

10. Otras consideraciones sobre el riesgo de desabastecimiento

10.1. La diversificación de la oferta

A continuación se analiza la diversificación de la oferta de gas natural, actual y futura, así como la diversificación de la oferta de generación eléctrica.

10.1.1. La diversificación en la oferta de gas natural

El Libro Verde "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético" adoptado por la Comisión Europea¹ examina el problema del aumento de la dependencia energética de la Unión Europea y propone abrir un debate en profundidad en torno a las cuestiones esenciales para ilustrar las elecciones energéticas que deben realizarse.

Tres son las constataciones principales del Libro Verde.

La primera, que la Unión Europea será cada vez más dependiente de las fuentes de energía exteriores: sobre la base de las previsiones actuales, el actual grado de dependencia del 50% se situaría en un 70% en 2030. La ampliación de la Unión a nuevos países no cambia en nada este hecho.

La segunda, es que la Unión Europea dispone de muy poco margen de maniobra con respecto a las condiciones de la oferta energética, estando en la demanda su principal área de influencia, esencialmente, a través de una política de ahorro energético.

Y la tercera, es que la Unión Europea no está en condiciones de afrontar el desafío del cambio climático a largo plazo, ni de respetar los compromisos contraídos en este sentido.

Siguiendo con un análisis de los datos y comentarios expuestos en dicho documento, se señala que las reservas energéticas convencionales europeas siguen siendo muy reducidas, pese a los avances realizados en su costosa explotación y extracción. En particular, las reservas

comunitarias confirmadas de petróleo se limitan a unos ocho años de consumo² y tienen unos costes de extracción muy superiores a los de otros yacimientos (de 7-11 dólares por barril frente a los 1-3 dólares por barril de la zona de Oriente Medio), las reservas de gas natural se cifran en unos 20 años de consumo, las de carbón, aunque son muy superiores a las de petróleo, están condicionadas por un proceso de la Unión Europea de regresión de la actividad minera, debido a su escasa competitividad y a razones medioambientales, y los yacimientos de uranio natural tienen un elevado coste de explotación en comparación con el precio y la disponibilidad internacional del mismo.

De estos datos deriva la dependencia energética de la Unión Europea del exterior, que en términos numéricos se traduce en una importación del 76% de sus necesidades de petróleo, un 40% de las de gas natural, más de un 50% de su consumo de carbón y el 95% del uranio natural (aunque controla el resto del ciclo de procesamiento del mismo). En las **figuras 10.1.1, 2 y 3**, se puede apreciar el origen de las importaciones durante 1999 de petróleo, gas natural y carbón respectivamente

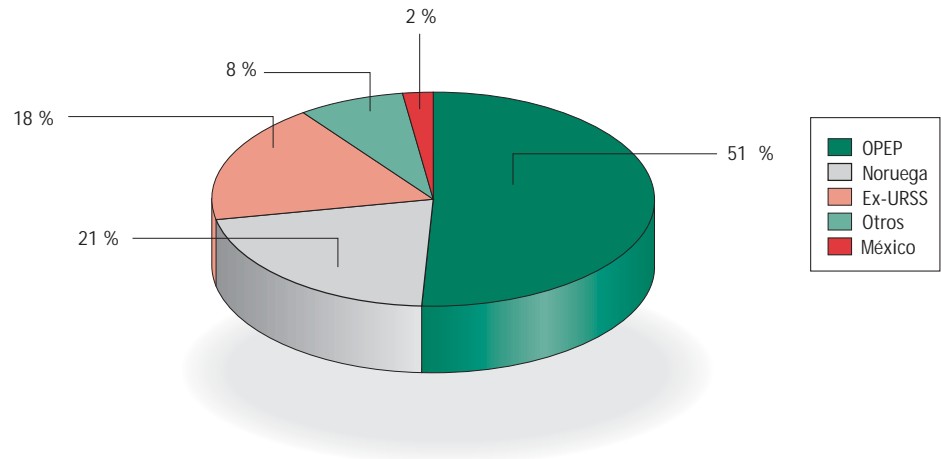
Si se tiene además en cuenta la subida de los precios del petróleo (que se han llegado a triplicar desde marzo de 1999), cuyos efectos podrían incluso debilitar la reactivación de la economía europea, se concluye y ponen de manifiesto las debilidades estructurales del abastecimiento energético de la Unión. En definitiva, "la Unión Europea no puede emanciparse de su dependencia energética sin una política energética activa".

No puede perderse de vista la cada vez mayor interdependencia entre los Estados miembros en materia de energía. Dado el proceso de realización del mercado interior de la energía ya iniciado, lanzado

¹ COM (2000) 769

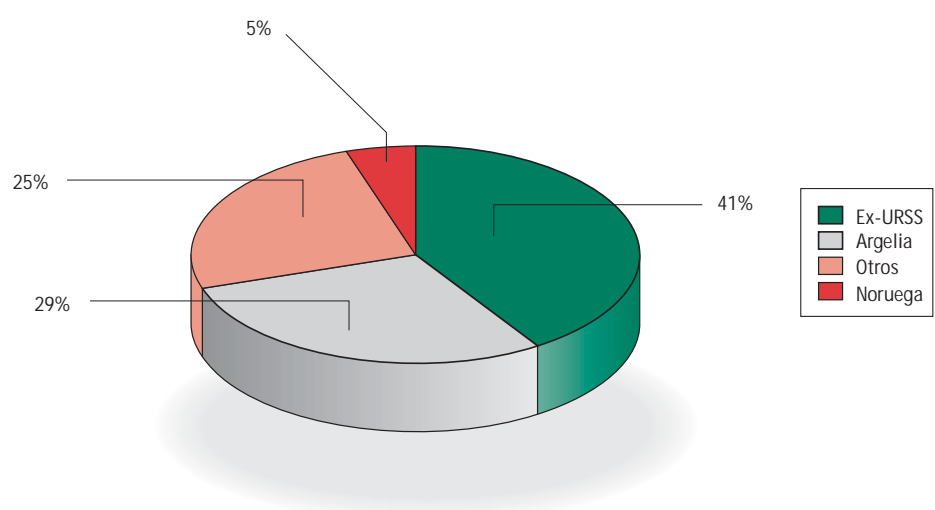
² Este valor se calcula como el cociente entre las reservas probadas y el consumo de combustible en el año considerado.

Figura 10.1.1 Origen de las importaciones en la UE de petróleo en 1999



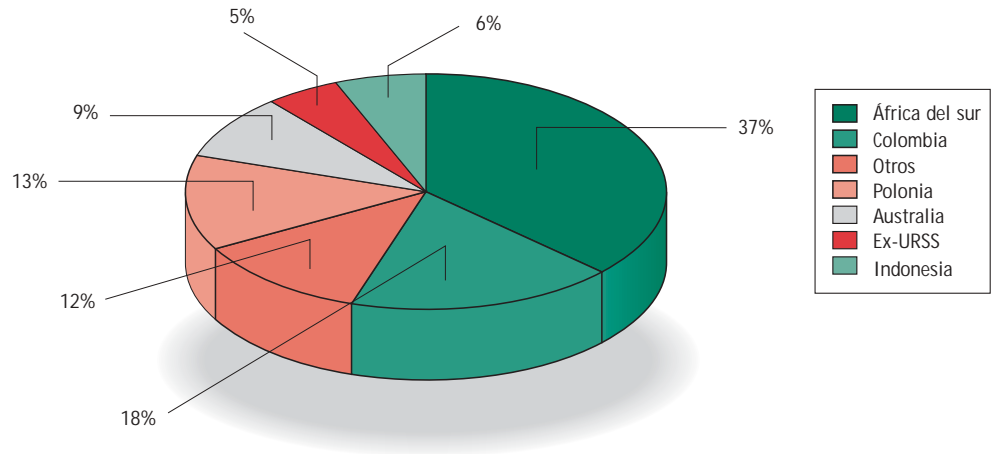
Fuente: Comisión Europea. Libro Verde

Figura 10.1.2 Origen de las importaciones en la UE de gas natural en 1999



Fuente: Comisión Europea. Libro Verde

Figura 10.1.3 Origen de las importaciones de carbón en la UE en 1999



Fuente: Comisión Europea. Libro Verde

fundamentalmente a partir de las Directivas europeas de gas y electricidad³, y la problemática de la lucha contra el cambio climático, cualquier decisión adoptada por cualquier Estado miembro tendrá un efecto, en mayor o menor medida, sobre el resto. Sin embargo, en el Tratado Constitutivo de la Comunidad Económica Europea, los Estados miembros no quisieron sentar las bases para una política energética común, y la Unión Europea proclama que se encuentra desprovista de instrumentos comunitarios para tomar decisiones conjuntas en este campo. El Libro Verde plantea una reflexión sobre el sentido de la adopción de decisiones nacionales en materia de política energética no coordinadas.

Constatados los hechos y los efectos que la falta de acción en el mercado energético tendría sobre el sector, y de forma global, en la competitividad de la economía europea, dicho documento plantea el estudio de diferentes propuestas encaminadas, no tanto a maximizar la autosuficiencia energética ni a minimizar la dependencia del exterior, sino, desde un punto de vista realista, a disminuir de forma significativa el riesgo que tal dependencia conlleva.

Las medidas propuestas se enmarcan dentro de dos grupos, uno de ellos encaminado a controlar el crecimiento de la demanda y, el otro, a gestionar la dependencia de la oferta.

En lo relativo al control del crecimiento de la demanda, la Unión Europea puede recurrir a la regulación o a medidas fiscales para profundizar en los mercados interiores de gas y electricidad, favoreciendo la competencia entre compañías, orientar el consumo de energía hacia los mercados más respetuosos con el medio ambiente y que contribuyan a una mayor seguridad del abastecimiento y,

fomentar el ahorro a través de la mejora de rendimientos en los procesos consumidores de energía o del apoyo a la investigación en nuevas tecnologías.

Si la seguridad del abastecimiento depende, en primer lugar, de políticas orientadas a la demanda, una gestión responsable de la dependencia debe considerar el factor de la oferta, incluso si los márgenes de la UE al respecto son limitados. En el caso de la oferta interior se deberían desarrollar las fuentes energéticas menos contaminantes y que supongan una disminución de la dependencia de los aprovisionamientos externos, o al menos, la disminución de la dependencia de un mismo recurso, como son el gas natural y las energías renovables, y preservar el acceso a los recursos actuales, con una política de reservas ampliada y renovada, que permita luchar contra la especulación y los problemas de abastecimiento. En el caso de la oferta exterior, se debería mantener un diálogo permanente con los países productores tendente a mejorar los mecanismos de formación de los precios, y se deberían reforzar las redes de abastecimiento de forma que ofrezcan una mayor garantía de seguridad de suministro, tanto entre los países miembros como entre éstos y el exterior. Asimismo, no se debe olvidar que las normas de la competencia deben ejercer su labor en el control y garantía de la competencia en el mercado de distribución de combustibles, y la posibilidad de inclusión de nuevos operadores en el mismo.

La diversificación de la oferta actual de gas natural en España

Entrando un poco más en detalle en el caso español, según los datos reflejados en el **figura 10.1.4**, se observa una estructura de energía primaria dominada claramente por una proporción de la participación del petróleo en la misma superior a la mitad, el 54%, valor bastante más elevado que la media europea, aunque no por ello deje

³ Directivas 98/30/CE y 96/92/CEE respectivamente

de ser significativo también en este caso. El carbón es la segunda fuente de abastecimiento en términos de energía primaria, seguido de la energía nuclear, y en valores porcentuales no difieren demasiado de la situación global de la Unión Europea. Es destacable, asimismo, la escasa participación del gas natural en el balance energético, dato que resalta aún más si se vuelve a hacer una comparación con el caso europeo. Las energías hidráulica y otras renovables constituyen una aportación del 6% de forma conjunta en ambos casos.

En vista de los datos anteriormente expuestos y sin perder de vista el objetivo de conseguir una mayor seguridad de abastecimiento en nuestro sistema energético, se puede afirmar que la promoción de una mayor participación del gas natural, así como de las energías renovables, en el balance de energía primario contribuirían a disminuir la dependencia del petróleo, diversificando las fuentes de aprovisionamiento y, por lo tanto, reduciendo los efectos negativos de un hipotético fallo en el suministro de una de ellas.

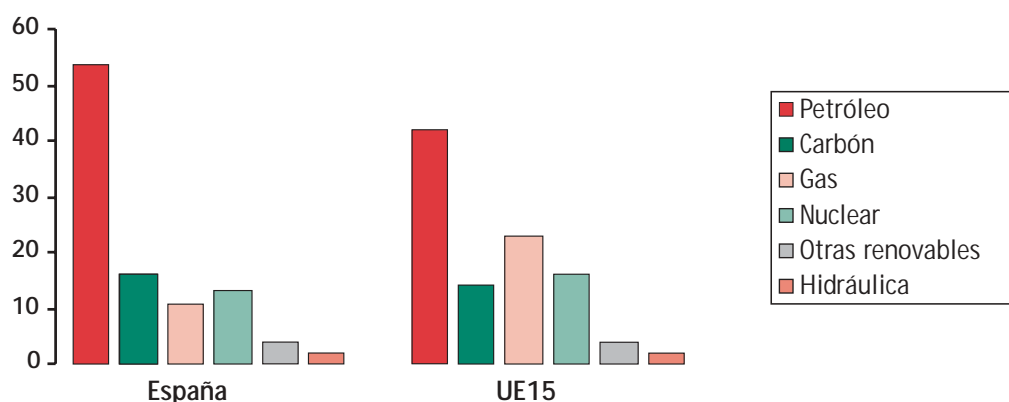
En el caso del gas natural, haciendo un análisis de la evolución de los aprovisionamientos del mismo desde el año 1994, nuestro país se ha abastecido siempre de forma mayoritaria a partir de Argelia,

llegando a proporcionarnos hasta del 65% de nuestras necesidades gasistas en alguna ocasión. Sin embargo la tendencia seguida en los últimos años ha sido la de un aumento del número de países de origen del gas en forma de gas natural licuado, según se muestra en el **figura 10.1.5**, pese a que la cuota de participación argelina siga siendo elevada. La única aportación de gas procedente del continente europeo es desde Noruega a través de la interconexión con Francia por gasoducto.

En este sentido, y en el contexto de la Unión Europea, el Libro Verde destaca a Rusia (Siberia occidental), la región del Caspio, inclusive Irán, Oriente Próximo y Nigeria, como zonas a tener en cuenta a largo plazo en cuestión de suministro de gas, y señala que el mantenimiento de unas relaciones adecuadas con los países de tránsito es una de las condiciones básicas para un abastecimiento regular de la Unión.

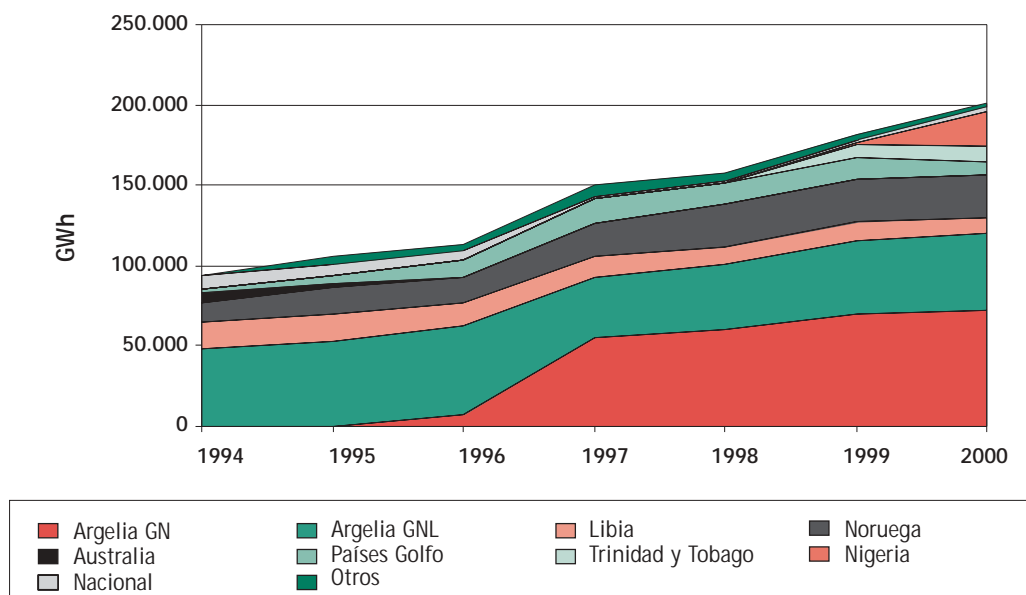
De nuevo particularizando al caso español, se analizan a continuación las formas en las que el gas ha sido incluido en el sistema: en estado gaseoso, a través de las conexiones internacionales y a partir de los yacimientos propios, y en forma de gas natural licuado, por medio de los

Figura 10.1.4 Estructura del consumo de energía primaria en España y la Unión Europea en 1999. Valores porcentuales



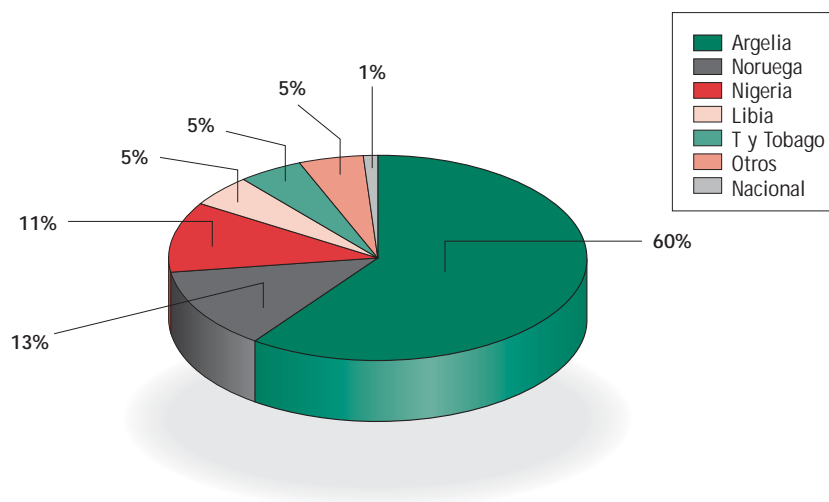
Fuente: CE Libro Verde

Figura 10.1.5 Evolución de los aprovisionamientos de gas natural en España. Período 1994 – 2000



Fuente: Sedigas

Figura 10.1.6 Origen de los aprovisionamientos de gas natural en España durante el año 2000

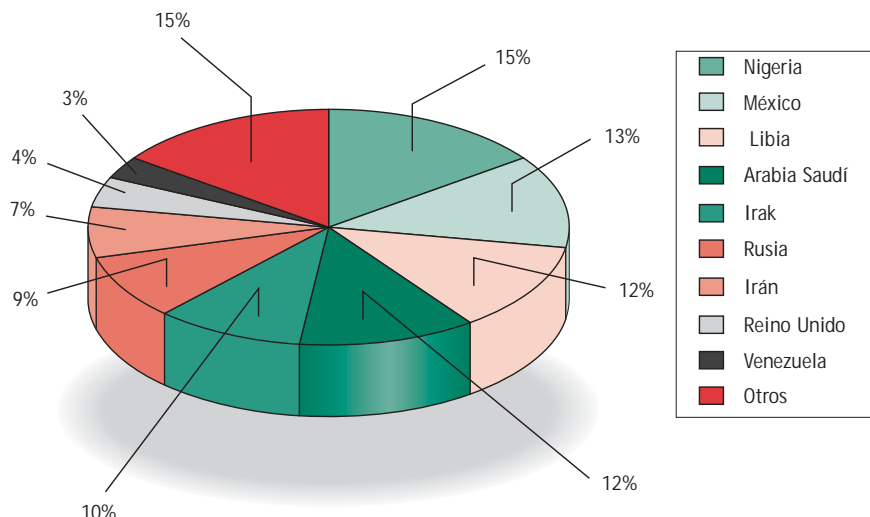


Fuente: Sedigas

terminales de regasificación. Nuestro país cuenta actualmente, como se ha descrito en el capítulo 3.1 de este informe, dedicado a la descripción del estado actual del sistema de gas natural, con cinco puntos de entrada: tres terminales de regasificación y dos conexiones por gasoducto. La evolución de la proporción de las formas en que el gas ha sido introducido se expresa en el

figura 10.1.8. En ésta, se observa cómo en el periodo considerado, la proporción de gas natural ganó una importancia considerable sobre el gas natural licuado en el año 1997, debido a la puesta en funcionamiento del gasoducto del Magreb a finales del año 1996, para situarse en los últimos años en un valor próximo a la participación equitativa de ambas formas. Dados los

Figura 10.1.7 Origen de los aprovisionamientos de petróleo en España durante el año 2000



Fuente: Cores

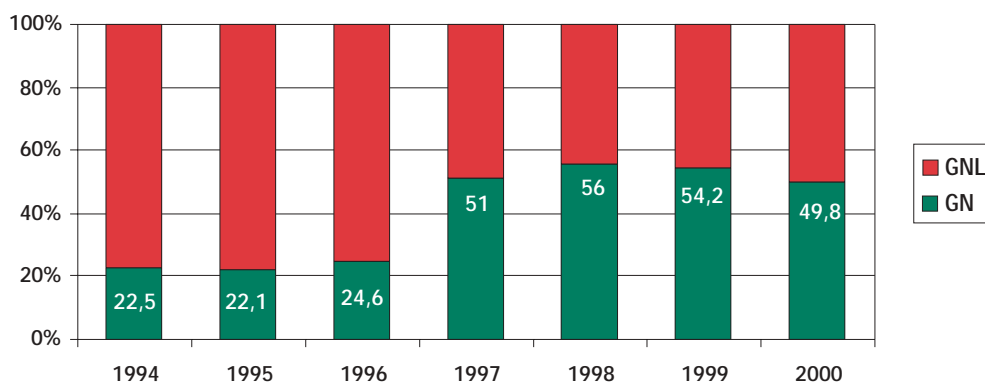
proyectos de incremento de la capacidad de interconexión con el exterior, expuestos en el capítulo 7, y debido al elevado número de estudios de construcción de plantas de regasificación, es probable que la proporción de suministros se eleve en favor del gas natural licuado, aunque depende del aumento de las capacidades de transporte de las dos conexiones internacionales y de las posibilidades y plazo de ejecución de nuevas interconexiones con otros países a través de gasoducto. En relación con la seguridad de suministro, la atípica configuración del sistema de aprovisionamiento español en

base a un elevado número de terminales de regasificación (en comparación con el resto de los países europeos), proporciona a nuestro sistema una elevada flexibilidad en cuanto a la operación del mismo y a la posibilidad de diversificación de fuentes de suministro a corto plazo.

La diversificación de la oferta futura de gas natural en España

Con el objetivo de analizar la evolución futura de la participación del gas natural en la estructura de consumo

Figura 10.1.8 Evolución de la proporción de gas natural (GN) / gas natural licuado (GNL) en los aprovisionamientos de gas. Período 1994 – 2000



Fuente: Sedigas

energético de España, se ha realizado una aproximación, extrapolando hacia el quinquenio 2001-2005 el crecimiento anual acumulativo habido en el consumo de energía primaria en España durante el periodo 1990-2000. Asimismo, como datos de evolución de la demanda de gas natural se han tomado los correspondientes al escenario más probable expuestos en el apartado 4.1. El resultado se muestra en la **figura 10.1.9**. En esta figura, se observa que la participación del gas natural pasaría de un 12,2% del total de la energía primaria consumida en el año 2000, a una posible proporción del 18,6%, según el escenario de consumo de gas y las hipótesis asumidas para el cálculo del crecimiento de la energía primaria.

Este importante crecimiento en la participación de la estructura de energía primaria será motivado principalmente por los

consumos previstos de gas en los ciclos combinados y, en menor medida, por el crecimiento del consumo de gas en el mercado convencional, como puede observarse en la **figura 10.1.10**.

El resultado de este rápido crecimiento es congruente con el objetivo de conseguir una mayor seguridad de abastecimiento en nuestro sistema energético, como se ha expuesto anteriormente en este informe, ya que contribuye a disminuir la alta dependencia del petróleo, al equilibrar el peso de los componentes de nuestra oferta energética.

Haciendo referencia a los datos expuestos en el apartado 5.1, dedicado a la "Previsión de la oferta de gas natural", se recuperan dichos valores para analizarlos desde el punto de vista de la diversificación del suministro. El resultado se muestra en la **figura 10.1.11**.

Figura 10.1.9.- Estimación del consumo de Energía Primaria y participación del gas natural

	Consumo total de Energía Primaria (EP)	Gas natural	Participación del gas natural en el balance de EP
	Ktep	Ktep	%
2000	125.086	15.223	12,2
2001	129.560	16.577	12,8
2002	134.194	19.683	14,7
2003	138.993	22.580	16,2
2004	143.965	25.535	17,7
2005	149.114	27.750	18,6

Fuente: MINECO y CNE

Figura 10.1.10.- Participación del gas natural en la estructura de Energía Primaria dividido por mercados, convencional y centrales de ciclo combinado

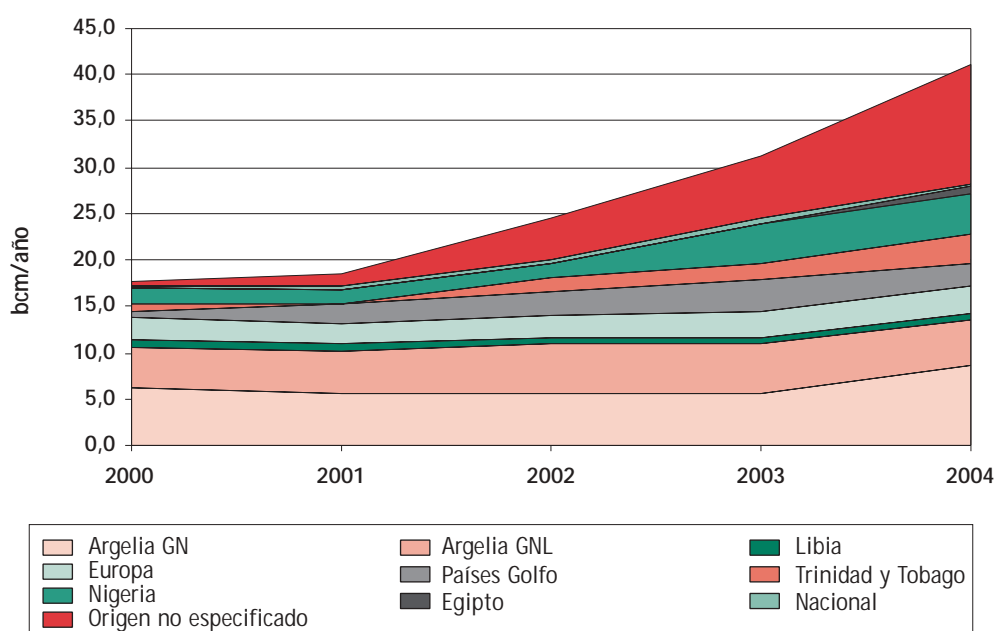
	Consumo total de Energía Primaria	Gas natural (Ktep)		Participación sobre el total (%)	
	Ktep	Convencional	CCGT	Convencional	CCGT
2001	129.560	16.577	0	12,8	0,0
2002	134.194	18.108	1.575	13,5	1,2
2003	138.993	19.820	2.760	14,3	2,0
2004	143.965	21.081	4.454	14,6	3,1
2005	149.114	22.342	5.407	15,0	3,6

Fuente: MINECO y CNE

Realmente no se puede realizar una valoración precisa de la evolución de los aprovisionamientos, dado el grado de incertidumbre asociado a estos valores, creciente además según nos alejamos en el horizonte temporal (el porcentaje de suministros previstos para el año 2004 cuyo origen es, a día de hoy, completamente desconocido, representa un 32% del total). Sin embargo, en líneas generales, se puede afirmar que, pese a la previsión de incremento de la participación del gas procedente de

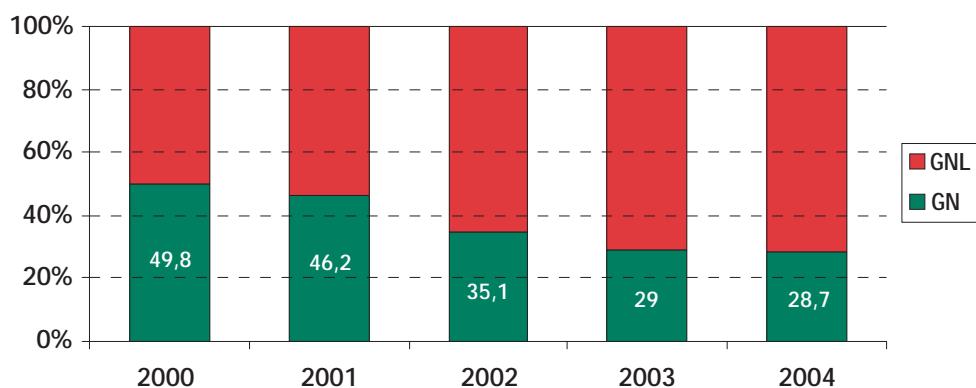
Argelia, la diversificación de suministro se verá mejorada como consecuencia del aumento de los lugares de procedencia de las importaciones, como es el caso de Egipto, así como de las aportaciones de los demás países ya establecidos actualmente. Dentro de este último grupo, cabe destacar el crecimiento de las importaciones previstas procedentes de Nigeria, que en 2004 podrían alcanzar un valor del 10% del suministro en dicho año, o incluso superior.

Figura 10.1.11 Evolución esperada de los aprovisionamientos de gas natural en España. Período 2001 – 2004



Fuente: CNE

Figura 10.1.12 Previsión de la evolución de la proporción de gas natural (GN) / gas natural licuado (GNL) en los aprovisionamientos de gas. Período 2000 – 2004



Fuente: CNE

Por otra parte, en el texto dedicado a la diversificación del gas natural en España se comentó la posibilidad de que la proporción de suministros se eleve en favor del gas natural licuado, dados los nuevos proyectos de incremento de la capacidad de interconexión con el exterior. Dicha posibilidad se ve apoyada de una forma más determinante, e incluso se concreta con valores numéricos, a partir de los datos procedentes de los agentes que tienen previsto incorporar gas al sistema. De este modo, en la **figura 10.1.12** se aprecia como, de una estructura bastante equilibrada, en la que gas natural y gas natural licuado participaron de forma similar en el suministro total del año 2000, se evolucionaría a una estructura caracterizada por una contribución del gas natural al total de únicamente un 28,7% en el año 2004.

La reglamentación de la diversificación de la oferta de gas natural en España

La legislación española, en el Capítulo VIII del Título IV de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que aborda la seguridad de suministro, dedica un artículo, el 99, a la diversificación de los abastecimientos de gas natural. En él, se impone a los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema el deber de "diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60%". Asimismo, el Ministerio de Economía se reserva la facultad de modificar este porcentaje en función de la evolución de los mercados internacionales de gas natural. Está eximido de esta obligación el gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible. Teniendo en cuenta la globalidad de los aprovisionamientos durante el año 2000, esta condición se cumplió de manera conjunta, ya que la participación del gas argelino en ese año fue del 59,7%.

Estas disposiciones relativas a la seguridad de suministro son propias de la legislación española, ya que no existen Directivas europeas específicas en relación con el

mantenimiento obligatorio de reservas mínimas o sobre diversificación de los suministros de gas natural. Se considera que son de vital importancia para el país, dada la escasa capacidad de producción interior, cuya representación en la participación de los aprovisionamientos totales es únicamente del orden del 1%. De hecho, está pendiente su desarrollo por medio de un Real Decreto, en el cual, a juicio de esta Comisión, se deberían tener en cuenta los aspectos que se enuncian a continuación.

En la obligación de diversificación, deben tenerse en cuenta diversos aspectos. Así, la posible imposición de diversificación a nivel de agente individual, presenta dos efectos contrapuestos, beneficiando, por un lado, la introducción de la competencia, pero, perjudicándola por el otro. El efecto positivo es que permitiría a los nuevos entrantes suscribir contratos con Argelia, hasta un 60% del total de sus suministros y además obligaría a la empresa instalada a ceder una parte de sus contratos de gas con esa procedencia, en la medida que sobrepase el 60% a nuevos entrantes, para no infringir sus obligaciones de diversificación. El efecto negativo se debe a que el coste de la diversificación presenta economías de escala: los costes marginales de diversificar decrecen con el volumen de las compras. Esto dificultaría la entrada de nuevos agentes cuya cuota de mercado fuera pequeña, ya que no podrían hacer frente a los costes de esta obligación. En consecuencia, sería necesario introducir elementos de flexibilización que permitieran la exención del cumplimiento de la misma.

Los elementos de flexibilidad deberían ir dirigidos hacia criterios objetivos relacionados básicamente con: el volumen de las compras de gas natural, debiendo determinar los umbrales de consumo por debajo de los cuales se eximiría a los comercializadores y consumidores cualificados de sus obligaciones de diversificar hasta un determinado valor; la duración de los contratos, teniendo en cuenta que los contratos a corto plazo tendrían que excluirse de las obligaciones de diversificar hasta un porcentaje establecido para evitar la complejidad y el

incremento temporal en la negociación que ello supondría; y el número de suministradores existentes en el país de origen, puesto que en la medida que el gas proceda de diferentes compañías suministradoras el riesgo de interrupción del suministro puede ser más bajo.

Asimismo, se hace necesario destacar la necesidad de una definición concreta y precisa de cada uno de los elementos de flexibilización de las medidas destinadas a mejorar la seguridad de suministro, para disminuir la inseguridad regulatoria y permitir que los agentes del mercado conozcan con precisión la complejidad y rapidez de los procedimientos.

Al emitir esta Comisión el correspondiente informe preceptivo sobre el proyecto de Real Decreto, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas, fueron propuestas algunas precisiones y valores numéricos en lo relativo a las medidas de flexibilización de las obligaciones de diversificación. Concretamente, se proponía la exención de la obligación de diversificar a los agentes que incorporasen gas al sistema, cuyo volumen de ventas o consumo anual en firme para cada uno de ellos no supere 0,5 bcm, siempre y cuando la cuota conjunta de todos no supere el 30% del mercado, así como los contratos a corto plazo, hasta que éstos no alcancen un 10% del mercado nacional. Cuando se llegase a este porcentaje se deberían aplicar criterios de adaptación progresivos para conseguir una adecuada transición a los requisitos generales. En todo caso, los consumidores cualificados cuyos consumos individuales firmes no excedan individualmente de 100 millones de metros cúbicos anuales, quedarían, asimismo, exentos de la obligación de diversificación. Para el cálculo del gas incorporado al sistema por cada sujeto con destino al mercado nacional, se proponía tomar en consideración las cantidades anuales de gas de carácter firme que tuviesen comprometidas a principios de cada año natural.

Sin perjuicio de todo lo anterior, se debería dejar abierta no obstante, la posibilidad de otorgar un tratamiento

diferenciado para aquellos aprovisionamientos de gas que, con origen en un país determinado, signifiquen una auténtica diversificación de la oferta de carácter monopolística u oligopolística. Esto debería ir acompañado de un análisis y de las comprobaciones que se estimasen oportunas. Y aún en el caso de que un sujeto obligado a mantener la diversificación en sus aprovisionamientos, quisiera suscribir un contrato que, por sí mismo o en unión con contratos anteriores de gas del mismo origen, sobrepasase la proporción del 60 por 100 de gas procedente de un mismo país en la totalidad de aprovisionamientos de dicho sujeto, debería poder solicitar la autorización para suscribir dicho contrato.

El porcentaje de diversificación, así como el de reservas mínimas estratégicas, debería ser revisado periódicamente, por ejemplo cada dos años, y modificado en función de la disponibilidad del sistema y de la evolución del mercado gasista español y los mercados internacionales. En el caso de que se diera tal modificación, los sujetos afectados deberían disponer de un plazo de un año para reajustar sus contratos de aprovisionamiento.

A modo de conclusión, la diversificación de las fuentes de suministro de gas permite disminuir la excesiva dependencia de una de ellas y, por lo tanto, la rigidez de la demanda en torno a la misma.

10.1.2. La diversificación en la oferta de energía eléctrica

Como ya se señalaba en el apartado dedicado al caso del gas natural, el Libro Verde incide en la importancia del proceso de realización del mercado interior de energía (gas y electricidad), con los objetivos principales de reforzar la competitividad de la economía de la Unión Europea e incrementar su seguridad de suministro. En el caso de la electricidad, la creación de dicho mercado evoluciona lentamente. Hasta ahora, se han registrado un bajo número de intercambios, que representan aproximadamente el 8% de la producción total de electricidad y, aunque la competencia entre los productores

comunitarios ha presionado los precios nacionales a la baja, los intercambios se han limitado. En este sentido, se propone promocionar el desarrollo suficiente de infraestructuras de transporte, especialmente en el sur de Europa, lo cual afecta directamente a nuestro país.

En lo que se refiere a las fuentes de generación eléctrica, se señala la gran dependencia de los hidrocarburos, teniendo que asumir la variación errática de los precios de los mismos. A falta de un avance tecnológico revolucionario, la nueva generación necesaria para cubrir las necesidades debidas al aumento de la demanda y a la sustitución de centrales que lleguen al final de su vida útil, se caracterizará por un predominio de las centrales de ciclo combinado y una recesión de las centrales alimentadas con combustibles sólidos y productos petrolíferos. Asimismo, parece improbable un crecimiento a corto plazo de la energía nuclear. En relación con este hecho y, con el doble propósito de incrementar la seguridad de suministro y reducir las emisiones de gases vinculados al cambio climático, se propone en dicho documento pasar de la cuota del 14% (en 1997) de la producción eléctrica a partir de energías renovables (se considera incluida la hidroelectricidad) hasta un 22% en el año 2010. En esta línea, en nuestro país, la Ley 54/1997

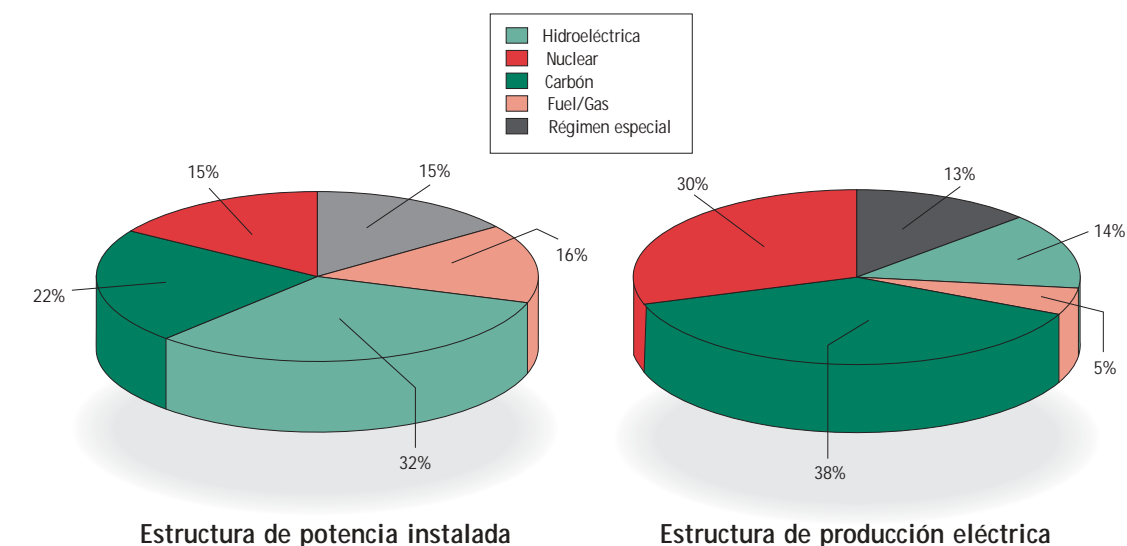
establece el objetivo de que los recursos renovables cubran como mínimo el 12% del total de la demanda (en términos de energía primaria) en el año 2010, para lo cual puede ser necesario un apoyo a la generación de electricidad procedente de dichos recursos.

La diversificación de la oferta actual de energía eléctrica en España

En adelante el análisis se restringe al caso español. Al final del mismo se puede comprobar como las previsiones de generación de electricidad realizadas por el gestor técnico del sistema eléctrico se corresponden con las tendencias esperadas y expuestas en el Libro Verde, que, en definitiva, se traducen en un aumento de las centrales de ciclo combinado y de la generación procedente de recursos renovables, incluida en nuestro país dentro del régimen especial, lo cual contribuye a un incremento de la diversificación de las fuentes de suministro.

En la **figura 10.1.13** se representa la estructura de la potencia eléctrica instalada en la Península a finales del año 2000, y junto a ella la energía producida por dicho parque de generación en función del tipo de central productora.

Figura 10.1.13. Estructura de potencia y de energía producida por el sistema eléctrico peninsular en el año 2000



El objetivo de este apartado es analizar la influencia en la estructura de potencia y de energía del futuro parque de producción de energía eléctrica dentro del sistema peninsular. El análisis se ha realizado a partir de los datos facilitados por Red Eléctrica de España⁴ y por los promotores de las nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado. Este análisis difiere del más comúnmente realizado, en función del tipo de combustible usado para la generación, y en este caso, se ha preferido utilizar el criterio de la tecnología de producción empleada. El colectivo del régimen especial incluye los dispositivos de cogeneración (alimentados principalmente a partir de gas natural y fueloil), fuentes de energías renovables y residuos. Asimismo, a efectos de la realización de este estudio, únicamente se ha considerado la potencia eléctrica instalada en el sistema peninsular y la generación de energía debida a dicha potencia. No se ha tenido en cuenta el sistema insular ni los intercambios internacionales, que en el año 2000 tuvieron una participación del orden del 2% en términos de energía.

La diversificación de la oferta futura de energía eléctrica en España

De la multiplicidad de posibles escenarios futuros el análisis se va a restringir a dos de ellos: el primero,

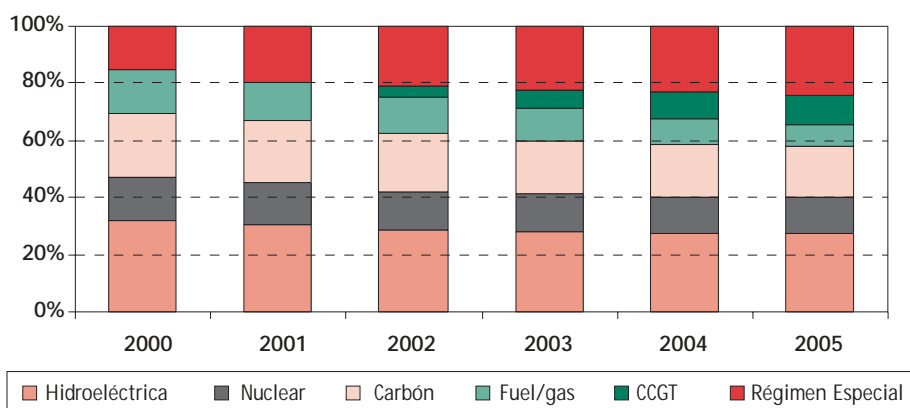
proviene de las estimaciones realizadas por el gestor técnico del sistema eléctrico y el segundo, corresponde al tratado en lo apartados previos y que procede del calendario de incorporación de ciclos combinados realizado por sus promotores.

La evolución de la diversificación de la oferta eléctrica según el estudio realizado por el gestor técnico del sistema

El sistema eléctrico nacional tiene una potencia instalada repartida de forma bastante homogénea entre los distintos sistemas de producción. Sin embargo, una de las características de la generación en nuestro sistema es la asimetría entre potencia instalada y la contribución a la generación de electricidad de cada una de las formas que lo constituyen. Como puede observarse, los medios de producción de que dispone el sector eléctrico se utilizan de forma muy diferente según el tipo de central. Así, el 16% de la potencia instalada en centrales de fuel-oil/gas, sólo contribuyó en el año 2000 al 5% de la producción

⁴ Concretamente se ha tomado el escenario central de demanda (crecimiento medio 3,3%), con un escenario medio de incorporación de ciclos combinados y en un año hidráulico seco.

Figura 10.1.14 Evolución de la potencia de generación eléctrica instalada en el sistema peninsular español. Período 2000 – 2005. Escenario central, año seco



Fuente: REE

total bruta. Las centrales nucleares, sin embargo, con una potencia instalada menor (15%), produjeron el 30% de la energía eléctrica en el 2000.

En los resultados del estudio de cobertura eléctrica realizado por el gestor técnico del sistema en relación con la estructura de potencia, se aprecia un aumento progresivo y significativo de la participación de las nuevas centrales de ciclo combinado así como de las instalaciones en régimen especial en la misma, según se aprecia en la **figura 10.1.14**. El aumento de estos dos tipos de central, que conjuntamente en 2005 llegarían a alcanzar un 34% de la potencia eléctrica instalada en la Península, provoca una disminución de la participación del resto de los sistemas de producción considerados. Las centrales hidroeléctricas y las nucleares disminuyen su participación porcentual, debido a la mayor potencia total instalada, que pasaría de los 51.861 MW en el año 2000 a los 60.844 MW en el 2005. Las centrales de fuel-oil/gas y carbón, además de contribuir menos en términos de proporción, disminuyen su potencia instalada en términos absolutos.

En la **figura 10.1.15** se compara directamente la estructura de potencia instalada en la Península en el año 2000 y la prevista por REE en el 2005 según las hipótesis

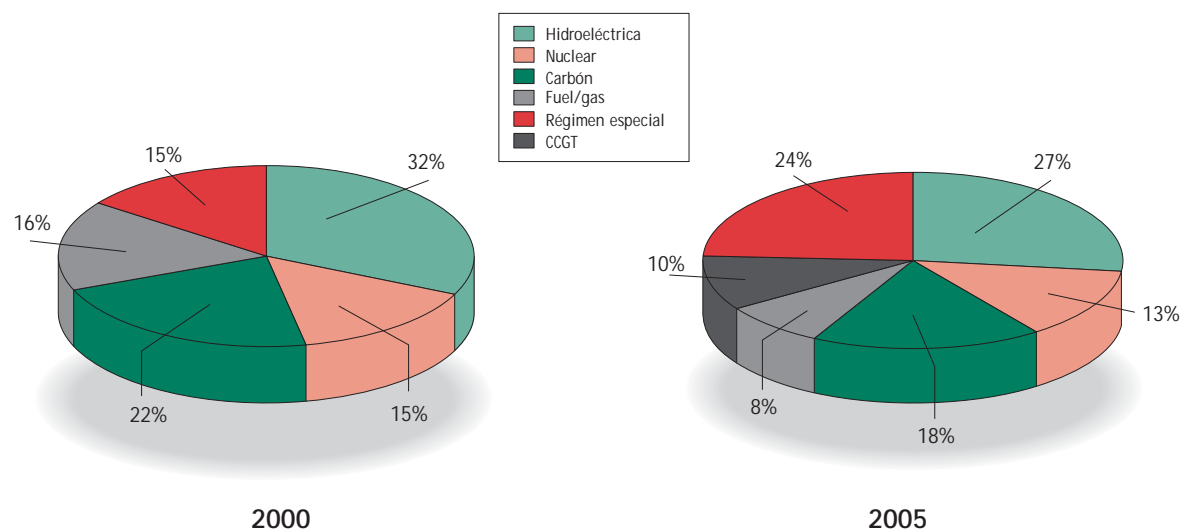
expuestas anteriormente. Destaca, en primer lugar, el incremento de la diversificación de los sistemas de producción, con la nueva e importante participación de las centrales de ciclo combinado (10%). Se disminuye el valor de la participación mayoritaria de las centrales hidroeléctricas en el 2000 (32%), que se reduce al 27% en el 2005. La contribución conjunta de los dos sistemas mayoritarios (carbón e hidroeléctrica en el año 2000 y régimen especial e hidroeléctrica en el 2010) se reduce, pasando de un 54% al 51%.

La evolución de la diversificación de la oferta eléctrica según la notificación de incorporación de ciclos combinados realizada por sus promotores.

Teniendo en cuenta ahora los datos de previsión de incorporación de centrales de ciclo combinado según sus promotores⁵, en lugar de las estimaciones de REE, la evolución de la estructura de la potencia eléctrica instalada cambia según se muestra en la **figura 10.1.16**.

⁵ Se ha considerado el escenario más probable de incorporación de CCGT de los proyectos con autorización administrativa y contrato de acceso al sistema gasista aprobado.

Figura 10.1.15 Potencia eléctrica instalada en la península en el año 2000 y previsión para el 2005



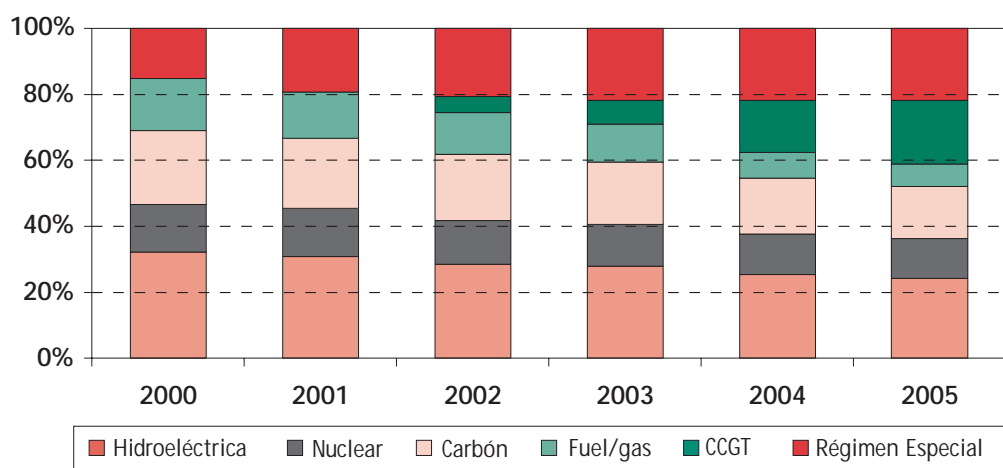
Fuente: REE

En este caso, únicamente se dispone de datos de previsiones hasta el año 2005. En ésta se aprecia claramente que el ritmo de incorporación de nuevas centrales de ciclo combinado no difiere mucho hasta el año 2003 del representado en la figura 10.1.14, según datos de REE. En cambio, la situación es diferente para los dos años siguientes, en los que la participación de las CCGT en la estructura de potencia del sistema eléctrico peninsular, sí que es más importante si se

tienen en cuenta las previsiones de los promotores de dichas centrales.

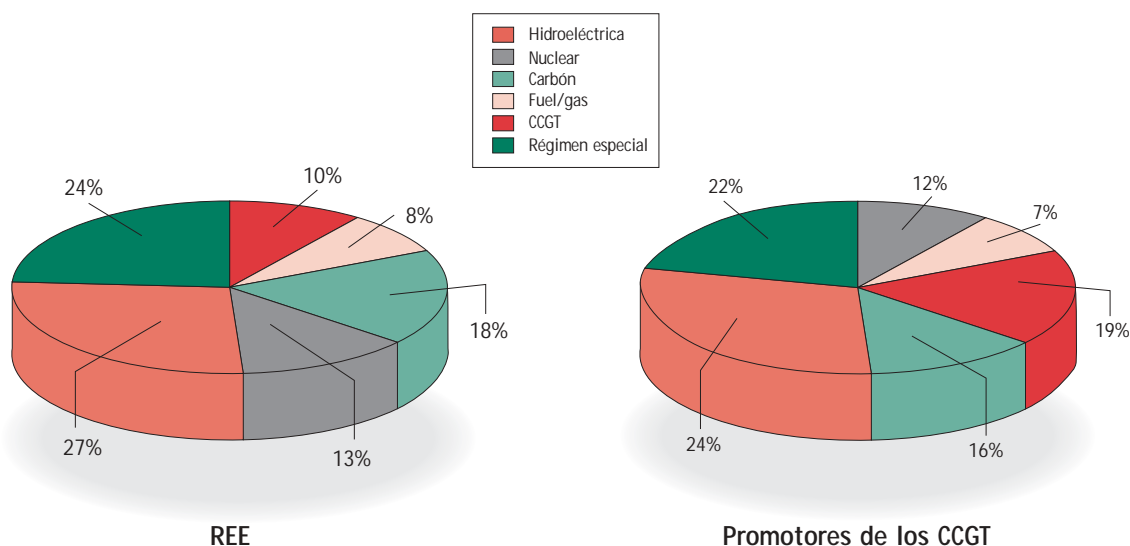
Concretamente, tal y como muestra la **figura 10.1.17**, en el año 2005, la participación de las centrales de ciclo combinado en la estructura de potencia del sistema, según las previsiones efectuadas teniendo en cuenta el estado de los proyectos de los promotores, sería algo más del doble que si se tuviese en cuenta el escenario de incorporación

Figura 10.1.16 Evolución de la potencia de generación eléctrica instalada en el sistema peninsular español. Período 2000 – 2005



Fuente: CNE

Figura 10.1.17 Previsión de la potencia eléctrica instalada en la península en el año 2005 según las previsiones de incorporación de CCGT de REE y de los promotores



Fuente: REE y CNE

previsto por REE, realizado en base a criterios relacionados con el crecimiento de la demanda, la hidráulica, el precio del gas natural y la rentabilidad de los grupos. Esta nueva situación no implicaría necesariamente un incremento desproporcionado de la generación eléctrica en un futuro a partir de centrales de ciclo combinado, ya que su rentabilidad estaría ligada a variables como el precio del gas natural, el número de horas de funcionamiento de cada central, el precio de otros combustibles y otras condiciones derivadas de la interacción de las distintas tecnologías de producción según las normas del mercado eléctrico.

10.2. La capacidad de almacenamiento de gas natural

De acuerdo con el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema deben mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas firmes. Esta obligación tiene por objeto asegurar la seguridad y continuidad del suministro de gas natural, que tiene el carácter de servicio esencial y de especial importancia en el desenvolvimiento de la vida económica, máxime teniendo en cuenta nuestra dependencia externa en los aprovisionamientos de gas natural.

Existe una carencia regulatoria en este punto, al no haberse aprobado el Reglamento de reservas estratégicas, seguridad de suministro y diversificación de existencias. Este reglamento debe dilucidar la forma de contabilizar las existencias de seguridad (si se consideran sólo las de los almacenamientos subterráneos o si también se pueden contabilizar como reservas de seguridad el almacenamiento operativo en tanques o gasoductos) y además se debe poner en marcha la inspección y control de las obligaciones de mantenimiento de dichas existencias, hasta ahora inexistente⁶. Igualmente, se debe clarificar el concepto de interrumpibilidad a efectos de determinar el consumo que puede quedar exento del mantenimiento de estas existencias de seguridad, y se debe clarificar dónde y cómo, se proporcionan los cinco días de almacenamiento incluidos en el peaje conjunto de transporte y distribución, ya que los gasoductos no llegan a tener dos días de capacidad de almacenamiento.

La capacidad de almacenamiento se divide por su ubicación física en la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, en almacenamientos subterráneos y en gasoducto.

⁶ La inspección y control de las existencias mínimas y de seguridad de gas corresponde a la CORES, de acuerdo con el artículo 7, punto 14 del RD-L 6/2000.

Figura 10.2.1. Capacidad de los almacenamientos subterráneos

	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad útil de almacenamiento Mm ³ (n)	1.275	1.275	1.518	1.885	2.685
Necesidades operativas y estacionales Mm ³ (n)	825	902	985	1.049	1.114
Capacidad de almacenamiento estratégico Mm ³ (n)	450	373	533	836	1.571
Demanda media firme incluyendo ciclos Mm ³ (n)/día	42,7	52,6	62,2	71	77
Días de almacenamiento operativo y estacional [días]	19	17	16	15	14
Días de almacenamiento estratégico [días]	11	7	9	12	20

Fuente: CNE

La capacidad actual de los almacenamientos de gas en España se analiza en el apartado 3.1.3 de este informe. Además, en el apartado 7.1.5 se analiza la evolución prevista de esta capacidad para los próximos 5 años, de acuerdo con los proyectos de ampliación presentados por los distintos agentes.

Las previsiones de capacidad de los almacenamientos subterráneos se recogen en la **figura 10.2.1** y muestran que sólo contabilizando la capacidad asignada al almacenamiento operativo podríamos aproximarnos a los 35 días preceptivos de existencias de seguridad.

Por otra parte, de acuerdo con el Real Decreto 949/2001, el peaje de regasificación da derecho a una capacidad de almacenamiento de GNL en tanques igual a cinco días de la capacidad diaria contratada hasta el 2004 y a partir de este año, diez días. La **figura 10.2.2** muestra la autonomía de las plantas de GNL estimada para los próximos 5 años, teniendo en cuenta los proyectos de ampliación de tanques y los incrementos de la demanda previstos.

Como resumen de este apartado, el análisis de la capacidad de almacenamiento subterráneo y de GNL revela la existencia de déficit de capacidad de almacenamiento para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de 35 días de existencias estratégicas impuestas por la Ley 34/1998, así como con los 10 días de capacidad de almacenamiento de GNL incluidas en el peaje de regasificación a partir de 2004.

10.3. Seguridad en equipos e instalaciones gasistas

A continuación, se analiza la vulnerabilidad del sistema ante determinados riesgos y se exponen los criterios de seguridad considerados.

• Seguridad ante problemas de abastecimiento

La seguridad del sistema con respecto al abastecimiento fundamentalmente la proporciona la diversificación de los aprovisionamientos, como ya se ha reseñado en el apartado 10.1.

Figura 10.2.2 . Autonomía de Tanques de GNL

Autonomía Tanques de GNL	2001	2002	2003	2004	2005
	días	días	días	días	días
Barcelona	6,0	4,1	4,5	4,8	6,3
Huelva	10,6	8,2	4,5	4,8	6,6
Cartagena	3,6	6,1	5,4	5,8	8,8
Bilbao			18,9	10,1	11,2
Sagunto				10,8	12
TOTAL	6,5	5,4	6,4	8,3	8,2

Fuente: CNE

Por tanto, para el año 2004 y 2005, no existiría capacidad en tanques para proporcionar el almacenamiento a que da derecho el peaje de regasificación. Durante el periodo considerado, aumenta notablemente la capacidad de almacenamiento pero la demanda aumenta a un ritmo similar, con lo que se mantiene la situación actual de déficit.

Sin embargo, los aprovisionamientos de gas al sistema gasista español aún presentan una concentración elevada de una procedencia geográfica, y además, existe una tendencia cada vez más acusada a depender del suministro de GNL. El aprovisionamiento por vía marítima a través de buques metaneros puede verse afectado por condiciones meteorológicas adversas que

pueden imprevisiblemente afectar a la logística del abastecimiento, provocando un cierre de puertos que impida durante un breve periodo la descarga de buques metaneros, o la carga de los mismos en los puertos de origen.

Por este motivo, debe de disponerse de planes de emergencia que consideren los efectos del fallo de alguna de las plantas de GNL o de una conexión internacional (caso menos probable), sobre el suministro.

El fallo de un punto de entrada debe suplirse desde otros puntos de entrada al sistema o desde los almacenamientos subterráneos, por lo que se necesita que exista capacidad excedentaria de entrada al sistema y que la red de transporte esté en condiciones de hacer frente a cualquiera de esas contingencias. Si estas medidas no fuesen suficientes debería procederse a la regulación del suministro, comenzando por el mercado interrumpible.

• Dimensionamiento de instalaciones gasistas

El dimensionamiento del sistema ha de hacerse para permitir suministrar la punta de invierno de un escenario de demanda cuya probabilidad de ocurrir se establezca en un límite razonable, valorando el aumento de seguridad y el coste que supone. En general, se usa como criterio de seguridad el año más frío entre veinte. Como hemos visto, el peor escenario considerado por ENAGAS es el año más frío de diez.

• Mallado del sistema

La red de gasoductos de transporte española se encuentra poco mallada, aunque ha mejorado sustancialmente en los últimos años, en concreto con el gasoducto Ruta de la Plata (Extremadura- Asturias) y la conexión de Galicia con Portugal. En comparación con la red de transporte eléctrico, el mallado de la red de transporte de gas es muy inferior, debido, entre otras causas, a la juventud de la misma.

De entre los proyectos propuestos para aumentar el mallado del sistema, destaca el gasoducto Alcázar de San Juan (Ciudad Real) -Alcudia de Crespins (Alicante), que conectaría la zona del Levante con la zona central de la Península.

En cuanto a las redes de distribución, para la seguridad de suministro a poblaciones con un consumo de gas natural considerable, es conveniente que su alimentación se realice a través de, al menos dos puntos de entrada, para permitir el mantenimiento del suministro en caso de fallo de uno de ellos.

• Seguridad ante riesgos potenciales de instalaciones

Averías en equipos

Los brazos de descarga de GNL y los equipos de vaporización son los puntos críticos en las plantas de regasificación. Para limitar riesgos, estas instalaciones tienen una configuración modular, lo que implica que el deterioro o el no funcionamiento de un equipo particular haga que se afecte una parte de la capacidad, pero no toda ella. Así en concreto, cada instalación cuenta con varios brazos de descarga y el fallo de uno de ellos sólo supondría una mayor lentitud en la descarga. Los equipos de vaporización se componen generalmente de varios módulos de 200.000 m³(n)/h, por lo que el no funcionamiento de uno llevaría únicamente a no disponer de esa capacidad.

Cortes eléctricos

Ante los fallos eléctricos, las plantas de Huelva, Cartagena y Barcelona poseen grupos electrógenos que aseguran una emisión mínima de 300.000 m³(n)/h y el funcionamiento de los servicios críticos como el control distribuido, las válvulas motorizadas y los circuitos de recirculación de GNL para mantenimiento en frío de los equipos.

Los equipos de mayor importancia del sistema de transporte son las estaciones de compresión, las posiciones de válvulas y las estaciones de regulación y medida.

Las estaciones de compresión disponen de un grupo electrógeno con capacidad suficiente para suministrar toda la potencia eléctrica demandada por la estación.

En el caso de fallo de suministro de energía eléctrica en una estación de regulación, ésta seguirá funcionando de manera autónoma sin energía eléctrica. Las estaciones de regulación más importantes disponen de grupo electrógeno o de baterías eléctricas con autonomía para 24 horas para la telemetría y el calentamiento de gas.

Los almacenamientos subterráneos disponen de equipos electrógenos que aseguran toda la producción, y los compresores funcionan con gas vehiculado.

El centro de control del gestor técnico del sistema también dispone de equipos de alimentación eléctrica ininterrumpida.

Afecciones en las redes gasistas

Ante posibles afecciones por parte de terceros en la red gasista, los transportistas y distribuidores disponen de centros de atención y recepción de avisos de urgencia permanentemente atendidos, así como equipos de mantenimiento repartidos por la geografía nacional para la rápida resolución de los problemas.

• Planes de emergencia que contemplen las posibles contingencias en las instalaciones gasistas

Los responsables de las distintas instalaciones que constituyen el sistema disponen de planes de actuación que establecen las directrices a seguir en la gestión de situaciones de emergencia respecto a la garantía de suministro y las medidas de seguridad en las instalaciones y personas.

En caso de situaciones graves de desabastecimiento o que amenacen la seguridad de personas o instalaciones, el Gobierno podrá establecer medidas excepcionales de acuerdo con lo establecido en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

• Planes de mantenimiento de instalaciones

Para garantizar un funcionamiento correcto del sistema gasista se establecen planes de mantenimiento periódicos que incluyen paradas programadas de equipos de plantas de regasificación, vigilancia y resquejamiento de redes, control de la protección catódica, mantenimiento de estaciones de compresión y regulación, etc.

10.4. La interrumpibilidad

A continuación se analiza el tratamiento de la interrumpibilidad.

De forma general, tanto para el mercado libre como para el regulado, la interrumpibilidad se puede asociar fundamentalmente a dos conceptos: por un lado, al suministro de gas o electricidad; y por otro, a la red.

En el primero de ellos, las condiciones en el suministro de gas entre el oferente y el demandante son libremente pactadas entre las partes, de manera que, es en el contrato de suministro de gas donde se pueden encontrar las condiciones particulares de interrupción del suministro de gas.

El segundo concepto es el asociado a los problemas de red. En la actualidad, y debido a los problemas de congestiones que presenta la red de transporte de gas, algunos contratos de acceso de terceros a la red para nuevos consumidores están siendo firmados con cláusulas

⁷ De esta forma, el transportista puede suspender el suministro en días de demanda excepcional por razones climatológicas, siendo estos días aquéllos en los que la demanda supera un determinado valor. Asimismo se establece el número de días para los que se puede aplicar la interrupción, el periodo de aplicabilidad, y el tiempo de preaviso.

de interrumpibilidad, de manera que, cuando el transportista detecta problemas puede provocar el corte de suministro a dichos consumidores⁷. Para este caso, no existe un precio especial en el uso de la red asociado a esta interrumpibilidad.

En la actualidad, la interrumpibilidad sólo está regulada para el mercado no liberalizado, que se suministra a tarifa, de manera que, el usuario final de gas para acogerse a esta tarifa debe disponer y mantener operativa una instalación alimentada por otra fuente de energía alternativa. La prestación del servicio interrumpible es llevada a cabo, en este caso, a petición del usuario, si bien el usuario tiene derecho a un preaviso de suspensión del suministro, que para el caso del gas no es inferior a veinticuatro horas⁸.

Es decir, el tratamiento de la interrumpibilidad sólo está reglamentado para el caso anterior que corresponde a consumidores industriales acogidos a tarifa regulada.

Por otro lado, parece claro que la red de transporte debería de ser dimensionada de manera que no diera lugar a congestiones en el suministro. De esta forma, sólo en casos puntuales de extrema demanda, o ante fallos, el transportista acudiría a la aplicación de la interrumpibilidad. En estas circunstancias, podría pensarse en una disminución del coste por uso de la red que fuera mayor que el derivado de la simple no utilización de la misma.

Por otro lado, en el caso del gas, un consumo interrumpible tiene unas especiales contraprestaciones con respecto a un consumo normal. Para el mercado regulado, como en el caso eléctrico disfruta de mejores precios merced a una tarifa especial. Y para el gas, tanto para el mercado regulado como para el liberalizado, el consumo interrumpible disfruta de exenciones en la obligación del cumplimiento tanto de diversificación del suministro, como en el mantenimiento de las existencias mínimas⁹.

Sin embargo, dado que el consumo interrumpible no está

tipificado legalmente para el mercado liberalizado, no está claro a quién aplicar estas ventajas en este mercado.

Por ello, es preciso definir y aclarar el concepto de interrumpibilidad en el mercado liberalizado.

Aún poniendo de manifiesto que el tratamiento de la interrumpibilidad precisa de una regulación específica, a continuación se desarrolla una posible aproximación al caso de las centrales de ciclos combinados de gas.

Dado que un consumo de gas es interrumpible si dicho consumo admite que pueda dejar de ser suministrado porque el consumidor dispone de un suministro alternativo garantizado de otro combustible, el consumo de gas de una central actual de producción de energía eléctrica mixta de fueloil-gas sería un consumo interrumpible. En este caso, no sería preciso el preservar el almacenamiento de seguridad mínimo de treinta y cinco días, así como contabilizar este consumo en las obligaciones de diversificación.

Dependiendo de su diseño, ciertas centrales de ciclo combinado pueden tener la posibilidad de funcionar con un combustible diferente al gas natural. Parece lógico pensar que si existe la posibilidad de producir energía eléctrica con otro combustible, se les exima de la obligación en el cumplimiento de las existencias mínimas de seguridad, al menos durante el número de días que puedan producir energía eléctrica con el combustible alternativo. En otro caso, el mencionado consumo no podría ser calificado como interrumpible y precisaría del mantenimiento de los treinta y cinco días de existencias mínimas de gas.

⁸ Artículo 27 del 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 de gas natural.

⁹ El artículo 98 de la Ley de Hidrocarburos establece la necesidad de mantener unas existencias mínimas de seguridad correspondientes a treinta y cinco días de los consumos firmes. Y el artículo 99 establece la exención de la obligación de diversificación al abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.

Por todo ello, es preciso definir y aclarar el concepto de interrumpibilidad en el mercado liberalizado. En este caso, podría orientarse a una interrumpibilidad asociada al uso de la red.

Por otro lado, y puesto que el gas almacenado en nuestro país, es gas propio de las empresas que operan en el mismo, y por tanto un gas "seguro" no parece necesario contabilizar este gas en cuanto a la necesidad de que sea un gas de procedencia diversificada.

10.5. Posibles mejoras de la normativa eléctrica para contribuir a la seguridad del suministro

La actividad de generación de energía eléctrica, al menos la correspondiente al régimen ordinario, se desenvuelve en un marco liberalizado estando sujeta por tanto a las señales que el propio mercado proporciona. En este contexto, la inversión en nueva capacidad de generación se producirá cuando las expectativas de beneficio percibidas por los agentes, presentes o potenciales, del mercado eléctrico sean suficientes, sin que quepa intervención administrativa alguna a este respecto.

Sin embargo, junto con elementos completamente liberalizados, conviven en el mercado español de electricidad elementos regulados que pueden tener una influencia significativa en el comportamiento de las actividades liberalizadas. En este epígrafe, se tratan de identificar este tipo de elementos regulatorios y proponer mejoras dirigidas a permitir que las decisiones de inversión se adopten en condiciones puramente de mercado, recibiendo las señales adecuadas de su repercusión sobre los costes de infraestructuras ocasionados o sobre la seguridad de suministro.

El contenido de este epígrafe se ha dividido en cuatro apartados, que identifican elementos regulatorios susceptibles de mejora para proporcionar las señales de inversión adecuadas: fijación de tarifas, retribución por garantía de potencia, introducción de señales de localización y el control de tensión.

10.5.1. Fijación de tarifas

El mantenimiento de las tarifas integrales para consumidores ha de hacerse compatible con un escenario de mercado liberalizado al 100% para la generación, si no se quiere interferir en el normal funcionamiento del mercado y con ello en las decisiones de inversión y explotación con consecuencias imprevisibles.

El ejemplo de California es, en algunos aspectos muy revelador de lo que puede suceder en un marco regulatorio mal definido, aunque quepa insistir en que la situación general del sistema energético en California no puede trasladarse a la situación en España. Al margen de los efectos derivados de los problemas administrativos, fundamentalmente dificultades para la obtención de permisos, se ha puesto de manifiesto que no es posible fijar las tarifas integrales para los consumidores cautivos, o que no han ejercido su derecho a la elegibilidad, sin tener en consideración los precios de la electricidad en el mercado, o lo que es lo mismo, el coste de atender los suministros. Así, es conocido que el detonante final de la crisis fue la imposibilidad de hacer frente a las facturas por parte de los distribuidores, obligados a suministrar a unos precios muy inferiores a los costes de adquisición de la energía para sus clientes.

En el caso del sector eléctrico español, en el contexto regulatorio actual, coexisten dos grupos de clientes: los acogidos a tarifa integral y los que acuden al mercado. La consecuencia inmediata de esta realidad es que cada vez tiene menos sentido seguir hablando del nivel de la tarifa eléctrica y pasa a ser más relevante hablar del nivel de ingresos totales del sector eléctrico. Estos ingresos provienen de las tarifas integrales y, progresivamente, cada vez tendrá mayor importancia lo recaudado por las tarifas de acceso de los clientes que acuden al mercado.

Dicho nivel de ingresos debe ser suficiente para cubrir los costes de transporte, de distribución, de gestión comercial a tarifa de acceso, los costes permanentes y de

diversificación y seguridad de abastecimiento, y los costes de generación y de gestión comercial correspondientes a clientes acogidos a tarifa integral.

En este sentido, cabe destacar que una parte de la tarifa integral abonada por los consumidores que no acuden al mercado debe cubrir el coste de adquisición de la energía de los consumidores a tarifa. Es decir, un precio regulado (la tarifa integral) incorpora, por la parte de coste de generación, un precio libre cuyo valor oscilará dependiendo de la evolución del mercado.

En consecuencia, la incertidumbre existente, por una parte, en cuanto a los ingresos a recuperar por clientes que acuden al mercado y, por otra, respecto al precio de mercado imputado a los clientes acogidos a la tarifa integral son dos elementos que dificultan la estimación de los ingresos y costes en el ejercicio tarifario pero, que a la vez, son necesarios para establecer la tarifa eléctrica.

Por el momento, el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, ha sido financiado, según la Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000, con cargo a los perceptores de derechos de compensación de los Costes de Transición a la Competencia.

Esta Comisión está desarrollando una metodología tarifaria para asignar los distintos costes para establecer de forma global las tarifas de acceso e integrales. Se considera que la coherencia para determinar tanto las tarifas de acceso como las tarifas integrales es un requisito necesario para garantizar la recuperación de los costes regulados del sector.

No obstante, a pesar de la coherencia en cualquier metodología, el cálculo de las tarifas –tanto integrales como de acceso– se basa en previsiones de variables de entrada, tales como las potencias contratadas, la distribución de la probabilidad de punta en los distintos niveles de tensión, la energía consumida, la composición de la demanda por niveles de tensión, el número de clientes, el precio de mercado y la prima de régimen

especial, entre otras. Las previsiones de estas variables pueden diferir con los valores reales de las mismas, llevando a que el nivel de ingresos difiera de los costes a recuperar.

Este elemento de incertidumbre, común a todo ejercicio tarifario, lleva a hacer explícito un procedimiento de ajuste regulatorio de los valores reales de estas variables respecto a los previstos en el momento de establecer las tarifas. En este sentido, la metodología tarifaria de la Comisión Nacional de Energía propondrá, por una parte, definir el procedimiento de ajuste de los costes regulados, teniendo en cuenta la regulación que aplica a cada concepto de coste, y, por otra, hacer explícito inicialmente, en el momento de establecer la tarifa para el año siguiente, el sistema elegido para ajustar las posibles variaciones de los precios de la energía de los clientes a tarifa integral.

De todo lo anterior, se puede inferir que es necesario fijar unas tarifas que permitan cubrir los costes del suministro completamente. En otro caso, se estará poniendo en peligro la estabilidad económica del sistema eléctrico y en consecuencia, su seguridad del suministro.

10.5.2. Retribución por garantía de potencia

La existencia de una señal de garantía de potencia o pago por capacidad en los mercados eléctricos es una opción de diseño regulatorio, que no se utiliza en todos los sistemas eléctricos. El concepto en sí del pago por garantía de potencia persigue, principalmente, reducir el riesgo al que están sujetos los generadores en un mercado eléctrico para recuperar parte de sus costes fijos de inversión, favoreciendo la incorporación al sistema de una mayor potencia para un mismo nivel de precio.

En el caso del mercado español puede ser preciso mantener una señal de estas características, dada la mayor incertidumbre en la recuperación de costes existente en el mercado español, con respecto a otros mercados, ocasionada por la fuerte influencia en el funcionamiento de

las unidades y en el nivel de precios de las diferentes condiciones de hidraulicidad. Además, la limitada capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con otros sistemas hace más importante disponer de unas señales claras para la incorporación de nueva potencia en el sistema.

Sin embargo, para que una señal de garantía de potencia sea efectiva ha de tener unas garantías de estabilidad suficientes. Esto es debido a que las inversiones en el sector eléctrico tienen vidas esperadas generalmente superiores a los 15 años, y no pueden adoptarse en base a una señal de precios, o de retribución, que no tenga garantizada una continuidad en un horizonte mínimo.

En consecuencia, se considera necesario establecer normativamente unas bases suficientemente transparentes para determinar la retribución por garantía de potencia, comprometiéndose a mantenerlas durante un plazo mínimo, que podría ser de unos 5 años.

Producción mínima para el cobro de la garantía de potencia

Al margen del establecimiento de una señal de retribución de garantía de potencia estable, que tendrá efectos en las decisiones de inversión futuras de las empresas, es importante revisar las señales que se están enviando a los agentes que participan hoy en el mercado de producción. Esto es así porque las señales de garantía de potencia tienen dos efectos diferentes, por una parte, contribuyen a fomentar la entrada de nueva capacidad y, por otra, al mantenimiento en operación de las centrales de costes variables más elevados, cuya expectativa de funcionamiento es reducida.

De hecho, durante estos últimos años los pagos por garantía de potencia han enviado una señal clara a las centrales más antiguas de fuel-oil/gas natural para que se mantuviesen disponibles, mejorando la seguridad del sistema aún sin que se haya producido la entrada de nueva potencia en el sistema.

A este respecto en el Real Decreto-Ley 6/2000, se aumentó el número de horas que una central ha de funcionar en un año determinado para tener derecho al cobro por garantía de potencia. El objetivo de esta medida fue evitar que centrales que no estuviesen realmente disponibles, y por tanto no aportasen seguridad al sistema, recibiesen cobros por garantía de potencia. Siendo este objetivo perfectamente válido, la medida puede tener implicaciones negativas para los fines de garantía del suministro por los motivos que se exponen a continuación.

Las centrales actualmente existentes en el sistema peninsular con mayores costes variables son las centrales de fuel-oil/gas natural, que además son bastante antiguas. Entre éstas, las más eficientes son necesarias para cubrir la demanda durante un número significativo de horas siempre que las condiciones de hidraulicidad no sean muy elevadas. Otras son necesarias para suministrar la demanda en una zona determinada, siendo programadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas. El resto pueden no ser necesarias para suministrar la demanda, salvo en situaciones de demanda extrema, hidraulicidad muy baja o ante fallos elevados del equipo generador. De todo ello, se deduce que algunas de estas centrales funcionarían, según un despacho económico, un número de horas muy inferior a las 480 horas fijadas, especialmente, en momentos en los que la hidraulicidad sea elevada.

Para estas centrales, funcionar 480 horas en un año puede suponer un coste neto si el precio del mercado es inferior a sus costes variables, lo que debería suceder si la demanda se puede cubrir con centrales más baratas. En estas circunstancias, la señal económica que reciben estas centrales por garantía de potencia se ve reducida en este coste, de manera que puede no ser rentable mantener la central disponible aunque la señal de garantía de potencia estuviese correctamente calculada.

Se ha de destacar que la señal de garantía de potencia es especialmente importante para este tipo de unidades que, en situaciones normales, funcionarían un escaso o nulo

número de horas al año, aportando al sistema exclusivamente seguridad de suministro aunque apenas aporten energía. En sistemas donde no existen centrales hidroeléctricas, o son escasas, suelen emplearse turbinas de gas para cumplir esta función de garantía de suministro y para ellas resulta aplicable todo lo descrito anteriormente, no siendo descartable su instalación en un futuro en el sistema español.

Además, se ha de tener en cuenta que el funcionamiento de unidades para cubrir 480 horas con independencia de los precios que resulten en el mercado, altera de forma artificial el equilibrio entre la oferta y demanda y, por tanto, el correcto funcionamiento del mercado de producción.

Por todo ello, se debería sustituir el mecanismo de número de horas mínimo por otro método que permita garantizar la disponibilidad de las unidades sin los inconvenientes del actual. Temporalmente, podría mejorarse significativamente la situación simplemente reduciendo el número de horas necesario al entorno de las 50 ó 100 horas equivalentes a plena carga, cuya incidencia en el mercado y en los resultados de las unidades sería muy reducido, y puede ser suficiente para comprobar que las unidades permanecen operativas.

Sujetos con derecho al cobro u obligación de pago por garantía de potencia

Un problema del mercado eléctrico actual es su carácter de mercado a corto plazo, en el que no se contempla la contratación de energía eléctrica a largo término. Sin embargo, para favorecer un desarrollo adecuado de nueva capacidad y en consecuencia, una garantía en la cobertura de la demanda futura, puede ser necesario desarrollar mecanismos de contratación a largo plazo.

El sistema eléctrico español ya cuenta con esta posibilidad en la medida en que se permite la contratación bilateral entre agentes. Sin embargo, esta posibilidad presenta dificultades en su aplicación, dado que los generadores

que están vinculados al cumplimiento de un contrato bilateral físico, no tienen derecho al cobro de la garantía de potencia en la reglamentación vigente. Con ello, no sólo se dificulta la contratación bilateral a corto plazo sino también a largo, lo que puede incidir negativamente en el desarrollo de nuevas infraestructuras.

En consecuencia, la retribución de un generador por garantía de potencia no debe depender del modo en que contrate su venta de energía: pool o contratación bilateral.

Del mismo modo, en cuanto al pago por garantía de potencia, éste no debe depender de si el consumidor adquiere energía en el mercado diario o si la adquiere mediante una contratación bilateral o si adquiere su energía a tarifa. En todo caso, la garantía de potencia que presta el sistema es la misma, por lo que su imputación debe ser coincidente.

Disponibilidad de combustibles

La retribución por garantía de potencia pretende adecuarse a la contribución de cada grupo generador a la garantía de suministro. Así, está previsto que los grupos que pueden tener limitaciones en el suministro del combustible necesario para producir electricidad, tengan una menor retribución que otros grupos para los que el combustible está totalmente o casi totalmente garantizado. Sin embargo, actualmente no está regulado cómo se determinan las limitaciones de combustible para los grupos térmicos, ni qué efecto tendrían las mismas en su retribución por garantía de potencia.

Esta situación, que no ha sido muy relevante en el sistema eléctrico hasta el momento, comienza a ser importante con la inminente entrada de centrales basadas en la tecnología de ciclo combinado de gas natural. Estas centrales se suministran normalmente mediante gas contratado libremente con un suministrador y a través de la red de gasoductos. Por consiguiente, existen dos posibles problemas en el abastecimiento: de gas y de red. Así, en cuanto al gas, las condiciones de

interrumpibilidad serán las libremente pactadas entre las partes y, en consecuencia, desconocidas para el resto. En cuanto a red, los problemas vendrán derivados de las congestiones, y serán gestionados por el gestor técnico del sistema. En la actualidad, no existe un peaje interrumpible en gas.

Además, existen centrales de ciclo combinado que pueden funcionar un cierto número de horas al año con combustibles alternativos, en general gasóleo, para lo que han de disponer además de almacenamientos de este combustible. Estas centrales aportan una garantía de suministro al sistema superior a la aportada por las centrales que se suministran exclusivamente a través del sistema de gasoductos.

Por lo tanto, podría considerarse que la retribución por garantía de potencia incluyera una retribución diferenciada para las nuevas centrales de ciclo combinado de gas natural, en función de su disponibilidad de combustibles, diferenciando aquéllas que pueden funcionar con combustibles alternativos de las que se suministran exclusivamente a través de la red de gasoductos. En cualquier caso, esta consideración tiene que ser analizada conjuntamente con el tratamiento de la interrumpibilidad para estas centrales tratado en este mismo capítulo del informe.

10.5.3. Señales de localización

Al margen de satisfacer las necesidades de potencia en el sistema eléctrico a nivel peninsular, es necesario que pueda suministrarse la demanda en todos los puntos de consumo. Para conseguirlo se ha de disponer de unas redes de transporte y distribución que permitan llevar la energía desde las unidades de generación a la demanda.

Considerando lo anterior, la localización de las centrales de generación en unas zonas u otras no es indiferente para el sistema. La localización próxima a los centros de consumo reduce la necesidad de redes de transporte y reduce las pérdidas por las mismas. De la misma forma, la

concentración de unidades de producción en una zona, que obligue a transportar su energía a grandes distancias para ser consumida en otras zonas, obliga a invertir en redes de transporte y genera elevadas pérdidas. Se pone de manifiesto que, de alguna forma, las inversiones en generación pueden sustituir a ciertas inversiones en redes de transporte.

La normativa actual no refleja adecuadamente las implicaciones que tiene la ubicación de una planta de producción en uno u otro punto de la red, en cuanto a los costes de infraestructuras y pérdidas que genera. Esto es así, dado que la retribución de las centrales de producción no tiene todavía en cuenta las pérdidas asociadas al transporte de la energía, y tampoco se ha previsto que las unidades de generación contribuyan a sufragar los costes de la red de transporte. En todo caso, en cuanto a las pérdidas, el capítulo VI del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, avanza en su asignación correcta. En cuanto a los costes de infraestructuras asociados con la localización, aún no hay ninguna reglamentación al efecto, aunque ésta, si la hubiera, debería ser coherente con la reglamentación gasista, de forma que la retribución de las actividades reguladas fuera reflejo de sus costes en cada uno de los sectores.

Por tanto, en línea con las tendencias europeas en la materia, se considera necesario incorporar en la regulación del transporte y del mercado, señales que permitan a los agentes tomar las decisiones de localización más adecuadas, recibiendo para ello, una señal económica acorde a los costes o beneficios ocasionados en el sistema.

10.5.4. Normativa sobre el control de tensión

El control de tensión en las redes de transporte y distribución es un problema que está muy relacionado con la localización geográfica de los centros de producción y consumo, de manera que todo lo expuesto en el punto anterior contribuirá positivamente a mejorar también este aspecto, aunque el control de tensión requiere de

elementos complementarios a la simple ubicación geográfica.

El mantenimiento de tensiones en las redes de transporte y distribución es responsabilidad de los gestores de dichas redes, y contribuyen a él, positiva o negativamente, las propias redes de transporte y distribución así como todos los elementos o sujetos conectados a ellos: productores, en régimen ordinario y especial, y consumidores.

Como en cualquier otro servicio, es necesario hacer llegar a cada uno de los sujetos una señal adecuada que represente los costes o beneficios ocasionados al sistema, para evitar costes innecesarios o un deterioro de la calidad del servicio de consecuencias difíciles de prever.

Por otra parte, la naturaleza local del control de tensión hace imposible que este servicio se preste en condiciones de mercado, como se ha reconocido en el Procedimiento de Operación sobre control de tensión en la red de transporte: P.O.7.4. Por tanto, es necesario regular la contribución de cada sujeto (transportista, distribuidor, generador y consumidor) al control de tensión.

Transcurridos cuatro años desde la puesta en marcha del nuevo esquema regulador del sistema eléctrico, la experiencia acumulada en el control de tensión, particularmente, a nivel de redes de distribución y consumidores, ha sido muy desfavorable, obligando al sistema a incurrir en elevados costes por restricciones técnicas en el mercado de producción y reduciendo los márgenes de seguridad en el suministro.

Para mejorar esta situación se propone acelerar la aplicación completa del P.O. 7.4 sobre control de tensión en la red de transporte, reforzar las señales sobre los consumidores (en particular, introducir posibles recargos o descuentos por control de tensión en las tarifas de acceso), desarrollar las capacidades de los distribuidores para la gestión de los elementos de control de tensión disponibles en sus redes y adecuar la regulación del régimen especial para la prestación de este servicio.

10.6. Los retrasos administrativos

La construcción de las infraestructuras necesarias para el abastecimiento energético (y ciñéndonos al objeto de este informe – marco, en particular, para el abastecimiento eléctrico y gasista) de nuestro país, está sometida a un proceso administrativo que debe ser observado para poder obtener las correspondientes autorizaciones, previas al inicio de ejecución de cada proyecto. En dicho proceso, para la valoración de los proyectos, se tienen en cuenta consideraciones como la capacidad legal, técnica y económico-financiera de los solicitantes, las condiciones de eficiencia energética, técnica y de seguridad de la instalación, el cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y minimización de los impactos ambientales, o las circunstancias del emplazamiento escogido. El otorgamiento de la autorización administrativa tiene por lo tanto, carácter reglado y se rige por los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

Procedimiento de planificación estándar conforme a la Ley

Como ya ha sido puesto de manifiesto en el capítulo 2 de este informe, en nuestro país, actualmente, la decisión sobre la construcción de una determinada instalación puede ser tomada directamente por el propio promotor de la misma o, en cambio, puede estar sujeta a planificación, en función del tipo de instalación y del sistema al que pertenezca.

Para el caso de la red de transporte, aunque aún no haya sido detallado el procedimiento de planificación para el sistema gasista, el Real Decreto 1955/2000 sí lo desarrolla para el sistema eléctrico. Según el mismo, el proceso de planificación del transporte de energía eléctrica consta de tres etapas: propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica y programa anual de instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica.

En la primera de ellas, la elaboración de dicha propuesta será llevada a cabo por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, Red Eléctrica de España, cada cuatro años y con un programa de ejecución de instalaciones para un horizonte de seis a diez años. Durante el proceso se dispone de un plazo para la recepción de las propuestas de desarrollo por parte de otros sujetos del sistema eléctrico, que serán estudiadas por el gestor. Posteriormente, el Ministerio de Economía remitirá la propuesta inicial a las Comunidades Autónomas para que envíen sus alegaciones, retornando la información de nuevo al gestor para que realice la propuesta de desarrollo final, que será remitida finalmente al Ministerio de Economía.

En la segunda etapa del proceso de planificación y a partir de la propuesta resultante de la etapa anterior, el Ministerio de Economía elaborará el plan de desarrollo de la red de transporte, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, una vez al menos cada cuatro años. Posteriormente, será sometido al Consejo de Ministros para su aprobación y remitido al Congreso de los Diputados.

Finalmente, en una tercera etapa, sobre la base del plan elaborado en la etapa anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y publicará anualmente el programa anual de instalaciones de la red de transporte, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Según se acaba de exponer, el proceso de planificación es complejo y largo, debido al elevado número de participantes en el mismo y de las numerosas etapas de información y/o revisión de las propuestas. Por lo tanto, la elaboración del primer plan de desarrollo de la red de transporte no será inmediata. Esto puede dar lugar a que el sistema se halle desprovisto temporalmente de las indicaciones oportunas sobre las necesidades de construcción de nueva infraestructura de transporte.

Actualmente se han iniciado sendos procedimientos de planificación, Orden de 1 de junio de 2001 y Orden de 30

de mayo de 2001 para el desarrollo de la red de transporte de gas natural y energía eléctrica respectivamente.

Procesos de autorización administrativa de construcción de instalaciones

A continuación se describen brevemente los procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica y de las instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

Instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural

La regulación correspondiente a la autorización administrativa previa de las instalaciones de la red básica, redes de transporte secundario e instalaciones de distribución está contemplada por la Ley 34/1998, de 7 de octubre. Según la misma, los solicitantes deberán acreditar suficientemente las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones, el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección medioambiental, la adecuación del emplazamiento y su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto. En el caso de las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte objeto de planificación obligatoria, deberán ser otorgadas mediante un procedimiento que asegure la concurrencia.

Asimismo, se dan otra serie de pautas generales a incluir en el procedimiento y resolución de la autorización, pero sin incluir una descripción detallada del mismo, la cual será realizada convenientemente mediante un desarrollo reglamentario posterior.

Instalaciones de producción, transporte y distribución del sistema eléctrico

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece el régimen de autorización correspondiente a todas las

instalaciones eléctricas competencia de la Administración General del Estado (cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas). Según el mismo, las instalaciones eléctricas anteriormente citadas, requieren las autorizaciones siguientes: autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y autorización de explotación. Las dos primeras podrán realizarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

La primera de ellas, la autorización administrativa, que se refiere al anteproyecto de la instalación como documento técnico que se tramitará, en su caso, conjuntamente con el estudio de impacto ambiental, debe ir dirigida a la DGPEM¹⁰. Esta resolverá y notificará la resolución dentro de los tres meses desde la presentación de la solicitud. Los proyectos de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia. Las nuevas instalaciones de la red de transporte para las cuales se solicite autorización administrativa, deberán estar incluidas en la planificación eléctrica.

La solicitud de aprobación del proyecto de ejecución, que permitirá a su titular la construcción o establecimiento de la instalación, también debe ir dirigida a la DGPEM. El órgano competente para la tramitación del expediente deberá proceder a la emisión de la correspondiente resolución en un plazo de tres meses.

La tercera de ellas, la autorización de explotación permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial. El acta de puesta en servicio se extenderá por el área o dependencia de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno que hayan tramitado el expediente, en el plazo de un mes, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas.

En lo que se refiere a las instalaciones de transporte, el procedimiento para el otorgamiento de la autorización para

cada nueva instalación puede ser de forma directa, cuando únicamente exista una empresa solicitante, o autorización mediante procedimiento de concurrencia, cuando o bien no exista ningún solicitante o haya más de uno.

Esta Comisión es consciente de la necesidad del seguimiento por todas y cada una de las instalaciones de los trámites legales, los cuales permiten asegurar principalmente: una participación activa de todos los afectados (particulares y Administraciones Públicas) en el proceso de autorización pudiendo alegar en el mismo cualquier circunstancia que consideren oportuna al respecto; una coordinación de las nuevas infraestructuras con las existentes previamente y entre ellas mismas; un respeto hacia el medio ambiente mediante la obligación al cumplimiento de la Ley vigente a tal efecto; el mantenimiento de unas condiciones técnicas y de seguridad mínimas y el compromiso por parte de los solicitantes del proyecto, mediante la verificación de su capacidad legal, técnica y económica para responder del mismo.

Sin embargo, también se es consciente de la dificultad que un retraso o una complejidad excesiva en la tramitación de la autorización de una instalación puede suponer para su promotor y, posiblemente, también para el sistema. Esta situación se vería agravada aún más en el caso de que las solicitudes se concentraran en un momento en que fuese realmente necesaria la rápida construcción o puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones para subsanar su falta. En este sentido, algunos promotores de instalaciones, tanto del sistema eléctrico como del gasista, han mostrado públicamente y ante esta Comisión su descontento por la lentitud y los dilatados plazos en la tramitación para la obtención de las diferentes autorizaciones administrativas requeridas, lo cual, en su opinión, dificulta la toma de decisiones así como la coherencia entre las previsiones de crecimiento de demanda y el dimensionamiento de la infraestructura requerida para satisfacer la misma.

¹⁰ Dirección General de Política Energética y Minas

Por lo tanto, consideramos que, en la medida de lo posible, los plazos para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones, tanto eléctricas como gasistas, deberían ser ágiles, de manera que permitan dar una respuesta lo más rápida posible a los promotores de las mismas. La reducción de estos plazos disminuye el tiempo global de los proyectos y permite que se adecuen

con mayor precisión a las previsiones que provocaron su concepción.

En este sentido, sería adecuado proveer de un procedimiento administrativo que facilitase la tramitación de los permisos precisos de modo que se pudiera tender hacia la ventanilla única.