a una serie de criterios prefijados que combinen la seguridad y la calidad del suministro como objetivo principal y verse complementado por los aspectos de protección del medio ambiente en forma de minimización de impactos medioambientales y, por último, conseguir el “mix” de generación a nivel insular más eficiente en términos económicos dependiendo de la disponibilidad en cada momento de los parques de centrales de generación y líneas de transporte existentes en cada momento temporal de diseño del PECAN.

Ello nos lleva a otro elemento diferenciado cual es la necesidad no ya sólo de planificar la demanda de energía sino la de las infraestructuras necesarias para el suministro de la misma. Estas infraestructuras son, para el caso de los productos petrolíferos, la capacidad de la refinería más las capacidades de almacenamiento de productos individuales en cada isla de acuerdo con la demanda objetivo esperada (de manera que se cuente con capacidad física para un mínimo de 15 días del consumo en cada una de ellas).

Para el caso del sector de la electricidad la cobertura de la demanda, tanto en lo referido a capacidad de generación como de infraestructuras de transporte no puede hacerse sobre la base de la cifra anual de consumo de energía eléctrica, sino desde la necesidad de satisfacer las distintas demandas “instantáneas” que pueden presentarse a cualquier día y hora del año. Es por ello que los valores de cálculo adoptados a efectos de dimensionamiento son los que se presentan en las situaciones “puntas de demanda” por ser las condiciones más desfavorables a las que debe responder el sistema eléctrico.

En cuanto a la generación, se ha optado por utilizar la previsión tendencial de la evolución de las puntas de demanda a nivel insular desarrollada en el Capítulo 4. Esta opción es una apuesta claramente prudente, ya que presupone que el efecto de las medidas de URE no va tener ninguna repercusión sobre la distribución horaria de la misma. Sin embargo se ha optado por esta alternativa de prudencia para compensar posibles retrasos inesperados en la construcción de centrales o líneas que pudieran poner en peligro el primer criterio de la cobertura de la demanda que es garantizar el suministro en condiciones de calidad adecuadas durante el horizonte de planificación del PECAN.

En cuanto a las líneas de transporte, sobre las bases del parque generador actual y el previsto en el futuro y de las previsiones de crecimiento de la demanda eléctrica en las distintas zonas de las islas, se han evaluado 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”. Estas nuevas infraestructuras se detallarán al final de este Capítulo.

6.2. Demanda de energía final

Las cifras correspondientes a la demanda tendencial ya fueron explicitadas en el Capítulo 4 de este documento y por tanto no van a ser repetidas aquí, aunque las mismas serán la base para los cuadros resumen que se incorporarán en los diversos puntos de este apartado.

6.2.1. Aportación del uso racional de la energía

Durante la elaboración de este PECAN se han tomado en consideración dos elementos claves para diseñar unas líneas maestras de actuación en materia de URE. Estos elementos han sido de una parte el Libro Verde de la Comisión Europea de junio del 2005 sobre uso racional de la energía y la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España 2004-2012 y su reciente Plan de Acción 2005-2007, publicado en julio del año 2005.

Tabla 6. 1 Aportación del URE en términos de energía final

Año	AHORRO ELECTRICO (GWh)	AHORRO EN COMBUSTIBLES (Tep)	AHORRO TOTAL (Tep)
2005	0,0	0	0
2006	70,9	29.399	35.495
2007	155,7	76.631	90.018
2008	257,1	126.381	148.487
2009	378,3	193.595	226.131
2010	523,4	278.535	323.545
2011	696,8	333.261	393.190
2012	904,3	407.582	485.354
2013	1152,5	479.176	578.289
2014	1449,3	501.280	625.917
2015	1804,2	524.934	680.099

Ello ha llevado a que, para Canarias, se hayan definido un conjunto de medidas tanto de tipo horizontal como sectorial que persiguen conseguir para los años de referencia 2010 y 2015, los siguientes objetivos de reducción:

- 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 2010 y del 14% en el año 2015 con respecto a la demanda tendencial de electricidad final.

Sobre la base de estos parámetros se llega a los datos de demanda objetivo de energía final que se detallan en las tablas siguientes:

Tabla 6. 2 Demanda de energía final (Tep)

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	3.906.040
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	910.918	88.663	28.000	11.019	4.081.930
2015	3.042.170	919.505	94.428	32.200	11.700	4.100.003

Tabla 6. 3 Demanda final de energía eléctrica tras la aportación de URE (GWh)

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

Por todo ello, es un objetivo del PECAN, que se plasmará posteriormente en el conjunto de medidas previstas en el Capítulo 7, desarrollar de manera inmediata un Plan Específico de uso racional de la energía para el período 2006-2015, que permita concretar las medidas para alcanzar los ambiciosos objetivos que se han apuntado anteriormente.

6.2.2. Aportación de las energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica

La aportación de las diversas energías renovables, muy singularmente la energía eólica, a la cobertura de la demanda eléctrica se ha desarrollado sobre la base de los siguientes criterios:

- La aportación de las energías renovables, a nivel de cada isla o sistema insular, no podrá superar en ningún momento el 40% de la demanda “instantánea” de energía expresada en términos medios horarios.
- La aportación de las energías renovables se encontrará restringida por la capacidad de respuesta que dispongan en cada momento los grupos

convencionales que se encuentren en funcionamiento, de manera que una caída inesperada de la inyección procedente de fuentes renovables pueda ser asumida por los grupos en funcionamiento sin provocar pérdidas de mercado. Dicha capacidad de respuesta será función, entre otras, de las características de las unidades convencionales en funcionamiento.

A continuación se detalla la aportación mencionada para cada una de las energías renovables en el horizonte de esta planificación:

Energía eólica

Tabla 6. 4 Potencia eólica instalada en Canarias (MW)

Año	GRAN CANARIA	LANZAROTE-FUERTEVENTURA	TENERIFE	EL HIERRO	LA GOMERA	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	75,65	18,02	36,69	0,10	0,36	5,58	136,39
2006	75,65	18,02	36,69	0,10	0,36	5,58	136,39
2007	75,65	18,02	36,69	0,10	0,36	5,58	136,39
2008	130,00	44,60	124,30	0,10	2,20	7,80	309,00
2009	231,77	79,52	214,61	0,10	3,61	14,91	544,51
2010	251,44	86,26	232,83	0,10	4,06	16,09	590,79
2011	272,00	99,00	253,00	10,00	5,00	17,00	656,00
2012	272,00	99,00	253,00	10,00	5,00	17,00	656,00
2013	314,86	114,60	305,84	12,00	5,68	21,23	774,20
2014	388,36	149,36	379,36	12,00	7,38	27,66	964,12
2015	411,00	162,00	402,00	14,00	8,00	28,00	1.025,00

Gráfico 6. 1 Potencia eólica instalada en Canarias I

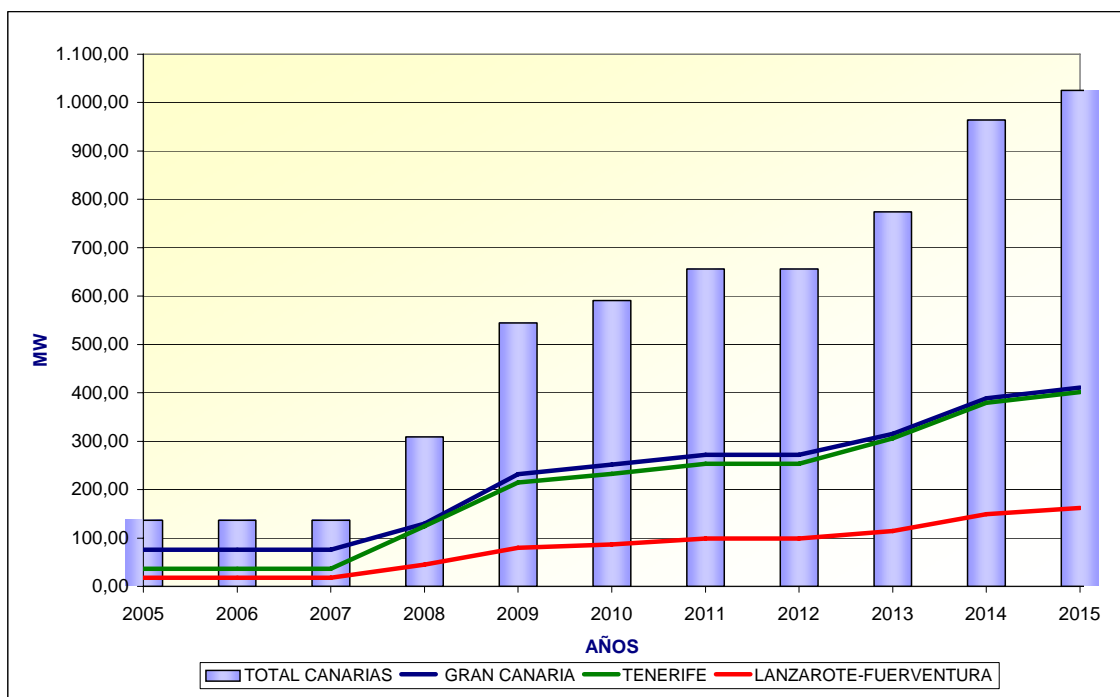


Gráfico 6. 2 Potencia eólica instalada en Canarias II

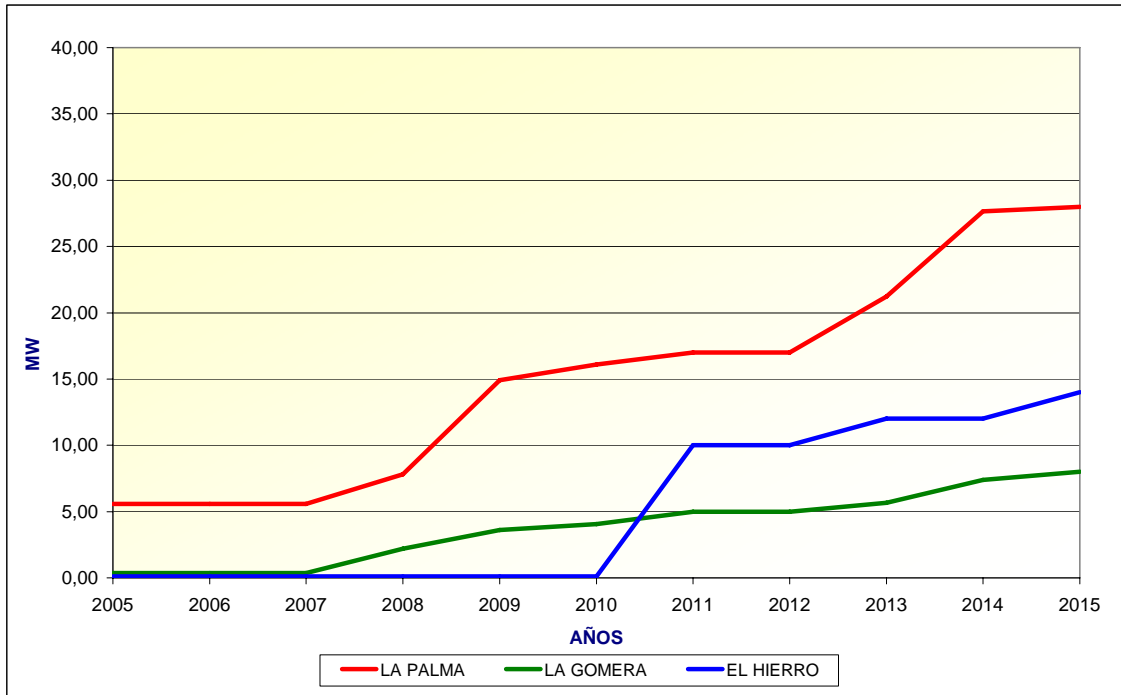


Tabla 6. 5 Producción de energía eléctrica de origen eólico en Canarias (MWh)

Año	GRAN CANARIA	LANZAROTE-FUERTEVENTURA	TENERIFE	EL HIERRO	LA GOMERA	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	225.129	32.153	65.757	452	512	13.005	337.008
2006	225.129	32.153	65.757	452	512	13.005	337.008
2007	225.129	32.153	65.757	452	512	13.005	337.008
2008	347.300	83.503	222.927	452	3.560	18.724	676.466
2009	619.184	148.872	397.446	452	6.347	33.382	1.205.682
2010	671.744	161.510	431.183	452	6.886	36.215	1.307.990
2011	880.645	253.927	674.016	31.985	11.701	45.556	1.897.830
2012	880.645	253.927	674.016	31.985	11.701	45.556	1.897.830
2013	1.019.414	293.939	790.466	33.690	13.545	52.735	2.203.788
2014	1.080.927	383.096	898.522	33.690	17.653	68.730	2.482.618
2015	1.224.710	402.784	1.057.048	35.395	17.688	70.982	2.808.608

Gráfico 6.3 Producción de energía eléctrica de origen eólico en Canarias I

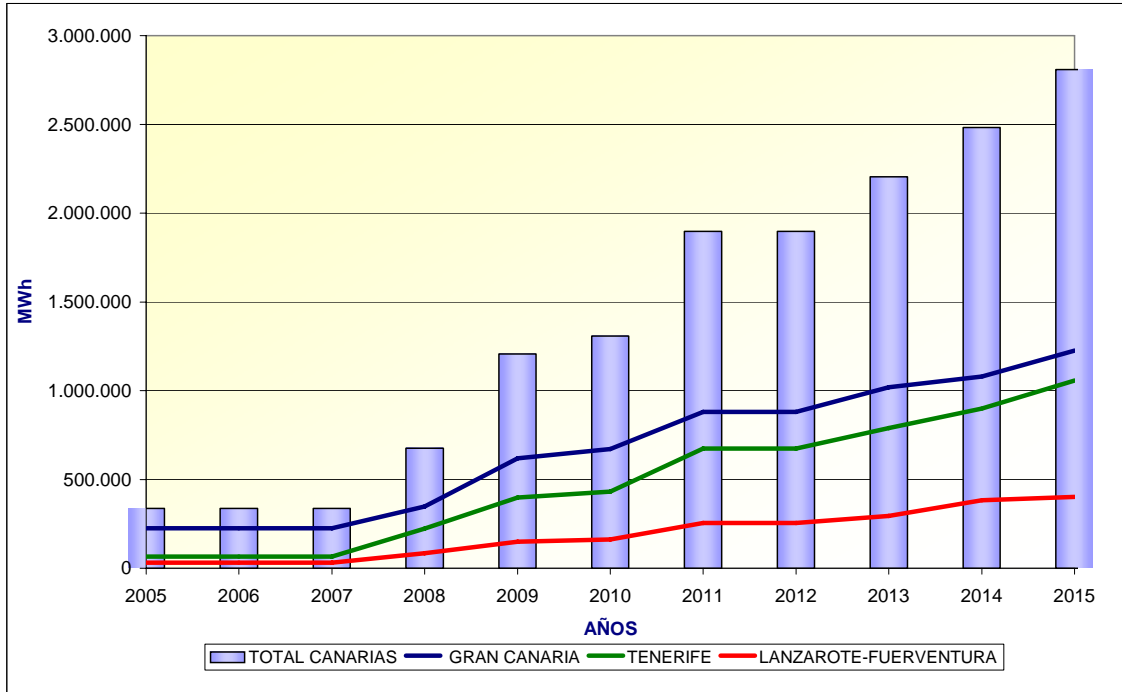
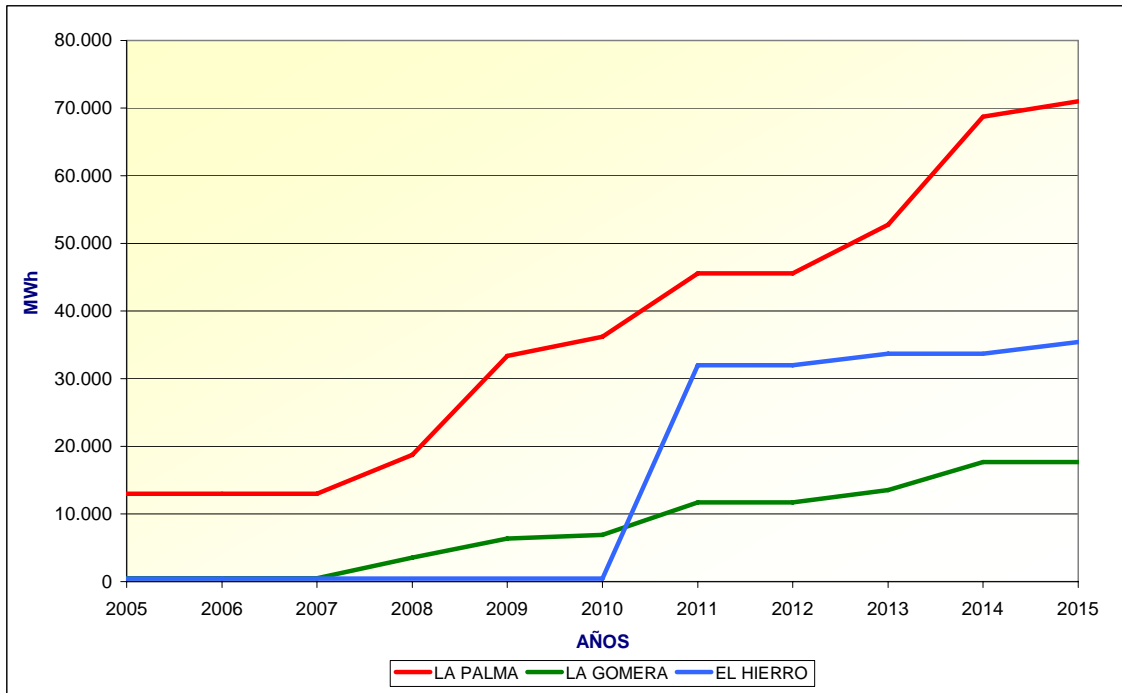


Gráfico 6.4 Producción de energía eléctrica de origen eólico en Canarias II



Energía eléctrica de origen fotovoltaico

Tabla 6. 6 Potencia fotovoltaica instalada en Canarias (MW)

Año	GRAN CANARIA	LANZAROTE-FUERTEVENTURA	TENERIFE	EL HIERRO	LA GOMERA	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	0,493	0,226	0,373	0,020	0,020	0,065	1,20
2006	1,420	2,440	15,835	0,142	0,517	0,550	20,90
2007	6,347	8,654	23,297	0,264	1,014	1,035	40,61
2008	20,000	25,000	30,000	0,500	2,000	2,000	79,50
2009	23,333	28,333	35,000	0,500	2,667	2,667	92,50
2010	26,667	31,667	40,000	0,500	3,333	3,333	105,50
2011	30,000	35,000	45,000	0,500	4,000	4,000	118,50
2012	34,000	37,500	48,000	0,500	4,250	4,250	128,50
2013	38,000	40,000	51,000	0,500	4,500	4,500	138,50
2014	42,000	42,500	54,000	0,500	4,750	4,750	148,50
2015	46,000	45,000	57,000	2,000	5,000	5,000	160,00

Gráfico 6. 5 Potencia fotovoltaica instalada en Canarias I

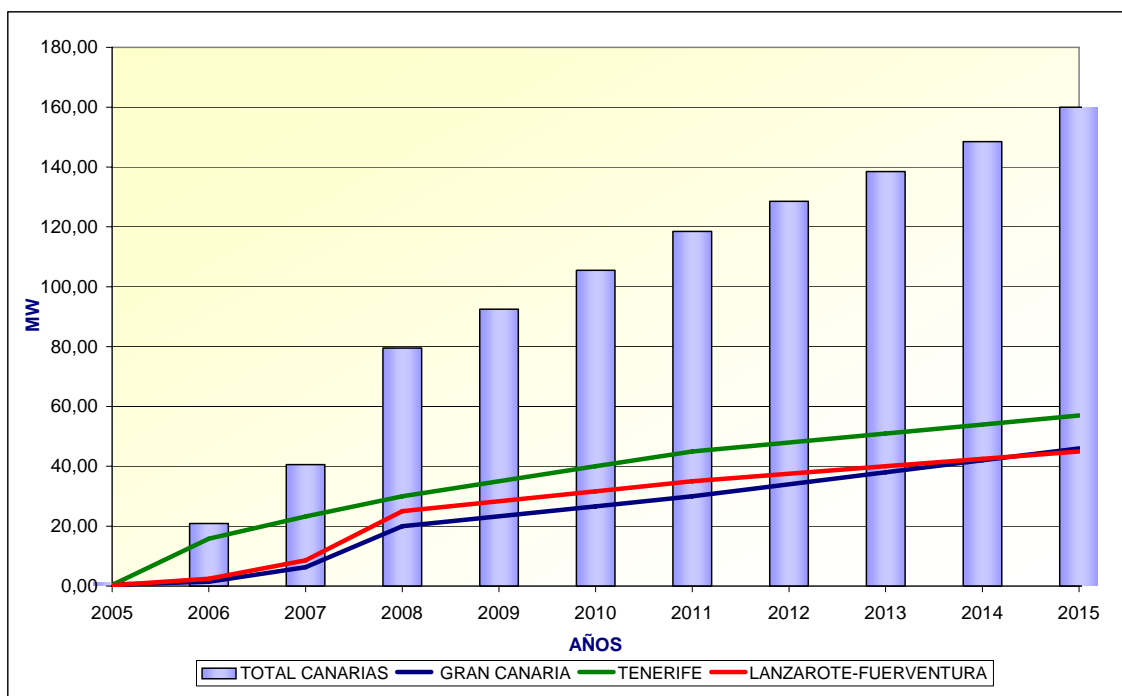
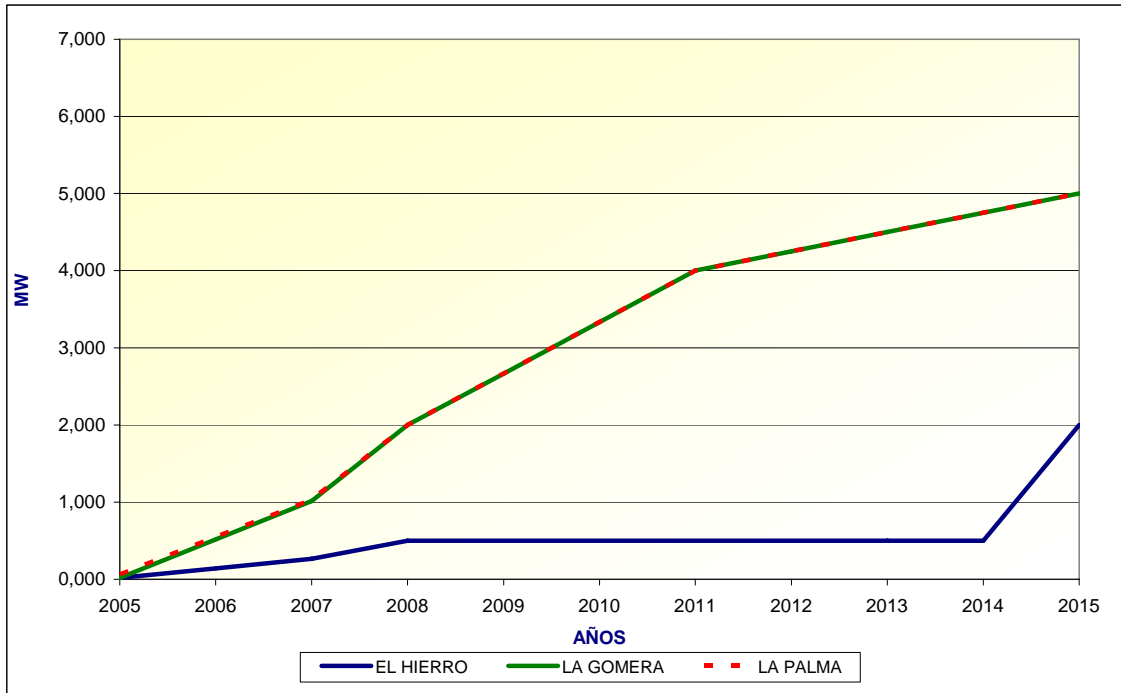


Gráfico 6. 6 Potencia fotovoltaica instalada en Canarias II



Energía eléctrica de origen minihidráulico

Tabla 6. 7 Potencia minihidráulica instalada en Canarias (MW)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	0,00	0,46	0,80	1,26
2006	0,00	1,20	5,40	6,60
2007	0,00	1,20	5,40	6,60
2008	0,00	1,20	5,40	6,60
2009	0,00	1,20	5,40	6,60
2010	0,00	4,20	6,40	10,60
2011	1,00	4,20	6,40	11,60
2012	1,00	4,20	6,40	11,60
2013	1,00	5,20	6,40	12,60
2014	1,00	5,20	6,40	12,60
2015	1,00	6,20	6,40	13,60

Gráfico 6. 7 Potencia minihidráulica instalada en Canarias

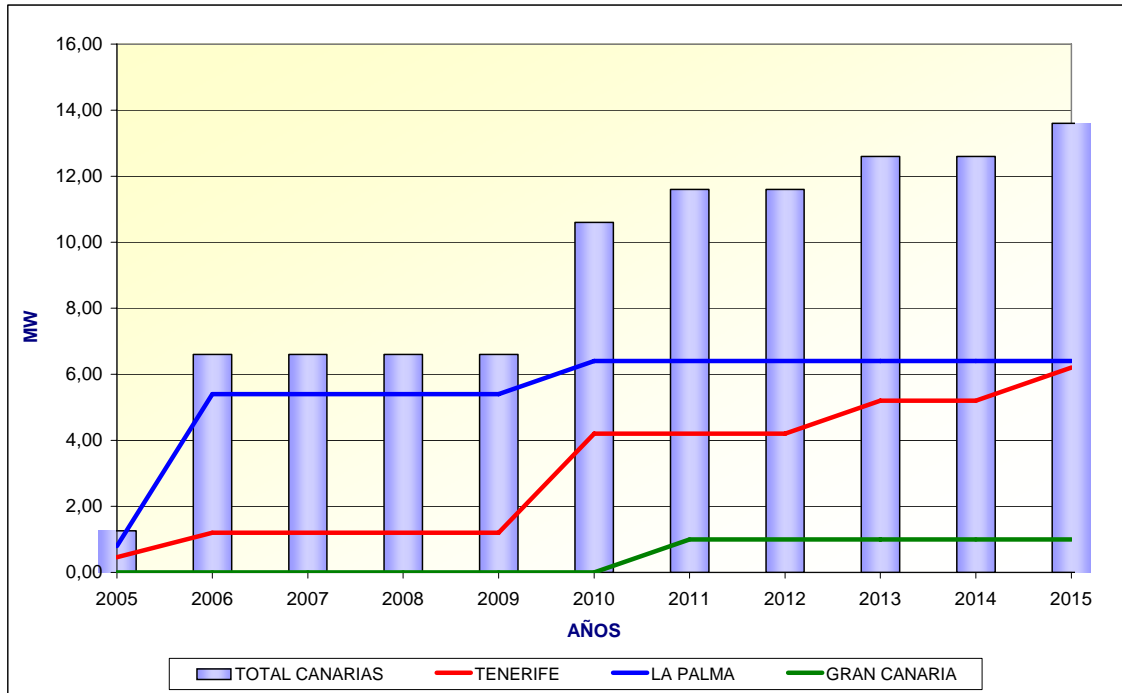
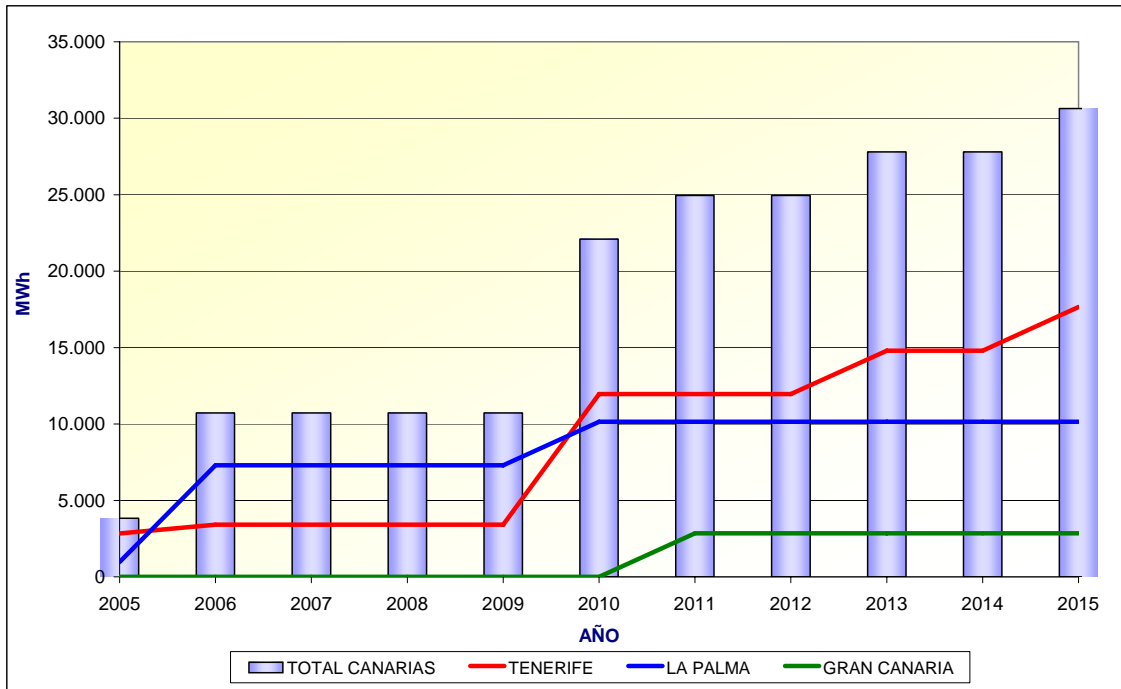


Tabla 6. 8 Producción de energía eléctrica de origen minihidráulico en Canarias (MWh)

Año	GRAN CANARIA	TENERIFE	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	0	2.846	984	3.830
2006	0	3.416	7.303	10.719
2007	0	3.416	7.303	10.719
2008	0	3.416	7.303	10.719
2009	0	3.416	7.303	10.719
2010	0	11.957	10.146	22.103
2011	2.847	11.957	10.146	24.950
2012	2.847	11.957	10.146	24.950
2013	2.847	14.804	10.146	27.797
2014	2.847	14.804	10.146	27.797
2015	2.847	17.651	10.146	30.644

Gráfico 6. 8 Producción de energía eléctrica de origen minihidráulico en Canarias



Energía eléctrica procedente de otras fuentes renovables

En este campo se han considerado tres tipos de energías como son la procedente del biogás producido tanto en vertederos como en las depuradoras de aguas residuales por medio de lodos, la procedente de la fuerza de las olas y finalmente la obtenida en centrales termosolares que utilizan paneles de concentración.

Tabla 6. 9 Potencia instalada procedente de otras fuentes renovables en Canarias (MW)

Año	GRAN CANARIA	LANZAROTE-FUERTEVENTURA	TENERIFE	EL HIERRO	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5
2006	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5
2007	2,0	3,0	3,5	0,0	0,0	8,5
2008	5,0	4,0	8,0	0,0	0,0	17,0
2009	6,0	4,0	9,0	0,0	0,0	19,0
2010	6,0	6,0	9,0	0,0	0,0	21,0
2011	13,0	16,0	16,0	0,0	1,0	46,0
2012	13,0	16,0	16,0	0,0	1,0	46,0
2013	14,0	19,0	16,0	0,0	1,0	50,0
2014	21,0	19,0	25,0	0,0	1,0	66,0
2015	40,0	23,0	43,0	0,5	3,0	109,5

Gráfico 6. 9 Potencia instalada procedente de otras fuentes renovables en Canarias

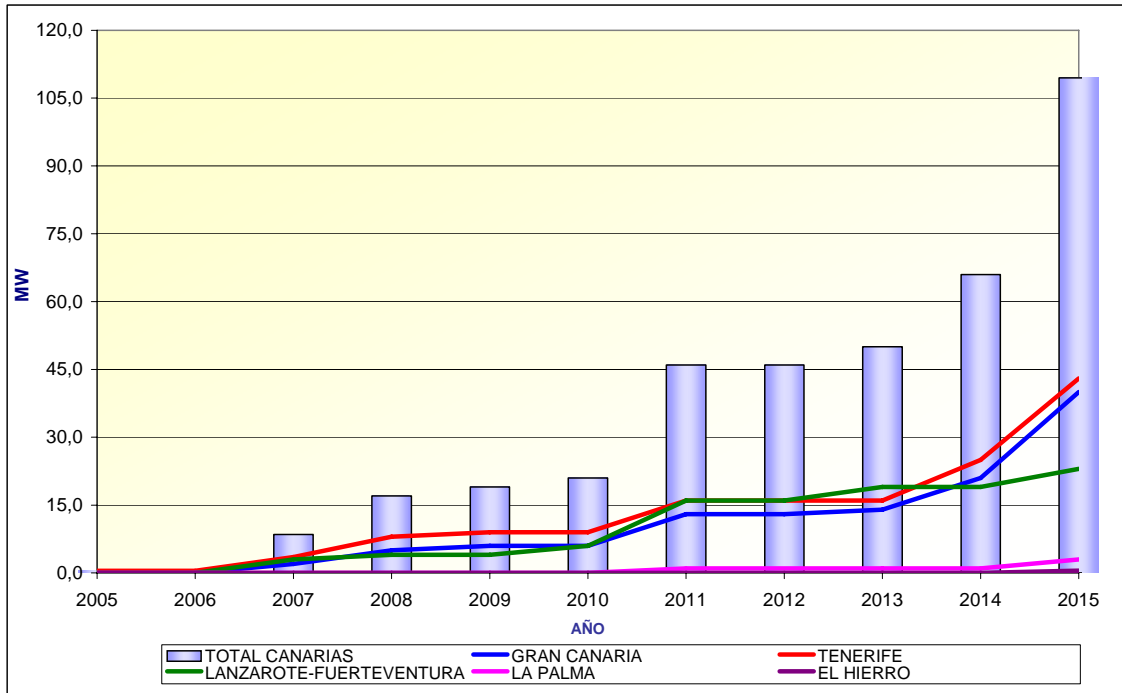


Tabla 6. 10 Energía eléctrica procedente de otras fuentes renovables en Canarias (MWh)

Año	GRAN CANARIA	LANZAROTE-FUERTEVENTURA	TENERIFE	EL HIERRO	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	0	0	300	0	0	300
2006	0	0	300	0	0	300
2007	200	12.000	14.000	0	0	26.200
2008	20.000	16.000	32.000	0	0	68.000
2009	24.000	16.000	36.000	0	0	76.000
2010	24.000	24.000	36.000	0	0	84.000
2011	44.590	44.400	56.590	0	4.000	149.580
2012	44.590	44.400	56.590	0	4.000	149.580
2013	48.590	51.954	56.590	0	4.000	161.134
2014	66.216	51.954	82.216	0	4.000	204.386
2015	110.760	62.026	122.760	1.259	9.036	305.841

Gráfico 6. 10 Energía eléctrica procedente de otras renovables en Canarias

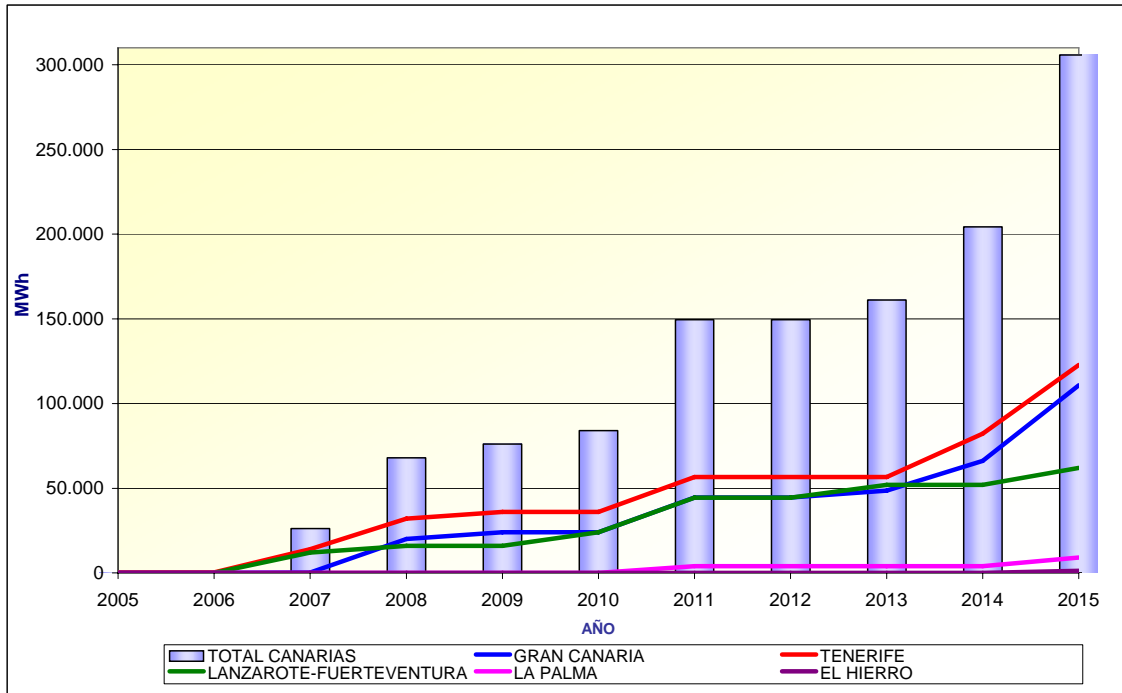


Gráfico 6. 11 Potencia en instalaciones que aprovechan biogás en Canarias

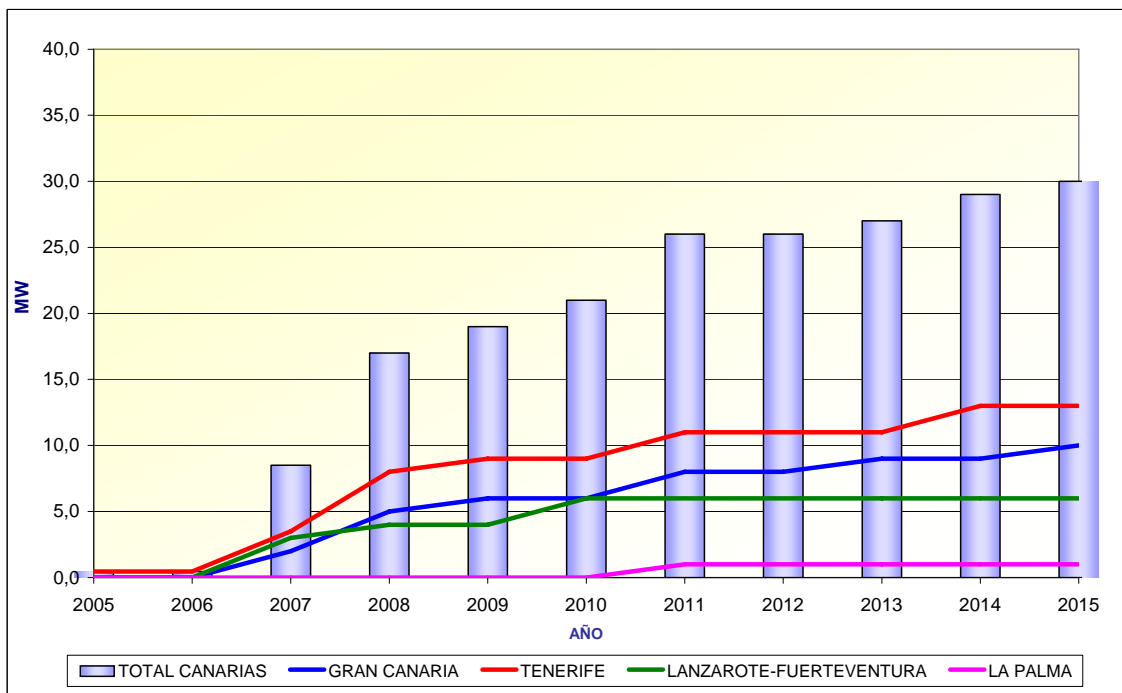


Gráfico 6. 12 Potencia en instalaciones que aprovechan la energía de las olas en Canarias

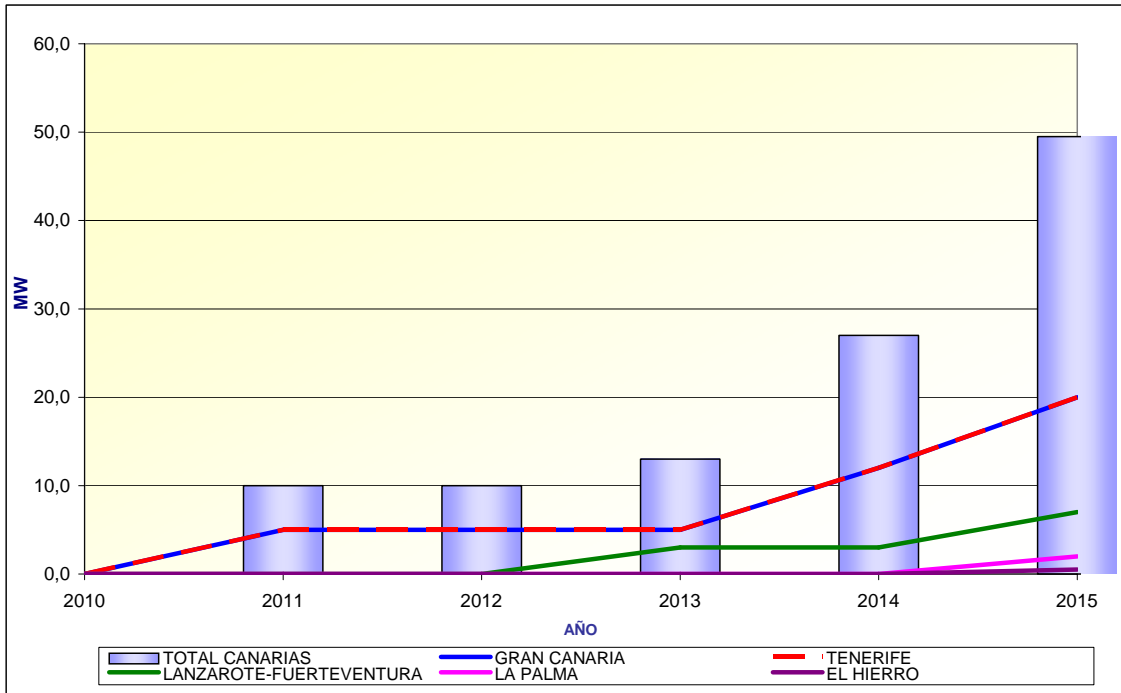
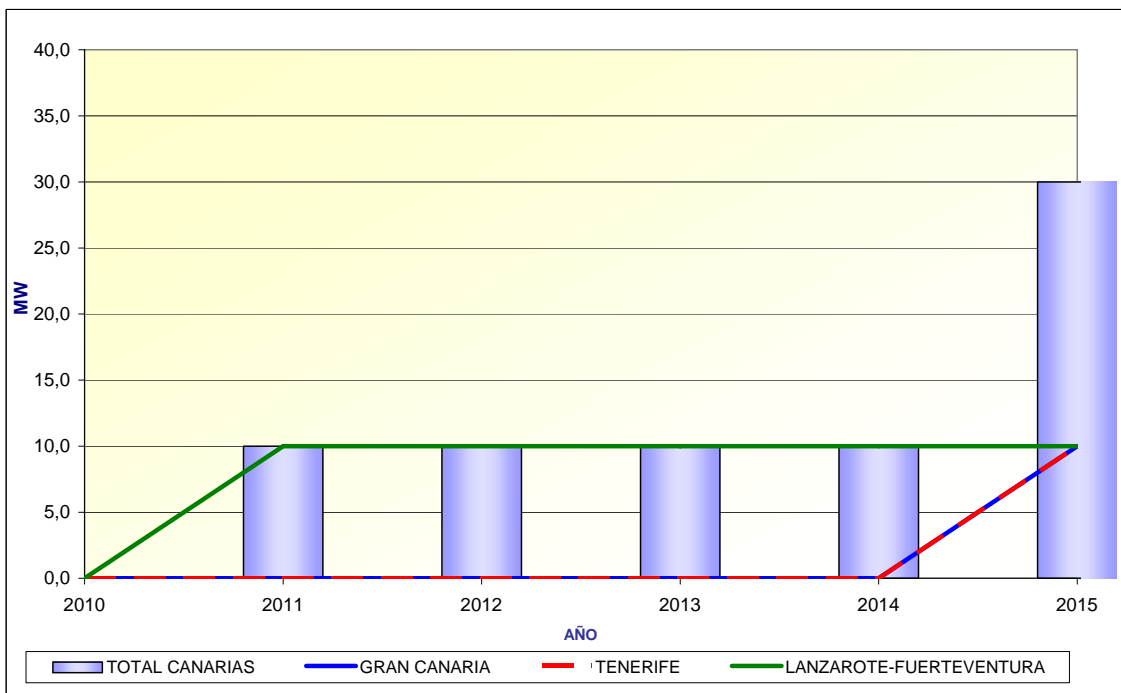


Gráfico 6. 13 Potencia en instalaciones termosolares en Canarias

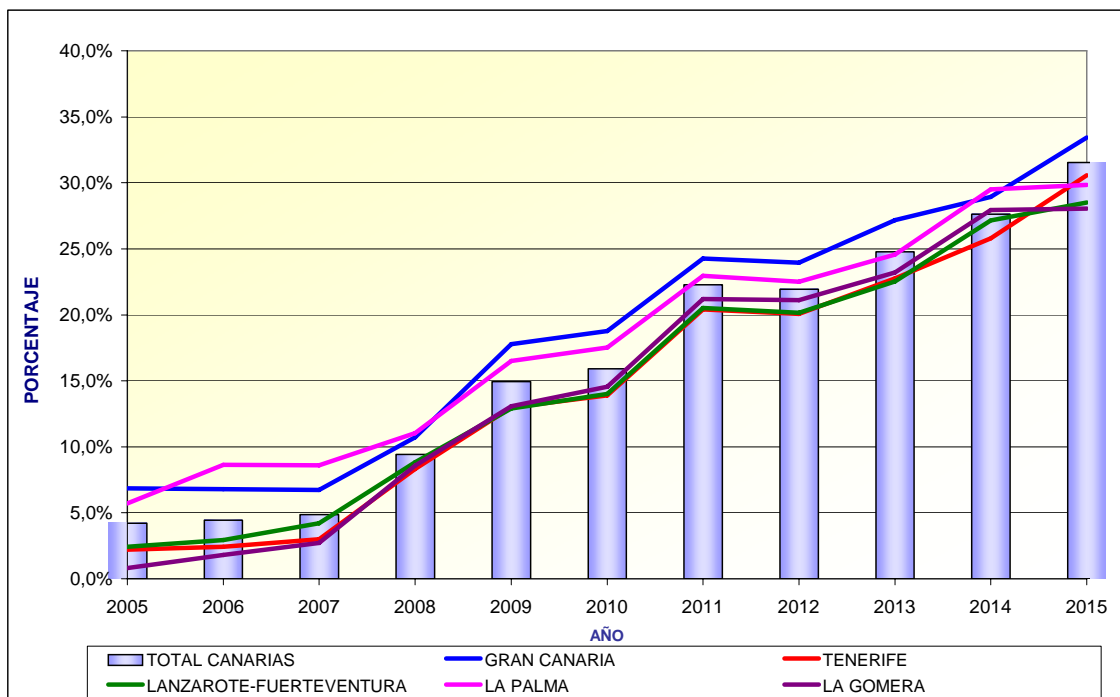


Como resumen de este apartado se adjuntan a continuación los datos del porcentaje de la producción de energía eléctrica de origen renovable respecto de la demanda eléctrica final para cada una de las islas del Archipiélago.

Tabla 6. 11 Porcentajes de la producción eléctrica de origen renovable respecto a la demanda eléctrica final

Año	GRAN CANARIA	LANZAROTE-FUERTEVENTURA	TENERIFE	EL HIERRO	LA GOMERA	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	6,9%	2,4%	2,2%	1,5%	0,8%	5,7%	4,2%
2006	6,8%	2,9%	2,4%	1,9%	1,8%	8,6%	4,4%
2007	6,7%	4,2%	3,0%	2,3%	2,7%	8,6%	4,9%
2008	10,7%	8,8%	8,3%	3,1%	8,6%	11,1%	9,4%
2009	17,8%	12,9%	13,0%	2,9%	13,1%	16,5%	14,9%
2010	18,8%	14,0%	13,9%	2,8%	14,6%	17,5%	15,9%
2011	24,3%	20,5%	20,4%	77,3%	21,2%	23,0%	22,3%
2012	23,9%	20,2%	20,1%	76,0%	21,1%	22,5%	21,9%
2013	27,2%	22,5%	22,8%	78,6%	23,2%	24,6%	24,8%
2014	28,9%	27,2%	25,8%	77,7%	27,9%	29,5%	27,6%
2015	33,4%	28,5%	30,6%	83,4%	28,0%	29,8%	31,5%

Gráfico 6. 14 Porcentajes de la producción eléctrica de origen renovable respecto a la demanda eléctrica final



Hay que reseñar que en la gráfica anterior no se incluye la isla del Hierro para no desvirtuar la escala de la misma al ser el porcentaje de integración de energías renovables en la isla bastante alto debido a la entrada en el 2011 del proyecto hidroeléctrico.

6.2.3. Aportación de la cogeneración

Las instalaciones de cogeneración tendrán una aportación tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6. 12 Potencia en instalaciones que utilizan cogeneración en Canarias

Año	POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA (MW)	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NETA (MWH)
2005	70,8	268.202
2006	70,8	268.202
2007	70,8	339.862
2008	70,8	339.862
2009	70,8	339.862
2010	70,8	339.862
2011	71,3	341.862
2012	72,3	345.862
2013	73,3	349.862
2014	77,3	365.862
2015	80,8	379.862

6.2.4. Balance eléctrico y aportación de la generación convencional

Una vez tomada en cuenta la aportación de las fuentes renovables y la cogeneración al balance eléctrico, el resto de la electricidad necesario de la demanda de energía eléctrica se cubrirá con generación convencional. A continuación se muestra cómo sería la aportación en el conjunto del Archipiélago de cada uno de los grupos en los diferentes ejercicios, tomando como referencia la electricidad neta, esto es, una vez descontadas las pérdidas y autoconsumos en generación.

Tabla 6. 13 Electricidad neta generada según origen (GWh)

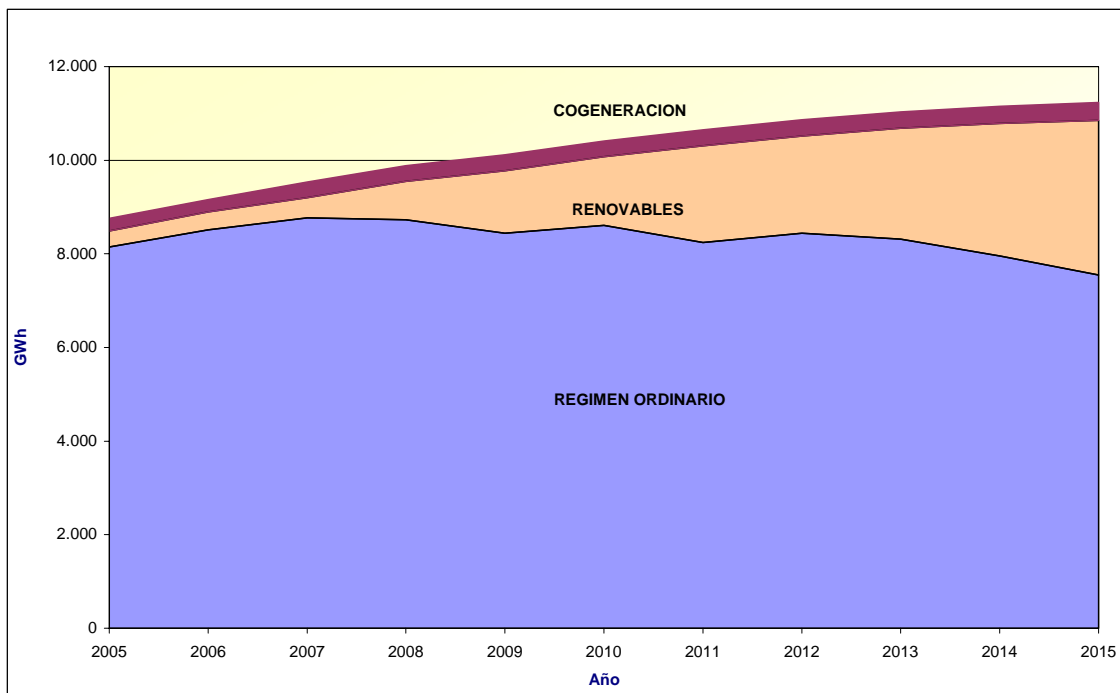
Año	RÉGIMEN ORDINARIO	RENOVABLES	COGENERACIÓN	TOTAL
2005	8.149	343	268	8.760
2006	8.517	377	268	9.163
2007	8.767	431	340	9.538
2008	8.681	867	340	9.888
2009	8.353	1.423	340	10.115
2010	8.513	1.563	340	10.415
2011	8.067	2.239	342	10.648
2012	8.265	2.254	346	10.865
2013	8.096	2.589	350	11.035
2014	7.862	2.926	366	11.154
2015	7.481	3.370	380	11.231

Tabla 6. 14 Participación de la electricidad neta generada según origen

Año	RÉGIMEN ORDINARIO	RENOVABLES	COGENERACIÓN	TOTAL
2005	93,0%	3,9%	3,1%	100,0%
2006	93,0%	4,1%	2,9%	100,0%
2007	91,9%	4,5%	3,6%	100,0%
2008	87,8%	8,8%	3,4%	100,0%
2009	82,6%	14,1%	3,4%	100,0%
2010	81,7%	15,0%	3,3%	100,0%
2011	75,8%	21,0%	3,2%	100,0%
2012	76,1%	20,7%	3,2%	100,0%
2013	73,4%	23,5%	3,2%	100,0%
2014	70,5%	26,2%	3,3%	100,0%
2015	66,6%	30,0%	3,4%	100,0%

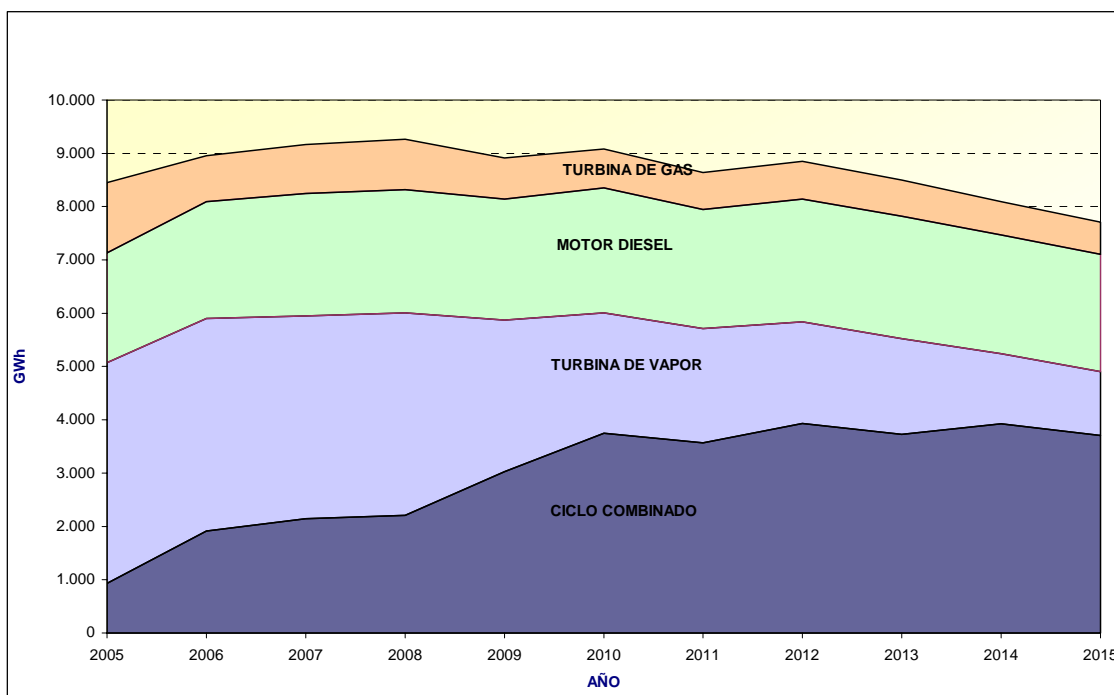
La participación de las energías renovables va creciendo progresivamente hasta alcanzar el 30% en 2015, mientras la cogeneración permanece prácticamente estancada en términos relativos.

Gráfico 6. 15 Electricidad neta generada según origen



En lo que respecta a las centrales convencionales la aportación de las distintas tecnologías que componen el “mix” de generación es la siguiente.

Gráfico 6. 16 Distribución por tecnologías de la energía bruta generada por el régimen ordinario



A este respecto, el rendimiento global en el conjunto de las centrales antes citadas experimentará una mejora significativa, en gran medida por la entrada en servicio de los grupos de ciclo combinado.

Tabla 6. 15 Rendimiento global del parque generador convencional

AÑO	RENDIMIENTO TERMICO (%)
2005	35,6%
2006	36,4%
2007	37,1%
2008	37,8%
2009	38,1%
2010	39,8%
2011	40,0%
2012	40,8%
2013	41,0%
2014	42,4%
2015	42,3%

6.2.5. Cobertura con combustibles y con energía solar térmica

Para los productos petrolíferos y el gas natural, la tabla siguiente refleja la demanda final objetivo al nivel del conjunto de Canarias para cada uno de los productos, descontado el efecto de las medidas de URE adoptadas y de sustitución directa por energías renovables (caso por ejemplo de la energía solar térmica). No se esperan cambios sustanciales en las especificaciones de los productos que no puedan ser abordados por la actual configuración de la Refinería de Santa Cruz de Tenerife, que se supone seguirá en funcionamiento durante la vigencia de este PECAN, o cubiertos alternativamente por importaciones complementarias de productos, ya sea terminados o en forma de productos intermedios de mezcla con productos de la propia refinería.

Tabla 6. 16 Demanda final de combustibles (Tep)

Año	GLP	GASOLINAS	GASÓLEOS	QUEROSEOS	FUELOIL	BIOCOMBUSTIBLES	TOTAL
2005	102.251	603.767	857.255	949.337	444.309	0	2.956.920
2006	103.641	601.519	892.453	963.638	452.863	0	3.014.114
2007	105.123	593.771	922.170	967.484	456.296	9.630	3.054.474
2008	106.688	595.988	944.298	970.368	454.616	23.056	3.095.015
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	3.072.615
2011	111.950	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	3.087.044
2013	115.847	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

Gráfico 6. 17 Distribución sectorial de la demanda final de combustibles (Tep)

Año	CONSUMO INTERIOR	TRANSPORTE AÉREO	NAVEGACION	TOTAL
2005	1.542.725	949.337	464.858	2.956.920
2006	1.566.168	963.638	484.309	3.014.114
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	3.112.884
2010	1.610.181	945.672	516.761	3.072.615
2011	1.614.360	948.476	520.101	3.082.936
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	3.064.671

La tabla siguiente refleja asimismo la demanda de productos petrolíferos y gas natural para generar la demanda de energía eléctrica una vez descontadas las medidas de URE y la aportación de las energías renovables. Esta es la energía que deberá ser cubierta, a nivel de cada isla o sistema insular, con las actuales centrales convencionales o las nuevas capacidades que se determinen como necesarias en este PECAN y que serán abordadas en el apartado correspondiente la cobertura de las puntas de la demanda.

Tabla 6. 17 Combustibles destinados a generación eléctrica (Tep)

Año	PETRÓLEO	GAS NATURAL	TOTAL COMBUSTIBLES
2005	2.182.540	0	2.182.540
2006	2.229.630	0	2.229.630
2007	2.287.525	0	2.287.525
2008	2.228.167	0	2.228.167
2009	2.102.646	28.479	2.131.125
2010	1.768.525	316.264	2.084.789
2011	1.152.846	826.369	1.979.215
2012	772.568	1.216.081	1.988.649
2013	682.458	1.244.525	1.926.983
2014	673.665	1.159.004	1.832.670
2015	673.847	1.087.730	1.761.577

Gráfico 6. 18 Combustibles destinados a la generación eléctrica

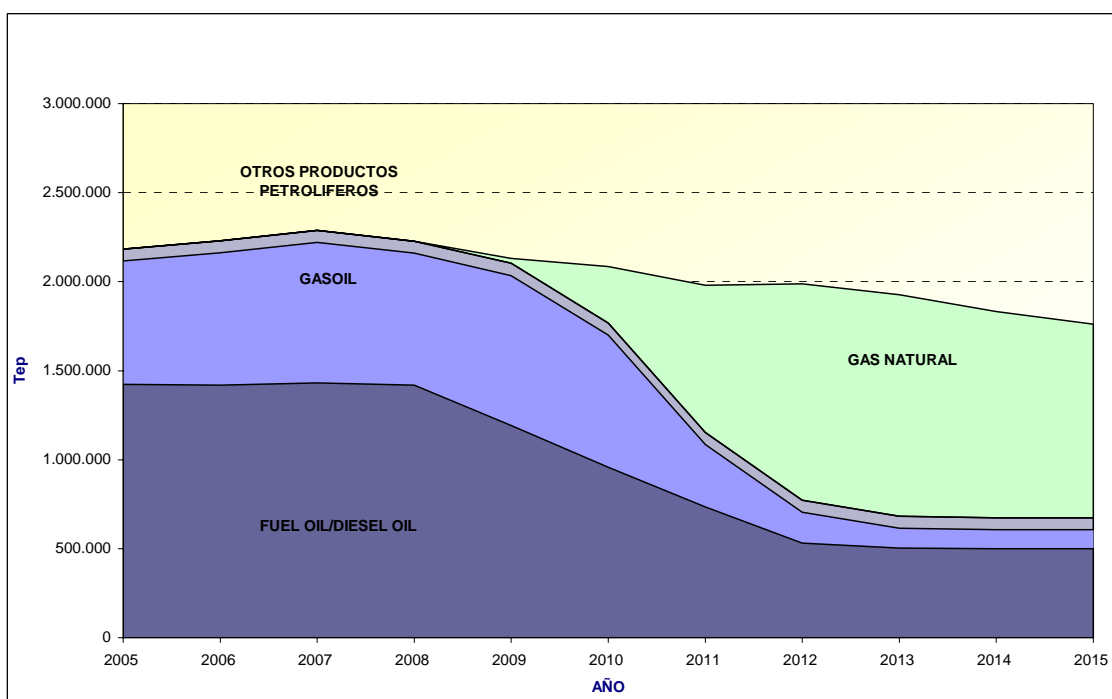


Tabla 6. 18 Combustibles por destinos (Tep)

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	3.014.114	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	3.112.884	2.010.988	120.136	192.659	5.436.668
2010	3.072.615	1.964.653	120.136	201.189	5.358.593
2011	3.082.936	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	3.064.671	1.630.395	131.182	223.443	5.049.690

En cuanto a la cobertura por medio de la energía solar térmica, a continuación se aportan los datos de instalación de paneles solares planos en el Archipiélago:

Tabla 6. 19 Paneles solares planos instalados en Canarias (m²)

Año	GRAN CANARIA	LANZAROTE-FUERTEVENTURA	TENERIFE	EL HIERRO	LA GOMERA	LA PALMA	TOTAL CANARIAS
2005	23.005	7.322	28.182	1.599	408	2.384	62.900
2006	24.834	7.904	30.422	1.726	441	2.573	67.900
2007	36.574	11.641	44.805	2.542	649	3.789	100.000
2008	49.375	15.715	60.486	3.431	877	5.116	135.000
2009	64.005	20.371	78.408	4.448	1.136	6.632	175.000
2010	76.805	24.446	94.090	5.337	1.364	7.958	210.000
2011	93.264	29.684	114.252	6.481	1.656	9.663	255.000
2012	107.893	34.340	132.174	7.498	1.916	11.179	295.000
2013	126.180	40.161	154.576	8.769	2.240	13.074	345.000
2014	146.296	46.563	179.219	10.166	2.597	15.158	400.000
2015	168.241	53.548	206.102	11.691	2.987	17.431	460.000

Gráfico 6. 19 Paneles solares planos instalados en Canarias I

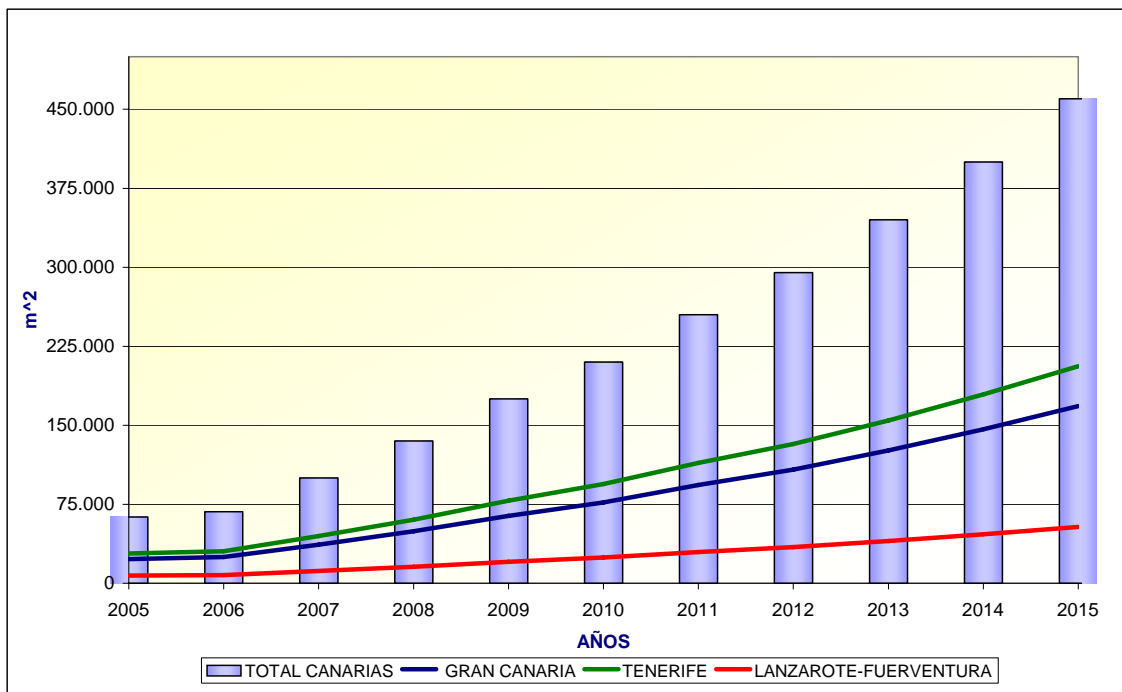
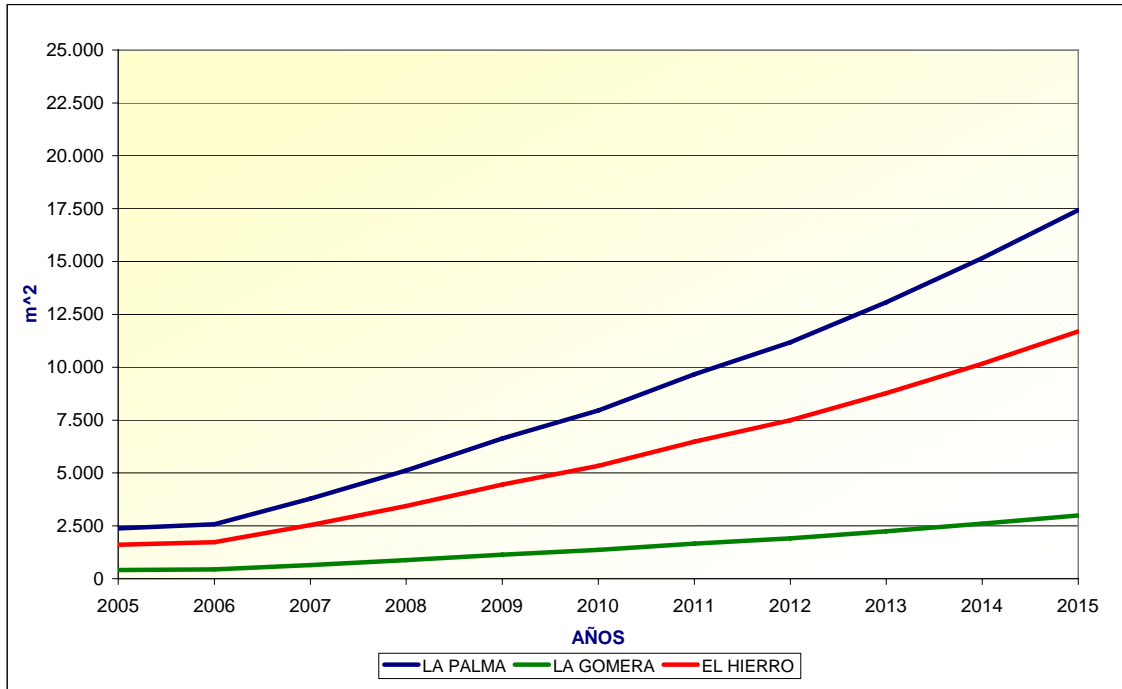


Gráfico 6. 20 Paneles solares planos instalados en Canarias II



6.3. Demanda de energía primaria

De los valores de energía final ya sea eléctrica o de productos petrolíferos, es posible pasar por tanto al cálculo de la energía primaria demandada en Canarias en el horizonte 2006-2015.

Esta conversión es relativamente sencilla para el caso de los productos petrolíferos pero, es algo más compleja para la generación de electricidad, ya que intervienen factores como la aportación año por año de energías renovables e incluso el "mix" de generación con gas natural y productos petrolíferos combinado con la utilización de las centrales y tecnologías donde los mismos se van a utilizar, ya que cada una presenta unos ratios de energía primaria/energía final diferentes, influyendo también, por último, el nivel de utilización de las diferentes centrales sobre sus cifras de diseño ya que el mismo incide fuertemente en los rendimientos esperados.

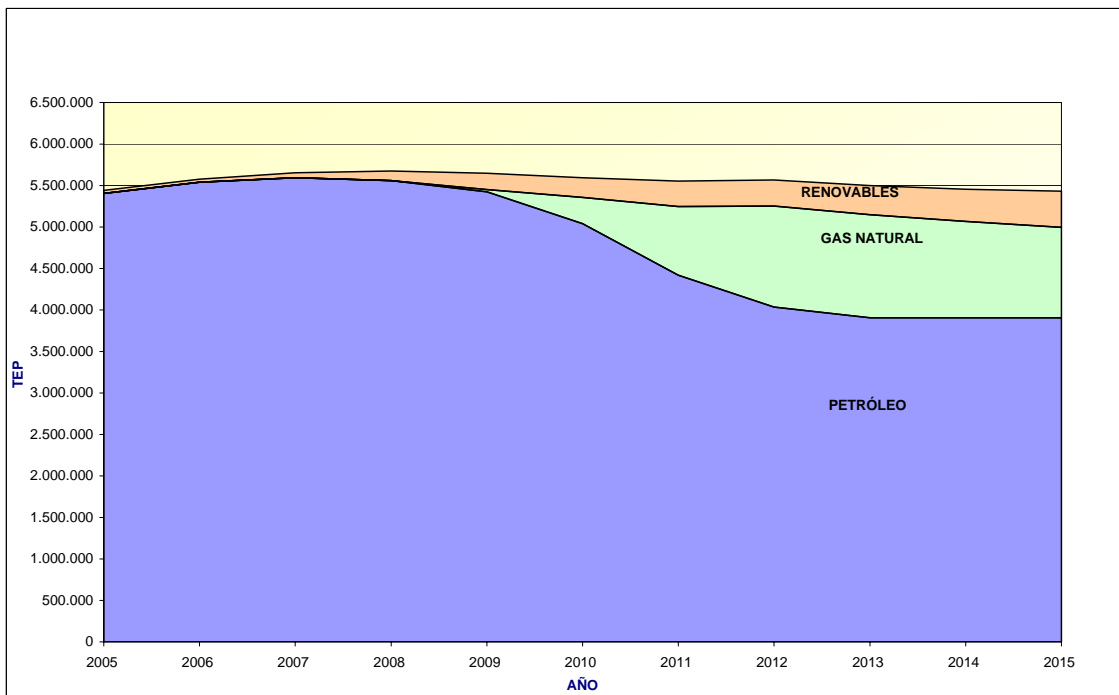
Por todo ello, se han realizado diferentes simulaciones, que asimismo han servido para coadyuvar a determinar el tamaño y año de entrada de nuevos equipos de generación eléctrica y que han permitido llegar a factores globales de conversión de energía final en energía primaria.

Estos resultados se recogen en la tabla siguiente:

Tabla 6. 20 Energía primaria según fuentes (Tep)

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

Gráfico 6. 21 Energía primaria según fuentes



6.3.1. Energías renovables

La energía primaria de origen renovable se muestra en la siguiente tabla, siendo la energía eólica la que representa el mayor peso en el archipiélago:

Tabla 6. 21 Energía primaria de origen renovable (Tep)

Año	EÓLICA	SOLAR TÉRMICA	SOLAR FOTOVOLTAICA	MINIHIDRÁULICA	BIOCOMBUSTIBLES	OTRAS	TOTAL CANARIAS
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

Gráfico 6. 22 Energía primaria de origen renovable I

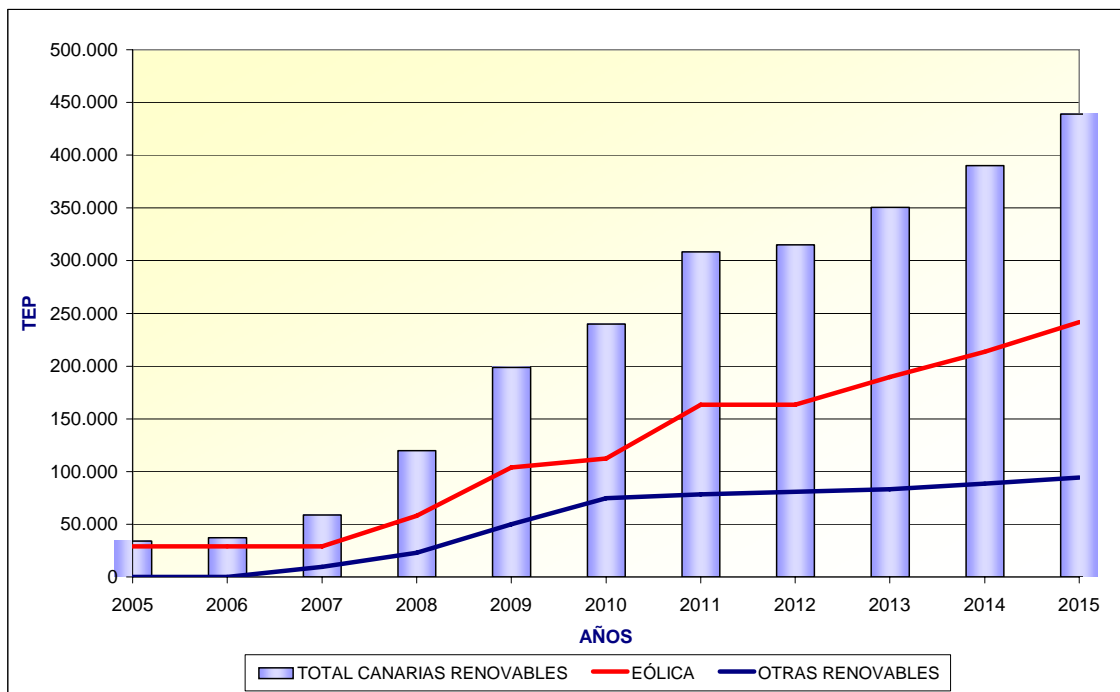


Gráfico 6. 23 Energía primaria de origen renovable II

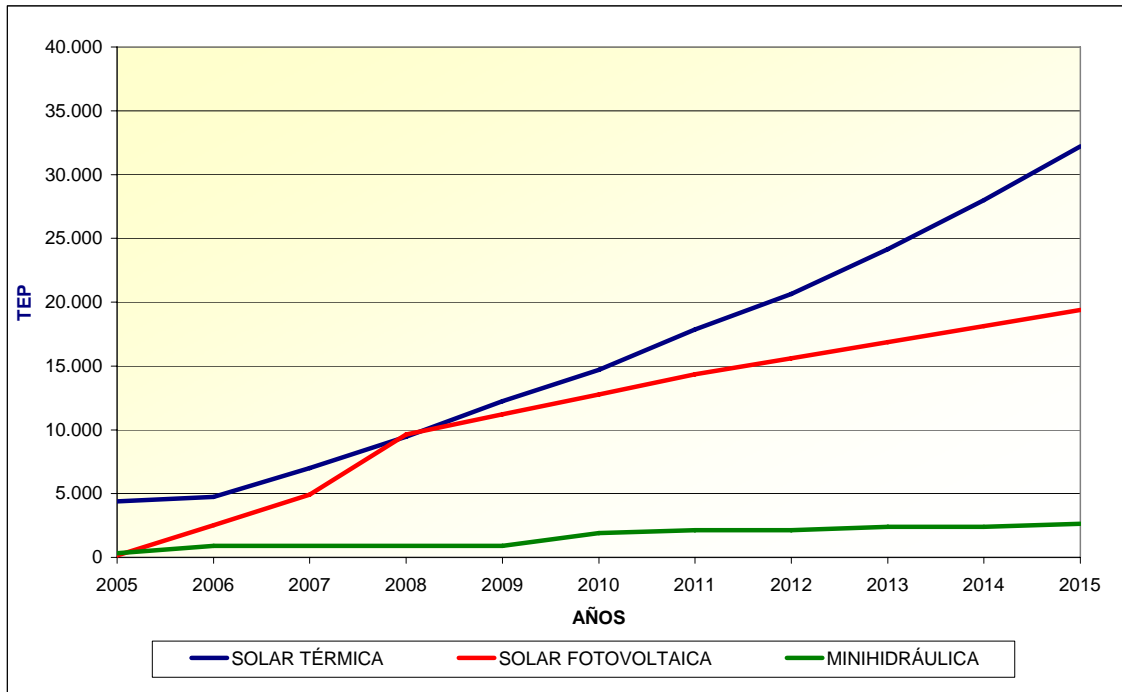


Tabla 6. 22 Participación de las renovables en términos de energía primaria y final

AÑO	PORCENTAJE RENOVABLES EN LA ENERGÍA PRIMARIA	PORCENTAJE RENOVABLES EN LA ENERGÍA FINAL
2005	0,6%	0,1%
2006	0,7%	0,1%
2007	1,0%	0,4%
2008	2,1%	0,8%
2009	3,5%	1,5%
2010	4,3%	2,2%
2011	5,5%	2,4%
2012	5,7%	2,5%
2013	6,4%	2,7%
2014	7,2%	2,9%
2015	8,1%	3,1%

Una última aplicación de estas previsiones de consumo de energía primaria es el de una última aplicación de estas previsiones de consumo de energía primaria es el de establecer, en relación con el compromiso de cumplimiento del Protocolo de Kioto, una primera estimación de las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) procedentes del uso de la energía.

Gráfico 6. 24 Evolución de las emisiones de CO₂ con respecto al año de referencia

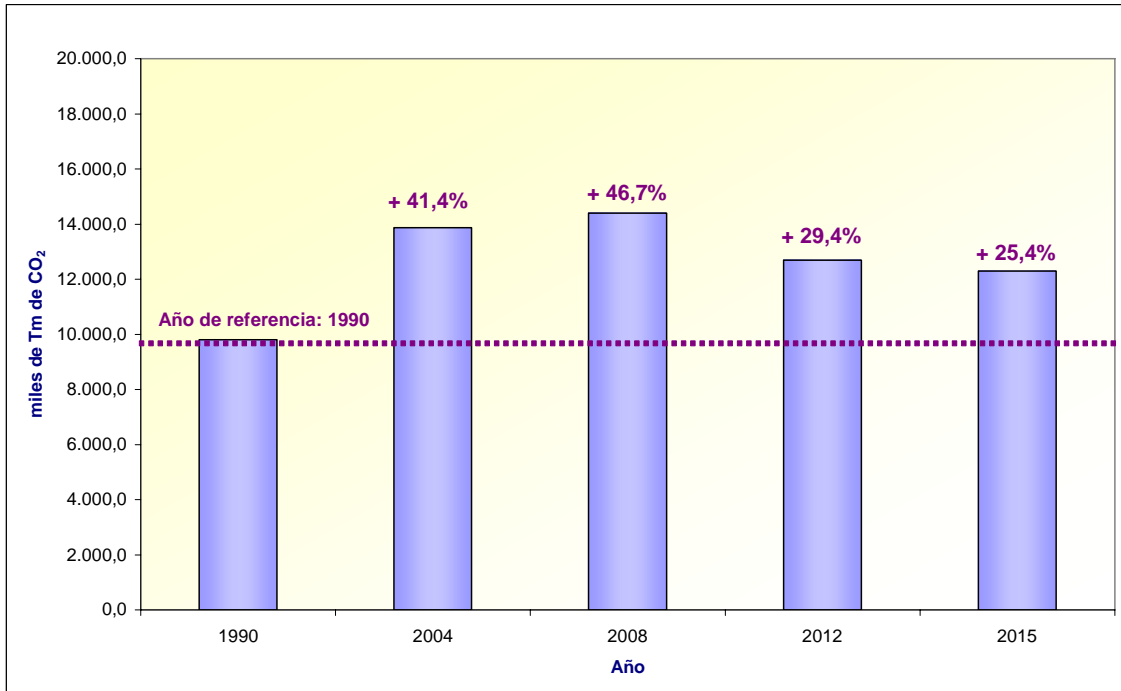
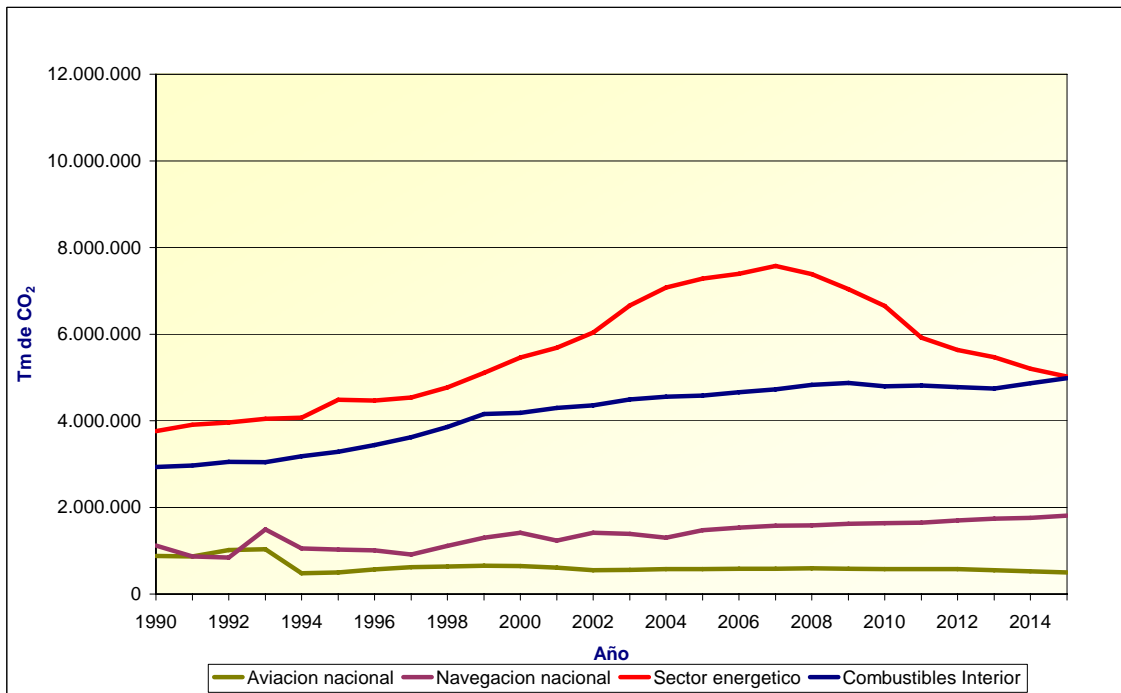


Gráfico 6. 25 Emisiones de los distintos grupos de consumo



Aunque estos datos haya que tomarlos con las debidas precauciones, ya que solo se refieren a una parte (aunque muy importante, ya que supone más del 85%) de las emisiones de GEI de Canarias y se ha realizado con la metodología simple (nivel 1 de acuerdo con las Directrices Armonizadas del International Panel for Climatic Change), refleja una realidad que no es posible soslayar, y es el esfuerzo tan importante que hay que realizar para poder cumplir los objetivos fijados para el conjunto de España en el marco del citado Protocolo.

Por ello, como una actividad ya anunciada previamente en este documento, se pretende desarrollar un Plan exhaustivo de URE en Canarias que detalle medidas, que busque formulas de financiación y participación empresarial y ciudadana y que sienta las bases para un reforzamiento de un uso cada vez más sostenible de los recursos energéticos. Este Plan aquí enunciado se desarrollará con mayor precisión en el Capítulo correspondiente al Plan de Medidas de este PECAN.

6.4. Cobertura de la demanda de potencia eléctrica

Como se indicó al principio de este Capítulo se ha realizado una previsión conservadora de la “demanda punta de potencia eléctrica”.

Dado el carácter absolutamente impredecible de la aportación de la energía eólica y del conjunto de energías renovables se ha tomado como hipótesis de trabajo, acorde con el principio de garantía de suministro, que en todo momento la capacidad de generación con combustibles convencionales (gas natural y productos petrolíferos) sea suficiente en cada isla para cubrir esas demandas puntas.

Sobre esta base, y tomando como referencia la disponibilidad del equipo generador actual corregido por el coeficiente tradicional de garantía se llega a la necesidad de nuevo equipo generador para cada isla o sistema insular y cada año de vigencia de este PECAN.

Naturalmente, estas “puntas de demanda” aumentan de manera lineal mientras que el tamaño de los grupos de generación lo hace de manera discreta, con tamaños mínimos de acuerdo con cada tecnología de generación y máximos según el tamaño del sistema insular que dichos grupos vayan a suministrar.

En las tablas siguientes, se reflejan de acuerdo con la metodología anterior únicamente los desfases para cada año entre las puntas esperadas (incrementadas por el citado coeficiente de garantía) y el equipo instalado actualmente en cada una de las islas o sistemas insulares.

Tabla 6. 23 Gran Canaria

Año	Punta prevista PECAN 2006 (MW)	Potencia efectiva disponible (MW)	Indice cobertura
2006	597	734	1,23
2007	623	871	1,40
2008	650	988	1,52
2009	677	988	1,46
2010	705	988	1,40
2011	734	1.057	1,44
Valor de referencia			1,5

Tabla 6. 24 Tenerife

Año	Punta prevista PECAN 2006 (MW)	Potencia efectiva disponible (MW)	Indice cobertura
2006	582	785	1,35
2007	611	940	1,54
2008	640	1.008	1,57
2009	670	1.034	1,54
2010	700	1.039	1,49
2011	730	1.065	1,46
Valor de referencia			1,5

Tabla 6. 25 Sistema Lanzarote-Fuerteventura

Año	Punta prevista PECAN 2006 (MW)	Potencia efectiva disponible (MW)	Indice cobertura
2006	245	357	1,46
2007	257	439	1,71
2008	269	467	1,74
2009	281	502	1,79
2010	293	536	1,83
2011	305	554	1,81
Valor de referencia			1,6-1,7

Tabla 6. 26 La Palma

Año	Punta prevista PECAN 2006 (MW)	Potencia efectiva disponible (MW)	Indice cobertura
2006	41	74	1,80
2007	43	75	1,76
2008	44	75	1,69
2009	46	90	1,95
2010	48	90	1,87
2011	50	90	1,80
Valor de referencia			1,8

Tabla 6. 27 La Gomera

Año	Punta prevista PECAN 2006 (MW)	Potencia efectiva disponible (MW)	Indice cobertura
2006	12,7	19,5	1,54
2007	13,3	22,5	1,69
2008	14,0	25,5	1,82
2009	14,7	28,5	1,94
2010	15,4	31,5	2,05
2011	16,1	34,5	2,15
Valor de referencia			1,8

Tabla 6. 28 El Hierro

Año	Punta prevista PECAN 2006 (MW)	Potencia efectiva disponible (MW)	Indice cobertura
2006	6,2	9,2	1,49
2007	6,5	12,9	1,99
2008	6,8	12,9	1,90
2009	7,1	12,9	1,82
2010	7,4	14,7	1,99
2011	7,7	14,7	1,90
Valor de referencia			1,8

6.5. Infraestructuras necesarias para dar cumplimiento a las previsiones del PECAN

6.5.1. Infraestructuras eléctricas

Listado de nuevas infraestructuras de generación eléctrica

Todas las potencias están expresadas en términos de potencia neta (en barra de central) y en MW.

Tabla 6. 29 Gran Canaria

Grupo	Tecnología	Pot neta	Bajas		Altas		Potencia instalada (b.a.)					
		MW	Si / No	Fecha	✓	Fecha	2006	2007	2008	2009	2010	2011
T Gas 1 CC Tirajana II	Turbina de gas	68,7			✓	2006	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7
T Gas 2 CC Tirajana II	Turbina de gas	68,7			✓	2006	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7
T Vap 3 CC Tirajana II	Turbina de vapor	68,7			✓	2007	-	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7
T Gas 1 CC	Turbina de gas	68,7			✓	2010	-	-	-	-	68,7	68,7
T Gas 2 CC	Turbina de gas	68,7			✓	2011	-	-	-	-	-	68,7
T Vap 3 CC	Turbina de vapor	68,7			✓	2012	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	871	988	988	988	1.057	1.125

Tabla 6. 30 Tenerife

Grupo	Tecnología	Pot neta	Bajas		Altas		Potencia instalada (b.a.)					
		MW	Si / No	Fecha	✓	Fecha	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Turbina 1 SE Guía	Turbina de gas	43,2	Si	2010	✓	2006	43,2	43,2	43,2	43,2	0,0	0,0
Turbina 2 SE Vallitos	Turbina de gas	43,2	Si	2010	✓	2006	43,2	43,2	43,2	43,2	0,0	0,0
T Gas 1 CC Granadilla II	Turbina de gas	68,7			✓	2006	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7
T Gas 2 CC Granadilla II	Turbina de gas	68,7			✓	2007	-	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7
T Vap 3 CC Granadilla II	Turbina de vapor	68,7			✓	2008	-	-	68,7	68,7	68,7	68,7
T Gas 1 CC	Turbina de gas	68,7			✓	2009	-	-	-	68,7	68,7	68,7
T Gas 2 CC	Turbina de gas	68,7			✓	2010	-	-	-	-	68,7	68,7
T Vap 3 CC	Turbina de vapor	68,7			✓	2011	-	-	-	-	-	68,7
Total	-	-	-	-	-	-	940	1.008	1.077	1.125	1.065	1.133

Tabla 6. 31 Lanzarote

Grupo	Tecnología	Pot neta	Bajas		Altas		Potencia instalada (b.a.)					
		MW	Si / No	Fecha	✓	Fecha	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Diesel 9	Motor Diesel	17,2			✓	2006	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 10	Motor Diesel	17,2			✓	2006	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 11	Motor Diesel	17,2			✓	2006	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 12	Motor Diesel	17,2			✓	2006	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 13	Motor Diesel	17,2			✓	2007	-	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 14	Motor Diesel	17,2			✓	2007	-	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 15	Motor Diesel	17,2			✓	2008	-	-	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 16	Motor Diesel	17,2			✓	2009	-	-	-	17,2	17,2	17,2
Diesel 17	Motor Diesel	17,2			✓	2010	-	-	-	-	17,2	17,2
Diesel 18	Motor Diesel	17,2			✓	2011	-	-	-	-	-	17,2
Total	-	-	-	-	-	-	244	279	273	290	307	324

Tabla 6. 32 Fuerteventura

Grupo	Tecnología	Pot neta	Bajas		Altas		Potencia instalada (b.a.)					
		MW	Si / No	Fecha	✓	Fecha	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Diesel 10	Motor Diesel	17,2			✓	2006	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 11	Motor Diesel	17,2			✓	2006	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 12	Motor Diesel	17,2			✓	2007	-	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 13	Motor Diesel	17,2			✓	2008	-	-	17,2	17,2	17,2	17,2
Diesel 14	Motor Diesel	17,2			✓	2009	-	-	-	17,2	17,2	17,2
Total	-	-	-	-	-	-	217	212	229	246	246	246

Tabla 6. 33 La Palma

Grupo	Tecnología	Pot neta	Bajas		Altas		Potencia instalada (b.a.)					
		MW	Si / No	Fecha	✓	Fecha	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Diesel 14	Motor Diesel	11,5			✓	2006	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Diesel 15	Motor Diesel	11,5			✓	2006	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
T Gas	Turbina de gas	15,0			✓	2008	-	-	15,0	15,0	15,0	15,0
Total	-	-	-	-	-	-	97	75	90	90	90	90

Tabla 6. 34 La Gomera

Grupo	Tecnología	Pot neta	Bajas		Altas		Potencia instalada (b.a.)					
		MW	Si / No	Fecha	✓	Fecha	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Diesel 20	Motor Diesel	3,0			✓	2006	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Diesel 21	Motor Diesel	3,0			✓	2007	-	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Diesel 22	Motor Diesel	3,0			✓	2008	-	-	3,0	3,0	3,0	3,0
Diesel 23	Motor Diesel	3,0			✓	2009	-	-	-	3,0	3,0	3,0
Diesel 24	Motor Diesel	3,0			✓	2010	-	-	-	-	3,0	3,0
Total	-	-	-	-	-	-	22,5	25,5	28,5	31,5	34,5	34,5

Tabla 6. 35 El Hierro

Grupo	Tecnología	Pot neta	Bajas		Altas		Potencia instalada (b.a.)					
		MW	Si / No	Fecha	✓	Fecha	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Diesel 15	Motor Diesel	1,8			✓	2006	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Diesel 16	Motor Diesel	1,8			✓	2006	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Diesel 17	Motor Diesel	1,8			✓	2009	-	-	-	1,8	1,8	1,8
Total	-	-	-	-	-	-	12,9	12,9	12,9	14,7	14,7	14,7

Listado de infraestructuras de transporte eléctrico

Tabla 6. 36 Líneas eléctricas (I)

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	KM	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	OBSERVACIONES
								INVIERNO	VERANO		
Gran Canaria	Gran Canaria	T. Aldea Blanca	Barranco de Tirajana	66	1	Baja cambio topología Línea	10	80	80	2006	
Gran Canaria	Gran Canaria	T. Aldea Blanca	Aldea Blanca	66	1	Baja cambio topología Línea	1	80	80	2006	
Gran Canaria	Gran Canaria	T. Aldea Blanca	Lomo Maspalomas	66	1	Baja cambio topología Línea	15	66	66	2006	
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Lomo Maspalomas	66	1	Alta cambio topología Línea	21,4	66	66	2006	Aprovecha Bco.Tir-Aldea Blanca 66 kV
Gran Canaria	Gran Canaria	T. Barranco Seco	Jinamar	66	1	Baja cambio topología Línea	5,76	40	40	2006	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	T. Barranco Seco	Aruacas	66	1	Baja cambio topología Línea	11,1	40	40	2006	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	T. Barranco Seco	Barranco Seco	66	1	Baja cambio topología Línea	0,5	40	40	2006	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Aruacas	Barranco Seco	66	1	Alta E/S Línea	11,1	80	80	2006	Aprovecha Arucas – Jinamar 66 kV
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco Seco	Jinamar	66	2	Alta cambio topología Línea	5,76	42	42	2006	Aprovecha Arucas – Jinamar 66 kV
Gran Canaria	Gran Canaria	Aruacas	Barranco Seco	66	2	Nueva Línea	11,1	80	80	2006	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Guía	San Mateo	66	1	Repotenciación Línea	17,5	80	80	2006	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Guía	San Mateo	66	2	Nueva Línea	17,5	80	80	2006	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana	220	2	Baja cambio topología Línea	35	323	323	2006	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana II	220	1	Alta cambio topología línea	35	323	323	2006	Segundo parque 220 kV condicionado a necesidad de generación
Gran Canaria	Gran Canaria	Aldea Blanca	Cinsa	66	1	Baja Línea	19,8	66	66	2006	
Gran Canaria	Gran Canaria	Carrizal	Aldea Blanca	66	1	Alta E/S Línea	9	66	66	2006	Aprovecha Barranco Tirajana – Carrizal 66 kV
Gran Canaria	Gran Canaria	Carrizal	Cinsa	66	1	Alta E/S Línea	10,9	66	66	2006	
Gran Canaria	Gran Canaria	Aldea Blanca	Barranco de Tirajana	66	1	Repotenciación Línea	8,13	96*	96*	2006	* Capacidad mínima necesaria en el tramo subterráneo
Gran Canaria	Gran Canaria	Arguineguín	Lomo Maspalomas	66	1	Baja cambio topología Línea	13,8	66	66	2005	
Gran Canaria	Gran Canaria	Arguineguín	Lomo Maspalomas	66	2	Baja cambio topología Línea	13,8	66	66	2005	
Gran Canaria	Gran Canaria	Arguineguín	Santa Águeda	66	1	Alta cambio topología Línea	6,46	66	66	2007	Aprovecha Arguineguín – L. Maspalomas y Arguineguín – Maspalomas 66 kV. Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Arguineguín	Santa Águeda	66	2	Alta cambio topología Línea	6,46	66	66	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Lomo Maspalomas	Meloneras	66	1	Alta cambio topología Línea	5,3	66	66	2007	Aprovecha Arguineguín – L. Maspalomas 66 kV
Gran Canaria	Gran Canaria	Meloneras	Santa Águeda	66	1	Alta cambio topología Línea	5,84	66	66	2007	Aprovecha Arguineguín – L. Maspalomas 66 kV
Gran Canaria	Gran Canaria	Meloneras	Santa Águeda	66	1	Repotenciación Línea	5,84*	70*	70*	2006	* Capacidad mínima necesaria en el tramo subterráneo
Gran Canaria	Gran Canaria	Lomo Maspalomas	San Agustín	66	1	Baja cambio topología Línea	3,72	66	66	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	San Agustín	Santa Águeda	66	1	Alta cambio topología Línea	12,9	66	66	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco Seco	Jinamar	66	2	Repotenciación Línea	5,76	66	66	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco Seco	Jinamar	66	3	Nueva línea	5,76	66	66	2007	
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Jinamar	220	1	Baja Línea	35	323	323	2007	
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Santa Águeda	220	1	Alta E/S Línea	33	323	323	2007	Aprovech Barranco de Tirajana-Jinamar 220 kV circuito 2
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Santa Águeda	220	1	Alta E/S Línea	52	323	323	2007	Aprovech Barranco de Tirajana-Jinamar 220 kV circuito 2
Gran Canaria	Gran Canaria	Santa Águeda	Jinamar	220	1	Alta E/S Línea	52	323	323	2007	Segundo parque de 220 kV condicionado a la necesidad de generación
Gran Canaria	Gran Canaria	Santa Águeda	Barranco de Tirajana III	220	1	Alta cambio topología línea	33	323	323	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana	220	1	Alta cambio topología línea	35	323	323	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Gran Canaria	Guanarteme	Jinamar	66	2	Baja Línea	13,6	66	66	2007	
Gran Canaria	Gran Canaria	Guanarteme	Lomo del Cardo	66	1	Alta E/S Línea	5,26	66	66	2007	Aprovecha Guanarteme – Jinamar 66 kV
Gran Canaria	Gran Canaria	Lomo del Cardo	Jinamar	66	1	Alta E/S Línea	8,34	66	66	2007	Aprovecha Guanarteme – Jinamar 66 kV
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Buenavista	66	2	Baja Línea	12,8	66	66	2007	
Gran Canaria	Gran Canaria	Lomo del Cardo	Jinamar	66	2	Alta E/S Línea	8,42	66	66	2007	Aprovecha Buenavista – Jinamar 66 kV

Continuación tabla líneas eléctricas (II)

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	KM	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	OBSERVACIONES
								INVIERNO	VERANO		
Gran Canaria	Gran Canaria	Buenavista	Lomo Apolinario	66	1	Nueva línea	2	80	80	2008	
Gran Canaria	Gran Canaria	Marzagán	Cinsa	66	1	Baja cambio topología línea	13,8	66	66	2008	
Gran Canaria	Gran Canaria	Marzagán	Telde	66	1	Alta E/S línea	6	66	66	2008	
Gran Canaria	Gran Canaria	Cinsa	Telde	66	1	Alta E/S línea	8,44	66	66	2008	
Gran Canaria	Gran Canaria	Arinaga	Carrizal	66	1	Nueva línea	9	80	80	2008	
Gran Canaria	Gran Canaria	Arinaga	Carrizal	66	2	Nueva línea	9	80	80	2008	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Lomo del Cardo	66	1	Baja cambio topología línea	8,34	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Lomo del Cardo	220	1	Alta cambio topología línea	8,34	323	323	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana	220	1	Baja cambio topología línea	35	323	323	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Lomo del Cardo	66	2	Baja cambio topología línea	8,34	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Bco Tirajana	Lomo del Cardo	220	1	Alta cambio topología línea	44	323	323	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Buenavista	66	1	Baja cambio topología línea	12,8	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Lomo del Cardo	Buenavista	66	2	Alta cambio topología línea	4,32	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Guanarteme	66	1	Baja cambio topología línea	13,6	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Lomo del Cardo	Guanarteme	66	2	Alta cambio topología línea	5,26	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Lomo del Cardo	66	1	Alta cambio topología línea	8,34	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Lomo del Cardo	66	2	Alta cambio topología línea	8,35	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Melonerías	Lomo Maspalomas	66	2	Nueva línea	3	80	80	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Melonerías	Lomo Maspalomas	66	3	Nueva línea	3	80	80	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Lomo del Cardo	Las Palmas de GC - Oeste	66	1	Alta E/S línea	9	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Lomo del Cardo	Las Palmas de GC - Oeste	66	1	Alta E/S línea	9	66	66	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Bco Tirajana	Lomo Maspalomas	66	1	Baja cambio topología línea	23,3	80	80	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Bco Tirajana	Matorral	66	3	Alta E/S línea	0,7	80	80	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Matorral	Lomo Maspalomas	66	2	Alta E/S línea	22,8	80	80	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Las Palmas de GC - Oeste	Guanarteme	66	1	Nueva línea	9	80	80	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Las Palmas de GC - Oeste	Guanarteme	66	2	Nueva línea	9	80	80	2009	
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Lomo del Cardo	220	1	Baja cambio topología línea	44	323	323	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco de Tirajana	Jinamar	220	1	Repotenciación línea	35	323	323	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Lomo del Cardo	220	1	Repotenciación línea	35	323	323	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana II	220	1	Repotenciación línea	35	646	646	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco de Tirajana	220	1	Repotenciación línea	35	646	646	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Buenavista	Lomo Apolinario	66	1	Baja cambio topología línea	4	80	80	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Buenavista	Plaza de la Feria	66	1	Alta E/S línea	2	80	80	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Plaza de la Feria	Lomo Apolinario	66	1	Alta E/S línea	2	80	80	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Galdar/Agate	La Aldea	66	1	Nueva línea	17	80	80	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Galdar/Agate	La Aldea	66	2	Nueva línea	17	80	80	2010	
Gran Canaria	Gran Canaria	Aruacas	Guía	66	1	Repotenciación línea	9,6	80	80	2011	
Gran Canaria	Gran Canaria	Aruacas	Guía	66	2	Nueva línea	9,7	80	80	2011	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco Seco	66	2	Repotenciación Línea	6	66	66	2011	
Gran Canaria	Gran Canaria	Jinamar	Barranco Seco	66	3	Repotenciación Línea	6	66	66	2011	
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco Seco	Aruacas	66	1	Baja cambio topología línea	11,2	80	80	2011	
Gran Canaria	Gran Canaria	Barranco Seco	Las Palmas de GC - Oeste	66	1	Alta E/S línea	9	80	80	2011	

Continuación tabla líneas eléctricas (III)

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	KM	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	OBSERVACIONES
								INVIERNO	VERANO		
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Los Vallitos	220	1	Nueva Línea	30	323	323	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Los Vallitos	220	2	Nueva Línea	30	323	323	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Granadilla	66	1	Baja Línea	42,6	66	66	2007	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Geneto	66	1	Repotenciación Línea	9,87	90	90	2006	Preparada para cambio de tensión a 220 kV pero operando inicialmente a 66
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Geneto	66	2	Repotenciación Línea	9,87	90	90	2006	Preparada para cambio de tensión a 220 kV pero operando inicialmente a 66
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Granadilla	66	1	Repotenciación línea	45	90	90	2006	Preparada para cambio de tensión a 220 kV pero operando inicialmente a 66
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Granadilla	66	2	Repotenciación línea	45	90	90	2006	Preparada para cambio de tensión a 220 kV pero operando inicialmente a 66
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Geneto	66	1	Baja Línea	9,87	90	90	2008	Se da de baja para cambio de tensión a 220 kV
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Geneto	66	2	Baja Línea	9,87	90	90	2008	Se da de baja para cambio de tensión a 220 kV
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Geneto	220	1	Alta Línea	9,87	323	323	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Geneto	220	2	Alta Línea	9,87	323	323	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Polígono de Güimar	66	2	Alta E/S Línea	5,62	66	66	2007	Aprovecha Candelaria – Granadilla 66 kV
Tenerife	Tenerife	Polígono de Güimar	Granadilla	66	2	Alta E/S Línea	37	66	66	2007	Aprovecha Candelaria – Granadilla 66 kV
Tenerife	Tenerife	Polígono de Güimar	Granadilla	66	1	Baja Línea	37	66	66	2007	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Parque eólico de Arico	66	1	Alta E/S Línea	16	66	66	2007	
Tenerife	Tenerife	Parque eólico de Arico	Polígono de Güimar	66	1	Alta E/S Línea	21	66	66	2007	
Tenerife	Tenerife	Polígono de Güimar	Granadilla	66	2	Baja Línea	37	66	66	2007	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Parque eólico de Arico	66	2	Alta E/S Línea	16	66	66	2007	
Tenerife	Tenerife	Parque eólico de Arico	Polígono de Güimar	66	2	Alta E/S Línea	21	66	66	2007	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Granadilla	66	1	Baja Cambio de Tensión	42,6	90	90	2008	Se da de baja para cambio de tensión a 220 kV
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Granadilla	66	2	Baja Cambio de Tensión	42,6	90	90	2008	Se da de baja para cambio de tensión a 220 kV
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Granadilla	220	1	Alta Cambio de Tensión	42,6	303	303	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Granadilla	220	2	Alta Cambio de Tensión	42,6	303	303	2008	
Tenerife	Tenerife	Parque eólico de Arico	Polígono de Güimar	66	1	Baja Línea	21	66	66	2008	
Tenerife	Tenerife	Parque eólico de Arico	Polígono de Güimar	66	2	Baja Línea	21	66	66	2008	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Parque eólico de Arico	66	1	Baja Línea	16	66	66	2008	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Parque eólico de Arico	66	2	Baja Línea	16	66	66	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Polígono de Güimar	66	1	Nueva Línea	6	80	80	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Polígono de Güimar	66	2	Nueva Línea	6	80	80	2008	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Parque eólico de Arico	66	3	Nueva Línea	16	80	80	2008	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Parque eólico de Arico	66	4	Nueva Línea	16	80	80	2008	
Tenerife	Tenerife	Chayofa	Los Olivos	66	1	Baja Línea	17,2	68	68	2008	
Tenerife	Tenerife	Chayofa	Los Vallitos	66	1	Alta E/S línea	10	80	80	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Los Vallitos	Los Olivos	66	1	Alta E/S línea	7,2	80	80	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Chayofa	Los Vallitos	66	2	Nueva Línea	10	80	80	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Los Olivos	Los Vallitos	66	2	Nueva Línea	7,2	80	80	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Guía de Isora	Los Olivos	66	1	Repotenciación línea	12	80	80	2006	
Tenerife	Tenerife	Guía de Isora	Los Olivos	66	2	Nueva Línea	12	80	80	2006	
Tenerife	Tenerife	Cuesta Villa	Icod	66	1	Repotenciación	27,4	66	66	2006	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Cuesta Villa	Icod	66	2	Nueva Línea	27,4	66	66	2006	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	Candelaria	220	1	Alta cambio tensión Línea	12,8	303	303	2008	Máxima Prioridad Aprovecha Buenos Aires – Candelaria 66 kV 1
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	Candelaria	220	2	Alta cambio tensión Línea	12,8	303	303	2008	Máxima prioridad. Aprovecha Buenos Aires – Candelaria 66 kV 2
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Los Vallitos	220	2	Baja cambio topología Línea	30	323	323	2008	
Tenerife	Tenerife	Granadilla II	Los Vallitos	220	1	Alta cambio topología Línea	30	323	323	2008	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Candelaria	220	2	Baja cambio topología Línea	30	323	323	2008	
Tenerife	Tenerife	Granadilla II	Candelaria	220	1	Alta cambio topología Línea	30	323	323	2008	
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	Candelaria	66	1	Baja cambio tensión Línea	12,8	66	66	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	Candelaria	66	2	Baja cambio tensión Línea	12,8	66	66	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	Guajara	66	1	Nueva Línea	4	80	80	2006	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	Guajara	66	2	Nueva Línea	4	80	80	2006	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	Dique del Este	66	1	Baja Línea	9,42	60	60	2007	

Continuación líneas eléctricas (IV)

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	KM	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	OBSERVACIONES
								INVIERNO	VERANO		
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	San Telmo (Plaza Europa)	66	1	Alta E/S Línea	3,2	80	80	2007	
Tenerife	Tenerife	San Telmo (Plaza Europa)	Dique del Este	66	1	Alta E/S Línea	6,72	60	60	2007	
Tenerife	Tenerife	Buenos Aires	San Telmo (Plaza Europa)	66	2	Nueva Línea	3,2	80	80	2007	
Tenerife	Tenerife	Geneto	Manuel Cruz	66	1	Baja Línea	7,37	66	66	2006	Aprovecha Candelaria – M.Cruz 66 kV
Tenerife	Tenerife	Geneto	Guajara	66	1	Alta E/S Línea	2	66	66	2006	Aprovecha Candelaria – M.Cruz 66 kV
Tenerife	Tenerife	Guajara	Manuel Cruz	66	1	Alta E/S Línea	5,37	66	66	2006	Aprovecha Candelaria – M. Cruz 66 kV
Tenerife	Tenerife	Dique del Este	Geneto	66	1	Baja Línea	14,4	66	66	2006	
Tenerife	Tenerife	Geneto	Guajara	66	2	Alta E/S Línea	2	66	66	2006	Aprovecha Dique del Este – Geneto 66 kV
Tenerife	Tenerife	Guajara	Dique del Este	66	1	Alta E/S Línea	12,5	66	66	2006	Aprovecha Dique del Este – Geneto 66 kV
Tenerife	Tenerife	Geneto	La Laguna_O	66	1	Nueva Línea	4	66	66	2010	
Tenerife	Tenerife	La Laguna_O	Buenos Aires	66	1	Nueva Línea	8	66	66	2010	
Tenerife	Tenerife	Cuesta Villa	Icod	66	2	Baja Línea	27,4	66	66	2007	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Cuesta Villa	Puerto de la Cruz (Realejos)	66	1	Alta E/S Línea	16,5	66	66	2007	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Puerto de la Cruz (Realejos)	Icod	66	1	Alta E/S Línea	16,1	66	66	2007	Máxima prioridad
Tenerife	Tenerife	Dique del Este	San Telmo (Plaza Europa)	66	1	Repotenciación Línea	6,72*	65*	65*	2007	Repotenciación sólo del tramo enterrado. Si la línea es toda
Tenerife	Tenerife	Los Olivos	Los Vallitos	66	3	Nueva Línea	7,2	80	80	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Cuesta de la Villa	220	1	Alta cambio tensión Línea	15	303	303	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Cuesta de la Villa	220	2	Alta cambio tensión Línea	15	303	303	2008	
Tenerife	Tenerife	Cuesta Villa	Tacoronte	66	1	Repotenciación línea	13	80	80	2008	
Tenerife	Tenerife	Cuesta Villa	Tacoronte	66	2	Nueva línea	13	80	80	2008	
Tenerife	Tenerife	Tacoronte	Geneto	66	2	Nueva línea	13	66	66	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Cuesta de la Villa	66	1	Baja línea	15	66	66	2008	
Tenerife	Tenerife	Candelaria	Cuesta de la Villa	66	2	Baja línea	15	66	66	2008	
Tenerife	Tenerife	Chayofa	Los Vallitos	66	3	Nueva línea	10	80	80	2009	
Tenerife	Tenerife	Geneto	Guajara	66	3	Nueva línea	2	80	80	2009	
Tenerife	Tenerife	Guajara	Dique del Este	66	1	Baja línea	12,5	66	66	2009	
Tenerife	Tenerife	Manuel Cruz	Guajara	66	2	Alta E/S línea	5,5	66	66	2009	
Tenerife	Tenerife	Manuel Cruz	Dique del Este	66	2	Alta E/S línea	8,7	66	66	2009	
Tenerife	Tenerife	Los Olivos	Guía Isora	66	1	Baja línea	12	80	80	2009	
Tenerife	Tenerife	Los Olivos	Adeje_2	66	1	Alta E/S línea	8	80	80	2009	
Tenerife	Tenerife	Adeje_2	Guía Isora	66	1	Alta E/S línea	8	80	80	2009	
Tenerife	Tenerife	Los Olivos	Los Vallitos	66	4	Nueva línea	7	80	80	2010	
Tenerife	Tenerife	Guajara	Cruz Chica (S. Roque)	66	1	Nueva línea	6	80	80	2010	
Tenerife	Tenerife	Cruz Chica	Tacoronte	66	1	Nueva línea	6	80	80	2010	
Tenerife	Tenerife	Arona	Chayofa	66	1	Baja línea	6,25	66	66	2010	
Tenerife	Tenerife	Arona	Arona_2	66	1	Alta E/S línea	7	66	66	2010	
Tenerife	Tenerife	Arona_2	Chayofa	66	1	Alta E/S línea	5,25	66	66	2010	
Tenerife	Tenerife	Icod	Guía Isora	66	1	Repotenciación	22	80	80	2010	
Tenerife	Tenerife	Icod	Guía Isora	66	2	Nueva línea	22	80	80	2010	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	Arona	66	1	Baja línea	17,8	66	66	2011	
Tenerife	Tenerife	Granadilla	San Isidro	66	1	Alta E/S línea	8,81	66	66	2011	
Tenerife	Tenerife	San Isidro	Arona	66	1	Alta E/S línea	14	66	66	2011	

Continuación líneas eléctricas (V)

ISLA ORIGEN	ISLA FINAL	SUBEST. ORIGEN	SUBEST. FINAL	kV	CKT	ACTUACIÓN	KM	CAPACIDAD DE TRANSPORTE		FECHA ALTA/BAJA	OBSERVACIONES
								INVIERNO	VERANO		
Fuerteventura	Lanzarote	Corralejo	Playa Blanca	66	2	Nuevo Cable	19,7	60	60	2006	Máxima prioridad. Cable submarino
Fuerteventura	Fuerteventura	Gran Tarajal	Matas Blancas	66	1	Repotenciación	34	80	80	2007	Máxima prioridad
Fuerteventura	Fuerteventura	Gran Tarajal	Matas Blancas	66	2	Nueva Línea	34	80	80	2007	Máxima prioridad
Fuerteventura	Fuerteventura	Gran Tarajal	Salinas	66	1	Repotenciación	40,5	80	80	2007	Máxima prioridad
Fuerteventura	Fuerteventura	Gran Tarajal	Salinas	66	2	Nueva Línea	40,5	80	80	2007	Máxima prioridad
Fuerteventura	Fuerteventura	Jandía	Matas Blancas	66	1	Nueva Línea	20	80	80	2007	
Fuerteventura	Fuerteventura	Jandía	Matas Blancas	66	2	Nueva Línea	20	80	80	2007	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Corralejo	66	1	Repotenciación	25,5	80	80	2007	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Corralejo	66	2	Nueva Línea	25,5	80	80	2007	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Gran Tarajal	66	1	Baja línea	41,7	80	80	2008	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Antigua	66	1	Alta E/S línea	31,7	80	80	2008	
Fuerteventura	Fuerteventura	Antigua	Gran Tarajal	66	1	Alta E/S línea	12	80	80	2008	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Gran Tarajal	66	2	Baja línea	41,7	80	80	2008	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Antigua	66	2	Alta E/S línea	31,7	80	80	2008	
Fuerteventura	Fuerteventura	Antigua	Gran Tarajal	66	2	Alta E/S línea	12	80	80	2008	
Fuerteventura	Fuerteventura	Corredor (Norte-Sur)	Nueva Central	132		Nueva línea		160	160	2009	Se necesitarían 4 líneas de evacuación de la central a 132 kV
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Antigua	66	1	Baja cambio tensión Línea	31,7	80	80	2009	
Fuerteventura	Fuerteventura	Antigua	Gran Tarajal	66	1	Baja cambio tensión Línea	12	80	80	2009	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Antigua	66	2	Baja cambio tensión Línea	31,7	80	80	2009	
Fuerteventura	Fuerteventura	Antigua	Gran Tarajal	66	2	Baja cambio tensión Línea	12	80	80	2009	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Antigua	132	1	Alta cambio tensión Línea	31,7	160	160	2009	
Fuerteventura	Fuerteventura	Antigua	Gran Tarajal	132	1	Alta cambio tensión Línea	12	160	160	2009	
Fuerteventura	Fuerteventura	Salinas	Antigua	132	2	Alta cambio tensión Línea	31,7	160	160	2009	
Fuerteventura	Fuerteventura	Antigua	Gran Tarajal	132	2	Alta cambio tensión Línea	12	160	160	2009	
Lanzarote	Lanzarote	Macher	Punta Grande	66	1	Nueva Línea	24,3	80	80	2006	Máxima prioridad
Lanzarote	Lanzarote	Macher	Punta Grande	66	2	Nueva Línea	24,3	80	80	2006	Máxima prioridad
Lanzarote	Lanzarote	Playa Blanca	Macher	66	1	Repotenciación	17,2	80	80	2007	
Lanzarote	Lanzarote	Playa Blanca	Macher	66	2	Nueva Línea	17,2	80	80	2007	
Lanzarote	Lanzarote	Punta Grande	S. Bartolomé	66	2	Nueva línea	10,3	80	80	2009	
Lanzarote	Fuerteventura	Playa Blanca	Corralejo	66	3	Nuevo cable	20	60	60	2010	Cable submarino
Lanzarote	Lanzarote	Punta Grande	Haría/Teguise	66	1	Nueva línea	10	80	80	2011	
Lanzarote	Lanzarote	Punta Grande	Haría/Teguise	66	2	Nueva línea	10	80	80	2011	
La Palma	La Palma	Guinchos	Mulato	15	1	Baja Línea	22	40	40	2007	
La Palma	La Palma	Guinchos	Mulato	66	1	Alta cambio tensión línea distribución	22	70	70	2007	
La Palma	La Palma	Guinchos	Fuencaliente	66	1	Nueva línea	20	42	42	2008	
La Palma	La Palma	Guinchos	Fuencaliente	66	2	Nueva línea	20	42	42	2008	
La Palma	La Palma	Guinchos	Valle	66	2	Nueva línea	20	42	42	2009	
La Gomera	La Gomera	El Palmar	Alajeró	66	1	Nueva línea	25	42	42	2010	
La Gomera	La Gomera	El Palmar	Alajeró	66	2	Nueva línea	25	42	42	2010	

* CKT: nº asignado al circuito

Tabla 6. 37. Subestaciones eléctricas

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN	TENSIÓN (kV)	FECHA ALTA/BAJA	OBSERVACIONES
Gran Canaria	Barranco de Tirajana II	Nueva Subestación	220	2006	
Gran Canaria	Santa Águeda	Nueva Subestación	66	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Santa Águeda	Nueva Subestación	220	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Lomo del Cardo	Nueva Subestación	66	2007	ADEDC-009-05-05
Gran Canaria	Meloneras	Nueva Subestación	66	2007	ADEDC-010
Gran Canaria	Arinaga	Nueva Subestación	66	2007	
Gran Canaria	Mogán	Nueva Subestación	66	2007	
Gran Canaria	Galdar / Agaete	Nueva Subestación	66	2008	
Gran Canaria	Las Palmas de GC Oeste	Nueva Subestación	66	2009	
Gran Canaria	Lomo del Cardo	Nueva Subestación	220	2009	
Gran Canaria	La Aldea	Nueva Subestación	66	2010	
Gran Canaria	Plaza de la Feria	Nueva Subestación	66	2010	
Tenerife	Guajara	Nueva Subestación	66	2006	ADEDC-011
Tenerife	Granadilla II	Nueva Subestación	220	2007	
Tenerife	Puerto de la Cruz (Realejos)	Nueva Subestación	66	2007	Máxima prioridad. ADEDC-012
Tenerife	San Telmo (Plaza Europa)	Nueva Subestación	66	2007	
Tenerife	Geneto	Nueva Subestación	220	2008	
Tenerife	Los Vallitos	Nueva Subestación	66	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Los Vallitos	Nueva Subestación	220	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Buenos Aires	Nueva Subestación	220	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Cuesta la Villa	Nueva Subestación	220	2008	
Tenerife	Adeje_2	Nueva Subestación	66	2009	
Tenerife	Arona_2	Nueva Subestación	66	2010	
Tenerife	Cruz Chica (S. Roque)	Nueva Subestación	66	2010	
Tenerife	San Isidro	Nueva Subestación	66	2011	
Tenerife	La Laguna_O	Nueva Subestación	66	2010, 2011	
Fuerteventura	Jandia	Nueva Subestación	66	2007	
Fuerteventura	Antigua	Nueva Subestación	132	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.
Fuerteventura	Nueva Central	Nueva Subestación	132	2009	
Fuerteventura	Gran Tarajal	Nueva Subestación	132	2009	
Fuerteventura	Salinas	Nueva Subestación	132	2009	
Lanzarote	Haría	Nueva Subestación	66	2011	
La Palma	El Mulato	Nueva Subestación	66	2007	
La Palma	Fuencaliente	Nueva Subestación	66	2008	
La Gomera	Alajeró	Nueva Subestación	66	2010	
La Gomera	El Palmar	Nueva Subestación	66	2010	

Tabla 6. 38 Transformadores eléctricos en la red de 220 kV

ISLA	SUBESTACIÓN	ACTUACIÓN/EQUIPO	UNIDAD	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	CAPACIDAD MVA	FECHA ALTA/BAJA	OBSERVACIONES
Gran Canaria	Jinamar	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2006	Máxima prioridad
Gran Canaria	Bco. Tirajana	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2006	Máxima prioridad
Gran Canaria	Santa Águeda	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Santa Águeda	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2007	Máxima prioridad
Gran Canaria	Lomo del cardo	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2009	
Gran Canaria	Lomo del cardo	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2009	
Gran Canaria	Santa Águeda	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2010	
Gran Canaria	Lomo del Cardo	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2011	
Tenerife	Candelaria	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2006	Máxima prioridad
Tenerife	Granadilla	Nuevo Transformador	AT3	220/66	125	2006	
Tenerife	Los Vallitos	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Los Vallitos	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Buenos Aires	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Buenos Aires	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2008	Máxima prioridad
Tenerife	Cuesta la Villa	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2008	
Tenerife	Cuesta la Villa	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2008	
Tenerife	Candelaria	Baja Transformador	AT3	220/66	125	2008	El tercer trafo de Candelaria se desplaza a Geneto
Tenerife	Geneto	Nuevo Transformador	AT1	220/66	125	2008	
Tenerife	Geneto	Nuevo Transformador	AT2	220/66	125	2008	
Fuerteventura	Gran Tarajal	Nuevo Transformador	AT1	132/66	125	2009	
Fuerteventura	Gran Tarajal	Nuevo Transformador	AT2	132/66	125	2009	
Fuerteventura	Salinas	Nuevo Transformador	AT1	132/66	125	2009	
Fuerteventura	Salinas	Nuevo Transformador	AT2	132/66	125	2009	

6.5.2. Infraestructuras de gas natural

Plantas de regasificación

Se prevén dos plantas de regasificación en las islas de Gran Canaria y Tenerife, con el dimensionamiento siguiente.

Tabla 6. 39 Plantas de regasificación

Nombre de la instalación	Año de entrada en servicio	Capacidad de almacenamiento de GNL (m ³)	Capacidad de regasificación (Nm ³ /h)
Planta de Regasificación de Gran Canaria (Dimen. Inicial)	2009	150.000	150.000
Planta de Regasificación de Tenerife (Dimen. Inicial)	2010	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 6. 40 Gasoductos de transporte

Nombre	Año de entrada en servicio	Longitud (Km)	Presión máxima de diseño (bar)	Diámetro (pulgadas)
Gasoducto Planta GNL Arinaga-San Bartolomé de Tirajana	2009	10	72	14
Gasoducto Planta GNL Arinaga-C.T. Jinamar-Las Palmas de Gran Canaria	2011	41	72	12
Gasoducto Planta GNL Granadilla-C.T. Granadilla	2010	0,4	72	16
Gasoducto Planta GNL Granadilla-C.T. Candelaria-Santa Cruz de Tenerife	2011	49	72	14

Estos ramales enlazarán las centrales de generación eléctrica con los gasoductos que configuran el sistema de transporte.

Tabla 6. 41 Ramales de conexión a las centrales térmicas

Nombre	Año de entrada en servicio	Longitud (Km)	Presión máxima de diseño (bar)	Diámetro (pulgadas)
Ramal a la C.T. de Tirajana	2009	3	72	14
Ramal a la C.T. de Jinamar	2011	0,5	72	12
Ramal a la C.T. de Candelaria	2011	0,5	72	12

6.5.3. Infraestructuras de almacenamiento de petróleo

Sobre la base de la demanda objetivo para cada uno de los productos petrolíferos, se ha realizado una desagregación por islas tomando como criterios básicos el peso relativo de sus consumos en el año 2005 y las previsiones de evolución de la población en dicha isla en relación con el total de Canarias.

Estos datos desagregados se han utilizado para valorar la necesidad suplementaria de instalaciones de almacenamiento necesarias para contener físicamente los stocks obligatorios de productos petrolíferos en cada isla. Estas instalaciones son de una parte las correspondientes al sector eléctrico, el cual esta obligado a tener tancajes y existencias de seguridad independientes y de otra las destinadas al resto de consumos que están en los momentos actuales gestionadas por

las diversas compañías petroleras instaladas en Canarias. Ello ha llevado a definir la tabla siguiente donde se detallan las necesidades de tancaje y, por ende, las nuevas capacidades requeridas en algunas islas menores para cumplir estos objetivos de seguridad en el aprovisionamiento.

Tabla 6. 42 Déficit de capacidad de almacenamiento (m³). Propano

Año	GRAN CANARIA	LANZAROTE	FUERTEVENTURA
2005	306		
2006	409	22	
2007	514	73	
2008	620	125	
2009	727	178	59
2010	836	232	99
2011	947	286	139
2012	1.061	341	181
2013	1.176	398	223
2014	1.295	456	266
2015	1.416	516	311

Un punto que no es posible soslayar, es el futuro de la refinería como parque de almacenamiento estratégico de Canarias. Un hipotético e improbable cierre de la misma en el horizonte de planificación de este PECAN, obligaría a replantear la necesidad de instalar uno o dos nuevos grandes parques de almacenamiento para cumplir no solo ese requisito de 15 días de consumo a nivel insular, sino también las directivas de la Unión Europea y las Recomendaciones de la Agencia Internacional de la Energía, que requieren que cada estado miembro mantenga el equivalente de 90 días de su consumo de productos petrolíferos.

Aunque en estos momentos esa obligación formalmente corresponde al conjunto del territorio español y la misma es desarrollada por la empresa Corporación de Reservas Estratégicas (CORES), la situación estratégica y geográfica de Canarias justifica que estos stocks correspondientes a los suministros que se realizan en Canarias con destino al mercado interior y al tráfico marítimo con el resto de la Unión Europea y la totalidad del suministro a aviones, estén situados físicamente en el territorio de Canarias. Esta cobertura esta asegurada, en los momentos actuales, por los productos y capacidad de almacenamiento de la Refinería de Santa Cruz de Tenerife pero, caso de cambiar las circunstancias de la misma, deberían preverse y arbitrase medidas sustitutivas.

Específicamente en lo que se refiere a la capacidad de almacenamiento en el sector eléctrico se recuerda que ésta debe atenerse, entre otros, a lo establecido en el Real Decreto 1716/2004, por el que se Regula la Obligación de Mantenimiento de Existencias Mínimas de Seguridad, la Diversificación de Abastecimiento de Gas Natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y en la Ley 11/1997 de Ordenación del Sector Eléctrico Canario.

- En virtud del primero son exigibles unas existencias de seguridad de productos petrolíferos de 90 días, respecto de la parte no suministrada por operadores mayoristas.
- En virtud de la segunda será exigible un stock mínimo de 45 días de consumo en cada uno de los sistemas insulares.

En lo que respecta a almacenamiento de reservas estratégicas se considerará lo establecido en el “Documento de Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011” del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, según el cual se estima que habría que disponer en el territorio de Canarias de instalaciones adicionales de almacenamiento de crudos y productos petrolíferos – bien mediante contratación o nueva construcción- en una cuantía en torno a los 150.000 m³.

7. PLAN DE MEDIDAS PROPUESTAS POR EL PECAN, CON ESPECIAL INCIDENCIA EN LA DEFINICION DE NECESIDADES DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS ENERGETICAS Y DE ACTUALIZACION Y RENOVACIÓN DE LAS EXISTENTES

7.1. Medidas horizontales

7.1.1. Medidas institucionales

Ley Canaria de Energía

La puesta en marcha de una política energética orientada a asegurar un crecimiento económico sostenible obliga a disponer de una herramienta normativa con rango de ley. Por ello, esta Ley de la Energía debe establecer el marco regulador básico en materia energética y dar cobertura para su desarrollo reglamentario, que permita abordar los cambios estructurales que precise el sector energético, acometer acciones de fomento en materia de uso racional de la energía y de energías renovables y adecuar algunas disposiciones para hacerlas plenamente coherentes de cara a los nuevos objetivos energéticos. Asimismo, se dará cumplimiento a lo previsto en la Ley 19/2003 de Directrices de Ordenación General y de Directrices de Ordenación del Turismo de Canarias.

Una vez promulgada dicha Ley por el Parlamento, corresponderá al Gobierno de Canarias impulsar su desarrollo reglamentario, de cara a concretar las adaptaciones estructurales que precisa el sector energético.

Si bien no es el propósito de este Plan Energético establecer un decálogo de preceptos que condicionen de una forma estricta el contenido de ese futuro proyecto de ley, no es menos cierto que el fin fundamental de este instrumento jurídico es dar respuesta a las necesidades e indefiniciones que tiene actualmente el sector energético canario, que se deducen de la lectura de su capítulo 2. Algunas de las cuales se sintetizan a continuación:

- Es necesario definir el carácter del Plan Energético de Canarias, su procedimiento de aprobación y revisión y las responsabilidades de las distintas Administraciones Públicas de implicadas.
- Es necesario dar facultades al Gobierno para dictar disposiciones legales que regulen los distintos subsectores energéticos. Algunos de los aspectos en los que se debe incidir son el régimen de autorización y operación de instalaciones, la garantía y calidad del servicio, las situaciones de emergencia, los precios de los distintos productos energéticos y la coordinación en temas de estadística energética.

- La imprescindible integración de las infraestructuras energéticas en los instrumentos de planeamiento territorial, con especial referencia a los emplazamientos para generación y transporte eléctricos y a zonas de aprovechamiento de energías renovables.
- El objetivo de buscar la cohesión territorial y el desarrollo sostenible, presente en las políticas del Gobierno de Canarias, debe estar en la filosofía de esta ley, entre otras a través de la garantía de que no se produzcan diferencias significativas en el precio o en la calidad del suministro entre los distintos ciudadanos del Archipiélago, el apoyo a las energías renovables o la minimización del impacto ambiental de las instalaciones energéticas.
- La necesidad de contar con este instrumento legal en el plazo más breve posible, dado el carácter estratégico de este sector y la adecuación al mismo del resto del ordenamiento legal.
- Es necesario crear la Agencia Canaria de Energía (ACE), que será la encargada de poner en práctica las políticas del ejecutivo en materia de energía.

Agencia Canaria de Energía

La Agencia Canaria de Energía deberá trabajar en estrecha cooperación con los órganos de la consejería competente en materia de energía, los cuales establecerán sus objetivos y tutelarán sus planes de trabajo.

En cuanto a los cometidos de la Agencia Canaria de Energía a continuación se hace una relación no exhaustiva de las funciones previstas, no sin antes mencionar que son funciones en las que se tiene una dilatada experiencia de gestión por parte de la mayoría de los entes regionales de gestión energética que existen en nuestro país y en toda la UE:

- Realizar programas de divulgación y promoción relacionados con las energías renovables y con el ahorro y la eficiencia energética. En particular se destaca la puesta en práctica de los programas específicos de promoción energética que se dicten desde el Gobierno.
- Elaborar publicaciones relacionadas con los diferentes aspectos de los diversos sectores energéticos, con especial énfasis de los relacionados con el uso racional de la energía y de energías renovables adaptadas a la realidad de Canarias.
- Realizar un seguimiento de la legislación y programas comunitarios en materia de energía como forma de prevenir, con suficiente antelación, los cambios que deberán producirse en el sector energético de Canarias.

- Realizar un seguimiento exhaustivo de la situación estratégica del aprovisionamiento de las diversas fuentes energéticas, con un especial seguimiento de lo que se conoce como la “problemática del cenit del petróleo”.
- Servir como instrumento de captación y canalización de fondos hacia instituciones de investigación, empresas u otras que permitan cofinanciar actividades relacionadas con el sector de la energía.
- Realizar los trabajos técnicos necesarios para el seguimiento, revisión y actualización periódica del Plan Energético de Canarias y redactar planes en este ámbito, tales como de Ahorro y Eficiencia Energética para la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías.

Participación de Canarias en instituciones nacionales del sector energético

El Gobierno de Canarias, en el marco de sus relaciones con el Gobierno Central podrá solicitar una mayor participación directa de Canarias, como única Comunidad Autónoma con condicionantes energéticos singulares, en las Instituciones y Órganos competentes del Sector Energético de ámbito estatal, tanto a nivel técnico como de sus órganos de dirección. Estas Instituciones son la Comisión Nacional de la Energía, la Compañía de Reservas Estratégicas (CORES), el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) y el Centro Español de Energías Renovables (CENER-CIEMAT)

Necesidad de coordinar con el Estado las actuaciones en materia de política energética

La experiencia de estos últimos años ha demostrado la necesidad de reforzar y consolidar institucionalmente las actuaciones con el Estado en esta materia para garantizar una mejor coordinación en especial a nivel de planificación y de puesta en práctica de medidas de apoyo al URE y de fomento de energías renovables.

Por ello, además de esa participación en los Órganos del Estado competentes en materia de regulación energética, se propondrá la creación de una Comisión Técnica, Estado-Canarias que se reunirá como mínimo dos veces al año para intercambiar información y coordinar las actuaciones de ambos niveles de Gobierno.

Objetivos de esta coordinación reforzada serán definir un *marco legislativo y económico* para el sector energético canario, que permita el desarrollo armónico de los mercados energéticos, favoreciendo la competencia y la estabilidad a largo plazo de las empresas del sector y, singularmente, el mantenimiento de un sistema uniforme de precios de la electricidad y del gas natural en todo el Estado. Otro aspecto de singular relevancia será nuestra capacidad para fijar de forma diferenciada los impuestos especiales sobre los combustibles, al amparo del artículo 299 del Tratado de la Unión, incluso para nuevos tipos armonizados que pudieran establecerse para el conjunto de la Unión Europea,

En este mismo marco, el Gobierno de Canarias buscará acuerdos con el Estado para coordinar las acciones de fomento en materia energética, de forma que se optimice el aprovechamiento de los fondos públicos destinados a nuestra Región con esta finalidad.

Creación de un mecanismo de coordinación con Administraciones Locales

La experiencia de estos últimos años ha demostrado la necesidad de reforzar y asociar a los Cabildos y Ayuntamientos en las fases de diseño, y especialmente ejecución, de las actividades en materia de energía y muy singularmente en materia de nuevas infraestructuras.

Por ello, además de la ejecución, ya comenzada, de los Planes Territoriales Especiales de Ordenación de Infraestructuras Energéticas, se pondrá en marcha por la consejería competente en materia de energía, un sistema de reuniones periódicas con los Cabildos y la Federación Canaria de Municipios, FECAM, para exponer las novedades en materia energética, sus implicaciones a nivel de cada isla y para recibir sugerencias que permitan mejorar el diseño de las actuaciones energéticas de Canarias.

Eventualmente, en el marco de estas actuaciones se procurará asociar y coordinar las actuaciones específicas de los Cabildos en materia de energía con las actividades que desarrolle la Agencia Canaria de Energía.

7.1.2. Medidas económicas y fiscales

Fiscalidad sobre la energía y bienes consumidores de energía

El diferencial de fiscalidad entre diferentes productos puede ser un elemento clave para modificar los hábitos de consumo.

En este sentido es preciso modular la fiscalidad de los combustibles teniendo en cuenta sus diferentes repercusiones energéticas y medioambientales, llegando en su caso a establecer diferencias por categorías de usuarios.

De igual forma la fiscalidad puede contribuir de forma notable a la consecución de objetivos de eficiencia energética si se establecen gravámenes diferenciados, para una misma gama de productos, según su nivel de eficiencia energética.

Deberá igualmente plantearse la utilización de todos los instrumentos previstos en el Régimen Económico y Fiscal de Canarias (REF) que puedan ser utilizados como fuente de financiación de programas o proyectos en el ámbito de la energía.

A todos estos efectos será preciso establecer una coordinación entre las políticas fiscales y energéticas del Gobierno, de forma que los efectos de las medidas fiscales que se definan en esta línea sean lo más coherentes posible con los objetivos energéticos.

Sistema de información sobre cumplimiento de la competencia en el sector energético en Canarias

La consejería competente en materia de energía deberá, con el apoyo de la Agencia Canaria de Energía, crear un sistema de información al público acerca de la situación de precios de los combustibles, y eventualmente energía eléctrica, por parte de los diversos suministradores de la misma a nivel insular, con objeto de racionalizar las opciones de compra o contratación de los consumidores y favorecer una competencia efectiva entre los suministradores de dichos productos.

7.1.3. Medidas medioambientales

Consideración de los aspectos de seguridad del aprovisionamiento en las decisiones de política medioambiental.

Toda medida desarrollada por el Gobierno de Canarias, muy singularmente las que resultan de la aplicación de los compromisos en materia de reducción de gases de efecto de invernadero o de la aplicación de la directiva comunitaria sobre prevención y control integrado de la contaminación, deberán tomar en consideración su impacto sobre las condiciones globales de suministro de energía en Canarias. Caso de que dichas medidas puedan ocasionar una alteración grave de las condiciones de suministro, deberán arbitrarse soluciones alternativas que permitan conciliar ambos objetivos.

Consideración de los aspectos medioambientales en todas las decisiones de política energética

Simultáneamente, aquellas decisiones en materia de energía que impliquen un impacto significativo sobre el medio ambiente, en especial las actuaciones en infraestructuras de generación, transporte y distribución de todas las formas de energía, además de cumplir con la legislación sectorial en vigor deberán tomar en consideración su impacto medioambiental, bien por estar cubiertas por el Decreto Legislativo 1/2000 de Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias, por la Ley estatal 16/2002 de prevención y control integrado de la contaminación o, en caso alternativo, por la redacción y presentación de una memoria medioambiental que evalúe sus impactos potenciales y las medidas correctoras y minimizadoras previstas.

La consejería competente en materia de energía conjuntamente con la consejería competente en materia de medio ambiente y ordenación territorial establecerá los casos y las condiciones reglamentarias de elaboración de la citada memoria medioambiental justificativa.

Singular relevancia puede tener la aplicación del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, ya que puede llegar a condicionar determinadas decisiones en materia de elección de combustibles o de operación de las plantas de generación

eléctrica por lo que deberán arbitrarse medidas que optimicen su aplicación con la garantía del suministro energético en Canarias.

Consideración del impacto sobre el sector energético derivado de las decisiones de ordenación del territorio: Planes Territoriales Especiales de Ordenación de Infraestructuras Energéticas

Como complemento de lo anterior, la ordenación futura del territorio realizada a nivel insular deberá prever las necesidades de suelo y de afecciones para garantizar a largo plazo el suministro de la energía que dicho espacio territorial municipal o el conjunto de la isla puedan requerir.

Por ello, ya se han iniciado en algunas islas, por medio de convenios de colaboración con sus Cabildos respectivos, Planes Territoriales Especiales de Ordenación de Infraestructuras Energéticas, que deben dar respuesta de manera global, a las necesidades colectivas de suministro estable y regular de energía en sus diversas formas, dentro del respeto de las competencias de los distintos Ayuntamientos en la materia.

Ello permitirá una afectación de áreas de suelo de cada isla para infraestructuras energéticas. A estos efectos deberá preverse en el futuro marco legal que toda propuesta de modificación de dicha afección deba realizarse previo informe del centro directivo competente en materia de energía, sin perjuicio de las competencias de la COTMAC en esta materia.

Limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Canarias tiene un conjunto de problemas estructurales que dificultan de manera considerable la implantación de medidas de reducción de las emisiones de GEI. La enorme dependencia del petróleo es quizá el más significativo de estos problemas. Sin embargo, el hecho de que el agua se utilice para generar energía libre de emisiones de GEI en regiones continentales, mientras que en Canarias es preciso producirla con un gran consumo de energía, contribuye también de forma notable a empeorar nuestra situación relativa con respecto al resto de Europa.

A pesar de todo, las medidas de política energética que se adopten deberán enfocarse de manera prioritaria a limitar las emisiones de GEI, en coherencia con los principios enunciados en este Plan Energético.

7.1.4. Planificación energética

Periodicidad de revisión del PECAN

Tal como se comentó anteriormente, los aspectos relativos a la elaboración y procedimiento de aprobación del PECAN, como documento básico orientativo de las actuaciones del sector energético en Canarias, deben quedar establecidos en el nuevo marco legal. A nivel orientativo hay que decir que los ejercicios de planificación energética suelen tener un horizonte temporal de diez años, entre los cuales se

realizan 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 así 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.

Periodicidad de revisión de la planificación de infraestructuras y coordinación con la Administración del Estado

La experiencia de los últimos años hace absolutamente aconsejable proceder a una actualización, con carácter anual o cuando se realice la revisión de la planificación por parte del Estado y de Red Eléctrica de España, de la planificación de infraestructuras eléctricas y gasistas.

Esta actualización se hará de forma coordinada utilizando la Comisión Técnica, Estado-Canarias, propuesta como órgano de coordinación entre ambas administraciones

7.1.5. Investigación y Desarrollo

Apoyo a proyectos tecnológicos en materia de energía

Se favorecerá la cooperación con las Universidades e instituciones de I+D de nuestra Región, para fomentar aquellos proyectos tecnológicos que encajen en el marco de las orientaciones generales que establece el PECAN.

Por ello, dentro de la estrategia establecida para aumentar nuestro grado de autoabastecimiento y la eficiencia del sistema energético se definen, con carácter prioritario, las siguientes líneas de actuación:

- La realización de estudios de viabilidad técnica y económica de nuevas fuentes o tecnologías energéticas.
- La utilización de fuentes renovables en aplicaciones aisladas para almacenamiento de energía.
- Los aprovechamientos de energías renovables vinculados preferentemente a las tecnologías de desalación de agua.
- La investigación de tecnologías y metodologías de trabajo en los campos de uso racional de la energía, especialmente en aquellos casos donde se ha detectado que es necesario realizar una adaptación de las mismas a los condicionantes específicos de Canarias.
- La obtención de hidrógeno a partir de fuentes renovables y su introducción como nuevo vector energético, especialmente, para el sector de transporte.

- La aplicación de fuentes energéticas renovables todavía no desarrolladas comercialmente en Canarias, como la geotérmica o la energía de origen marino.
- Viabilidad de nuevas tecnologías que posibiliten las interconexiones de los sistemas eléctricos insulares.

Participación en proyectos nacionales e internacionales de investigación energética

Simultáneamente, el Gobierno de Canarias a través de sus propios medios o contando con las instituciones mencionadas en el punto anterior, favorecerá la máxima participación de Canarias en programas de I+D+I de la Unión Europea u otras instituciones nacionales e internacionales en materia de energía.

7.2. Sector eléctrico

7.2.1. Prescripciones relacionadas con el mantenimiento de las instalaciones y calidad del servicio

El Gobierno adoptará medidas para mejorar la calidad del servicio y de un modo más concreto aquellas precisas para garantizar que la calidad del servicio, medida con criterios objetivos y homologables, alcance, en el año 2011, niveles equivalentes a los del conjunto de España.

A estos efectos, se realizará un seguimiento estricto de los índices de calidad del servicio en las distintas islas, medidos en cuanto a interrupciones en el suministro de electricidad y las características de la energía suministrada y el mantenimiento que los titulares de instalaciones eléctricas realizan sobre las mismas. Caso de incumplir estas obligaciones, el Gobierno podrá imponer sanciones proporcionadas a la gravedad del caso e instar a las empresas a ejecutar con carácter de urgencia las actuaciones que se consideren necesarias.

El Gobierno vigilará el cumplimiento de la legislación vigente, proponiendo las sanciones que procedan cuando se detecten incumplimientos por parte de las empresas del sector, tal y como se establecerá en la Ley de la Energía de Canarias.

El Gobierno velará, asimismo, por el cumplimiento de las normas vigentes en materia de seguridad de las instalaciones energéticas, sin perjuicio de la responsabilidad de los instaladores, técnicos y titulares de las mismas.

Para garantizar su efectivo cumplimiento, la consejería competente en materia de energía reforzará la acción inspectora tanto en instalaciones nuevas como en las existentes y, en general, en todas las infraestructuras energéticas.

Por otro lado, y en lo que respecta a las redes de distribución de energía eléctrica, el Gobierno apoyará las acciones de mejora de las redes de electrificación y las actuaciones en materia de soterramientos que se consideren necesarias.

7.2.2. Planes de contingencia

Como se ha comentado anteriormente uno de los aspectos que debería abordar el nuevo marco legal del sector energético canario es las situaciones de emergencia y los protocolos de actuación ante eventualidades. A este respecto se dan a continuación algunas orientaciones.

Las empresas generadoras en régimen ordinario, con más de 25 MW de potencia instalada en una isla y la empresa gestora de la red de alta tensión en Canarias, deberán desarrollar planes de contingencia, adaptados a las directivas comunitarias como SEVESO, entre otras, y a la legislación estatal y autonómica concurrentes en la materia, para minimizar los impactos negativos ocasionados por causas técnicas o naturales, que causen interrupciones graves del suministro a nivel de una isla o de una zona dentro de la misma o que supongan afecciones significativas al medio ambiente.

Los planes de contingencia deberán contar con elementos tales como protocolo de actuaciones adaptado a las diferentes tipologías de crisis, plan de seguridad de instalaciones y población afectadas, actuaciones adecuadas en materia de sus impactos sobre el medio ambiente, sistemas de información a las autoridades y población en general, coordinación con los servicios de emergencia, policía y protección civil y un orden de prelación en la recuperación del suministro afectado según categorías de consumidores.

Estos planes deberán ser desarrollados en el plazo de un año desde la aprobación por el Gobierno de este PECAN y se elevarán a la consejería competente en materia de energía para recibir su aprobación, debiendo ser actualizados cada cuatro años.

7.2.3. Concursos para la implantación de nueva potencia generadora

De acuerdo con lo previsto en la directiva comunitaria de mercado interior de la electricidad, el Gobierno podrá optar por la vía de concurso para la dotación de nuevas capacidades de generación a nivel insular o regional, ya sea para energías fósiles o renovables.

Los citados concursos se harán con todas las garantías en materia de publicidad y transparencia a fin de favorecer el establecimiento de una efectiva competencia entre los demandantes.

El Gobierno deberá, en el marco de las condiciones de este concurso, establecer especificaciones técnicas y criterios de adjudicación técnicos y medioambientales,

transparentes y objetivos, que permitan conciliar la libre competencia con la salvaguardia de los intereses de Canarias.

7.2.4. Implantación de la gestión de la demanda en el sector eléctrico

Como un elemento de mayor compromiso de las empresas suministradoras de energía eléctrica y gas natural con el medio ambiente y la seguridad en el aprovisionamiento o, incluso, como un complemento a la instalación de nueva capacidad de generación de electricidad, el Gobierno podrá instar a las empresas ya instaladas a implantar un plan de gestión de la demanda, que permita optimizar el parque generador existente en cada momento, o a incorporar estos planes de gestión de la demanda como un criterio en los concursos de asignación de nueva capacidad de generación.

Dichos planes de gestión de la demanda, adaptados a las directivas comunitarias en la materia, estarán dirigidos a los consumidores para facilitar la adopción por éstos, mediante incentivos de diverso tipo, financiados preferentemente por las empresas suministradoras de energía eléctrica y gas natural, la modificación de sus hábitos de consumo de cara a optimizar el uso de las infraestructuras de generación, transporte y distribución.

Para ello se promoverán los acuerdos de interrumpibilidad del suministro o las posibilidades de almacenamiento directo o indirecto de electricidad (vía agua desalada o extracción y almacenamiento de agua u otros sistemas no contaminantes), favoreciendo las condiciones tarifarias que posibiliten tales acciones.

Asimismo, en el marco de Acuerdos Voluntarios Sectoriales con la industria, que serán abordados posteriormente, se valorará la posibilidad de reforzar esta gestión de la demanda.

7.2.5. Criterios para la revisión de la planificación de infraestructuras energéticas

La consejería competente en materia de energía impulsará la creación de un órgano colegiado denominado Comisión de Actualización y Seguimiento de la Planificación de Infraestructuras Energéticas, en la que se integrarán el Operador del Sistema y las empresas generadoras y transportistas implantadas en Canarias. A las reuniones de la Comisión podrán asistir, en calidad de invitados, representantes de otras instituciones afectadas por el proceso de planificación, particularmente a los Cabildos y Ayuntamientos cuando afecte a su ámbito territorial.

Las principales funciones de esta Comisión serán las de:

- Proponer a la consejería competente en materia de energía la actualización de la planificación de infraestructuras.

- Proponer criterios de ejecución de las infraestructuras.
- Impulsar la ejecución de las infraestructuras planificadas.
- Analizar los retrasos y proponer medidas concretas para reducirlos al mínimo.

Aparte de dichas funciones, esta Comisión tendrá como primera misión la de proponer los criterios concretos sobre los que deberán basarse los futuros ejercicios de planificación de infraestructuras.

Dichos criterios deberán estar enfocados a garantizar en lo posible el suministro de electricidad ante circunstancias que puedan alterar la disponibilidad de determinadas infraestructuras y, en caso de que sean inevitables las interrupciones en el suministro a los usuarios, que dichas interrupciones sean lo más breves posible.

Entre los criterios a considerar, deberán tenerse en cuenta los siguientes:

- La posibilidad de aumentar el número de centrales generadoras para acercar la generación al consumo y reducir así los aspectos críticos de la red de transporte.
- La posibilidad de disponer de determinadas líneas subterráneas a 66 KV que permitan suministrar a un porcentaje de la población de forma rotatoria en caso de colapso de la red aérea de transporte.
- La posibilidad de evitar la concentración de infraestructura de transporte en los mismos apoyos, trazados o emplazamientos.
- La posibilidad de cerrar anillos insulares en 220 KV y/o 66 KV.
- La posibilidad de incorporar a la planificación la existencia de determinados medios auxiliares de generación portátil para situaciones de emergencia.

Para la elaboración de estos criterios, la Comisión deberá tener en cuenta la probabilidad de que se produzcan determinado tipo de incidencias, tales como fenómenos naturales o situaciones de emergencia en generación y transporte, y fijar un objetivo de tiempo máximo en que un usuario podría estar sin suministro en caso de incidencias muy graves.

Para ello, la Comisión valorará tanto aspectos técnicos como económicos, teniendo en cuenta la posibilidad de que parte de los sobrecostes que se vayan a producir puedan ser sufragados por las administraciones cuyo territorio se vería beneficiado por las infraestructuras.

7.2.6. Necesidad de coordinación con Cabildos para la implantación de las infraestructuras planificadas

En el marco de los Planes Territoriales Especiales de Ordenación de Infraestructuras Energéticas y a través de la cooperación reforzada que el Gobierno va

a establecer con los Cabildos, se favorecerá la participación activa de los mismos para acelerar la ejecución efectiva de las infraestructuras de interés general planificadas.

La consejería competente en materia de energía elevará con carácter anual, un informe al Parlamento de Canarias sobre la ejecución de las infraestructuras planificadas y aprobadas y de los posibles retrasos y dificultades técnicas y administrativas encontradas en su ejecución.

7.3. Sector petróleo

7.3.1. Exigencia de capacidad de almacenamiento de seguridad y de stocks mínimos para el conjunto archipiélago y por islas.

El Gobierno velará porque la CORES y los operadores al por mayor de productos petrolíferos que operan en Canarias, cumplan con las obligaciones derivadas de las directivas de la Unión Europea y los compromisos internacionales establecidos en el marco de la Agencia Internacional de la Energía, de 90 días de stock de los consumos habidos en el año anterior para los productos cubiertos por los citados compromisos.

Aunque dicha obligación se refiere al conjunto de España, la situación excepcional de Canarias obliga a que el Gobierno de Canarias exija que dichos stocks estén físicamente situados en el territorio de nuestra Región.

Dentro de dicha obligación global de carácter Autonómico, cada isla deberá contar con unos stocks mínimos de 15 días en todo momento y de acuerdo con sus consumos del año anterior, para aquellos productos considerados como mercado interior y de navegación aérea y marítima de cabotaje, de acuerdo con la definición de la Agencia Internacional de la Energía, excluyendo los combustibles destinados a la generación de electricidad en régimen ordinario, que tendrá su propia regulación

Esta obligación de existencias de seguridad a nivel insular, se hará extensiva a las empresas de suministro eléctrico en régimen ordinario, y se elevará a 45 días para la parte de su generación que use productos petrolíferos, no pudiendo contabilizarse dentro de estas cantidades las correspondientes a estos productos que se destinen a usos alternativos en dicha isla por parte de operadores al por mayor de productos petrolíferos.

La consejería competente en materia de energía establecerá un adecuado sistema de control del cumplimiento de estas obligaciones, estando los operadores al por mayor de productos petrolíferos y las empresas de suministro eléctrico en régimen ordinario obligados a facilitar la información necesaria para dar cumplimiento a esta obligación.

7.3.2. Observatorio de la competencia en el sector de combustibles

El Gobierno, a través de la Agencia Canaria de Energía y en coordinación con el centro directivo competente en política económica, realizará un seguimiento regular de las condiciones de competencia en materia de combustibles en las diversas islas y publicará anualmente informes recapitulativos, donde se propongan eventualmente sugerencias con objeto de reforzar la competencia en aquellos sectores o islas donde la misma sea inadecuada.

En el caso de que en dicho seguimiento se observen conductas colusorias o limitativas de la competencia, se trasladará a los servicios correspondientes de defensa de la competencia.

7.3.3. Creación de un registro de distribuidores de productos petrolíferos

Como complemento del Registro existente a nivel estatal para los operadores al por mayor con presencia o que pretendan comenzar su operación en nuestra Región, se creará un Registro de los mismos con carácter estadístico e informativo, que permitirá coordinar y aplicar con mayor eficacia las medidas específicas que el Gobierno de Canarias establezca en el marco de sus competencias.

Los operadores autorizados a nivel estatal podrán aportar como documentos justificativos copia de la documentación presentada en el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo así como copia de la resolución por la que se les concede la inscripción en el Registro estatal.

7.3.4. Control de especificaciones de productos

La consejería competente en materia de energía vigilará que todos los combustibles que se consuman en instalaciones de Canarias cumplan las condiciones reglamentarias en cuanto a las especificaciones vigentes en cada momento.

Para ello se tomarán regularmente muestras de los diferentes productos en puntos distintos de la cadena de suministro y comercialización de estos productos.

No estará permitida la comercialización, en el territorio de Canarias y con destino a su mercado interior, de productos petrolíferos que no cumplan dichas especificaciones.

7.3.5. Control de las prospecciones de hidrocarburos

El Gobierno de Canarias, exigirá y hará cumplir a toda actividad de exploración sísmica, prospección y extracción de hidrocarburos, decidida por la Administración central, el máximo respeto a las condiciones medioambientales de áreas especialmente sensibles y con la definición, en el marco de sus competencias, de estrictas medidas minimizadoras de los impactos potenciales.

Complementariamente, el Gobierno de Canarias negociará con el Estado la participación en los ingresos derivados de los cánones de exploración y explotación e instará a las empresas que desarrollen tal actividad, a tomar en consideración las demandas ciudadanas expresadas a través de este Gobierno y de los Cabildos insulares concernidos para que, con una parte de los eventuales beneficios que se deriven de tal actividad se doten adecuadamente actuaciones de tipo social que compensen sus impactos negativos sobre la ciudadanía y sobre el territorio y que se maximice la creación de nuevas actividades económicas en nuestra Región derivadas de tales actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

7.4. Gas natural

7.4.1. Control de ejecución de infraestructuras de plantas y gasoductos

El Gobierno apoyará e impulsará las acciones necesarias para garantizar la introducción de gas natural en Canarias en los plazos más breves posibles. A estos efectos, favorecerá la instalación de las plantas de regasificación de gas natural licuado proyectadas en Gran Canaria y Tenerife para su funcionamiento no más tarde del año 2010 y 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.

En el marco de estas actuaciones, el Gobierno de Canarias velará por la ejecución en los plazos programados de las citadas infraestructuras, su coordinación con las previsiones de generación de energía eléctrica y el estricto cumplimiento de los condicionantes de seguridad, técnicos y medioambientales previstos en su ejecución de acuerdo con la legislación comunitaria, estatal y autonómica.

7.4.2. Control de stocks estratégicos de gas natural

Las plantas de regasificación dispondrán de una capacidad de almacenamiento que les permita mantener como mínimo el stock mínimo operacional de 35 días definido en la Ley del Sector de Hidrocarburos, para garantizar el suministro de gas natural a los usuarios en caso de interrupción de los aprovisionamientos.

7.4.3. Apoyo a introducción previa de aire propanado

Dentro del objetivo de propiciar la utilización de gas natural en núcleos urbanos, turísticos e industriales, la consejería competente en materia de energía favorecerá la implantación de proyectos de suministro de aire propanado, adaptables posteriormente al uso de gas natural, como combustible alternativo y más eficiente que el uso de la electricidad en determinadas aplicaciones.

7.5. Energías renovables

7.5.1. Criterios de desarrollo de la energía eólica

El desarrollo de la energía eólica a nivel de cada isla se hará de forma que no se comprometa la calidad ni la garantía del servicio a los usuarios del sistema eléctrico. Sobre la base de este principio, el Operador del Sistema propondrá las condiciones objetivas de la potencia eólica máxima admisible y los criterios de desconexión de los parques e instalaciones a la red. Se favorecerá que los parques eólicos creen, como complemento a los mismos, sistemas propios de almacenamiento de energía para evitar que dicha energía se pierda en aquellos momentos en que se vean forzados a su desconexión de la red.

Los criterios de desarrollo de la energía eólica serán los de maximizar el aprovechamiento de los recursos potenciales (a través de la combinación de conjuntos de emplazamientos óptimos que eviten zonas de sombra eólica y las tecnologías más eficientes en cada momento e incluso eventualmente sistemas propios de almacenamiento), garantizar la calidad del servicio (a través de las condiciones técnicas de los equipos y los criterios de operación y desconexión) y minimizar la afección al medio ambiente.

Para alcanzar este último apartado, las nuevas instalaciones eólicas deberán contar con un plan de integración paisajística que contemple tanto los aerogeneradores y las instalaciones complementarias como las propuestas de mejora de su entorno físico. Asimismo las líneas que den salida a la electricidad producida por los parques serán subterráneas. Se establecerá también, la posibilidad de fijar un límite temporal al funcionamiento de los parques eólicos, transcurrido el cual, deberán ser desmantelados y restaurado el terreno o solicitar una prórroga de explotación.

7.5.2. Criterios de desarrollo de la energía solar fotovoltaica

Se apoyará la instalación de paneles solares fotovoltaicos, en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, para dotar de electricidad a puntos de consumo alejados de las redes.

El Gobierno facilitará la implantación de energía solar fotovoltaica conectada a red, de forma compatible con el mantenimiento de la calidad del servicio eléctrico y la protección del medio ambiente. A este respecto podrán dictarse normas que limiten o favorezcan la implantación de estas instalaciones, bien sea en función de su tamaño, del punto de conexión a la red eléctrica o por criterios relacionados con la ocupación de suelo.

Las dotaciones que el Gobierno de Canarias pudiera destinar a la promoción de estas instalaciones estarán condicionadas a la rentabilidad esperada de las mismas,

considerando la cuantía de la prima que en cada momento pueda establecer el Estado para favorecer la producción de electricidad mediante paneles fotovoltaicos.

7.5.3. Programas de apoyo a la energía solar térmica

El Gobierno deberá establecer programas de apoyo a la instalación de paneles solares planos para agua caliente sanitaria y otras aplicaciones, mediante instrumentos económicos o financieros que sean ágiles y eficaces.

El Gobierno velará porque se cumplan las nuevas normas en materia de edificación respecto a la instalación de paneles solares en los edificios de nueva construcción.

Se valorará igualmente la posibilidad de utilizar instrumentos normativos que puedan establecer calendarios de obligado cumplimiento para la implantación de paneles solares planos vinculados a determinadas actividades económicas.

Asimismo se procurará que las Administraciones Locales exijan la instalación de paneles solares en los proyectos de recuperación de edificios residenciales o planta alojativa existente, mientras no sea obligatorio legalmente en el nuevo Código Técnico de la Edificación.

7.5.4. Programas de apoyo a otras fuentes renovables

Por su previsible importancia futura como vector energético, el Gobierno impulsará la realización de nuevos proyectos industriales demostrativos sobre la obtención de hidrógeno y su utilización con fines energéticos, tanto para la producción de electricidad como para su aplicación en vehículos.

Asimismo se realizarán los estudios oportunos para promover el uso de energía minihidráulica, la producción de energía eléctrica almacenable y reversible a la red o la de las olas, en aquellos emplazamientos donde ello sea técnica, económica y ambientalmente viable.

En coordinación con los planes insulares de residuos, se favorecerá la recuperación energética de residuos urbanos con un efecto inducido positivo de reducción de las emisiones netas de gases de efecto de invernadero.

Por último, en el marco de la directiva comunitaria en la materia, el Gobierno promoverá la obtención de biocombustibles a partir de residuos orgánicos para su utilización como carburante de vehículos, siempre que resulte técnica, económica y ambientalmente viable.

7.6. Utilización racional de la energía

7.6.1. Redacción de un Programa específico de uso racional de la energía

Los compromisos internacionales en materia de cambio climático, la legislación comunitaria y estatal, los programas derivados de las mismas y los propios objetivos energéticos en materia de política energética, hacen que la adopción de un Programa de uso racional de la energía deba ser concebido como una acción del Gobierno de Canarias en el que, junto a medidas de ámbito estrictamente energético e industrial, deban desarrollarse actuaciones en materia fiscal y macroeconómica, en materia de medio ambiente y ordenación territorial, en materia de transportes e infraestructuras e incluso en materia de educación. El mismo debe desarrollarse sobre la base de objetivos muy ambiciosos en el medio y largo plazo que combinen todas estas acciones y que exigen una participación activa de Cabildos, Ayuntamientos y ciudadanía en general.

Por ello, en el plazo de un año, a partir de la aprobación del PECAN, el Gobierno de Canarias, por medio de la consejería competente en materia de energía, elaborará un Programa específico de uso racional de la energía hasta el año 2010, que se apoye en las actuaciones previstas a nivel estatal y comunitario.

Dicho Programa partirá de la elaboración de un Atlas de la Energía Eléctrica, que especifique entre otros aspectos las actitudes y hábitos de consumo, los equipamientos individuales de los distintos grupos de consumidores e identifique sectores prioritarios de actuación.

Sobre la base del Atlas de la Energía Eléctrica y de otros estudios, se definirán actuaciones y sus costes de inversión y operativos, los agentes encargados de llevarla a cabo, las necesidades de adecuación de disposiciones administrativas y reglamentarias y se culminará con un plan de educación y formación en la materia.

7.6.2. Programa de Auditorías Energéticas

El Gobierno establecerá líneas financieras de apoyo para la realización de auditorías energéticas en PYMES y otras empresas que no tengan la obligación de efectuarlas, al objeto de incentivar esta práctica de forma voluntaria e impulsar la cultura del ahorro

Para desarrollar dichas auditorías, las empresas deberán contar con un auditor de solvencia reconocida, pudiendo supeditarse la concesión de la subvención a la valoración positiva de la consejería competente en materia de energía.

El Gobierno ampliará el programa de auditorías energéticas a sus propios edificios, con el fin de minimizar la factura energética de los mismos.

7.6.3. Certificación energética de edificios

La directiva 98/34/CE de Eficiencia energética en edificios, exige que los edificios de nueva construcción o aquellos de más de 1000 m² que sean objeto de una profunda renovación, deban cumplir una serie de requisitos en materia de eficiencia energética y en materia de incorporación de energías renovables.

Se dictarán las normas pertinentes para que el centro directivo competente en materia de energía pueda exigir la certificación energética del edificio, conjuntamente con la documentación de legalización de las instalaciones del mismo.

7.6.4. Acuerdos voluntarios sectoriales y con empresas para ahorro energético

El Gobierno de Canarias favorecerá alcanzar con diversas asociaciones empresariales sectoriales la firma de acuerdos voluntarios de uso racional de la energía que permitan desarrollar acciones que vayan más allá de las exigencias legales en la materia. Como contrapartida, dichas asociaciones sectoriales podrán hacer uso de dichos acuerdos voluntarios para informar a la ciudadanía de su compromiso con la protección del medio ambiente en Canarias.

Asimismo, grandes empresas fuertemente consumidoras de energía podrán, a título individual, plantear compromisos voluntarios en la materia al Gobierno de Canarias para su presentación y validación por éste.

7.6.5. Campañas de formación y concienciación

El Gobierno impulsará campañas de formación y concienciación ciudadana en materia de uso racional de la energía como un instrumento de protección medioambiental y de mejora de la seguridad estratégica y la competitividad de Canarias. A estos efectos el Gobierno pondrá en marcha, entre otras, algunas de las siguientes medidas:

- La inclusión de contenidos relacionados con el uso racional de la energía en los diversos niveles formativos.
- Proponer a organizaciones empresariales y sindicales, la creación de cursos específicos en la materia dirigidos a los trabajadores, dentro de los programas de formación profesional desarrollados en su caso.
- Difundir, a través de los medios de comunicación, campañas periódicas de sensibilización sobre el tema y de los resultados alcanzados.
- Otras medidas, como la organización de cursos específicos, implantación de premios al uso racional de la energía dirigido empresas y consumidores, etc.

7.6.6. Apoyo a proyectos de cogeneración

El Gobierno impulsará la introducción de gas natural como vía para desarrollar las instalaciones de cogeneración. Mientras la opción de gas natural no esté disponible, se arbitrarán los medios necesarios para incentivar la instalación de nuevas plantas de cogeneración, mediante la negociación con la administración Central del establecimiento de compensaciones similares a las que tengan los generadores que operen con combustibles similares y con cargo al sistema nacional eléctrico integrado.

Los acuerdos resultantes de esa negociación se harán extensibles, en aquellos aspectos que les sean de aplicación, a las plantas de cogeneración ya existentes en ese momento.

Para poder acogerse a las ayudas para cogeneración, las plantas deberán adquirir el compromiso de comunicar al gestor del sistema eléctrico su programa diario de funcionamiento, para que éste pueda ajustar la previsión de entrada en servicio de otros grupos convencionales.

7.6.7. Fomento de la utilización de tecnologías de la información como alternativa al transporte físico

El Gobierno de Canarias, a través de la consejería competente en materia de energía, favorecerá mediante campañas de difusión dentro de los propios órganos de Gobierno y de empresas y otras instituciones, la utilización de tecnologías de la información y comunicación (videoconferencia, teletramitación...) como alternativa al transporte físico, con el fin de reducir el consumo de combustible originado por desplazamientos urbanos, interurbanos e incluso interinsulares, que podrían evitarse mediante la utilización de herramientas telemáticas. Ello se materializará a través de las siguientes actuaciones:

- Posibilitar que se pueda cumplimentar o recibir por medio electrónico todas las actuaciones que un ciudadano o entidad debe realizar con cualquier Consejería del Gobierno de Canarias. Asimismo, se animará a Cabildos y Ayuntamientos a unirse a dicha iniciativa
- Favorecer la implantación de los sistemas de videoconferencia, multiplicando los puntos de acceso en cada Consejería del Gobierno o entidad dependiente de ella y creando puntos de acceso libre, para que los ciudadanos puedan realizar contactos con otros particulares y, eventualmente, ello lleve a la creación de centros privados específicamente diseñados para este fin.
- Animar a las empresas, en el marco de los acuerdos voluntarios antes citados, para multiplicar el uso de estas tecnologías.

7.7. Coherencia con otros planes

7.7.1. Coherencia con los planes generales

El PECAN es coherente con el Plan de Desarrollo de Canarias, PDCAN 2000-2006, algunos de cuyos objetivos desarrolla, en especial los que inciden en el sector energético.

A continuación se muestran las medidas propuestas por el PECAN, que tienen repercusión económica y su correspondencia con las líneas de actuación contenidas en el PDCAN:

- Las medidas de fomento de las Energías Renovables, en concreto, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, minihidráulica y biomasa se enmarcan en la línea 4.1.1., Diversificar la disponibilidad de los recursos energéticos y mejorar su eficiencia, dentro de la acción: Fomento de las energías renovables.
- Las medidas de fomento del Ahorro Energético y Cogeneración se engloban en la misma línea, 4.1.1, Diversificar la disponibilidad de los recursos energéticos y mejorar su eficiencia en concreto en la acción: Fomento del Ahorro Energético.
- Para poner en práctica este conjunto de medidas, que necesitan la estructura y agilidad de un ente público sometido al derecho privado, el PECAN establece la creación de la Agencia Canaria de Energía, modelo de gestión energética que ha demostrado su eficacia en otras Comunidades Autónomas. La financiación de esta entidad está incluida dentro de la línea 4.1.1., Diversificar la disponibilidad de los recursos energéticos y mejorar su eficiencia, en las dos acciones descritas.
- Los proyectos de redes de transporte y distribución de energía eléctrica y la continuación del Plan de Electrificación de Canarias, PELICAN se encuentran en esta misma línea 4.1.1., Diversificar la disponibilidad de los recursos energéticos y mejorar su eficiencia, concretamente en la acción: Desarrollo de la Electrificación Integral.
- La medida referente a los Criterios para la revisión de la planificación de infraestructuras se incluye en la línea Protección de la biodiversidad y favorecer el uso sostenible de los espacios naturales línea 4.1.1., Diversificar la disponibilidad de los recursos energéticos y mejorar su eficiencia

7.7.2. Coherencia con otros planes sectoriales

El PECAN es coherente con los objetivos generales de los distintos planes sectoriales en los que existe interrelación:

- **PI+D** (Plan de Investigación y Desarrollo): El Plan señala que deberán establecerse líneas investigación y desarrollo en materias relacionadas con el sector, particularmente las dirigidas al campo de las energías renovables y nuevos vectores energéticos.
- **PIRCAN**: En la elaboración del PECAN, en consonancia con las decisiones tomadas hasta este momento con las Administraciones competentes, se han tomado en consideración los proyectos de instalación de infraestructuras de aprovechamiento energético del biogás procedente de residuos.
- **PDIC**: El PECAN es coherente con el PDIC y establece directrices específicas de ordenación de las infraestructuras energéticas en el territorio, especialmente a través de la redacción de los Planes Territoriales Insulares de Ordenación de las Infraestructuras Energéticas en colaboración con los respectivos Cabildos.

7.7.3. Coherencia con el Programa Operativo Canarias (2000-2006)

El conjunto de acciones propuestas en el Plan se enmarcan, y pretenden culminar, el P.O.C (2000-2006) dentro de su Eje 6 Redes de Transporte y Energía, ya que el plazo de finalización del primero y de entrada en vigor del segundo son prácticamente los mismos. Su puesta en práctica ha ayudado a alcanzar algunos de los objetivos que planteaba el citado programa, de acuerdo con las prioridades estratégicas definidas en el Plan de Desarrollo Regional (PDR) y el Marco de Apoyo Comunitario, más concretamente:

- Ayudarán a finalizar la integración territorial del Archipiélago,
- Contribuye a mejorar la competitividad del tejido productivo de la región. Uno de los principios básicos del Plan es garantizar que la energía, input básico para sectores económicos, tenga las mejores condiciones de calidad y precio y, al mismo tiempo, favorecer el uso racional de la energía coadyuvará a este objetivo.
- Promueve la generación de empleo y la cualificación de los recursos humanos, ya que propicia la aparición de nuevos yacimientos de empleo y oportunidades de negocio, muchas de ellas a nivel local, vinculadas a las energías renovables y a la eficiencia energética.
- Promueve un uso sostenible del territorio y el medio ambiente, a través de un importante desarrollo de las energías renovables y de su compromiso de minimizar los impactos ambientales de las instalaciones energéticas.

7.7.4. Coherencia con los planes nacionales y compromisos internacionales

El Plan Energético de Canarias, es coherente con las políticas energéticas dictadas por la Unión Europea y la Agencia Internacional de la Energía, en especial en lo que se refiere a las condiciones de los stocks estratégicos y la seguridad del aprovisionamiento, y por la Unión Europea, tanto en este mismo tema como con las directivas y reglamentos de aplicación del mercado interior de la energía y otros aspectos energéticos y en los compromisos adquiridos en relación con las emisiones de CO₂ y otros Gases de Efecto de Invernadero, según la Convención Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas, conocida como Protocolo de Kioto.

También es coherente con la planificación del Estado, y se hace eco de las líneas maestras definidas en sus planes, tanto en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, como en el Plan de Energías Renovables y muy singularmente en el documento de Planificación de Infraestructuras de los Sectores de Electricidad y Gas, ya que las previsiones de infraestructuras que incluye son coincidentes con las pactadas con el Estado para la revisión de este documento.

7.7.5. Coherencia interna del plan sectorial

En sistemas energéticos tan singulares como el de Canarias con, entre otros factores, sistemas eléctricos aislados de pequeña dimensión, gran importancia del sector transporte, etc., alcanzar objetivos de la entidad de los establecidos, tales como el cumplimiento de los Compromisos de Kioto, los importantes crecimientos de las energías renovables y simultáneamente tener niveles europeos de calidad en el servicio, exige forzosamente la realización de un enfoque integrado pluridisciplinar como el que se ha realizado.

Como referencia de ello, determinadas medidas en materia de gestión de los recursos eólicos han conllevado otra serie de prescripciones en diversas instalaciones energéticas (líneas de transporte, garantías de potencia en la generación convencional, sistemas complementarios de almacenamiento, etc.), producto de un análisis global y zonal de cada sistema eléctrico insular.

7.7.6. Coherencia con los criterios de desarrollo sostenible

En la elaboración del PECAN se han tenido en cuenta las Directrices Generales de Ordenación establecidas por el Gobierno de Canarias, en especial con el título que éstas dedican a la Energía y los Residuos.

7.8. Evaluación y seguimiento del Plan

El responsable del control y seguimiento periódico del Plan será la consejería competente en materia de energía, quien podrá encargar a la Agencia Canaria de Energía los trabajos técnicos que estime necesarios para tal fin.

8. PRESUPUESTO DE PUESTA EN MARCHA DEL PECAN

El conjunto de medidas reflejadas en este PECAN requieren, para su materialización, un importante esfuerzo inversor por parte del Ejecutivo autonómico.

Esta elevada inversión se justifica por la incidencia social de las actuaciones que se van a emprender, la trascendencia cualitativa de los objetivos y las insuficientes aportaciones presupuestarias que ha recibido el sector energético en pasados ejercicios.

Los presupuestos destinados por el Gobierno de Canarias para el apoyo a actividades energéticas se han movido en los últimos ejercicios en torno a los 4,5 millones de euros anuales, apenas supera el 0,1% del total de gastos del ejercicio. Este porcentaje debe incrementarse, ya que si todos los análisis llevan a la conclusión de que es una necesidad inaplazable aumentar las acciones tendentes para mejorar la eficiencia y la diversificación energética, los altos precios del petróleo obligan a intensificar aún más esos esfuerzos.

Resulta un hecho incuestionable que la energía es un factor estratégico de primer orden tanto para las comunicaciones, como para el turismo, la industria y la economía en general. La energía proporciona a las empresas garantía de futuro y a los ciudadanos confort y seguridad a la hora de realizar sus actividades cotidianas. En definitiva, es el motor del progreso y de la riqueza de los pueblos.

Como resultado de distintos factores, el sector energético ha evolucionado en Canarias en una dirección poco coherente con la evolución que han seguido los países más desarrollados, ya que aumenta el consumo de energía per cápita y por unidad de PIB. Como consecuencia de esta evolución se ha producido un incremento de las emisiones de CO₂ de un 41% con respecto a los niveles de 1990, lo que implica un incumplimiento de los compromisos adquiridos en la cumbre de Kioto.

La puesta en marcha del PECAN debe permitir modificar esa tendencia de forma que empiece a desvincularse el crecimiento económico del consumo de energía y pueda reducirse el volumen de emisiones de CO₂ para alcanzar el compromiso de Kioto hacia el año 2012.

A continuación se detalla el presupuesto del Plan expresado en euros de 2006 para cada uno de los subsectores energéticos con el valor de la inversión generada por las diferentes medidas, desglosado en función del origen de la financiación, según provengan del presupuesto de la consejería competente en materia de energía del Gobierno de Canarias, del sector privado u otras administraciones o instituciones.

A estos efectos, se ha considerado dentro del sector privado el conjunto de la actividad empresarial, incluyendo las posibles inversiones de empresas públicas cuando actúan como sociedades mercantiles.

No se han considerado en dichas tablas otras inversiones relacionadas con el sector energético y que se refieren a actuaciones estrictamente privadas que no tienen reflejo en el plan de medidas de política energética definido en el capítulo 7.

Es necesario comentar que, en las cifras de inversión que se exponen más adelante, se incluyen los importes de las transferencias corrientes derivadas del cumplimiento de algunas de las medidas expuestas en el citado capítulo 7.

Con carácter previo al detalle de las tablas que resumen del presupuesto es importante aclarar algunos términos en lo relativo a los orígenes de financiación contemplados, que se han agrupado en tres: la Consejería competente en materia de energía, los agentes privados y otras administraciones. En este último término se engloban las aportaciones previstas para todas aquellas administraciones distintas al Gobierno de Canarias, donde se incluyen las Administraciones Locales e Insulares, Administración Estatal y de la Unión Europea. En cada caso se especificará a la administración a la que se hace referencia. Hay que precisar que existe una única singularidad con respecto a la distribución anterior, que ocurre dentro del capítulo de energías renovables, y concretamente dentro del apartado de otras renovables. En ese concepto existe además una aportación de la Consejería competente en materia de medio ambiente del Gobierno de Canarias, relacionada con las instalaciones de valorización energética del biogás procedente de residuos.

8.1. Combustibles, electricidad y residuos

En el sector de combustibles se incluyen exclusivamente las inversiones más importantes derivadas del Plan de Gasificación y una previsión de los costes derivados de la necesidad de instalaciones de almacenaje de productos petrolíferos, concretamente el propano. En el sector eléctrico se han considerado la generación y las redes de transporte y distribución eléctrica.

En la generación se ha tenido en cuenta la entrada en funcionamiento de los nuevos grupos eléctricos en las centrales térmicas, mientras que en el apartado de transporte se han considerado las actuaciones de nuevas líneas, subestaciones y transformadores eléctricos. En cuanto a la distribución se han cuantificado las medidas en relación a mejorar la calidad del suministro para el usuario final.

Tabla 8.1 Inversión total generada por el PECAN en combustibles y electricidad, desglosado en función del origen de la financiación (miles de € de 2006)

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	C. Industria, C y N.T.							
	Privada				139.000	141.000		280.000
	Otras Administraciones				50.000			50.000
	TOTAL				189.000	141.000		330.000
GASODUCTOS	C. Industria, C y N.T.							
	Privada				15.000	15.000		30.000
	Otras Administraciones							
	TOTAL				15.000	15.000		30.000
ALMACENAMIENTO PRODUCTOS PETROLÍFEROS	C. Industria, C y N.T.							
	Privada		361	60	60		150	631
	Otras Administraciones							
	TOTAL		361	60	60		150	631
GENERACIÓN ELÉCTRICA	C. Industria, C y N.T.							
	Privada	588.020	260.912	162.628	154.111	231.438	193.857	1.590.967
	Otras Administraciones							
	TOTAL	588.020	260.912	162.628	154.111	231.438	193.857	1.590.967
REDES DE TRANSPORTE ELÉCTRICO	C. Industria, C y N.T.	1.479						1.479
	Privada	90.283	106.029	198.778	39.712	66.847	4.980	506.630
	Otras Administraciones							
	TOTAL	91.762	106.029	198.778	39.712	66.847	4.980	508.109
REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	C. Industria, C y N.T.	4.537	4.764	5.002	5.252	5.515	5.790	30.860
	Privada	9.231	9.693	10.177	10.686	11.221	11.782	62.790
	Otras Administraciones	2.113	2.218	2.329	2.446	2.568	2.697	14.371
	TOTAL	15.881	16.675	17.509	18.384	19.303	20.269	108.021
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	6.016	4.764	5.002	5.252	5.515	5.790	32.339
	Privada	687.534	376.995	371.643	358.570	465.506	210.769	2.471.017
	Otras Administraciones	2.113	2.218	2.329	52.446	2.568	2.697	64.371
	TOTAL	695.663	383.977	378.975	416.268	473.589	219.256	2.567.728

En lo que respecta las cantidades asignadas a “otras administraciones”, en el caso de los combustibles y en concreto a las plantas de regasificación de gas natural licuado la aportación corresponde a una subvención de la UE de 50 millones de euros. En el caso de las inversiones en el sector eléctrico y en particular de las redes de distribución, ésta corresponde a aportaciones del Ministerio con competencias en materia de energía por un valor total de 14,3 millones de euros.

8.2. Energías renovables, eficiencia energética y cogeneración

En este subsector se ha incluido el presupuesto correspondiente a las medidas del Plan sobre las áreas relacionadas con las energías renovables, la eficiencia energética y la cogeneración, así como el apoyo a proyectos singulares y de I+D, llegando al desglose que se muestra a continuación en la Tabla 8.2

Tabla 8.2 Inversión total generada por el PECAN en energías renovables, eficiencia energética y cogeneración, desglosado en función del origen de la financiación (miles de € de 2006)

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
AGENCIA CANARIA DE ENERGÍA	C. Industria, C y N.T.	846	888	933	979	1.028	1.080	5.754
	Privada							
	Otras Administraciones							
	TOTAL	846	888	933	979	1.028	1.080	5.754
EÓLICA	C. Industria, C y N.T.	13	13	14	15	15	16	86
	Privada			166.862	223.737	43.199	59.780	493.578
	Otras Administraciones							
	TOTAL	13	13	166.876	223.752	43.214	59.796	493.664
SOLAR FOTOVOLTAICA	C. Industria, C y N.T.	919	965	1.013	1.064	1.117	1.173	6.253
	Privada	117.235	110.611	206.309	63.837	59.446	55.051	612.488
	Otras Administraciones	85	89	94	99	104	109	579
	TOTAL	118.239	111.665	207.416	65.000	60.666	56.333	619.320
SOLAR TÉRMICA	C. Industria, C y N.T.	1.568	2.267	2.380	2.500	2.624	2.756	14.095
	Privada	100	14.525	15.422	17.366	13.801	18.138	79.353
	Otras Administraciones	1.840	1.932	2.029	2.130	2.236	2.348	12.515
	TOTAL	3.507	18.724	19.831	21.996	18.662	23.243	105.963
MINIHIDRÁULICA	C. Industria, C y N.T.							
	Privada	11.214				8.400	2.100	21.714
	Otras Administraciones							
	TOTAL	11.214				8.400	2.100	21.714
OTRAS RENOVABLES	C. Industria, C y N.T.		932	978	1.027	1.079	1.133	5.149
	C. Medioambiente y O.T.	377						377
	Privada		25.902	25.938	4.973	4.588	54.423	115.823
	Otras Administraciones	1.507						1.507
	TOTAL	1.884	26.834	26.917	6.000	5.667	55.555	122.856
COGENERACIÓN	C. Industria, C y N.T.							
	Privada						1.336	1.336
	Otras Administraciones	11	11	12	12	13	14	73
	TOTAL	11	11	12	12	13	1.350	1.409
APOYO A PROYECTOS SINGULARES Y DE I+D	C. Industria, C y N.T.	69	73	76	1.704	1.708	1.712	5.341
	Privada				2.943	2.943	2.943	8.830
	Otras Administraciones	5.000	15.000	15.000				35.000
	TOTAL	5.069	15.073	15.076	4.647	4.651	4.655	49.171
AHORRO ENERGÉTICO	C. Industria, C y N.T.	2.717	2.853	2.996	3.146	3.303	3.468	18.484
	Privada	4.649	6.777	9.383	12.563	16.434	21.133	70.939
	Otras Administraciones	5.613	5.893	6.188	6.498	6.822	7.164	38.178
	TOTAL	12.980	15.524	18.567	22.206	26.559	31.765	127.601
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	6.132	7.992	8.391	10.434	10.875	11.338	55.162
	C. Medioambiente y O.T.	377						377
	Privada	133.198	157.814	423.914	325.420	148.810	214.905	1.404.061
	Otras Administraciones	14.056	22.926	23.322	8.738	9.175	9.634	87.852
	TOTAL	153.762	188.732	455.628	344.593	168.861	235.877	1.547.452

En este conjunto de medidas se prevé una aportación total de otras administraciones de 87,8 millones de euros a lo largo del período 2006-2011. La participación de las distintas administraciones, que en cada caso es diferente atendiendo a criterios competenciales o de otra índole, se muestra a continuación de forma resumida (referido a cifras totales para el período considerado):

- Ministerio competente en materia de energía: Le corresponden 12,5 millones de euros para actuaciones en materia de energía solar térmica y 0,58 millones de euros en materia de energía solar fotovoltaica. Asimismo le corresponden 38 millones de euros para medidas de ahorro y eficiencia energética y 0,073 millones de euros para cogeneración. El marco de referencia para el fomento de estas

medidas es el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y la Estrategia Española de Eficiencia Energética 2004-2012.

Finalmente, este Ministerio aporta un cantidad de 35 millones de euros para el proyecto singular denominado Aprovechamiento Hidroeléctrico de El Hierro.

- Unión Europea: Las instalaciones de valorización energética de biogás, como parte de las instalaciones de tratamiento y reducción del impacto ambiental de los residuos, deben ser consideradas en este Plan por su repercusión energética, pero sobre todo tienen un cometido de carácter medioambiental. Es por ello que se encuentran recogidas en la planificación sectorial en materia de residuos, PIRCAN, actualmente en revisión. En dicho documento se establece un sistema de cofinanciación para las instalaciones de tratamiento de residuos, que proviene en un 80% de la UE y un 20% del Gobierno de Canarias. Las cantidades asignadas a las otras administraciones dentro del concepto de otras fuentes renovables corresponden a dicha participación de la UE.

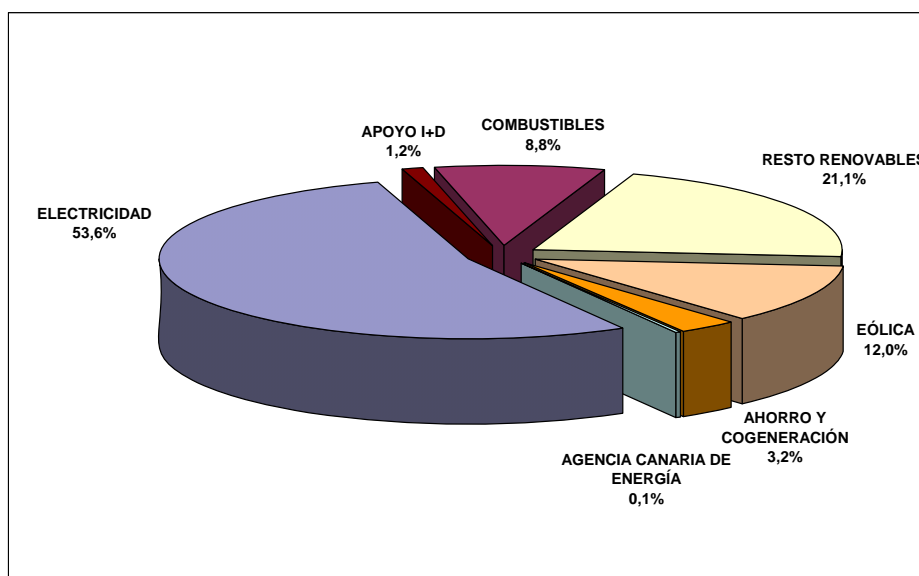
En el contexto del párrafo anterior, los fondos que debe aportar el Gobierno de Canarias para las instalaciones de tratamiento de residuos se realizarán a través de la Consejería competente en materia de medio ambiente, siendo ésta la única aportación de fondos que debe realizar el Gobierno de Canarias a través de departamentos distintos al competente en materia de energía que consta en el presupuesto del presente Plan.

Por otro lado, de acuerdo con las funciones que se atribuyan a la Agencia Canaria de Energía será su responsabilidad no sólo gestionar adecuadamente estos fondos, sino la iniciativa para buscar nuevas fuentes de financiación que ayuden a conseguir los objetivos del Plan. Para ello deberá estar facultada para concurrir a cuantos proyectos europeos considere convenientes.

8.3. Cifra total de las inversiones

En el gráfico siguiente se muestra la distribución por áreas del total de la inversión para todo el periodo de planificación.

Gráfico 8.1 Distribución de la inversión total generada por el PECAN según las áreas de actuación



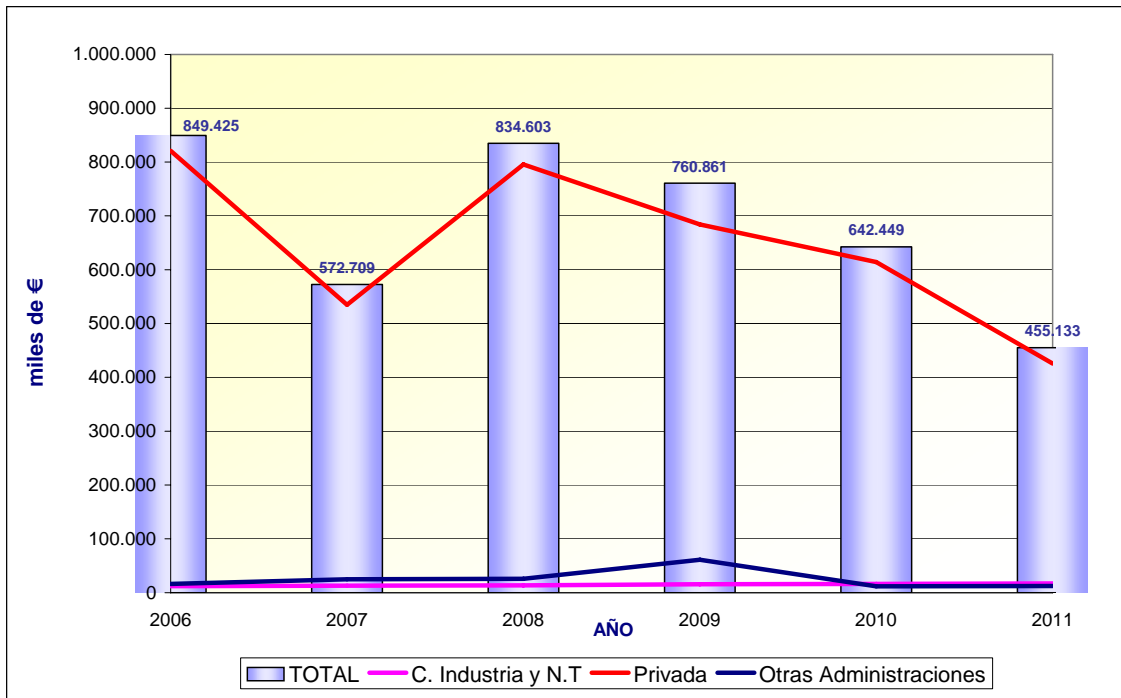
En cuanto al origen de la financiación, en la Tabla 8.3 se muestra un resumen de los valores totales de las inversiones.

Tabla 8.3 Inversión total generada por el PECAN, desglosado en función del origen de la financiación (miles de € de 2006) Resumen

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
COMBUSTIBLES	C. Industria, C y N.T.							
	Privada		361	60	154.060	156.000	150	310.631
	Otras Administraciones				50.000			50.000
	TOTAL		361	60	204.060	156.000	150	360.631
ELECTRICIDAD	C. Industria, C y N.T.	6.016	4.764	5.002	5.252	5.515	5.790	32.339
	Privada	687.534	376.634	371.583	204.510	309.506	210.619	2.160.386
	Otras Administraciones	2.113	2.218	2.329	2.446	2.568	2.697	14.371
	TOTAL	695.663	383.617	378.915	212.208	317.589	219.106	2.207.097
ENERGÍAS RENOVABLES, AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	C. Industria, C y N.T.	6.132	7.992	8.391	10.434	10.875	11.338	55.162
	C. Medioambiente y O.T.	377						377
	Privada	133.198	157.814	423.914	325.420	148.810	214.905	1.404.061
	Otras Administraciones	14.056	22.926	23.322	8.738	9.175	9.634	87.852
	TOTAL	153.762	188.732	455.628	344.593	168.861	235.877	1.547.452
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	12.148	12.756	13.393	15.687	16.390	17.128	87.502
	C. Medioambiente y O.T.	377						377
	Privada	820.732	534.809	795.557	683.990	614.316	425.674	3.875.079
	Otras Administraciones	16.169	25.145	25.652	61.184	11.744	12.331	152.224
	TOTAL	849.425	572.709	834.603	760.861	642.449	455.133	4.115.181

De la misma forma, en el Gráfico 8.2, se observan los valores anteriores acumulados para cada año.

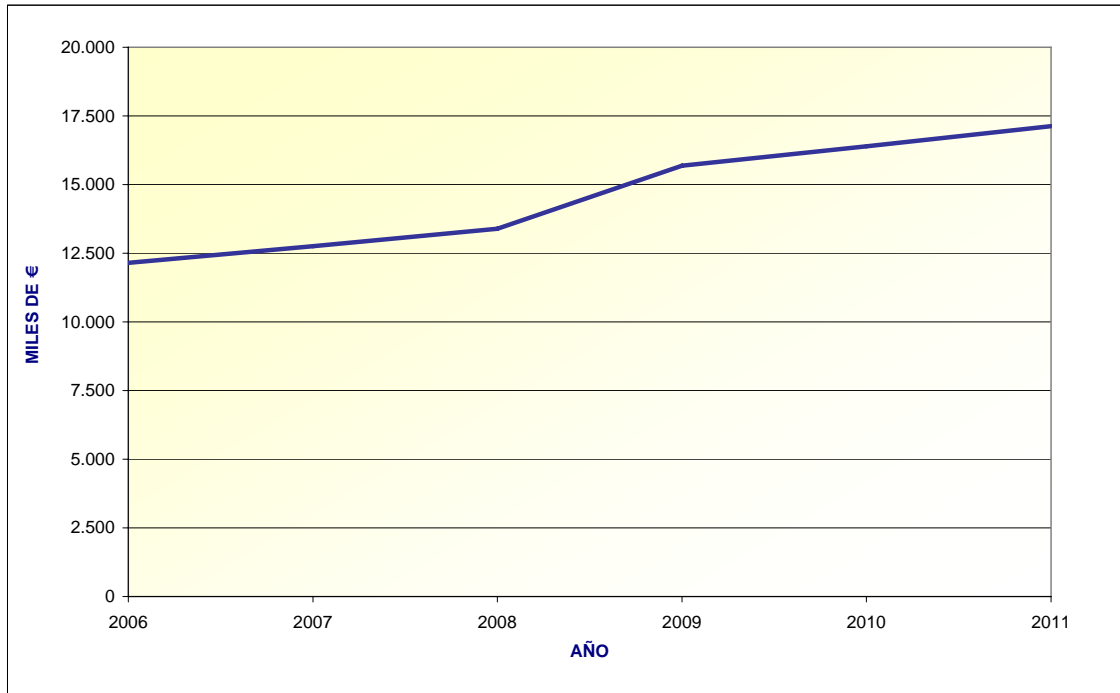
Gráfico 8.2 Inversión total acumulada generada por el PECAN, desglosada en función del origen de la financiación (miles de € de 2006)



8.4. Inversión de la consejería competente en materia de energía

En el gráfico siguiente se muestra la previsión de la inversión total que realizará la consejería competente en materia de energía.

Gráfico 8. 3 Previsión de inversiones por parte de la consejería competente en materia de energía



8.5. Repercusión territorial del presupuesto del Plan

En los apartados anteriores, se ha detallado el presupuesto del Plan distribuido por materias (energías renovables, combustibles, etc.) y según el origen de financiación (privada, otras administraciones...). Atendiendo ahora a un punto de vista territorial, las acciones del plan con repercusión presupuestaria pueden clasificarse de forma general en dos grupos: aquellas que tienen un marco geográfico local o insular definido, como es el caso de las nuevas infraestructuras energéticas relacionadas en el capítulo 6, y un pequeño número de actuaciones que por su dimensión regional no pueden adscribirse a islas concretas (sólo suponen un 0,1% del presupuesto total del período 2006-2011). En los apartados siguientes se realiza un desglose insular de las primeras, indicando previamente la repercusión de las medidas de carácter regional con objeto de mantener la coherencia con las cifras totales aportadas en apartados anteriores.

8.5.1. Repercusión presupuestaria de acciones de carácter exclusivamente regional

Las actuaciones que por su dimensión regional no son susceptibles de desagregación insular corresponden básicamente a las relacionadas con la Agencia Canaria de Energía, que se encuadran dentro de las medidas generales en materia de Energías Renovables, Ahorro y Eficiencia Energética.

Tabla 8. 4 Inversión del PECAN en la Agencia Canaria de Energía

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
AGENCIA CANARIA DE ENERGÍA	C. Industria, C y N.T.	846	888	933	979	1.028	1.080	5.754
	Privada							0
	Otras Administraciones							0
	TOTAL	846	888	933	979	1.028	1.080	5.754

8.5.2. Repercusión presupuestaria desde un punto de vista insular

Como se ha comentado anteriormente, a continuación se detalla una distribución insular del presupuesto total del plan una vez detraídas las partidas detalladas en el apartado anterior.

Tabla 8.5. 1 Gran Canaria

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
COMBUSTIBLES	C. Industria, C y N.T.							
	Privada		301		154.000		150	154.451
	Otras Administraciones				25.000			25.000
	TOTAL		301		179.000		150	179.451
ELECTRICIDAD	C. Industria, C y N.T.	1.504	1.191	1.251	1.313	1.379	1.448	8.085
	Privada	188.984	150.469	43.410	18.948	113.642	87.105	602.558
	Otras Administraciones	528	555	582	611	642	674	3.593
	TOTAL	191.017	152.214	45.243	20.872	115.663	89.227	614.236
ENERGÍAS RENOVABLES, AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	C. Industria, C y N.T.	1.754	2.638	2.872	2.932	3.078	3.232	16.507
	C. Medioambiente y O.T.	377						377
	Privada	7.480	42.214	143.661	127.104	45.472	59.523	425.453
	Otras Administraciones	4.517	3.179	3.347	3.505	3.681	3.865	22.095
TOTAL	14.129	48.031	149.881	133.541	52.231	66.620	464.431	
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	3.258	3.829	4.123	4.245	4.457	4.680	24.592
	Privada	196.465	192.983	187.071	300.051	159.114	146.778	1.182.462
	Otras Administraciones	5.046	3.734	3.930	29.117	4.323	4.539	50.688
	TOTAL	204.768	200.545	195.124	333.413	167.894	155.997	1.258.118

Tabla 8.5. 2 Tenerife

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
COMBUSTIBLES	C. Industria, C y N.T.							
	Privada					156.000		156.000
	Otras Administraciones					25.000		25.000
	TOTAL					181.000		181.000
ELECTRICIDAD	C. Industria, C y N.T.	1.874	1.191	1.251	1.313	1.379	1.448	8.455
	Privada	225.557	103.746	218.360	90.722	115.025	88.150	841.560
	Otras Administraciones	528	555	582	611	642	674	3.593
	TOTAL	227.959	105.492	220.193	92.646	117.046	90.271	853.607
ENERGÍAS RENOVABLES, AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	C. Industria, C y N.T.	2.496	2.880	2.815	3.198	3.358	3.526	18.272
	C. Medioambiente y O.T.							
	Privada	95.400	60.855	144.559	125.527	58.773	65.291	550.405
	Otras Administraciones	3.091	3.209	3.350	3.539	3.715	3.901	20.805
TOTAL	100.986	66.944	150.724	132.264	65.847	72.719	589.483	
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	4.370	4.071	4.065	4.511	4.737	4.974	26.727
	Privada	320.956	164.601	362.919	216.249	329.798	153.441	1.547.965
	Otras Administraciones	3.619	3.764	3.932	4.150	29.358	4.575	49.398
	TOTAL	328.945	172.435	370.917	224.910	363.892	162.990	1.624.090

Tabla 8.5. 3 Lanzarote

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
COMBUSTIBLES	C. Industria, C y N.T.							
	Privada		60		60			120
	Otras Administraciones							
	TOTAL		60		60			120
ELECTRICIDAD	C. Industria, C y N.T.	715	595	625	657	689	724	4.005
	Privada	132.842	64.821	30.746	35.464	30.876	30.946	325.696
	Otras Administraciones	264	277	291	306	321	337	1.796
	TOTAL	133.821	65.694	31.662	36.427	31.887	32.007	331.498
ENERGÍAS RENOVABLES, AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	C. Industria, C y N.T.	422	609	677	655	688	722	3.774
	C. Medioambiente y O.T.							
	Privada	5.055	23.680	44.536	19.935	10.209	12.491	115.906
	Otras Administraciones	681	721	761	793	833	874	4.663
TOTAL	6.158	25.011	45.973	21.383	11.730	14.088	124.343	
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	1.137	1.205	1.302	1.312	1.377	1.446	7.779
	Privada	137.897	88.562	75.281	55.459	41.085	43.437	441.722
	Otras Administraciones	945	999	1.052	1.099	1.154	1.212	6.460
	TOTAL	139.979	90.765	77.635	57.870	43.617	46.095	455.961

Tabla 8.5. 4 Fuerteventura

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
COMBUSTIBLES	C. Industria, C y N.T.							
	Privada			60				60
	Otras Administraciones							
	TOTAL			60				60
ELECTRICIDAD	C. Industria, C y N.T.	715	595	625	657	689	724	4.005
	Privada	60.101	45.069	55.034	41.003	30.876	1.473	233.556
	Otras Administraciones	264	277	291	306	321	337	1.796
	TOTAL	61.080	45.942	55.950	41.965	31.887	2.534	239.358
ENERGÍAS RENOVABLES, AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	C. Industria, C y N.T.	294	504	599	521	547	574	3.039
	C. Medioambiente y O.T.							
	Privada	8.853	23.598	74.190	33.586	20.091	44.596	204.914
	Otras Administraciones	418	451	480	494	518	544	2.906
TOTAL	9.565	24.553	75.269	34.600	21.157	45.715	210.859	
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	1.009	1.100	1.224	1.177	1.236	1.298	7.045
	Privada	68.954	68.667	129.284	74.588	50.968	46.069	438.530
	Otras Administraciones	683	728	771	799	839	881	4.702
	TOTAL	70.646	70.495	131.280	76.565	53.043	48.248	450.278

Tabla 8.5. 5 La Palma

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
COMBUSTIBLES	C. Industria, C y N.T.							
	Privada							
	Otras Administraciones							
	TOTAL							
ELECTRICIDAD	C. Industria, C y N.T.	528	476	500	525	551	579	3.160
	Privada	60.828	2.967	14.399	3.798	1.122	1.178	84.292
	Otras Administraciones	211	222	233	245	257	270	1.437
	TOTAL	61.567	3.666	15.132	4.568	1.930	2.027	88.889
ENERGÍAS RENOVABLES, AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	C. Industria, C y N.T.	157	235	246	293	307	323	1.560
	C. Medioambiente y O.T.							
	Privada	12.671	3.452	8.102	11.016	7.218	16.472	58.931
	Otras Administraciones	221	232	244	259	272	285	1.512
TOTAL	13.049	3.918	8.592	11.567	7.796	17.080	62.003	
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	684	711	747	818	859	902	4.720
	Privada	73.499	6.419	22.501	14.814	8.340	17.651	143.223
	Otras Administraciones	432	454	477	503	528	555	2.949
	TOTAL	74.616	7.584	23.724	16.135	9.727	19.107	150.892

Tabla 8.5. 6 La Gomera

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
COMBUSTIBLES	C. Industria, C y N.T.							
	Privada							
	Otras Administraciones							
	TOTAL							
ELECTRICIDAD	C. Industria, C y N.T.	340	357	375	394	414	434	2.315
	Privada	8.800	8.835	8.871	8.909	17.122	884	53.421
	Otras Administraciones	158	166	175	183	193	202	1.078
	TOTAL	9.299	9.358	9.421	9.487	17.729	1.520	56.813
ENERGÍAS RENOVABLES, AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	C. Industria, C y N.T.	57	64	67	104	109	115	516
	Privada	2.994	2.938	7.184	4.821	3.691	3.971	25.598
	Otras Administraciones	58	61	64	70	74	77	406
	TOTAL	3.110	3.063	7.315	4.995	3.874	4.163	26.519
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	397	421	442	498	523	549	2.830
	Privada	11.794	11.772	16.055	13.730	20.813	4.855	79.019
	Otras Administraciones	217	228	239	254	266	280	1.483
	TOTAL	12.408	12.421	16.736	14.481	21.602	5.683	83.333

Tabla 8.5. 7 El Hierro

ACTUACIÓN O MEDIDA	FINANCIACIÓN	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
COMBUSTIBLES	C. Industria, C y N.T.							
	Privada							
	Otras Administraciones							
	TOTAL							
ELECTRICIDAD	C. Industria, C y N.T.	340	357	375	394	414	434	2.315
	Privada	10.422	727	763	5.666	842	884	19.303
	Otras Administraciones	158	166	175	183	193	202	1.078
	TOTAL	10.920	1.251	1.313	6.243	1.448	1.520	22.695
ENERGÍAS RENOVABLES, AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	C. Industria, C y N.T.	106	174	183	1.752	1.759	1.766	5.740
	Privada	745	1.078	1.682	3.432	3.357	12.560	22.854
	Otras Administraciones	5.069	15.072	15.076	79	83	87	35.465
	TOTAL	5.919	16.324	16.940	5.264	5.198	14.412	64.059
TOTAL	C. Industria, C y N.T.	447	531	558	2.146	2.172	2.200	8.054
	Privada	11.166	1.805	2.446	9.099	4.198	13.444	42.157
	Otras Administraciones	5.227	15.238	15.250	262	275	289	36.543
	TOTAL	16.840	17.575	18.254	11.507	6.646	15.933	86.754