

11. Conclusiones

La existencia de unas infraestructuras suficientes es un requisito imprescindible tanto para garantizar un suministro de calidad como para permitir un funcionamiento del mercado en competencia efectiva, en beneficio de todos.

Del análisis realizado acerca de la cobertura de la demanda de gas y electricidad cabe extraer las siguientes conclusiones.

Sobre la cobertura de la demanda de gas natural

En primer lugar, y respecto a la *cobertura de la demanda de gas*, en cuanto a disponibilidad de gas como materia prima, no parece que existan a priori problemas de abastecimiento.

Sin embargo, debido a la incidencia que el elevado crecimiento de la demanda de gas y las nuevas centrales de producción de energía eléctrica de ciclo combinado origina en el sistema de transporte de gas, *es preciso un relevante esfuerzo inversor en infraestructuras gasistas. Si se dispone a tiempo de estas infraestructuras no debiera haber especiales problemas en la cobertura de la demanda de gas natural. En otro caso, pueden existir problemas durante los periodos de consumo punta, tanto para los ciclos combinados como para el mercado convencional de gas.*

Sobre la cobertura de la demanda eléctrica a muy corto plazo

Respecto a la *cobertura de la demanda eléctrica*, si la demanda se mantiene en los valores de previsión centrales, no existen problemas de cobertura. La paulatina incorporación de nuevas centrales y la adecuación de las infraestructuras de gas para su abastecimiento, deberán de ser garantes, *en condiciones normales*, de la cobertura del suministro. Ahora bien, si la demanda evoluciona hacia los valores superiores y extremos considerados por esta Comisión, en situaciones de punta puede haber problemas de cobertura, tal como se ha descrito en el presente informe.

Además, en caso de que existieran retrasos en la incorporación de nuevos grupos, o en situaciones de hidraulicidad muy seca, de fallo simultáneo y sostenido de grupos por encima de las tasas de fallo consideradas, se podría llegar a situaciones con problemas de cobertura. En particular, esta situación puede ser muy ajustada en los próximos periodos de punta hasta 2003 ó 2004, al no existir tiempo para la incorporación de infraestructuras.

Período de consumo punta 2001 a 2002

En las *condiciones normales* de demanda previstas por el gestor técnico del sistema y de disponibilidad del equipo generador e hidraulicidad, no se presentan problemas en la cobertura. No obstante el margen de cobertura para cada escenario no es holgado: 1,15 para el inferior; 1,1 para el normal, 1,09 para los más altos; y de 1,04 para el peor de los escenarios. Tal como se muestra en el informe, para situaciones de demanda punta en torno a 35.000 MW el sistema precisaría de dos nuevos grupos de 400 MW, y para 36.700 MW de demanda punta se requerirían 2.800 MW adicionales (siete grupos); grupos que no estarán disponibles en la punta de este invierno.

En consecuencia, en cualquiera de los escenarios no es de esperar problemas de fallo en la cobertura. Únicamente si apareciesen puntas de potencia superiores a los 35.000 MW, coincidiendo con una hidrología muy seca, y con fallos térmicos superiores a los 4.500 MW, podría darse algún déficit de cobertura, siendo los meses de diciembre y enero en los que hay mayor probabilidad de alcanzar esas demandas.

Período de consumo punta 2002 a 2003

Durante el año 2002 se prevé que entren en servicio siete grupos de 400 MW de gas. De estos grupos tres no tendrán, a priori, restricción alguna por la red de gas. Los cuatro restantes podrán tener restricciones de red en punta. Considerando que de estos últimos, tres disponen de combustible alternativo de gasóleo para un funcionamiento esporádico, no es previsible que existan problemas de cobertura de la demanda eléctrica.

Sin embargo, para los escenarios de demanda más altos, puede haber un índice de cobertura menor que el mínimo deseado de 1,1. Así, el índice de cobertura menor se da con el escenario extremo superior de demanda, alcanzando un valor de 1,07. Es preciso, recordar que para este escenario de demanda, tal como se indica en el informe, se precisarían disponer de diez grupos adicionales.

En consecuencia, se cubre la demanda eléctrica, como en el período anterior para los escenarios centrales de demanda, aunque de forma ajustada. Este hecho, junto con la imposibilidad de disponer en plazo de los refuerzos de la red de gas es indicativo de lo ajustado de la cobertura eléctrica.

Período de consumo punta 2003 a 2004

Durante el año 2003 se prevé la entrada en servicio de, al menos, cuatro nuevos grupos de 400 MW. Para este año, la situación se prevé algo más holgada que en el periodo anterior, pudiendo variar el índice de cobertura, entre 1,09 para el escenario más desfavorable y 1,16 para el escenario central. Aunque en todo caso dependerá de la disponibilidad en tiempo de las infraestructuras.

En la figura siguiente se muestra el índice de cobertura basado en los supuestos considerados en el informe para los periodos anteriores.

Para años posteriores, a medida que puedan entrar en servicio las infraestructuras consideradas en este informe, la cobertura será más segura.

En conclusión, se considera indispensable disponer en plazo de las infraestructuras, en particular las de gas natural dirigidas a satisfacer la demanda de las centrales de ciclo combinado, a fin de eliminar riesgos en la cobertura de la demanda.

En consecuencia, se considera indispensable disponer, en fecha, *del conjunto de instalaciones mínimo que se indica en los anexos I y II de este informe*, que permite dar cobertura al riesgo de desabastecimiento de energía.

Para ello, *de forma transitoria y en tanto en cuanto no esté desarrollada la planificación de la red de transporte conforme a norma, y los procedimientos de concurrencia en la construcción de las instalaciones de transporte, se recomienda la adjudicación en la construcción de las infraestructuras al promotor de la instalación correspondiente.*

En la fecha de finalización de este informe, las previsiones de demanda extremas se han cumplido. Así, el 17 de diciembre de 2001, debido a la ola de frío intenso, el consumo punta habría llegado a sobrepasar los 36.000 MW de demanda de potencia punta si no se hubieran tomado medidas. El agotamiento del equipo generador para cubrir esta demanda dada la baja hidráulicidad, junto con los problemas de tensión asociados provocó que el gestor técnico del sistema tuviera que aplicar medidas de deslastre de cargas. Esta Comisión entiende que la regulación de la gestión hidráulica para cubrir la demanda de punta en situaciones extremas de cobertura, debe contener los incentivos adecuados para que se lleve a cabo una gestión eficiente de los recursos hidráulicos desde la perspectiva energética.

Figura 11.1.1. Índice de cobertura para los escenarios considerados

Índice de cobertura	2001	2002	2003
Escenario inferior	1,149	1,177	1,203
Escenario central	1,111	1,130	1,155
Escenario superior	1,088	1,098	1,122
Escenario extremo superior	1,035	1,070	1,087
Escenario crecimiento sostenido	1,088	1,098	1,098

Fuente: CNE

12. Recomendaciones

Como consecuencia del análisis realizado a lo largo del presente Informe, esta Comisión Nacional de Energía formula las siguientes recomendaciones.

PRIMERA. El mercado eléctrico y de gas natural es un mercado liberalizado, en el que la cobertura de la demanda aparece como una tarea asignada al libre mercado, que funcionando en competencia efectiva ha de proveer un suministro seguro y de calidad en beneficio de todos. En consecuencia, el Estado debe ejercer una *función permanente de supervisión* de la cobertura de la demanda, de modo que su actuación quede reservada al caso en que, detectándose riesgos inadecuados, éstos se eliminen mediante *la incorporación de reglas* que proporcionen las señales regulatorias que garanticen un nivel apropiado de cobertura.

Dado que el *coste medio del transporte* está ligado a la demanda real, la planificación de la red de transporte debe *acomodar acertadamente en el tiempo las nuevas inversiones* a la evolución de la demanda, evitando tanto capacidades ociosas (costes innecesarios), como falta de capacidad (origen de restricciones). De esta forma, debe detectarse con la suficiente anticipación la necesidad de nuevas inversiones, de manera que el plan de infraestructuras pueda actualizarse y ser el óptimo en cada momento.

En consecuencia es preciso realizar un *seguimiento permanente* de las infraestructuras para lograr una adecuada cobertura de la demanda.

SEGUNDA. Por su carácter de monopolio natural la planificación energética queda restringida a la red de transporte, tanto eléctrica, como gasista. En el caso concreto del gas natural, la Ley impone una planificación de carácter obligatorio y de *mínimo exigible para la garantía de suministro en lo referente a los gasoductos de la red básica y a las instalaciones de almacenamientos* de reservas estratégicas. Esta consideración de mínimo exigible, a diferencia de la planificación eléctrica, podría dejar abierta la posibilidad de ampliar o añadir nuevas instalaciones, aunque éstas no estén contempladas en la planificación. Dado que las actividades reguladas deben ser retribuidas

económicamente con cargo a tarifas, peajes y cánones, ésto podría llevar a una situación en la que cualquier instalación, sin acreditar si es o no necesaria para el sistema, tenga que ser retribuida por el mismo. La solución podría ser *suprimir el concepto de mínimo exigible* en la planificación gasista, de forma que ésta fuera realmente *vinculante*.

TERCERA. Teniendo en cuenta que las *plantas de regasificación* están sujetas al régimen de liquidaciones e incluidas en un sistema de retribución que, mediante las tarifas, peajes y cánones cobrados por el desempeño de su actividad, asegura la recuperación de las inversiones realizadas por sus titulares en el periodo de vida útil de las mismas, permitiendo una rentabilidad razonable, *parece aconsejable que estas instalaciones entraran a formar parte del proceso de planificación vinculante* asociado a la red de transporte y a los almacenamientos de gas.

Los criterios de planificación han de mostrar la localización idónea y las características técnicas a las que debe responder la planta o gasoducto. Una vez concretados estos extremos, la concurrencia de intereses en su promoción, podría estar dirigida a la construcción de las instalaciones que, de acuerdo con la planificación, se considerase necesarias.

CUARTA. Teniendo en cuenta *las fechas en que deben entrar en funcionamiento* las infraestructuras, así como el tiempo necesario para su construcción, en el entorno de dos años para gasoductos y líneas y en el entorno de tres años para plantas de regasificación, es de vital importancia que *las autorizaciones se tramiten lo más rápidamente posible*, sin que haya demora, ni en la solicitud de la autorización ni en la tramitación de la misma.

QUINTA. Puesto que es indispensable disponer en plazo de las infraestructuras, en particular las de gas natural dirigidas a satisfacer la demanda de las centrales de ciclo combinado, a fin de eliminar riesgos en la cobertura de la demanda, se recomienda un *seguimiento de las infraestructuras* propuestas en los anexos.

Las infraestructuras enunciadas en el anexo I del sector del gas, se han dimensionado suponiendo que hay que

atender las centrales de ciclo combinado que presentan un mayor grado de avance, esto es, las que han obtenido la autorización administrativa y/o las que tienen contratado el acceso a la red gasista. *A medida que otras centrales avancen en su grado de concreción, serán necesarias infraestructuras de transporte adicionales.*

SEXTA. Dentro del proceso de construcción y puesta en servicio de una instalación, se observa que el otorgamiento de los permisos y de las autorizaciones administrativas necesarias genera un importante retraso en el horizonte temporal para la puesta en marcha de la instalación. La obtención de tales permisos y autorizaciones son de vital importancia para conseguir, en tiempo, las infraestructuras imprescindibles para el suministro en los próximos periodos invernales.

En consecuencia, la Comisión Nacional de Energía, *estima conveniente que desde las diversas Administraciones Públicas con competencia en la materia, se agilicen los trámites que permitan concluir el proceso de autorización de las instalaciones referidas.* En este sentido, sería conveniente analizar la posibilidad de proveer un procedimiento administrativo que facilitase la tramitación de los permisos precisos de modo que se pudiera tender hacia la llamada "ventanilla única", en materia de autorizaciones de instalaciones energéticas.

Además, es preciso incidir en que la ausencia de la planificación no debe suponer un retraso en el otorgamiento de las autorizaciones administrativas.

Por otra parte los Consejos Consultivos de Hidrocarburos y Electricidad han puesto de manifiesto la creciente oposición social al desarrollo de nuevas infraestructuras. Ello da lugar al hecho cada vez más frecuente de que el plazo necesario para la realización de nuevas infraestructuras, no sólo viene determinado por el tiempo necesario para autorizarlas e implantarlas, sino también por el tiempo que ha de dedicarse a que socialmente sean aceptadas.

Es por ello, que esta Comisión considera necesario y urgente la puesta en marcha de un plan de información y

concienciación ciudadana que evite oposiciones innecesarias a la implantación de las infraestructuras necesarias. Estas infraestructuras deberán ser proyectadas desde su inicio de manera que cumplan con los mejores requisitos de seguridad y respeto medioambiental exigibles.

SÉPTIMA. La seguridad del suministro *a corto plazo*, es consecuencia directa de las decisiones de inversión en el largo plazo, y por consiguiente, será heredera de los aciertos o errores de las mismas. En este sentido, un adecuado esfuerzo inversor es una condición necesaria pero no suficiente. Un suministro seguro en el corto plazo supone que todos los elementos de gestión, casación, operación, control, reserva, protecciones, comunicaciones, etc. funcionan correctamente haciendo que el consumidor reciba su producto en las condiciones adecuadas de calidad.

Dada la especial responsabilidad del gestor del sistema de velar por la garantía en la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación en el sistema de producción y transporte para el caso eléctrico o entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución en el sistema gasista, el gestor respectivo debe *tener aprobados, publicados y aplicar todos los procedimientos de operación del sistema o normas de gestión técnica* que sean necesarias.

En particular, y puesto que como ya se ha señalado en el caso eléctrico, hay un déficit de compensación de potencia reactiva que provoca restricciones técnicas en el sistema, fundamentalmente por tensiones bajas en las zonas sur, levante, catalana y sur de Galicia, debe de aplicarse el procedimiento de operación que regula el servicio complementario de *control de tensión* de la red de transporte.

Asimismo, es preciso potenciar la aplicación de procedimientos de operación de las redes de transporte y distribución no discriminatorios, para que la energía en *régimen especial* contribuya a la resolución de congestiones, de acuerdo con sus especificidades, como el resto de energías, y aporte a los gestores de red la información suficiente para realizar su labor.

OCTAVA. Ante el importante desarrollo de la *energía eólica* al que se asiste en la actualidad y dada la insuficiencia de señales de eficiencia en su regulación que están produciendo problemas en el sistema eléctrico, se hace necesaria una *mejora de la regulación actual* para hacerla más eficiente, sin abandonar, al mismo tiempo, el fomento de este tipo de energía por su ventaja ambiental.

Además, se considera necesario mantener la estabilidad regulatoria para la cogeneración y avanzar en el Reglamento pendiente.

NOVENA. Esta Comisión considera necesario que por Red Eléctrica de España, en su condición de Operador del Sistema, se elabore un estudio sobre la situación actual, y en particular, para supuestos de situaciones extremas, sobre la gestión hidráulica desde el punto de vista de la cobertura energética.

DÉCIMA. Las previsiones de capacidad de los *almacenamientos subterráneos* de gas natural dan como resultado que sólo contabilizando la capacidad asignada al almacenamiento operativo podríamos aproximarnos a los 35 días preceptivos de existencias de seguridad.

Se detecta una *carencia regulatoria* en este punto, al no haberse publicado el Reglamento de reservas estratégicas, seguridad del 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 o los existentes en otros países de la Unión Europea. De forma paralela se debe poner también en marcha la inspección y control del cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de dichas existencias. Asimismo, en el caso de la diversificación, se incide en la idea de evitar que el cumplimiento de la misma se pudiera convertir en un obstáculo para la entrada de nuevos agentes.

Con independencia de lo anterior, sería aconsejable volver a considerar el número mínimo de días de almacenamiento establecido como precepto legal.

En esta misma línea, la *capacidad de almacenamiento operativo de GNL* en planta a que da derecho el peaje de regasificación es en la actualidad de cinco días de la capacidad contratada diaria hasta el 1 de enero del año 2004 y a partir de esta fecha, diez días. Pero teniendo en cuenta los proyectos de ampliación de tanques y los incrementos de demanda previstos, en los años 2004 y 2005 no se podría proporcionar el almacenamiento a que da derecho el peaje, ya que aunque aumenta notablemente la capacidad de almacenamiento, la demanda lo hace a un ritmo similar. Es por ello que se considera conveniente realizar una ampliación adicional a la indicada, del número de tanques.

UNDÉCIMA. En la actualidad la *interrumpibilidad* sólo está regulada para el mercado no liberalizado que se suministra a tarifa. 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 donde se pueden encontrar las condiciones particulares de interrupción del suministro.

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

Asimismo, en el caso del gas, los consumidores interrumpibles a tarifa están exentos de las obligaciones de almacenamiento estratégico y diversificación.

Sin embargo, dado que el consumo interrumpible no está legalmente previsto para el mercado

liberalizado, no está claro a quién se aplica en este mercado.

Por todo ello, se considera conveniente *regular el concepto de interrumpibilidad en el mercado liberalizado*.

En todo caso, dada la repercusión que la aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista tiene para el sistema eléctrico, sería adecuado asegurar la coordinación entre los gestores técnicos de ambos sistemas para poder minimizar sus consecuencias.

DUODÉCIMA. Para poder garantizar la *estabilidad económica* de los sistemas y, en consecuencia, la seguridad de su suministro, se considera necesario fijar unos ingresos que permitan cubrir los costes de dicho suministro. 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. Por ello es preciso disponer de una *metodología tarifaria* para asignar los distintos costes y poder establecer de forma global las tarifas de acceso e integrales, así como disponer de un procedimiento de ajuste explícito para poder encajar las posibles variaciones respecto a las previsiones consideradas.

DECIMOTERCERA. Respecto a la *garantía de potencia*, se propone incluir un método que permita garantizar la disponibilidad de las centrales sin tener en cuenta el mecanismo del número de horas mínimo de funcionamiento.

Además, la retribución de un generador por garantía de potencia *no debe depender* del modo en que contrate su venta de energía, *ya sea en el pool o mediante 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*.

DECIMOCUARTA. La incorporación de una nueva central de ciclo combinado puede obligar a acometer elevadas

inversiones en los refuerzos de las infraestructuras. Por ello, es preciso un *compromiso jurídico y económico*, si fuera preciso con anticipación financiera, *que garantice la realidad del proyecto*, o al menos la recuperación de costes en caso de retirada del proyecto.

DECIMOQUINTA. En línea con las tendencias europeas en la materia, y con el objeto de enviar señales correctas a los usuarios de red sobre los costes en los que incurren, sería adecuado enviar señales de localización respecto a la ubicación de la carga o aportación al sistema, tanto en el sistema gasista como en el eléctrico. En este sentido, se considera necesario aplicar en la regulación del transporte y del mercado señales que permitan a los agentes tomar las decisiones de localización más adecuadas, recibiendo por ello una señal económica acorde a los costes o beneficios ocasionados al sistema.

DECIMOSEXTA. Dada la importancia que se reconoce al ahorro energético como medio de mejora de la eficiencia energética, y a partir de la experiencia derivada de la implantación de los programas de gestión de la demanda, esta Comisión recomienda profundizar en los mencionados programas.

DECIMOSÉPTIMA. Como ya ha puesto de manifiesto esta Comisión en diferentes informes, es preciso atender también a la urgente necesidad del *desarrollo de la regulación en los sistemas extrapeninsulares* y al desarrollo de los criterios de planificación particularizados para estos sistemas.

DECIMOCTAVA. Por último, cabe reiterar de nuevo la *necesidad de ampliar las interconexiones internacionales, tanto de gas como de electricidad*, que sean precisas para la obtención de un mercado interior europeo de la energía. En este sentido se debe continuar con el camino emprendido y del que es ejemplo reciente el Grupo de Seguimiento de la interconexión España-Francia y el Protocolo de Colaboración entre la Administraciones Española y Portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad.