

ENERGÍA: DESARROLLOS REGULATORIOS EN IBEROAMÉRICA



CVTAS



THOMSON REUTERS

**ENERGÍA:
DESARROLLOS REGULATORIOS
EN IBEROAMÉRICA**

BIBLIOTECA CIVITAS DE ECONOMÍA Y EMPRESA

Director:

JOSÉ LUIS GARCÍA DELGADO

COLECCIÓN ECONOMÍA

ENERGÍA: DESARROLLOS REGULATORIOS EN IBEROAMÉRICA

ARIAE, 2008
XII REUNIÓN ANUAL IBEROAMERICANA
DE REGULADORES DE LA ENERGÍA

EDITOR

JOSÉ LUIS GARCÍA DELGADO

AUTORES

EDVALDO ALVES DE SANTANA	CARMEN FERNÁNDEZ ROZADO
JACQUELINE BARBOZA MARIANO	RAFAEL GÓMEZ-ELVIRA GONZÁLEZ
JOAN BATALLA BEJERANO	JUAN CARLOS JIMÉNEZ
JOSÉ BRAZ	MARÍA JESÚS MARTÍN MARTÍNEZ
JOSÉ CESÁRIO CECCHI	FRANCISCO ANTONIO MÉNDEZ
MARÍA TERESA COSTA I CAMPI	PEDRO MIRAS SALAMANCA
NEUZA COSTA	JAVIER PEÓN TORRE
ALFREDO DAMMERT LIRA	FLORIVAL RODRIGUES DE CARVALHO
RAFAEL DE GRACIA NAVARRO	TATHIANY RODRIGUES MOREIRA
FRANCISCO A. DE LA ISLA CORRY	FRANCISCO XAVIER SALAZAR
ANTÓNIO DOMINGUES	MARINA SERRANO GONZÁLEZ
RAFAEL DURBÁN ROMERO	CARLOS SOLÉ MARTÍN
JORGE ESTEVES	SERGIO O. VELÁSQUEZ M.
CÉSAR AUGUSTO FERNÁNDEZ	RAÚL YUNTA HUETE

CIVITAS



THOMSON REUTERS

Primera edición 2009



El editor no se hace responsable de las opiniones recogidas, comentarios y manifestaciones vertidas por los autores. La presente obra recoge exclusivamente la opinión de su autor como manifestación de su derecho de libertad de expresión.

No está permitida la reproducción total o parcial de este libro, ni su tratamiento informático, ni la transmisión de ninguna forma o por cualquier medio, ya sea electrónico, mecánico, por fotocopia, por registro u otros métodos, ni su préstamo, alquiler o cualquier otra forma de cesión de uso del ejemplar, sin el permiso previo y por escrito de los titulares del Copyright.

Thomson Reuters y el logotipo de Thomson Reuters son marcas de Thomson Reuters

Civitas es una marca de Thomson Reuters (Legal) Limited

© 2009 [Thomson Reuters (Legal) Limited / Comisión Nacional de la Energía]

Editorial Aranzadi, S. A.

Camino de Galar, 15

31190 Cizur Menor (Navarra)

Imprime: Rodona Industria Gráfica, S.L.

Polígono Agustinos, Calle A, Nave D-11

31013 - Pamplona

Depósito legal: NA 1086/2009

ISBN: 978-84-470-3213-6

Compuesto en Printing'94

Printed in Spain. Impreso en España

ÍNDICE

Presentación	11
<i>María Teresa Costa i Campi</i>	
Nota preliminar: un peldaño más	13
<i>José Luis García Delgado y Juan Carlos Jiménez</i>	
PARTE I. LAS INSTITUCIONES REGULADORAS Y LOS DESAFÍOS SUPRANACIONALES	
Capítulo 1. Los procesos de integración energética: el mercado ibérico de la electricidad (MIBEL)	19
<i>María Teresa Costa i Campi y Joan Batalla Bejerano</i>	
Capítulo 2. Retos, oportunidades y amenazas institucionales de la regulación en Iberoamérica: el caso mexicano	33
<i>Francisco Xavier Salazar Díez de Sollano</i>	
Capítulo 3. Los reguladores energéticos y la supervisión de mer- cados	47
<i>Marina Serrano González</i>	
Capítulo 4. Estructuras y desafíos de la regulación del sector de la energía en Portugal y en Europa	63
<i>Jorge Esteves y José Braz</i>	
Capítulo 5. Regulación de la calidad	75
<i>Alfredo Dammert Lira</i>	
PARTE II. REGULACIÓN Y DESARROLLO SOSTENIBLE	
Capítulo 6. Un modelo energético sostenible. Algunas reflexio- nes sobre las posibles alternativas	121
<i>Javier Peón Torre</i>	
Capítulo 7. Políticas y programas de eficiencia energética en Brasil	153
<i>Edvaldo Alves de Santana y Jacqueline Barboza Mariano</i>	
Capítulo 8. La regulación de los biocombustibles en Brasil	173
<i>Florival Rodrigues de Carvalho y Jacqueline Barboza Mariano</i>	

Capítulo 9. El sector eléctrico de Guatemala y eficiencia energética.....	203
<i>Sergio O. Velásquez M.</i>	
Capítulo 10. La regulación y los mecanismos flexibles	213
<i>Carmen Fernández Rozado</i>	
 Parte III. DESARROLLO DE LAS INFRAESTRUCTURAS Y SEGURIDAD ENERGÉTICA 	
Capítulo 11. Seguridad energética: diversificación de las matrices energéticas.....	231
<i>César Augusto Fernández</i>	
Capítulo 12. Situación del abastecimiento de gas natural en el mercado brasileño. Principales proyectos para la infraestructura de transporte	249
<i>José Cesário Cecchi y Tathiany Rodrigues Moreira</i>	
Capítulo 13. La regulación del gas natural en Portugal. Funcionamiento del Sistema Nacional de Gas Natural y asignación de capacidad.....	267
<i>Jorge Esteves, António Domingues y Neuza Costa</i>	
Capítulo 14. La regulación de las plantas de regasificación de gas natural licuado	279
<i>Raúl Yunta Huete</i>	
Capítulo 15. Nuevo marco regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica en España.....	295
<i>Carlos Solé Martín</i>	
 PARTE IV. ESTRUCTURA, MECANISMOS Y CONTROL DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS 	
Capítulo 16. Desintegración vertical y derecho de acceso a las redes	313
<i>Rafael Durbán Romero y Rafael Gómez-Elvira González</i>	
Capítulo 17. Competencia económica o regulación	333
<i>Francisco A. de la Isla Corry</i>	
Capítulo 18. Política de subsidios en el sector eléctrico de la República Dominicana.....	351
<i>Francisco Antonio Méndez</i>	

Capítulo 19. Supervisión del mercado eléctrico en la República de Panamá	359
<i>Rafael de Gracia Navarro</i>	
Capítulo 20. Supervisión del mercado de estaciones de servicio en áreas micro	367
<i>Pedro Miras Salamanca</i>	
Capítulo 21. Mecanismos de contratación a plazo de energía eléctrica	375
<i>María Jesús Martín Martínez</i>	

PRESENTACIÓN

MARÍA TERESA COSTA I CAMPI

Presidenta de la Comisión Nacional de Energía (CNE, España)

Presidenta de ARIAE

La presentación de la obra que, con el título Energía: Desarrollos regulatorios en Iberoamérica, llega ahora a manos del lector, constituye un motivo de múltiple satisfacción. Dos razones, en todo caso, no pueden dejar mencionarse en este breve preámbulo.

La primera tiene que ver con la fructífera labor de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía, ARIAE, a través de sus distintas redes de contactos, actividades, grupos de trabajo, y, por supuesto, reuniones anuales, como la celebrada –ya en su duodécima edición, a partir de la primera en Santiago de Compostela en 1997– en México, en la ciudad de San Luis de Potosí, durante los días 13 a 16 de abril de 2008. Una buena parte de las exposiciones allí presentadas han sido convertidas en ponencias y, debidamente editadas y organizadas en partes de la obra, impresas en las páginas que siguen. La Comisión Nacional de Energía de España, desde la Presidencia de ARIAE –y la Secretaría Ejecutiva que ostenta Rafael Durbán–, contribuye por esta vía editorial a difundir los resultados de sus trabajos. En este caso, los resultados de la XII Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía que tan brillantemente organizó la Comisión Reguladora de Energía de México, con su Presidente, Francisco Xavier Salazar, al frente. No hay, pues, deseos de capitalizar. Sí los hay, en cambio, de capilarizar. De hacer que fluyan al conjunto de Iberoamérica, a través de todo el entramado de organizaciones que pivota en torno de ARIAE, las experiencias y desarrollos regulatorios de la energía que tienen lugar en nuestros respectivos países.

Desde que en marzo de 2000 diera sus primeros pasos en Buenos Aires, ARIAE, asociación aglutinadora de 23 reguladores energéticos pertenecientes a 19 países iberoamericanos de las dos orillas del Atlántico, no ha dejado de dar pasos en pro de sus objetivos fundacionales. Éste de la edición colabora a varios de ellos conjuntamente: al avance e intercambio de experiencias regulatorias en el sector de la energía; al de compartir el conocimiento regulatorio que nos es propio; al de propiciar la comunicación entre especialistas y profesionales del sector; al de transferir entre nosotros conocimientos, informaciones, experiencias, estudios... Lo que contribuye igualmente, y en definitiva, al objetivo más genérico y principal de promover desde el ámbito regulatorio la eficiencia energética y el desarrollo sostenible a escala iberoamericana. Han sido, precisamente, las Reuniones Anuales las que han venido propiciando de un modo muy particular el fructífero intercambio de análisis y debates sobre los aspectos más relevantes de la regulación y funcionamiento de los sectores energéticos.

Un segundo gran motivo de satisfacción tiene que ver con la continuidad del trabajo científico y de difusión que esta obra procura. En efecto: tras la publicación, el pasado año, de los dos volúmenes de Energía y regulación en Iberoamérica, verdadero compendio de temas transversales de la regulación energética de interés en todos los países iberoamericanos, así como de los detalles de la estructura sectorial y de la regulación en buena parte de ellos, esta nueva obra aporta una perspectiva añadida de las experiencias regulatorias más recientes. La continuidad de los trabajos e investigaciones de los sectores energéticos

que se llevan a cabo en cada uno de nuestros países, así como de los temas de conjunto que interesan a todos acerca de la regulación, es fundamental para multiplicar los beneficios del esfuerzo realizado.

El trabajo científico, conviene no olvidarlo, avanza gracias a esfuerzos continuados y compartidos, antes que por saltos aislados. Se está construyendo, a partir de estos tres volúmenes «de ARIAE» –si se me permite llamarlos así–, junto con los otros que componen ya un pequeño catálogo editorial de la CNE en coedición con Thomson-Cívitas, un compendio de conocimiento acerca de la regulación energética, y de la regulación en Iberoamérica, que no se encuentra así sistematizado en ninguna otra fuente. Un compendio, además, con vocación de ser ampliado, actualizando perspectivas y comprendiendo otras, con motivo de futuras citas de trabajo o de nuevas necesidades de intercambio de experiencias y conocimientos.

Ojalá, en definitiva, que el lector que sabe de ARIAE halle en esta obra nuevos motivos para apreciar su importante labor; y que el lector menos familiarizado con nuestra Asociación Iberoamericana conozca a través de estas páginas alguno de los buenos frutos que procura el esfuerzo compartido.

NOTA PRELIMINAR: UN PELDAÑO MÁS

JOSÉ LUIS GARCÍA DELGADO

Catedrático de Economía Aplicada, Universidad Complutense

JUAN CARLOS JIMÉNEZ

*Subdirector de Estudios, Documentación y Gestión de la Información
de la Comisión Nacional de Energía (CNE, España)*

La energía como factor de cohesión a escala regional iberoamericana. He aquí un anhelo –o más bien una necesidad– que inspira el sentido fundacional de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía, ARIAE, y al que responde también esta obra. Lo afirmaba recientemente el veterano Presidente de la Corporación Andina de Fomento –una institución financiera multilateral de larga trayectoria–, Enrique García: de igual modo que en el caso europeo el carbón y el acero fueron el germen y el motor inicial de su integración económica, en América Latina hay un sector –la energía– que puede desempeñar ese papel. Claro que la experiencia europea, podemos añadir aquí, con haber sido hasta ahora muy exitosa en aspectos claves, también ha chocado con grandes dificultades a la hora de avanzar en una política energética verdaderamente común, de la que aún carece, a pesar de Libros Blancos y Verdes, Directivas y Estrategias. Así pues, sin infundadas pretensiones, pero con la certeza que dan las potencialidades energéticas de Iberoamérica, sus necesidades comunes, sus complementariedades, en muchos casos, y algunas de las realidades integradoras ya consolidadas, ésta es una línea que debe profundizarse. La propia ARIAE, con la inclusión *ibérica* de Portugal y España, ofrece ya, en su casi decenal trayectoria, frutos tangibles y muy prometedores de cooperación e intercambio de experiencias regulatorias en el campo de la energía.

Estas páginas –que aspiran a ser un peldaño más en la labor de ARIAE– se nutren originariamente de una buena parte de las intervenciones, aunque no todas por razones editoriales, de la *XII Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía* celebrada en San Luis de Potosí en abril de 2008. La ya difundida costumbre internacional de apoyar las intervenciones en este tipo de foros en una sucesión de diapositivas en Power Point, y no en textos escritos, hace que la veintena larga de capítulos que componen esta obra sea un producto enteramente original, y elaborado expresamente por sus respectivos autores –27 en total– para esta publicación. El lema de la *XII Reunión Anual*, «Experiencias y desarrollos regulatorios», ha sido ligeramente retocado para dar título a este libro, añadiéndole las dos grandes coordenadas que le enmarcan: energía e Iberoamérica.

Pues bien, la obra, con el título *Energía: Desarrollos regulatorios en Iberoamérica*, articula sus 21 capítulos en cuatro partes. La Parte I, «Las instituciones reguladoras y los desafíos supranacionales», se abre con las respectivas contribuciones de los Presidentes de las dos máximas instituciones reguladoras en el ámbito de la energía de España y México. El capítulo inicial de María Teresa Costa y Joan

Batalla aborda, además, y en clave *ibérica*, una experiencia de gran calado dentro del proceso de integración energética europea: la puesta en marcha del mercado ibérico de la electricidad (MIBEL) entre España y Portugal. La contribución de Francisco Xavier Salazar ofrece, desde la óptica mexicana, un recuento de los retos, oportunidades y amenazas institucionales de la regulación energética en Iberoamérica. Otros tres capítulos completan esta visión *institucional* de los reguladores. El de Marina Serrano se centra en la labor de supervisión de los mercados a cargo de los reguladores energéticos. El de Jorge Esteves y José Braz, en las estructuras y desafíos del sector energético en España y Portugal. Por último, el de Alfredo Dammert, en la regulación de la calidad.

La Parte II se abre a cinco contribuciones sobre «Regulación y desarrollo sostenible». La primera, de Javier Peón, articula algunas reflexiones acerca de las posibles alternativas para un modelo energético sostenible. El capítulo de Edvaldo Alves Santana y Jacqueline Barboza Mariano aborda las políticas y programas de eficiencia energética en Brasil. También desde la perspectiva brasileña, Florival Rodrigues de Carvalho y la propia Jacqueline Barboza se ocupan de la regulación de los biocombustibles. Sergio Velásquez, en su capítulo, pone en relación el sector eléctrico de Guatemala con el tema de la eficiencia energética. Cierra esta parte la contribución de Carmen Fernández Rozado, centrada en una cuestión de gran interés a ambos lados del Atlántico: la regulación y los mecanismos flexibles, en particular el de desarrollo limpio previsto en el Protocolo de Kioto.

En la Parte III se agrupan otras cinco contribuciones bajo un rótulo verdaderamente vital, en América y en España, como –puede decirse– a escala universal: «Desarrollo de las infraestructuras y seguridad energética». César Augusto Fernández se ocupa de las matrices energéticas en relación con la seguridad. Tres capítulos tratan a continuación el tema desde otras tantas ópticas, las de sus respectivos países, pero con el gas natural como denominador común. José Cesário Cecchi y Tathiany Moreira abordan el abastecimiento del gas natural en el mercado brasileño y los proyectos de infraestructuras de transporte. El capítulo de Jorge Esteves, António Domingues y Neuza Costa se ocupa de la regulación del gas natural en Portugal, en el marco de su Sistema Nacional. El de Raúl Yunta, de la regulación de las plantas de regasificación de gas natural licuado en España. Por último, Carlos Solé se centra en el nuevo marco regulatorio para la actividad de distribución de electricidad, también en España.

La Parte IV y última de la obra, «Estructura, mecanismos y control de los mercados energéticos», se abre con la contribución de Rafael Durbán y Rafael Gómez-Elvira, dedicada a la desintegración vertical y el derecho de acceso a las redes, desde una perspectiva europea, y luego específicamente española. Francisco de la Isla plantea, desde la óptica de la eficiencia económica, la conveniencia de la regulación y la competencia en el sector energético, así como el efecto de los subsidios. Francisco Antonio Méndez enlaza con esto último en su capítulo acerca de la política de subsidios en el sector eléctrico de la República Dominicana. Rafael de Gracia ofrece la experiencia de la supervisión del mercado eléctrico en la República de Panamá, y Pedro Miras la de la supervisión del mercado de estaciones de servicio en áreas micro, en este caso desde el punto de vista español. La obra se completa con la contribución de María Jesús Mar-

tín acerca de los mecanismos de contratación a plazo de energía eléctrica y la experiencia de los mercados derivados de energía recientemente implantados en España.

En fin, el lector encontrará en las páginas que aquí se abren un conjunto de estudios rigurosos –y actuales– sobre los temas de la regulación energética desde una óptica iberoamericana. En más de un sentido, esta obra continúa los dos tomos de *Energía y regulación en Iberoamérica* coeditados por la Comisión Nacional de Energía de España con Thomson-Civitas en 2008, de igual modo que esperamos que sirva de puente a sucesivas entregas editoriales en una línea de estudio, y de experiencias compartidas, de largo recorrido aún por delante. El peldaño queda puesto.

Parte I

Las instituciones reguladoras y los desafíos supranacionales

CAPÍTULO 1

LOS PROCESOS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA: EL MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD (MIBEL)

MARÍA TERESA COSTA I CAMPI

Presidenta de la Comisión Nacional de Energía (CNE, España)

JOAN BATALLA BEJERANO

Director del Gabinete de Presidencia de la Comisión Nacional de Energía (CNE, España)

1. Introducción

La integración regional de los mercados energéticos ha despertado gran interés por parte de los responsables de las políticas energéticas. Mejoras en la eficiencia económica de los sistemas energéticos –en la medida que estos procesos de integración pueden facilitar la generación de economías de escala– seguridad de suministro, tanto a corto como a largo plazo, así como la integración de los procesos energéticos en el marco de políticas de protección del medio ambiente y de lucha contra el cambio climático, constituyen los principales argumentos en defensa de todo proceso de consolidación de un mercado integrado de la energía.

No obstante, todo proceso de constitución de un mercado integrado es complejo. A las dificultades intrínsecas asociadas a la pérdida de soberanía en materia energética por parte de los estados participantes en el proceso de creación del mercado regional, se unen las dificultades asociadas a la necesidad de armonizar modelos regulatorios con particularidades propias a cada uno de los sistemas energéticos. Cada modelo energético que se integra es diferente, fruto de sus circunstancias energéticas internas y de su historia, así como de su modelo económico y social, más o menos liberalizado.

Por ello, las experiencias de integración regional en el ámbito de la energía, tanto en Europa como en Latinoamérica –Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA), el Acuerdo de Complementación Energética Regional en el ámbito de la Comunidad Suramericana de Naciones, los Acuerdos de Integración Energética en el ámbito MERCOSUR o la propia Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA) con su proyecto PETROSUR– han definido como objetivo prioritario, de carácter previo a todo proceso de integración, la búsqueda de una unificación de las realidades de los diferentes Estados integrantes.

En el ámbito de estos procesos de integración regional de los mercados energéticos se enmarca el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), cuyos objetivos y principios rectores, así como los antecedentes hasta su entrada en

funcionamiento, en julio de 2006 en el caso del mercado a plazo y en julio de 2007 en el caso del mercado *spot*, abordaré en el presente capítulo.

Sin lugar a dudas, del análisis de esta iniciativa, cuyo objeto es la integración de los mercados eléctricos de España y Portugal con el fin de dotar de mayor eficiencia y seguridad al sistema energético integrado, es posible extraer conclusiones de interés para los procesos de integración regional existentes en el ámbito de América Latina y el Caribe.

2. Objetivos y principios rectores del MIBEL

La definición conceptual originaria del proyecto y el alcance de sus objetivos están asociados al proceso de expansión del mercado eléctrico, a la necesidad de mejorar las condiciones de eficiencia –con mayores escalas de producción, sin disminuir la competencia entre los agentes a fin de asegurar beneficios para los consumidores– y al proceso de liberalización iniciado en 1997, proceso que debe asegurar todas aquellas soluciones contractuales y financieras habituales en otros mercados.

El Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) ha nacido con el objetivo de asegurar un nuevo avance del mercado eléctrico en los dos polos, el español y el portugués, en cuanto supone un redimensionamiento del mercado, la incorporación de nuevos instrumentos contractuales y financieros, un incentivo para la contratación a plazo, una reducción del riesgo y un abaratamiento de los precios, siempre que los marcos regulatorios nacionales sean homogéneos y se sometan a criterios de mercado.

La creciente complejidad de los mercados –tanto en sus aspectos financieros como corporativos–, el dinamismo y competitividad de las empresas del sector y la necesidad de adaptarse a las Directivas Comunitarias justifican el protagonismo y la apuesta que ha supuesto el MIBEL, por la contratación a plazo y por la creación de un mercado diario conjunto que entró en funcionamiento el 1 de julio de 2007.

Asimismo, el MIBEL, en un momento como el actual de creciente dependencia energética exterior, debe mejorar la seguridad de suministro en ambos mercados. Para todo ello es necesario armonizar y simplificar los marcos regulatorios existentes en ambos países.

Todo ello reportará importantes beneficios a los consumidores de ambos países, en cuanto redundará en un incremento del nivel de competencia y eficiencia en el mercado, generándose nuevas oportunidades de negocio que, sin duda, deben motivar a las empresas y posibilitar la entrada de nuevos agentes en el escenario energético.

3. Antecedentes

Nos encontramos frente a un proyecto ambicioso de integración de dos mercados energéticos con el objetivo de constituir el mercado ibérico de la

electricidad, cuyo hito más significativo tuvo lugar el 1 de octubre de 2004, fecha en la que los Gobiernos de España y Portugal firmaron el Convenio de Santiago de Compostela donde se establecía la hoja de ruta a seguir para la consecución efectiva del MIBEL.

La firma de dicho Convenio, cuyas conclusiones fueron ratificadas posteriormente por los dos Estados, culmina la primera fase de un proceso de cooperación iniciado en 1997. En ese año, las Administraciones española y portuguesa constataron que la previsión de creación de un Mercado Interior de la Energía en la Unión Europea, en el marco de la entonces recientemente aprobada Directiva 96/92/CEE de Mercado Interior de la Electricidad, suponía un nuevo escenario de oportunidades y desafíos que era preciso afrontar.

Los dos países ibéricos eran y son conscientes de que su condición de Estados periféricos europeos constituye una desventaja de partida en el Mercado Interior energético de la Unión Europea. Ciertamente, la profundización en el proceso de liberalización de los mercados energéticos requiere el impulso simultáneo de la mejora de las redes e infraestructuras europeas de electricidad y gas, ya que en un mercado plenamente liberalizado, sin fronteras energéticas interiores, la falta de infraestructuras puede frenar la integración de los mercados nacionales, condicionar el comercio y limitar, en consecuencia, la seguridad del suministro.

El primer paso fue, por tanto, crear las infraestructuras necesarias que permitieran la libertad de intercambios energéticos. De ahí que España y Portugal acordaran, en 1998, reforzar sus interconexiones y, de este modo, afianzar su posición en el Mercado Interior de la Energía.

A tal fin, el 29 de julio de 1998 se firmó un Memorando de Acuerdo entre el Ministerio de Economía de la República de Portugal y el entonces Ministerio de Industria y Energía del Reino de España para la cooperación en materia de energía eléctrica.

Posteriormente, el 14 de noviembre de 2001 se firmó el Protocolo de cooperación energética, en el cual se establecían las condiciones para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad y se preveía el desarrollo de interconexiones eléctricas comunes a los dos mercados ibéricos.

Contando con las infraestructuras suficientes para poner en marcha los intercambios energéticos entre España y Portugal, se empezaron a sentar las bases para la consecución de un mercado ibérico, común a ambos países. Un espacio común, el MIBEL, que implica de facto el reconocimiento por parte de España y Portugal de un único mercado de la electricidad en el cual todos los agentes tienen igualdad de derechos y obligaciones para actuar en la compra y venta de energía en el mercado.

Durante los años posteriores a la firma del Protocolo, las dos Administraciones continuaron con sus trabajos técnicos con el objetivo de integrar sus sistemas energéticos. Sin lugar a dudas, importantes avances que se fueron materializando y concretando en acuerdos adoptados en las diferentes Cumbres Hispano-Lusas.

Estos Acuerdos fueron elevados a políticos el 7 de noviembre de 2003 en la Cumbre bilateral luso-española que se celebró en Figueira da Foz. Con ocasión de la Cumbre, los Ministros de Economía de España y Portugal firmaron un

Memorando de Entendimiento que recogía la importancia de los Acuerdos alcanzados sobre el MIBEL y más concretamente, establecía el calendario que habría de seguirse hasta completar definitivamente todos los aspectos relativos al mercado ibérico de la energía eléctrica.

Así, se recogía expresamente que antes de que finalizara el año en curso, 2003, las dos compañías operadoras de mercado de España y Portugal, habrían de proceder al intercambio accionarial del 10% entre ellas, intercambio que tuvo lugar en el mes de diciembre de 2003.

A fin de dotarse de un marco jurídico común a ambos países que recogiera cuestiones que exceden el ámbito puramente nacional, se acordó la firma de un instrumento internacional, el mencionado Convenio Internacional, que dispone la creación del MIBEL y en el que se recogen los Acuerdos adoptados entre los dos países ibéricos en este ámbito. De este modo, el Convenio Internacional, que tuvo rango legal una vez finalizada su tramitación ante las respectivas Cortes Generales, constituye el marco jurídico en el que se asienta la integración de los sistemas eléctricos ibéricos.

A modo de resumen, en el cuadro 1 se presentan los principales hitos regulatorios acordados en el marco de las diferentes Cumbres Hispano-Lusas.

CUADRO 1. *Principales hitos regulatorios*

Cumbres Hispano-Lusas	Principales acuerdos adoptados
Protocolo de 14 de Noviembre de 2001	<ul style="list-style-type: none"> • Acuerdo de creación del MIBEL. • Establecimiento de etapas de convergencia. • Elaboración del modelo de organización (CNE y ERSE).
Cumbre de Valencia (2002)	<ul style="list-style-type: none"> • Durante el primer semestre de 2003 se articulará la explotación técnica de ambos sistemas. • Carácter bipolar del operador del mercado ibérico (gestión de mercado diario e intradiario en España y gestión del mercado a plazo en Portugal).
Cumbre de Figueira da Foz (2003)	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambio accionarial del 10% entre los operadores de los mercados.
Convenio Internacional de Santiago de Compostela (2004)	<ul style="list-style-type: none"> • Definición de los sujetos del MIBEL. • Creación de un operador del mercado ibérico (OMI) que asumirá las funciones de OMIP y OMEL. • Se mantienen los dos operadores de los sistemas. • Definición de los mercados de contratación de energía eléctrica en MIBEL. • Designación de entidades supervisoras: reguladores energéticos (CNE, ERSE) y financieros (CNMV y CMVM). • Se insta la creación del Consejo de Reguladores integrado por las entidades supervisoras. • Reconocimiento mutuo de las autorizaciones otorgadas a los agentes de un país para actuar en el otro.

Cumbres Hispano-Lusas	Principales acuerdos adoptados
Cumbre de Évora (2005)	<ul style="list-style-type: none"> • Continuar con el esfuerzo en las interconexiones físicas. • Determinación de los pasos a seguir en el 2006: puesta en marcha del Comité de Reguladores y arranque de la plataforma del mercado a plazo OMIP/OMIClear. • Programa de convergencia regulatoria. • Declaración de intenciones de creación del mercado ibérico de gas (MIBGAS).
Cumbre de Badajoz (2006)	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo de convergencia regulatoria. • Modelo común de contratación a corto y a plazo para los suministros regulados (ámbito OMI). • Gestión de interconexiones (<i>market splitting</i> y subastas). • Modelo de organización y gestión de OMI. • Subastas virtuales de capacidad coordinadas en el ámbito ibérico. • Modelo de retribución de garantía de potencia.
Cumbre de Braga (2008)	<ul style="list-style-type: none"> • Fusión de los operadores de mercado ibéricos OMIP y OMEL en OMI. • Calendario de armonización de reglas tarifarias. • Definición de “operadores dominantes” del mercado.

Fuente: Elaboración propia.

4. Modelo de integración de los mercados

En el momento de definición del proyecto MIBEL, una de las cuestiones que suscitaron mayor debate radicaba en las posibles ventajas o mejoras que podían derivarse para España de la existencia de un mercado ibérico de la energía eléctrica, dado el distinto nivel de avance en el proceso de liberalización en España en relación con Portugal.

Sin duda, la existencia de asimetrías en el grado de liberalización de los diferentes mercados exigía una meditada reflexión de los pasos necesarios a acometer de forma previa a su integración. Se trataba de una preocupación que, por otra parte, se acrecentaba dada la relevancia de los mercados a integrar.

La importancia de las cifras que manejamos nos da una idea de la relevancia del mercado ibérico. La creación del MIBEL ha supuesto, por el lado de la oferta, la integración del 10,3% de la electricidad que se produce en la Unión Europea. De este porcentaje, aproximadamente el 8,6% corresponde a España y el 1,7% a Portugal.

Por el lado de la demanda, el MIBEL supondrá la creación de un mercado de casi 30 millones de consumidores domésticos y empresas. De esta cantidad, en España hay 24 millones de clientes, de los cuales aproximadamente 3 millones son empresas. En Portugal el número de clientes es 6 millones, de los cuales más de 700.000 son empresas. Estamos hablando, por tanto, de un mercado que integrará en torno a 3,5 millones de empresas, la mayoría pequeñas y medianas, y a cerca de 26,5 millones de consumidores domésticos.

CUADRO 2. *Principales magnitudes macroeconómicas y energéticas de España y Portugal, 2007*

Magnitudes	MIBEL 2007	España	%	Portugal	%
PIB (millones de €)	1.212.748	1.049.848	86,57%	162.900	13,43%
Población (millones)	55,71	45,11	80,97%	10,6	19,03%
Demanda (GWh)	310.868	260.818	83,90%	50.050	16,10%
Potencia instalada (MW)	96.339	85.937	89,20%	10.402	10,80%
Potencia punta (MW)	53.986	44.876	83,13%	9.110	16,87%
Líneas Km. (220+400 kV)	38.659	33.894	87,67%	4.765	12,33%
Capacidad de transformación (MVA)	73.346	58.821	80,20%	14.525	19,80%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) de España, Instituto Nacional de Estadística (INE) de Portugal, Red Eléctrica de España (REE) y Rede Eléctrica Nacional (REN).

La dificultad del proceso de integración estribaba no únicamente en la dimensión de los mercados a integrar, sino también en el diferente grado de liberalización, con sus consiguientes modelos regulatorios, existente a ambos lados de la frontera. Desde un punto de vista regulatorio, el trabajo resultó arduo y complejo dado que los puntos de partida de España y Portugal diferían enormemente en lo que a nivel de liberalización de sus mercados se refiere.

Así, en España, la plena liberalización de los mercados energéticos era ya un hecho desde el 1 de enero de 2003. En Portugal, sin embargo, subsistían hasta hace muy pocos meses los llamados CAEs, que son contratos a largo plazo que vinculan parte de la energía producida a un comprador determinado, detrayéndola, por tanto, del libre mercado.

Asimismo, es necesario indicar que el proceso de creación del MIBEL no ha sido únicamente un proceso estático de integración de dos sistemas eléctricos. El MIBEL es mucho más que eso, es el primer paso en la evolución de nuestros mercados de producción hacia la contratación a plazo de energía. El importante tamaño del MIBEL justifica la necesidad de dotar al mercado de los instrumentos de contratación, diario y a plazo, necesarios a la hora de dar respuesta a las necesidades de todos los agentes que participan en el mercado.

En este contexto cabe señalar que, en aquel momento de andadura del MIBEL, en España ya existía un mercado de producción maduro, que contaba con la experiencia acumulada en la gestión del mercado organizado de un Operador del Mercado (OMEL), creado por nuestra Ley del Sector Eléctrico en 1997 como pieza básica del esquema regulador. Sin embargo, en Portugal, donde se creó en el año 2003 la sociedad Operadora del Mercado Ibérico a Plazo (OMIP), polo portugués del mercado a plazo, no existía una experiencia similar.

Por todo ello, las primeras prioridades que se establecieron en el proceso de creación del MIBEL fueron, por una parte, la definición de un mecanismo de gestión de las interconexiones, factor clave en todo proceso de integración física de los mercados y, por otra, la creación de un mercado organizado de contratación a plazo, definiendo sus reglas y principios de funcionamiento, todo ello sin olvidar seguir avanzando en el proceso de armonización regulatoria.

4.1. ESTABLECIMIENTO DE UN MECANISMO DE GESTIÓN CONJUNTA DE LA INTERCONEXIÓN ESPAÑA – PORTUGAL

En este proceso de evolución y perfeccionamiento de los mercados, el primer paso fue la aprobación de una propuesta de Mecanismo de Gestión Conjunta de la Interconexión entre España y Portugal.

La propuesta de Mecanismo de Gestión Conjunta de la Interconexión entre España y Portugal, aprobada por el Consejo de Reguladores del MIBEL en Marzo de 2006, prevé que la capacidad a asignar en los diversos horizontes temporales reservará, aproximadamente, un mínimo de 1/3 de la capacidad disponible para otorgarla a través del mecanismo de separación de mercados, asignándose el resto mediante subastas previas.

En estos momentos, la totalidad de la capacidad de interconexión disponible está siendo asignada mediante un proceso de separación de mercados o *market splitting*. Este método requiere de la existencia de un único mercado a ambos lados de la interconexión, mercado que se divide en dos áreas de precios diferentes en caso de existir congestión en la interconexión.

De acuerdo con este mecanismo, en un principio se ejecuta la casación del mercado único considerando que la capacidad de intercambio es ilimitada. La solución de esta primera casación dará como resultado un flujo de energía por la interconexión correspondiente a la diferencia de energía de las ofertas de compra y de venta casadas en cada área geográfica, y siendo por tanto el precio de casación el mismo a ambos lados de la interconexión.

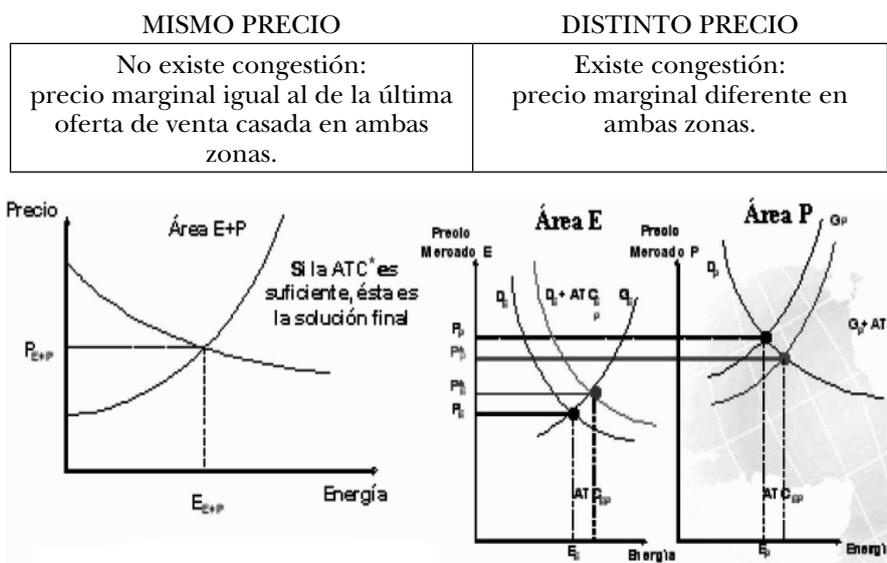
Este flujo de energía se compara con la capacidad comercial disponible para el proceso de *market splitting* proporcionada por los Operadores del Sistema y se comprueba si existe congestión en la interconexión.

En caso de no existir congestión, la interconexión soporta las transacciones deseadas por los agentes, por lo que el precio obtenido en el mercado es un precio único (P_{E+P}) para ambas áreas resultante de la intersección de las curvas de oferta y demanda ibérica (área E+P). El pago por utilizar la interconexión en este caso es nulo (gráfico 1).

Si por el contrario existe congestión, es decir, la interconexión es insuficiente para soportar las transacciones resultantes de esa primera casación, se separan los mercados en dos áreas, área española (área E) y área portuguesa (área P). Se realiza una primera casación de oferta y demanda de cada uno de los mercados (D_E/Q_E para España y D_P/Q_P para Portugal), de forma independiente y sin tener en cuenta la interconexión, obteniéndose para cada uno de ellos las correspondientes programaciones de generación y consumo (E_E y E_P) y sus co-

respondientes precios de casación (P_E y P_P). A continuación se toma en cuenta la interconexión hasta el límite de capacidad comercial disponible (ATC) y se vuelve a realizar la casación incorporando esta información a las curvas de oferta y demanda correspondientes ($D_E + ATC_{E+P}/Q_E$ para España y $D_P/Q_P + ATC_{E+P}$ para Portugal).

GRÁFICO 1. *Funcionamiento del market splitting*



* ATC: Capacidad Comercial Disponible

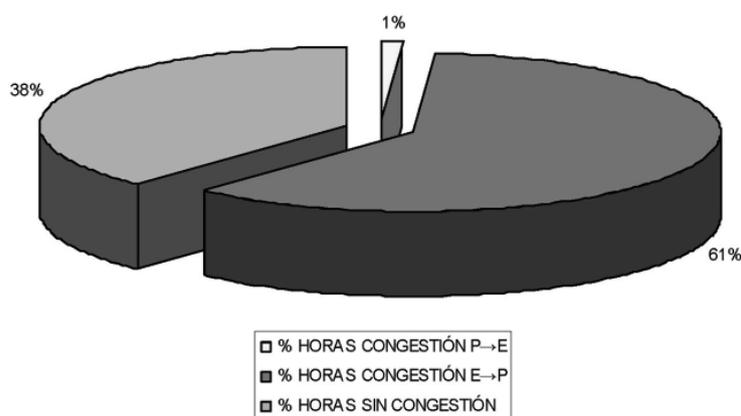
Al tomar en consideración la interconexión hasta el límite de la capacidad disponible, se produce un flujo igual a dicha capacidad de la zona de precio bajo a la zona de precio alto y la diferencia de precios entre zonas se reduce sin llegar a igualarse alcanzando el precio definitivo en cada área, P^*_E en España y P^*_P en Portugal. Esta diferencia de precios multiplicada por la capacidad comercial asignada dará lugar a una renta de congestión, cuyos ingresos serán gestionados conjuntamente por los operadores de los sistemas.

Cabe destacar que el método de *market splitting* es un mecanismo de asignación de capacidad en el corto plazo (horizontes diarios e intradiario) siendo conveniente que sea complementado con mecanismos de asignación de capacidad en plazos superiores, como pueden ser las subastas explícitas de capacidad con carácter mensual, trimestral y anual.

Este tipo de subastas están contempladas en el mecanismo de gestión conjunta de la interconexión. Aunque todavía no han entrado en funcionamiento, su inicio estaba previsto para el 2008 con un reparto de capacidad de interconexión atribuida a las subastas explícitas anuales, trimestrales, mensuales y al mercado diario del 15%, 15%, 15% y 55% respectivamente de la capacidad de interconexión disponible. En el futuro, este reparto de la capacidad de interconexión

España – Portugal atribuible a los diversos horizontes temporales deberá ser revisado en función a la experiencia que se haya obtenido en la implantación del proceso.

GRÁFICO 2. Horas de congestión en la interconexión España-Portugal, 2008



Fuente: Elaboración propia a partir de datos la Comisión Nacional de Energía (CNE).

4.2. CREACIÓN DE UN MERCADO A PLAZO DE LA ENERGÍA EN EL ÁMBITO MIBEL

En el ámbito del MIBEL surgen nuevas modalidades de contratación a plazo y una redefinición de la contratación bilateral de energía.

El día 3 de julio de 2006 entró en funcionamiento en términos efectivos el mercado de futuros del MIBEL. Se trata de un mercado organizado de futuros gestionado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués (OMIP-OMIClear) que supone un paso relevante en el proceso de la creación de un mercado ibérico integrado.

En el mercado de futuros del MIBEL, gestionado por el OMIP y cuya cámara de compensación es OMIClear, coexisten dos sistemas de negociación: un mercado continuo, en el que la negociación se lleva a cabo mediante casación bilateral ciega de órdenes de compra y venta, y subastas, en las que la negociación es multilateral y obligatoria y transitoriamente deben comprar energía por un volumen determinado las distribuidoras españolas y la portuguesa EDP Distribuição (Comercializador de Último Recurso portugués).

Tal y como establece el Convenio Internacional de Santiago de Compostela, dicho mecanismo sirve para dar liquidez inicial al mercado de futuros del MIBEL. Así, el porcentaje de energía que han adquirido los distribuidores españoles y EDP Distribuição en el mercado de futuros ha sido el 5% de la energía a tarifa, en el segundo semestre de 2006. Dicho porcentaje ha sido incrementado al 10% en

2007, según los acuerdos adoptados en la Cumbre Luso-Española en Badajoz. El 10% obligatorio ha supuesto una obligación de compra en las subastas del OMIP de aproximadamente 17 TWh en 2007. En julio de 2008, cambia nuevamente la obligación de compra en subastas de los distribuidores, reduciéndose sustancialmente en relación a la existente en la regulación anterior.

El promedio mensual de energía negociada en dicho mercado en el año 2008 se ha situado en torno a los 1.900 GWh y el número de agentes participantes en él es actualmente de treinta miembros negociadores, catorce miembros compensadores y veinticuatro miembros de liquidación. Cabe destacar que el mayor porcentaje de la negociación en el mercado de futuros se ha concentrado históricamente en las sesiones de subastas, aunque en el último semestre del año 2008 la negociación en mercado continuo ha ido ganando terreno, debido fundamentalmente al cambio regulatorio introducido en julio de 2008, que ha supuesto una reducción de las obligaciones de compra en subasta por parte de los distribuidores. Si bien es cierto que la reducción de la obligación de compra ha desplazado demanda de las subastas al mercado continuo, también lo es que el volumen negociado en OMIP tanto en subastas como en continuo en el segundo semestre de 2008 es menor que el negociado durante el mismo periodo del año anterior, lo que parece indicar que subastas y mercado continuo no son mercados sustitutivos perfectos.

Los resultados de la negociación en el mercado de futuros del MIBEL son moderados en relación con los obtenidos en la negociación y participación de agentes en otros mercados organizados de futuros europeos más maduros (la negociación en el mercado de futuros de Nordpool es cinco veces su demanda final y siete veces la de EEX en 2005), aunque cabe señalar que las cifras son similares a las registradas en los inicios del funcionamiento de estos mercados. Un hecho relevante es la reducción temporal del *spread* comprador-vendedor de los futuros negociados en el MIBEL, desde el arranque de dicho mercado, como un indicador de la mayor competitividad que se está produciendo en el mercado.

CUADRO 3. *Volumen total de energía negociado a plazo en OMIP-OMIClear*

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Subastas	72%	80%	92%	84%	82%	65%	59%	88%	68%	46%	46%	66%
Continuo	28%	20%	8%	16%	16%	35%	41%	12%	32%	54%	54%	34%
Total Mercado (GWh)	2.174	2.005	1.689	1.854	1.913	2.601	1.664	1.166	1.501	2.257	2.159	1.460

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP-OMIClear.

4.3. ARMONIZACIÓN REGULATORIA

Para obtener las ventajas de una plena integración de mercados se debe avanzar en el proceso iniciado desarrollando aspectos clave para el buen funcionamiento del mercado como son, entre otros, la coordinación de normas entre ambos sistemas, el plan de compatibilidad según terminología de la Cumbre

de Badajoz, la integración de los dos operadores del mercado OMEL y OMIP en OMI o continuar con el desarrollo de las interconexiones que permitan una integración física, además de financiera, de ambos sistemas.

En este sentido cabe destacar que a lo largo del último año se ha estado trabajando en proyectos de gran relevancia para el correcto funcionamiento del mercado ibérico, tales como:

- Mecanismo de garantía de suministro.
- Definición del concepto de Operador Dominante ibérico y su traslación armonizada al marco normativo de ambos países.
- Definición de los principios rectores del Mercado Ibérico de Gas (MIBGAS).
- Convergencia de tarifas de acceso.
- Compatibilidad de los procedimientos de cambio de comercializador.
- Propuesta de armonización regulatoria para las diferentes subastas.

5. Supervisión de los mercados: el Consejo de Reguladores del MIBEL

El Convenio Internacional de Santiago de Compostela de 1 de octubre de 2004, establece que la supervisión de los mercados que constituyen el MIBEL sea realizada por las entidades de supervisión del país en la que éstas se constituyan, de acuerdo con la legislación de cada país en esta materia. Asimismo, establece que las entidades de supervisión de los mercados desempeñarán de forma coordinada sus funciones en el ámbito del MIBEL.

Partiendo del hecho de que el mercado ibérico está integrado por un mercado diario y un mercado a plazo, la supervisión del mismo debe abordarse desde una doble perspectiva. Por un lado, desde un enfoque financiero y sectorial –de ahí que los órganos reguladores energéticos compartamos nuestra responsabilidad competencial con los órganos reguladores de los mercados de valores– y, por otro, desde una aproximación regulatoria, a fin de introducir cambios de calado en nuestro modelo actual; cambios por otro lado imprescindibles, si se quiere alcanzar una efectiva integración de ambos mercados, eléctricos y de gas, en el futuro.

Es por ello que el propio Convenio de Santiago de Compostela establece la necesidad de que las Partes –España y Portugal– creen un Consejo de Reguladores integrado por representantes de la Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM) y la Entidad Reguladora de Servicios Energéticos (ERSE), en Portugal, y la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), en España.

En noviembre de 2005, los Gobiernos de España y Portugal, en las resoluciones de la Cumbre de Évora en la que se definió un calendario efectivo para la implementación del MIBEL, decidieron que se constituyera de inmediato el Consejo de Reguladores, conforme a lo establecido en el Convenio Internacional de Santiago de Compostela. En enero de 2006 se formalizó la creación del Consejo de Reguladores con el propósito de emprender las resoluciones de la Cumbre de Évora.

En el ámbito de las competencias atribuidas al Consejo de Reguladores, éste analiza y, en su caso, aprueba diversas materias relacionadas con la implementación del MIBEL.

En cuanto a las normas de mercado a plazo, se verifica su compatibilidad con algunos de los principios esenciales introducidos por el Convenio Internacional de Santiago de Compostela. En particular, los principios de igualdad de derechos y obligaciones de los agentes de mercado, la libre competencia entre entidades del MIBEL, la transparencia y la liquidez del mercado.

En este ámbito, y durante el periodo de arranque del OMIP-OMIClear, el Consejo de Reguladores se ha dedicado especialmente a valorar las reglas del OMIP (reglas de negociación) y deOMIClear (reglas de compensación) y sus respectivas modificaciones.

Para el cumplimiento de las funciones contempladas en el marco normativo, el Consejo de Reguladores se reúne periódicamente para analizar la evolución de los mercados y discutir las incidencias que se van produciendo, solicitando la intervención y los trabajos a los Operadores de los Mercados y de los Sistemas Ibéricos, cuando se considera necesario.

Con el objeto de dotar al Consejo de Reguladores de normas de funcionamiento interno que permitieran ejercer sus funciones de forma adecuada, en la reunión de marzo de 2006, el Consejo de Reguladores aprobó su Reglamento Interno.

El Reglamento Interno consagra el principio de la cooperación para garantizar la regulación y la supervisión adecuada de los mercados que componen el MIBEL y de las entidades que actúan en él. Para ello, el Reglamento Interno prevé expresamente el intercambio de la información necesaria para el ejercicio de sus competencias entre los participantes del Consejo de Reguladores, por iniciativa propia o a petición. Dicha información está sujeta a secreto profesional. Asimismo, se pueden adoptar procedimientos de acción común y creación de equipos conjuntos de supervisión o investigación.

Sin lugar a dudas, una supervisión de esta naturaleza, donde coinciden tanto los órganos reguladores sectoriales como los órganos supervisores de naturaleza financiera, es pionera en Europa y avanza la tendencia de los mercados energéticos, donde cada vez más confluyen los aspectos propiamente energéticos con los estrictamente financieros.

6. Reflexiones finales

La creación de un mercado ibérico que, por el lado de la oferta, representa más del 10% de la electricidad que se produce en la Unión Europea –correspondiendo el 8,6% a España y el 1,7% a Portugal– da una idea de la importancia del proyecto.

Si a este hecho añadimos, tal como ya se ha apuntado, que el MIBEL, por el lado de la demanda, supone un mercado de casi 30 millones de consumidores domésticos y empresas, todavía queda más clara la relevancia del mismo.

En este contexto, la regulación, y por ende los órganos reguladores, tienen una gran responsabilidad. La regulación de este mercado, así como de cualquier otro, debe ser fuente de eficiencia y debe defender los mecanismos de mercado y los intereses públicos, asegurando el buen funcionamiento de los mercados.

Para avanzar en todo proceso de integración de mercados deben desaparecer las prácticas intervencionistas existentes históricamente, así como algunas más recientes, como las prácticas de fijación de precios que no reflejen los correspondientes costes energéticos. Es evidente que el proceso no llegará a buen puerto si los agentes tienen incentivos contrarios al sistema de precios de mercado. Nuestra historia económica demuestra de forma contundente que la alteración administrativa de los precios es fuente de ineficiencias asignativas.

Sin duda, este es el mayor desafío al que nos enfrentamos como reguladores a la hora de garantizar el éxito de una iniciativa como el MIBEL.

Si somos capaces de conseguirlo, un mercado de esta relevancia y dimensión reportará importantes beneficios a los consumidores de ambos países, a través del incremento del nivel de competencia en el mercado.

El alcance de los objetivos que justifican la creación del MIBEL redundará en beneficio tanto de los consumidores como de los agentes participantes en el mercado de los dos países, en la medida que les permita acceder a un mercado integrado en condiciones de igualdad, transparencia y objetividad.

De forma indirecta, la consecución del mercado ibérico nos debe ayudar a la consecución a nivel europeo de un mercado único de la energía, dado que Europa, tal como reconoce la propia Comisión Europea, aún no ha desarrollado unos mercados interiores de la energía plenamente competitivos.

En este escenario, la efectiva integración de los mercados energéticos constituye sin lugar a dudas el gran reto al que se enfrenta la Unión Europea, dado su papel como garante del suministro energético y de un mercado plenamente liberalizado y competitivo.

En este contexto, cabe destacar el papel del MIBEL dentro de las iniciativas regionales encaminadas a la consecución del mercado único de la energía.

En el año 2006, y de forma paralela a la creación del MIBEL, el Consejo Europeo de Reguladores de la Energía puso en marcha el lanzamiento de las conocidas como Iniciativas Regionales de Electricidad y Gas. Dichas Iniciativas Regionales en el ámbito de la energía eléctrica persiguen la implantación efectiva de siete mercados regionales de electricidad, como paso intermedio a la integración efectiva en un único mercado europeo.

El objetivo es identificar barreras concretas en el comercio transfronterizo de electricidad y acordar soluciones con todos los agentes. La iniciativa pretende desarrollarse en el campo práctico, sobre el terreno, con el respaldo y participación de los máximos representantes de las instituciones implicadas.

Entre las prioridades definidas por las distintas regiones, los aspectos relacionados con la gestión de congestiones, la capacidad de interconexión, la falta de transparencia, el balance de cargas y la implementación efectiva de la regulación europea, son las áreas de trabajo prioritarias y coincidentes.

En este ámbito de la Iniciativa Regional, la Comisión Nacional de Energía está liderando la iniciativa regional Sur, en la que se incluyen los mercados energéticos correspondientes a España, Portugal y la parte sur del mercado francés.

España lidera este proyecto de integración regional, cuyo objetivo fundamental es avanzar hacia la integración del mercado francés y el MIBEL. Para ello es necesario incrementar significativamente la capacidad de interconexión en la frontera hispano-francesa, así como compatibilizar la regulación de ambos mercados.

En este sentido, se deben coordinar las acciones desarrolladas por el MIBEL y por esta iniciativa regional, con el fin de aprovechar las sinergias que puedan aparecer y evitar interferencias innecesarias.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Protocolo de colaboración entre las Administraciones española y portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad de 14 de noviembre de 2001* (disponible en www.cne.es y www.erse.pt).
- Convenio Internacional relativo a la constitución del mercado ibérico de la electricidad entre el Reino de España y Portugal de Santiago de Compostela de 1 de octubre de 2004* (disponible en www.cne.es y www.erse.pt).
- Boletines mensuales del Consejo de Reguladores del MIBEL* (disponible en www.cne.es y www.erse.pt).
- Informe de actividades del Consejo de Reguladores del Consejo de Reguladores del MIBEL durante la presidencia de CNE* (abril del 2007-octubre del 2007) (disponible en www.cne.es).
- Informe de actividades del Consejo de Reguladores del Consejo de Reguladores del MIBEL durante la presidencia de ERSE* (octubre del 2007-abril del 2008) (disponible en www.cne.es y www.erse.pt).
- Iniciativas Regionales de Electricidad y Gas* (http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME).

CAPÍTULO 2

RETOS, OPORTUNIDADES Y AMENAZAS INSTITUCIONALES DE LA REGULACIÓN EN IBEROAMÉRICA: EL CASO MEXICANO

FRANCISCO XAVIER SALAZAR DIEZ DE SOLLANO

*Presidente de la Comisión Reguladora de Energía (CNE, México)
Vicepresidente Primero de ARIAE*

1. La regulación y su clasificación

La regulación es una de las distintas formas en las que el Estado interviene en la economía. Consiste en un conjunto de disposiciones legales expedidas por órganos administrativos que buscan alcanzar ciertos resultados que difícilmente se alcanzarían si no se expidieran. Su propósito puede ser corregir diversas fallas de mercado o bien lograr objetivos sociales como, por ejemplo, la adecuada administración de un recurso natural.

La intervención del Estado a través de la regulación se justifica solamente en la medida que efectivamente estemos en la presencia de fallas de mercado y siempre y cuando los beneficios sean mayores que los costos. En caso contrario, es probable que la regulación represente un alto costo de transacción para la economía y es mejor no implementarla.

Entre las principales fallas de mercado a las que responde la regulación se encuentran: la ausencia de competencia, las externalidades o impactos sociales que no forman parte de los costos privados asociados a la producción de un bien o servicio, la información incompleta en los mercados y la presencia de bienes públicos.

Dada la diversa naturaleza de las fallas de mercado y los distintos tipos de intervención del Estado, existen distintos tipos de regulación: de precios, de calidad, de salud, de seguridad, ambiental, etcétera. También se suele describir los trámites que se originan por la administración pública como regulación (regulación procesal o administrativa).

Derivado de lo anterior y con propósitos de clasificación, haciendo a un lado la regulación procesal, los distintos tipos de regulación se dividen en dos grandes grupos: regulación económica y regulación social. La primera responde básicamente a los problemas derivados de la ausencia de competencia mientras que la segunda se relaciona con las otras fallas de mercado. Al mismo tiempo, la regulación puede enfocarse en un sector (energía, telecomunicaciones o sector financiero, por ejemplo) o ser transversal (como en el caso de la competencia o de la protección al consumidor).

El sector energético, que comprende hidrocarburos, gas, petrolíferos, electricidad, energías renovables y bioenergéticos, entre otros, requiere tanto de regulación económica como de regulación social. Por esta razón, es común que haya

diversos organismos reguladores en un mismo sector. Así, a la fecha¹, aunque la CRE tiene a su cargo de manera amplia la regulación económica vinculada a los sectores de gas natural, gas licuado de petróleo (gas LP) por ductos y electricidad, en algunos aspectos específicos comparte facultades con otras dependencias. Específicamente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) establece las tarifas eléctricas y los precios de los hidrocarburos (gasolinas, diesel, combustible, etc.). Por otra parte, la protección del proceso de competencia y la libre concurrencia en los mercados son responsabilidades de la Comisión Federal de Competencia (CFC), mientras que la protección y la promoción de los derechos del consumidor, así como también la búsqueda de equidad y de la seguridad jurídica en las relaciones de consumo, son materia de la Procuraduría Federal del Consumidor (PROFECO). Por otra parte, en términos de la regulación social, la regulación técnica (normatividad) es una facultad que comparten la Secretaría de Energía (SENER) y la CRE, mientras que la regulación ambiental es de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). El gráfico 1 ilustra la dispersión de la regulación del sector energético en México:

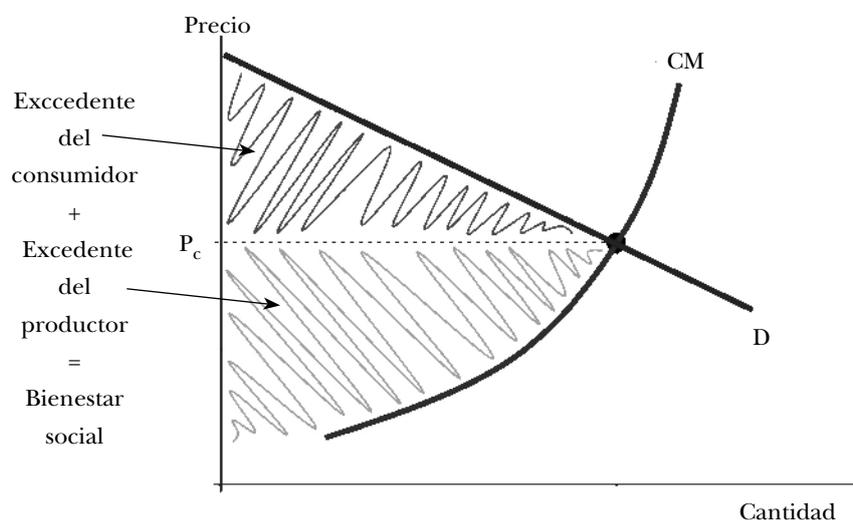
GRÁFICO 1. *Regulación del Sector Energético en México*

	Regulación económica			Regulación social	
	Precios y tarifas	Competencia	Protección al consumidor	Normatividad	Protección ambiental
CRE	■	■	■	■	
SHCP	■				
CFC		■			
PROFECO			■		
SENER				■	
SEMARNAT					■

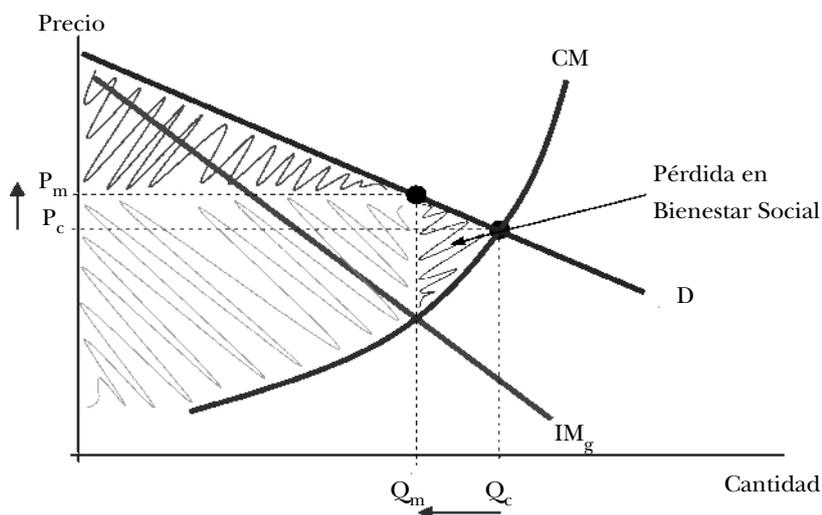
2. Regulación económica y autonomía del regulador

En un mercado con competencia perfecta, que ocurre en la medida en que hay una gran cantidad de oferentes y demandantes, el precio resultante en el mercado tiende al costo marginal de la última unidad demandada. En estas circunstancias, se maximiza el beneficio que obtiene el consumidor por la diferencia entre el precio que habría estado dispuesto a pagar y el que realmente paga, mientras que las empresas obtienen ingresos suficientes para mantener su operación. Como resultado final se alcanza la eficiencia en la producción y en la asignación de los recursos y, por tanto, el mayor bienestar social posible (gráfico 2).

¹ Sin considerar los cambios que han sido propuestos en la discusión de la reforma energética.

GRÁFICO 2. *Modelo de competencia perfecta*

En contraste, en condiciones de monopolio, dado su poder en el mercado, el monopolista ocasiona problemas como precios divergentes del óptimo social, oferta insuficiente, baja productividad, calidad y servicio deficientes, innovación tecnológica limitada, entre otros. Cabe aclarar que la magnitud de algunos de estos problemas variará si el monopolista es del Estado o es un particular. Por ejemplo, es probable que, tratándose de empresas paraestatales, el nivel de precios y de inversión, así como la eficiencia productiva, sean menores a los que ocurrirían con una empresa privada ya que estas empresas se utilizan con frecuencia como instrumentos de política social o industrial y no responden a inversionistas que buscan maximizar su retorno. Obviamente, algo distinto ocurrirá si se usa los precios de las empresas públicas como instrumento recaudatorio (gráfico 3).

GRÁFICO 3. *Modelo de monopolio*

A pesar de los problemas de los monopolios, existen condiciones en que son inevitables. Ello ocurre por la naturaleza de la actividad (monopolio natural) o porque así lo disponen las leyes de un país (monopolio legal). El primer caso ocurre cuando las economías de escala son considerables con respecto a la demanda. Si no hay cambios importantes en la tecnología, el monopolio es un resultado natural e inevitable y no es eficiente ni sostenible en el tiempo más de una empresa oferente. El transporte y la distribución por ductos, así como la transmisión y distribución de la electricidad, son ejemplos de actividades del sector energético que se desarrollan en condiciones de monopolios naturales.

El segundo caso lo constituyen los monopolios legales. Con base en consideraciones de diversa naturaleza, pero fundamentalmente políticas, algunos países consideran conveniente impedir la competencia y libre concurrencia en determinados sectores de la actividad económica, reservándolos por lo general al Estado. Un buen ejemplo de monopolio legal en el sector energético en México es la exploración y producción de hidrocarburos.

El objeto de la regulación económica es recuperar la eficiencia en la producción y en la asignación de los recursos que se pierde cuando los mercados operan en condición de monopolio. A través de reglas e incentivos adecuados, la regulación debe propiciar mercados eficientes, poner en evidencia las ventajas comparativas de un país y mejorar la productividad, contribuyendo con ello a la competitividad.

Es importante mencionar que algunas de las actividades en condición de monopolio presentes en el sector energético constituyen además servicios públicos. Dichos servicios presentan una fragilidad producto de su naturaleza de servicio público: los consumidores como población votante que atrae el interés de los políticos, especialmente en los países en vías de desarrollo. Esto se convierte en una razón adicional para justificar la regulación económica, pues con ella se

garantiza la viabilidad futura del servicio, sobretodo si se trata de monopolios naturales donde hay costos hundidos con altos capitales invertidos que no pueden ser desmontados una vez instalados.

Tomando en cuenta lo anterior, se deduce que un elemento indispensable para una regulación adecuada es que el órgano del Estado responsable de implementarla cuente con suficiente autonomía y facultades plenas para evitar que el oferente o inversionista (estatal o privado) ejerza su poder de monopolista en detrimento del consumidor o que las decisiones políticas pongan en riesgo las inversiones y por tanto la viabilidad del suministro en el mediano y largo plazo. Esta autonomía suficiente implica un arreglo institucional tal que el regulador tenga la capacidad para establecer políticas y decisiones independientes que logren un balance de los intereses de los tres grupos de interés que participan en el sector regulado: usuarios, inversionistas y gobierno.

Como uno de los grupos de interés que intervienen en el sector regulado es el mismo gobierno, la autonomía del regulador implica la conveniencia de la independencia de la institución *vis-à-vis* los intereses del gobierno. En términos coloquiales, se trata de evitar que la entidad regulatoria sea «juez y parte». Ello requiere a su vez que su órgano de decisión tenga estabilidad e inamovilidad (salvo por causa grave) y que la institución cuente con autosuficiencia financiera. En contraparte, una autonomía con responsabilidad social obliga a la transparencia, rendición de cuentas y procesos de apelación. A todo ello hay que agregar la necesidad que el regulador esté integrado por un cuerpo colegiado reconocido por su honorabilidad y con personal altamente calificado y profesional.

La autonomía del regulador es la garantía para que el balance entre usuarios inversionistas y gobierno se concrete de tal manera que:

- en la relación usuario – inversionista, este último no ejerza su poder de monopolista reduciendo la oferta y/o la calidad y/o aumentando el precio en detrimento del consumidor;
- en la relación gobierno – inversionista, el primero no expropie de facto las inversiones;
- en la relación gobierno – usuario, se proteja al consumidor futuro de la tentación electoral que puede llevar a fijar precios que pongan en riesgo la viabilidad del suministro en el mediano y largo plazo, y al consumidor actual de la tentación de usar las tarifas como un instrumento recaudatorio en caso de que sea el mismo gobierno el que suministre los servicios en cuestión.

El gráfico 4 ilustra la posición de la CRE frente a los tres grupos de interés:

GRÁFICO 4. *Autonomía del regulador y balance de intereses*

Fuente: Quintanilla, 2007.

Dada la importancia de la autonomía del regulador, consolidar ésta es el primer reto de cualquier sistema regulatorio, sobretodo cuando como ocurre en muchos países iberoamericanos ésta es bastante limitada, sea porque no está claramente separado del gobierno, su directorio no tiene estabilidad ni inamovilidad, o simple y sencillamente porque no cuenta con autosuficiencia financiera que le permita llevar a cabo sus responsabilidades de manera adecuada. En otras ocasiones, aún contando con un claro mandato independiente, un directorio estable e incluso con un presupuesto suficiente, el problema puede ser que la regulación expedida se anule de facto a través de medidas o decretos gubernamentales que, por ejemplo, controlen precios independientemente del proceso regulatorio.

Lo anterior cobra mayor relevancia frente a las tendencias populistas de algunos gobiernos o bajo las presiones políticas de algunos grupos de usuarios con poder político o capacidad de movilización para mantener los privilegios que perderían con la aplicación de una buena regulación económica. En estas condiciones, el regulador queda sujeto a la captura por el gobierno y los grupos políticos que lo presionan.

Además, es importante señalar que en ausencia de una verdadera autonomía del regulador, es muy complicado atraer capital privado al abrir sectores que han estado bajo la operación exclusiva del Estado. Sólo un regulador autónomo puede enviar las señales de certidumbre que se requiere dar a los potenciales inversionistas. Aún si lo único que se busque es que cualquier operador del Estado funcione verdaderamente como empresa sería necesario un regulador independiente del gobierno.

En estas circunstancias, el reto pendiente más importante para muchos reguladores en Iberoamérica es obtener la autonomía que requieren para cumplir su objetivo. En este orden de ideas, es fundamental que el regulador trabaje muy de cerca con el Congreso ya que éste puede cambiar el marco jurídico que le aplica.

Adicionalmente es muy importante que, a través de los medios a su alcance, haga conciencia en la sociedad de los efectos que implica contar con un regulador sin autonomía. Resolver cualquier otro reto regulatorio no tiene sentido si no se ha resuelto, antes que nada, este problema y el regulador es respetado por los distintos participantes: usuarios, inversionistas y el mismo gobierno.

3. Las fronteras difusas de la regulación

Aunque el principal reto regulatorio que enfrenta Iberoamérica consiste en fortalecer la autonomía de las entidades regulatorias, existen otros retos por enfrentar. La mayoría de ellos constituyen asuntos de frontera regulatoria, es decir, casos en los que es difícil indicar cuándo acaba la regulación económica y cuándo comienza otro tipo de función específica y que, sin embargo, pueden estar estrechamente relacionados con las decisiones que un regulador toma cotidianamente.

El primer asunto de esta naturaleza tiene que ver con la política energética. En principio, ésta y la regulación del sector son dos actividades separadas e independientes. La responsabilidad de la elaboración de la política energética recae en el ministerio o secretaría a cargo del sector y se basa en el marco legal aprobado por el congreso o parlamento. No obstante, esta separación no debe significar aislamiento, falta de comunicación, ausencia de coordinación, o posiciones irreconciliables. Por el contrario, y de manera análoga a la relación que existe entre el Poder Ejecutivo y el Legislativo cuando el primero propone cambios al marco legal, el órgano regulador debe poder proponer e impulsar cambios a la política energética cuando esta última no funciona, se encuentra rebasada por la realidad o simplemente puede ser mejorada.

Es importante mencionar que diversas entidades regulatorias han asumido una actitud pro-activa en la materia y externan sus opiniones o hacen propuestas de reformas en la materia a través de distintos medios, incluyendo sus reportes anuales y análisis periódicos o prospectivas del mercado. Además, muchas decisiones regulatorias pueden implicar o ir acompañadas de decisiones sobre política energética. Ello ocurre sobre todo cuando existen indefiniciones o huecos que permiten que el regulador imprima tal o cual énfasis a su decisión.

Un segundo caso que puede representar un reto de frontera regulatoria es el que se presenta entre la regulación económica y la promoción de la inversión. De manera análoga a la separación institucional que se busca entre política energética y regulación económica, la teoría dicta que no es conveniente que la entidad regulatoria sea responsable de promover activamente o de atraer inversiones al sector.

Obviamente, un marco regulatorio estable, predecible y que genere certidumbre es condición necesaria para atraer inversiones a un sector. Ello sin embargo no tiene que ver con lo que normalmente se conoce como promoción de la inversión. Esta actividad, responsabilidad normalmente del ministerio o secretaría a cargo de la política del sector, consiste en el ofrecimiento de incentivos y de condiciones más favorables con el fin de atraer la inversión. Desde esta punto de vista, es claro que esta actividad puede entrar en conflicto con las decisiones

regulatorias que limitan, por ejemplo, el retorno que puede obtener una empresa regulada o que castigan inversiones ineficientes a juicio del regulador.

No obstante, existen ocasiones en las que, por el nivel de desarrollo o las circunstancias que atraviesa el sector, el regulador considera importante que ciertas inversiones se concreten. Ello puede ocurrir, por ejemplo, cuando se acaba de abrir un sector en el que es necesario estimular la competencia. Otro caso es cuando se requiere desarrollar la infraestructura suficiente para un buen funcionamiento del sector y las condiciones de las que se parte son de escasa o nula inversión; si el regulador no estimula la inversión en un inicio, la misma ausencia de infraestructura será un impedimento para lograr el primer objetivo de la regulación: la provisión del servicio regulado.

El tercer caso de frontera regulatoria es con la regulación ambiental, normalmente a cargo de las dependencias responsables de la protección del medio ambiente y los recursos naturales. Dado el impacto ambiental del sector energético, es cada vez más frecuente observar una participación más activa de los reguladores económicos en esta materia. De hecho, la legislación de ciertos países considera la protección al ambiente y los recursos naturales como parte de los criterios que tienen que guiar las decisiones del regulador. Algo parecido ocurre con el tema de eficiencia energética, criterio que puede ser considerado por el regulador en muchas de sus decisiones, independientemente de que el ministerio, secretaría o alguna otra entidad con un mandato específico sobre el tema lleven a cabo acciones concretas para mejorar la eficiencia energética a través de normas, programas o incluso de propuestas legislativas en la materia.

El último caso de frontera regulatoria que aquí se mencionará es el que plantean los retos derivados de la vinculación que puede existir entre regulación económica y política social. Aunque se puede decir que la regulación económica cumple con un propósito de política social al tener como objetivo la maximización del bienestar social a través de la eficiencia en la producción y asignación de los recursos, en muchas ocasiones lo anterior no es suficiente para resolver los problemas de desigualdad social y el Estado tiene que implementar otro tipo de medidas adicionales. Destaca entre este tipo de medidas los subsidios, que pueden aplicarse a la oferta (a través de precios menores) o a la demanda (a través de transferencias directas a aquellos consumidores que los requieren). Dado que los primeros causan enormes distorsiones, son ineficientes y regresivos, un reto del regulador es insistir por la aplicación de los subsidios directos a la demanda y, en caso de ser necesario, ayudar a construir los esquemas de éstos, pues cuenta con información que puede ser sumamente útil para las dependencias encargadas de la política social.

4. La regulación y la reforma energética

Dado que uno de los puntos torales que se aborda en la discusión de una reforma energética es el papel que debe desempeñar el Estado en el sector, el debate representa una oportunidad para mejorar el marco legal regulatorio. Lo anterior porque, junto con la definición de la política energética, la regulación es una de las funciones en las que el Estado es insustituible.

Partiendo de la realidad del sector en México, es posible identificar cuatro elementos que ayudarían a mejorar considerablemente el marco regulatorio. El primer elemento es de orden institucional y se refiere a la consolidación de la autonomía de la CRE. De acuerdo a la ley, la Comisión es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía que, aunque cuenta con autonomía técnica y operativa, depende en su presupuesto y para algunas gestiones de la misma secretaría, lo que le resta libertad de gestión. Para resolver este problema, existen varias alternativas. Aún sin cambiar su naturaleza de órgano desconcentrado se puede reforzar su autonomía mediante la asignación de recursos etiquetados recaudados por concepto de derechos que pagan los usuarios por los servicios que presta la CRE. Este mecanismo, conocido en otras partes del mundo como cuotas regulatorias, es la fuente ordinaria de financiamiento de un regulador ya que, además de que ayuda a la autosuficiencia financiera, evita un subsidio cruzado de los contribuyentes hacia los usuarios de los servicios regulados.

Otra alternativa para fortalecer a la Comisión sería convertirla en lo que en México se conoce como un organismo público descentralizado, lo que le otorgaría personalidad y patrimonio propios. En este caso, sin embargo, habría que ajustar algunas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública y de la Ley Federal de Entidades Paraestatales relativas a la conformación de su órgano de gobierno y a la emisión de actos de autoridad, pues de otra manera el resultado sería contraproducente².

También se podría considerar otorgarle a nivel constitucional una autonomía similar a la que tiene el Banco de México o el Instituto Nacional de Estadística y Geografía, por ejemplo. Los beneficios de un arreglo institucional de esta naturaleza se pueden inferir de manera análoga a lo que ocurre con la política monetaria, donde se requiere de un órgano del Estado independiente del Gobierno con reputación y la credibilidad. Obviamente, esta opción es más difícil de procesar desde un punto de vista político.

En medio de las dos opciones anteriores se puede considerar lo que se conoce como un órgano «autárquico». Esta figura jurídica común en varios países sudamericanos describe un órgano con autonomía de gestión técnica y administrativa, que aunque tiene como cabeza de sector a un ministerio, no está subordinado al mismo. Esta opción también requiere de modificación constitucional.

Independientemente de la naturaleza jurídica del regulador, la autosuficiencia financiera es fundamental para fortalecer su autonomía pues, además de darle mayor independencia, le permite contar con recursos para enfrentar las diversas asimetrías a las que se enfrenta con los distintos grupos de interés que actúan en el ámbito regulatorio.

El segundo elemento es el otorgamiento de mayores facultades para regular el sector eléctrico. La CRE nace producto de las reformas a la LSPEE con el propósito de que regulara este sector y sin embargo el otorgamiento de plenas facultades para ello no se ha concretado. En parte, esto se puede deber a una concepción equivocada que asume que la regulación es necesaria sólo en la medida que se

² Sin los cambios adecuados, su órgano de gobierno ya no sería autónomo pues estaría presidido por la Secretaría de Energía y los actos de autoridad serían fácilmente impugnados.

experimente una apertura del sector. Empero, este argumento no es válido, sobre todo considerando que la organización industrial que prevalece en este sector se caracteriza por contar con un monopolista verticalmente integrado.

En contraparte, si la CRE determinara las tarifas eléctricas, aprobara los términos y condiciones para la prestación del servicio y regulara la calidad del suministro, por ejemplo, podría mejorar la eficiencia en el sector eléctrico, además de que, tal y como ocurrió en el caso del gas natural, se generarían condiciones de certidumbre que beneficiarían a todos los involucrados. Estos argumentos cobran relevancia también cuando se trata de impulsar de manera decidida el aprovechamiento de energías más limpias: en caso que la Comisión contara con mayores facultades para expedir instrumentos regulatorios en materia de generación con energías renovables, se podría lograr un terreno más nivelado para la competencia entre las tecnologías basadas en éstas y las tecnologías convencionales.

El tercer elemento se refiere a la determinación por parte de la CRE de los precios de venta de primera mano para todos los hidrocarburos. El precio de venta de primera mano es el precio al que PEMEX lleva a cabo la primera enajenación en territorio nacional. Dada la condición de monopolista en la que PEMEX se encuentra, es necesario que sea el regulador quien determine estos precios, tal como ocurre a la fecha con el gas natural.

Esta medida daría certidumbre a PEMEX y a los consumidores sobre las condiciones en las que se llevarán a cabo las ventas de los hidrocarburos. En conjunto con las adecuaciones legislativas que permitieran una clara separación entre precios y subsidios, sentaría las bases para un marco regulatorio consistente y adecuado en el tema de precios a lo largo de todo el sector. Este marco implicaría un proceso en el que el regulador determina el precio mientras que los subsidios son dirigidos a quien verdaderamente los necesita y aprobados explícitamente por el Congreso. Así se evitarían distorsiones y se inducirían la eficiencia y la verdadera competitividad en un esquema en el que la redistribución es transparente.

El cuarto elemento consiste en la regulación generalizada de ductos. De manera análoga a lo que ocurre con la facultad de la CRE en ventas de primera mano, el marco jurídico vigente está limitado al gas natural y el gas LP. Para el resto de los ductos prevalece la autorregulación. Ello a pesar de que el transporte y distribución por ducto de cualquier hidrocarburo es un monopolio natural regional y por lo tanto necesita ser regulado económicamente.

Por otra parte, y adicionalmente a los cuatro elementos mencionados anteriormente, es indispensable que México cuente con un mejor marco regulatorio para el aprovechamiento sustentable de los recursos petroleros y del gas. Dicho marco implica un regulador autónomo en la materia que puede, o no, ser la CRE. De acuerdo con la experiencia internacional, dado que se trata de dos tipos de regulación que requieren de distintos tipos de especialistas, su aplicación está normalmente a cargo de distintos órganos reguladores, con la excepción de Brasil y, hasta hace todavía poco, de Alberta en Canadá. En nuestro caso particular, aparte de las ventajas y desventajas que podría tener una u otra opción, es importante tomar en cuenta los retos regulatorios que se tienen en ambas materias así como los recursos humanos y económicos con que se contaría para llevar a cabo la tarea

en una o dos instituciones. Todo lo anterior, sin embargo, a partir del hecho que es fundamental contar con un regulador y una mejor regulación en la materia.

La mayoría de los elementos que ayudarían a perfeccionar el marco regulatorio del sector energético son abordados en la iniciativa del Ejecutivo Federal así como en otras iniciativas presentadas por diversos legisladores tanto en la Cámara de Diputados como en el Senado.

En materia de regulación económica para el sector hidrocarburos, la iniciativa del Ejecutivo es la que recoge de manera más amplia y adecuada lo que se requiere hacer. Acompañada de una serie de modificaciones encaminadas a la apertura en las actividades de transporte y distribución por ductos de productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, la iniciativa propone otorgarle a la CRE las facultades para regular estas actividades, así como para determinar los precios de venta de primera mano correspondientes.

Una organización industrial en la que se permita la participación del sector social y privado, de manera complementaria a lo que PEMEX ha hecho y seguirá haciendo en la materia, es sumamente conveniente porque, para empezar, permite capturar la eficiencia que aportaría la competencia por el mercado que implica el suministro de hidrocarburos. Obviamente, una vez que se cuenta con un suministrador del mercado, la constitución de monopolios regionales exige la regulación económica por parte de la CRE, tal y como se plantea en la iniciativa.

Este modelo de apertura regulada apunta a la competitividad, la eficiencia y la seguridad de suministro, lo que significa beneficios claros para los consumidores. Por otra parte, significa ganancias para PEMEX porque, al liberarlo de obligaciones onerosas, le da flexibilidad para enfocar sus recursos en aquellas inversiones que le son más rentables o estratégicas, delegando aquellas que no lo son. Finalmente, también beneficia al gobierno porque orienta a sus empresas a la eficiencia y a la generación de valor económico, lo que implica que pueda contar con más recursos para invertir en aquello que sólo puede hacer el Estado.

La iniciativa también propone la regulación del transporte y distribución por ducto de biocombustibles, así como la regulación del almacenamiento de los mismos y de los hidrocarburos mencionados en los párrafos anteriores. En este último caso sería conveniente limitar la regulación económica sólo al almacenamiento interconectado a ductos y al de terminales para la venta de primera mano o de acceso abierto para la comercialización de dichos productos. Con ello se evitaría un problema de sobre-regulación en materias donde puede haber competencia.

Por lo que toca a otras propuestas, vale la pena mencionar un dictamen de primera lectura de las comisiones de energía y gobernación de la LIX Legislatura de la Cámara de Diputados en donde se aborda de manera más clara la necesidad de mejorar la regulación económica para el sector eléctrico. Sobresale como la propuesta más importante el otorgarle a la CRE la facultad para regular las tarifas así como los términos y condiciones para la prestación del servicio público de energía eléctrica. Adicionalmente a esta propuesta, el dictamen plantea, a través de modificaciones a la LSPEE, transparentar y distinguir los subsidios de las tarifas. Esta propuesta podría ser mejor aún si limitara más el papel de la Secretaría

de Hacienda en la determinación tarifaria³, sin embargo, en comparación con el marco actual, representa ya un gran avance.

5. Conclusiones

La regulación puede ser un instrumento útil para corregir diversas fallas de mercado o para lograr ciertos objetivos sociales. Dado que existen diversas fallas de mercado u objetivos sociales a alcanzar, existen distintos tipos de regulación entre los cuales destaca la regulación económica orientada a recuperar la eficiencia económica que se pierde por la ausencia de competencia.

El objetivo de un regulador económico es por tanto propiciar mercados eficientes. A través de reglas e incentivos adecuados, un regulador debe emular las condiciones de un mercado competitivo, poner en evidencia las ventajas comparativas de un país y mejorar la productividad, contribuyendo con ello a la competitividad de un país.

Para lograr su objetivo de manera cabal y evitar posibles conflictos de interés, es indispensable que el regulador cuente con autonomía, pues ello le ayuda a lograr un balance adecuado entre los usuarios, el inversionista y el gobierno. En ese sentido, el primer y más importante reto que tienen los reguladores es lograr la consolidación de su autonomía.

Por otra parte, y derivado de que en ocasiones es difícil delimitar con claridad las fronteras entre la regulación económica, otros tipos de regulación y políticas públicas como la política energética y social, los reguladores tendrán que tomar decisiones que probablemente no estaban acostumbrados a tomar, o que podrían ir en contra de la sabiduría convencional, pero que sin embargo permitirán resolver de manera adecuada nuevos retos que se presentan en el sector energético.

En estas circunstancias México puede aprovechar el contexto de la discusión de la reforma energética para impulsar cambios legales orientados a fortalecer la autonomía de la CRE, ampliar sus facultades de regulación económica en materia de precios y tarifas de energéticos así como para responder a los retos que se derivan de temas como, entre otros, el impacto ambiental del sector energético.

Afortunadamente, los elementos necesarios para mejorar este marco han sido identificado y, aunque de manera dispersa, son parte de diversas iniciativas legislativas que podrían ser analizadas de manera integral durante la discusión de la reforma energética que actualmente se lleva a cabo en el Congreso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

QUINTANILLA, E. (2004), *Autonomía institucional de los organismos reguladores: Revisión de Literatura*. Documentos de Trabajo, n.º 14, Programa Doctoral en Administración y Dirección de Empresas ESADE-ESAN.

³ De acuerdo con el dictamen, la facultad de la CRE para fijar las tarifas es en conjunto con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Actualmente la CRE sólo puede participar en el proceso pero sin ninguna facultad decisoria.

- (2007), *Armonización Regulatoria: Institucionalidad y Autonomía de los Organismos Reguladores*. Presentación en el Andean and Central America Congress.
- SALAZAR, F. (2008), «Retos pendientes y nuevos retos regulatorios en la región Latinoamericana». Capítulo 19. *Energía y Regulación en Iberoamérica*, Vol. I. Thomson Civitas, Madrid.
- STERN, J., LEVINE, T. y TRILLAS, F. (2002), *Independent Utility Regulators: Lessons from Monetary Policy*. Regulation Initiative Working Paper Number 52.
- Taylor, J. (2000), *Principles of Microeconomics*, Third Edition, Houghton-Mifflin, Boston, Additional Topics, Ch.12 «Economic Regulation Versus Social Regulation».

CAPÍTULO 3

LOS REGULADORES ENERGÉTICOS Y LA SUPERVISIÓN DE MERCADOS

MARINA SERRANO GONZÁLEZ

*Secretaria del Consejo de Administración
de la Comisión Nacional de Energía (CNE, España)*

1. Introducción

La Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (en adelante, LSH), crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), como el ente regulador, en España, de los sistemas energéticos. Mediante el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, se aprobó su Reglamento.

La CNE nace en 1998 como el regulador energético al que se le atribuye la misión de «velar por la competencia efectiva y por la objetividad y transparencia del funcionamiento de los sistemas energéticos, en beneficio de todos los sujetos que operan en los mismos y de los consumidores».

Su campo de actuación se centra en lo que la LSH define como sistemas energéticos, esto es, el mercado eléctrico y los mercados de los hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos.

Se configura así como una institución pro-competencia (encargada de «velar por la existencia de una competencia efectiva en los mismos») y una institución pro-consumidores («en beneficio de todos los sujetos que operan en los mismos y de los consumidores»).

En los apartados siguientes se analizarán los principales mecanismos de actuación de la CNE, así como las funciones que tiene encomendadas, con especial énfasis en las funciones en materia de supervisión, en aras de lograr el objetivo atribuido por la ley que la crea, de actuar como regulador de los mercados energéticos para velar por la existencia de una competencia efectiva en los mismos.

2. La acción de la CNE y participación de terceros

La propia naturaleza de la función del regulador energético exige que sus actuaciones cuenten en gran medida con la participación de los afectados e interesados que deben expresar sus observaciones respecto de las propuestas regulatorias.

La actuación de la CNE puede ser a iniciativa propia, a petición del Gobierno o a instancia de los operadores. Asimismo, y en estos procesos, sea una u otra la iniciativa, la CNE cuenta con la participación pública de terceros a través de distintos mecanismos tales como:

- la participación a través de los Consejos Consultivos;
- las consultas públicas convocadas por la CNE, y
- el trámite de audiencia antes de la propuesta de resolución contemplado en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2.1. CONSEJOS CONSULTIVOS

El mecanismo institucional para instrumentar la participación de los afectados en la regulación se realiza a través de los Consejos Consultivos, uno para el sector eléctrico y otro para el sector de hidrocarburos. Ambos se crean por la ley como órganos de asesoramiento de la CNE. Están integrados por miembros que representan a la Administración General del Estado, a todas las Comunidades Autónomas, los operadores del mercado y del sistema y las compañías que realizan las distintas actividades energéticas, los consumidores y usuarios y otros agentes y organizaciones relacionadas, como las de defensa del medio ambiente.

En relación con el sector sobre el que cada uno es competente, pueden informar respecto de las actuaciones que realice la CNE en el ejercicio de sus funciones. Este informe es preceptivo sobre las actuaciones a desarrollar en el proceso de elaboración de disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos, en el proceso de planificación energética, en el proceso de elaboración de proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas y en el proceso de dictar circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los Reales Decretos y las Ordenes del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que se dicten en desarrollo de la normativa energética.

Ambos Consejos Consultivos se renuevan cada dos años, siendo posible la reelección de sus miembros. Sin embargo, este límite no es aplicable a los representantes de las Administraciones Públicas que continuarán en el ejercicio de sus funciones como miembros de los Consejos, en tanto no cesen en sus funciones.

Los dos Consejos Consultivos están presididos por la Presidenta de la Comisión Nacional de Energía, quien coordina los trabajos de los Consejos con los de la Comisión, para lo que convoca las sesiones y ordena los debates de los Consejos Consultivos. Actúa como Secretario de los mismos el Secretario del Consejo de Administración de la CNE.

Para facilitar sus trabajos, en el seno de cada uno de los Consejos Consultivos, se puede crear una Comisión Permanente cuyas funciones son emitir, por delegación expresa, los informes que le sean solicitados y facilitar los trabajos del Consejo Consultivo mediante la preparación de las materias y el análisis de los asuntos objeto de estudio.

2.2. CONSULTAS PÚBLICAS

Cuando se trata de una regulación con relevancia para el sector, o de seguimiento de los mercados, se convocan procesos de consulta pública, al objeto de recabar la opinión de los posibles afectados.

En este sentido, procede mencionar entre otras, las consultas realizadas más recientemente, y a través de la página web de la CNE, como las siguientes:

- la determinación del coste de capital ponderado de las empresas (*WACC*);
- las reglas para la asignación de capacidad de transporte en las conexiones internacionales con Francia;
- consulta Pública sobre la propuesta de organización y principios de funcionamiento del MIBGAS (Mercado Ibérico del Gas) elaborada por la CNE y la ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal);
- consulta pública sobre la compatibilización de los procedimientos de cambio de comercializador en el entorno del MIBEL (Mercado Ibérico del Gas) elaborada por la CNE y la ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal);
- documento de consulta pública de la Comisión Nacional de Energía sobre la metodología para el establecimiento de tarifas de acceso a las redes y el establecimiento de las tarifas de último recurso en el sector eléctrico;
- también se ha utilizado el proceso de consulta pública en los informes a la Comisión Nacional de la Competencia sobre operaciones de concentración de empresas (ejemplo, Gas Natural-Endesa; Gas Natural-Unión Fenosa).

2.3. TRÁMITE DE AUDIENCIA PÚBLICA

Por último, la CNE debe dar un trámite de audiencia pública en los procedimientos, de conformidad con lo recogido en el artículo 84 de la ley 30/1992. Así, instruidos los procedimientos, e inmediatamente antes de redactar la propuesta de resolución, se pondrán de manifiesto a los interesados para que en un plazo no inferior a diez días ni superior a quince, puedan alegar y presentar los documentos y justificaciones que estimen pertinentes.

El trámite de audiencia ha tenido gran relevancia en la tramitación de los procedimientos autorizatorios de la función 14, en los que se sujeta a autorización previa la toma de participaciones que una empresa que desarrolle actividades energéticas reguladas o actividades sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, lleve a cabo en cualquier sociedad mercantil.

3. Funciones de la CNE

A la CNE le corresponde el ejercicio de las funciones señaladas en el apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de Hidrocarburos, así como cualesquiera otras que le sean atribuidas por norma con rango legal o reglamentario.

Respecto de las 18 funciones atribuidas por la LSH, la CNE responde al tradicional esquema de las comisiones reguladoras en la que se establece una función genérica, acompañada de un listado concreto de actuaciones.

Como se ha señalado, a la CNE se le atribuye la función genérica de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos, y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores.

Por su parte, entre las funciones concretas aparecen funciones de muy diversa naturaleza: normativas, consultivas, ejecutivas, de defensa de la competencia, de resolución de conflictos y de inspección. Examinaremos, a continuación, las funciones más importantes de las atribuidas a la institución.

Las funciones normativas conllevan la posibilidad de dictar Circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los Reales Decretos y Ordenes del Ministerio de Economía que se dictan en desarrollo de la normativa energética, siempre que tales disposiciones le habiliten de modo expreso para ello, se trata por tanto, de una potestad normativa de segundo grado. Las Circulares han de ser publicadas en el *Boletín Oficial del Estado*.

Por su parte, la función de propuesta e informe implica el que la ley otorga a la CNE la facultad de hacer propuestas y emitir informe en los procesos de:

- elaboración de disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos y, en particular, en el desarrollo reglamentario de la Ley de Hidrocarburos;
- planificación energética;
- elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas. En estos procesos, los informes de la CNE tienen carácter preceptivo.

Además, la CNE actúa como órgano consultivo en las siguientes materias:

- informa preceptivamente en los expedientes de autorización de instalaciones energéticas cuando son competencia de la Administración General del Estado;
- emite informes que le son solicitados por las Comunidades Autónomas en el ejercicio de sus competencias en materia energética, función importante ya que es solicitada con asiduidad por las Comunidades Autónomas y que ha permitido elaborar unos criterios interpretativos comunes de las normas básicas, que a través de su publicación en la página Web institucional de la CNE son conocidos y, en muchos casos, seguidas por otras Comunidades Autónomas;
- informa preceptivamente sobre las operaciones de concentración de empresas o toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector cuando las mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión, de acuerdo con la legislación vigente en materia de competencia; e (iv) informa, cuando sea requerida para ello, los expedientes sancionadores iniciados por las distintas Administraciones Públicas.

La labor ejecutiva de la CNE implica el ejercicio de una serie de actuaciones, entre las que se incluyen:

- en el sector eléctrico, realiza la liquidación de los costes de transporte y distribución de energía eléctrica, de los costes permanentes del sistema y de aquellos otros costes que se establezcan para el conjunto del sistema eléctrico cuando su liquidación le sea expresamente encomendada;
- en el sector gasista, efectúa las liquidaciones correspondientes a los ingresos obtenidos por tarifas y peajes relativos al uso de las instalaciones de la Red Básica, transporte secundario y distribución¹;
- determina los sujetos a cuya actuación sean imputables deficiencias en el suministro a los usuarios, proponiendo las medidas a adoptar;
- acuerda la iniciación de los expedientes sancionadores y realiza la instrucción de los mismos, cuando sean competencia de la Administración General del Estado; (v) autoriza las participaciones realizadas por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas en sociedades que realicen actividades de naturaleza mercantil (la conocida *Función 14*);
- acuerda su organización y funcionamiento interno y selecciona y contrata a su personal cumpliendo los requisitos establecidos en la normativa vigente al respecto en el ámbito de la Administración General del Estado.

En materia de defensa de la competencia, la CNE vela para que los sujetos que actúen en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia.

Además, la CNE tiene encomendada la función de resolver los conflictos que le sean planteados respecto de los contratos relativos al acceso a las redes de transporte y, en su caso, distribución de gas y electricidad en los términos reglamentariamente establecidos. En el sector gasista, debe de resolver los conflictos que le sean planteados en relación con la gestión técnica del sistema de gas natural. En relación con el sector eléctrico, resuelve los conflictos que le sean planteados en relación con la gestión económica y técnica del sistema y el transporte. Actúa asimismo como órgano arbitral en los conflictos que se suscitan entre los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico o en el de hidrocarburos así como los que se suscitan entre los consumidores cualificados y dichos sujetos.

Por último, y respecto de las funciones inspectoras encomendadas, la CNE inspecciona a petición de la Administración General del Estado o de las Comunidades Autónomas competentes:

- las condiciones técnicas de las instalaciones;
- el cumplimiento de los requisitos establecidos en las autorizaciones;
- las condiciones económicas y actuaciones de los sujetos en cuanto puedan afectar a la aplicación de las tarifas y criterios de remuneración de las actividades energéticas, así como la efectiva separación de estas actividades cuando sea exigida.

¹ Función que compete a la CNE desde la entrada en vigor de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, ya que hasta entonces se venían realizando propuestas de liquidación y era el Ministerio quien finalmente aprobaba las liquidaciones de gas.

4. La CNE y la defensa de la competencia

Deben destacarse, por su relación con la supervisión de los mercados, las funciones relacionadas con la competencia que se citan a continuación.

La función duodécima de la LSH, señala entre las funciones de la CNE el «velar para que los sujetos que actúan en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia. A estos efectos, cuando la Comisión detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia prohibidas por la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, lo pondrá en conocimiento del SDC, aportando todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos». Se trata de la elaboración de dictámenes no vinculantes que la CNE remitirá a la Comisión Nacional de Competencia y sobre los que esta última podrá decidir la incoación o no de un procedimiento sancionador.

En segundo lugar, se halla la obligación encomendada en la función decimoquinta de la LSH y por la que la CNE debe de «informar preceptivamente sobre las operaciones de concentración de empresas o de toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector cuando las mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión, de acuerdo con la legislación vigente en materia de competencia». Por tanto, la CNE debe emitir informe preceptivo en los supuestos de operaciones de concentración notificadas a la Comisión Nacional de Competencia y que son sometidas al Gobierno para su aprobación.

Ambas funciones, para ser efectivas y constantes, exigen como presupuesto previo que el regulador vaya realizando una labor continua de supervisión de los mercados energéticos, y de monitorización de los mismos. Este conocimiento de los sectores justifica y hace necesaria su participación como regulador sectorial en los procedimientos de defensa de la competencia.

Un problema común a los sistemas en que existe un órgano horizontal de defensa de la competencia, es una inadecuada delimitación de competencias entre los órganos de defensa de la competencia y los reguladores sectoriales (como el energético o el de telecomunicaciones). Así, si bien la normativa era clara con respecto a la exclusividad de los órganos de competencia en su aplicación, la invocación de las disposiciones de la Ley de Defensa de la Competencia por parte de los reguladores sectoriales puede dar lugar a cierta confusión y tener consecuencias negativas como el *forum shopping* o la presentación de denuncias paralelas. Ello puede conducir a situaciones de inseguridad jurídica para los operadores, restando credibilidad a los procesos sectoriales y al sistema de defensa de la competencia.

La nueva Ley española de Defensa de la Competencia, Ley 15/2007 de 3 de julio, (en adelante, LDC), y en concreto su artículo 17, incorpora al marco jurídico nacional la normativa que ha de regir las relaciones entre el ente regulador de la competencia y los distintos reguladores sectoriales.

Así, la LDC prevé que la Comisión Nacional de Competencia (en adelante, la CNC) y los reguladores sectoriales (entre ellos, la CNE) cooperarán en el ejer-

cicio de sus funciones en los asuntos de interés común. Para ello, se transmitirán mutuamente de oficio o a instancia del órgano respectivo información sobre sus respectivas actuaciones así como dictámenes no vinculantes en el marco de los procedimientos de aplicación de la regulación sectorial y de la LDC.

En concreto, el apartado 2 del mencionado artículo 17 de la LDC, prevé como actuaciones de coordinación entre la CNE y las CNC las siguientes:

- Obligación para la CNE de poner en conocimiento de la CNC actuaciones contrarias a la Ley de competencia.

La CNE pondrá en conocimiento de la CNC los actos, acuerdos, prácticas o conductas de los que pudiera tener conocimiento en el ejercicio de sus atribuciones que presenten indicios de ser contrarios a la LDC, aportando todos los elementos de hecho a su alcance y uniendo, en su caso, el dictamen correspondiente.

De esta manera el legislador viene a recoger el esquema por lo demás ya vigente en la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, cuyo artículo 51 bis, incluido a través de la modificación de dicha Ley a través de la Ley 52/1999, contemplaba un sistema de competencia exclusiva de las autoridades de competencia para la instrucción y resolución de los expedientes por prácticas contrarias a la Ley de Competencia.

La previsión legal actualmente vigente es además consistente con lo previsto en la propia Ley sectorial, Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en particular en la función Duodécima de la Disposición Adicional Undécima Tercero.1 de la misma ya citada, que establece como competencia de la CNE «velar para que los sujetos que actúan en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia. A estos efectos, cuando la Comisión detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia prohibidas por la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, lo pondrá en conocimiento del Servicio de Defensa de la Competencia, aportando todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos.»

Sin embargo, no se ha recogido una obligación correlativa para la CNC, en caso de la instrucción de procedimientos como consecuencia de conductas contrarias a la competencia de una relevancia significativa para el sector, de poner a disposición de los reguladores la información al respecto de manera que se cumpla lo establecido en la Ley que establece el intercambio de información entre la CNC y los reguladores sectoriales.

- Petición de informe sobre circulares, instrucciones o decisiones.

La CNE solicitará informe a la CNC, antes de su adopción, sobre las circulares, instrucciones o decisiones de carácter general en aplicación de la normativa energética que pueda incidir significativamente en las condiciones de competencia en los mercados.

Esta obligación de solicitud no ha sido objeto de desarrollo reglamentario. Por ello, se echa en falta que no se haya determinado más concretamente

qué circulares, instrucciones o decisiones requieren antes de su adopción la obtención del mencionado informe, y en particular, qué contenido concreto se da a la expresión «que puedan incidir significativamente en las condiciones de competencia en los mercados».

- La CNC solicitará a la CNE la emisión del correspondiente informe no vinculante en el marco de los expedientes de control de concentraciones de empresas que realicen actividades en el sector energético. Dicha solicitud de informe preceptivo no vinculante ya venía realizándose bajo la potestad genérica de solicitud de informe contenida en el artículo 51 de la antigua LDC y era práctica del antiguo Servicio de Defensa de la Competencia el solicitar informe a la CNE, independientemente de que la operación de concentración se aprobase en fase uno o fase dos², siempre que aquélla afectase al sector energético. Este nuevo precepto viene a consolidar, por tanto, una práctica ya existente en materia de coordinación entre ambos organismos.
- La CNC o los órganos competentes de las Comunidades Autónomas solicitarán a la CNE la emisión del correspondiente informe no vinculante en el marco de los expedientes incoados por conductas restrictivas de la competencia en aplicación de los artículos 1 a 3 de la LDC.
- Finalmente, la LDC prevé que los Presidentes de la CNC y de la CNE se reunirán al menos con periodicidad anual para analizar las orientaciones generales que guiarán la actuación de los organismos que presiden y, en su caso, establecer mecanismos formales e informales para la coordinación de sus actuaciones.

Como conclusión final, puede decirse que es deseable la mayor colaboración entre ambos tipos de organismos, ya de carácter formal o informal, mediante el intercambio de información y experiencia respecto a las cuestiones en las que converge la regulación y la aplicación de la normativa horizontal de competencia, o mediante la realización de estudios conjuntos sobre el análisis de competencia en los sectores energéticos, o para la definición de remedios de carácter «antitrust» o regulatorio.

5. La CNE y la labor supervisora

5.1. DIRECTIVA ELÉCTRICA Y LA LEY 17/2007

La Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural atribuyen a los reguladores energéticos determinadas funciones de supervisión.

² De conformidad con lo previsto en la función decimoquinta, el informe de la CNE es preceptivo para las operaciones de concentración que hayan de ser sometidas al Gobierno para su aprobación.

Así, el artículo 23 de la Directiva señala que las autoridades reguladoras se encargarán de garantizar la ausencia de discriminación, una auténtica competencia y un funcionamiento eficaz del mercado, en particular, supervisando:

- Las normas de gestión y asignación de la capacidad de interconexión, los mecanismos para solventar la congestión de la capacidad de las redes, y la medida en que los gestores de las redes de transporte y distribución están cumpliendo sus funciones.
- El tiempo utilizado por las empresas de transporte y distribución en efectuar conexiones y reparaciones.
- Las condiciones y tarifas de conexión aplicables a los nuevos productores de electricidad.
- La publicación de información adecuada por parte de los gestores de red de transporte y distribución sobre las interconexiones, la utilización de la red y la asignación de capacidades a las partes interesadas.
- La separación efectiva de las cuentas, diferenciando entre transporte y distribución, y entre suministro a clientes cualificados y no cualificados.
- El nivel de transparencia y de competencia.

Señala también que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones siguientes:

- La conexión y el acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución. Estas tarifas o metodologías, harán posible que se proceda a las inversiones necesarias en las redes, que deberán realizarse de modo que permitan garantizar la viabilidad de dichas redes.
- La prestación de servicios de equilibrado.

No obstante, los Estados Miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal, las tarifas, o al menos, las metodologías mencionadas en dicho apartado y las modificaciones a que se refiere el artículo 23(4).

La Directiva establece que los Estados miembros pueden designar a uno o a varios organismos competentes con la función de autoridad reguladora, y así la Ley 17/2007 establece una diferenciación entre la AGE y las CCAA, por un lado, y la CNE por otro.

Este hecho, viene a explicitar la pluralidad de autoridades reguladoras existentes en nuestro ordenamiento. En consecuencia, la CNE tiene la consideración de autoridad reguladora en materia energética, necesaria a efectos de la Directivas de electricidad y gas.

En relación a las funciones de la CNE, y con el fin de transponer lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, la Ley 17/2007 recoge que, además de las que ya venía desarrollando en virtud de la DA 11ª de la LSH, supervisará:

- La gestión y asignación de capacidad de interconexión.

- Los mecanismos destinados a solventar la congestión de la capacidad en las redes.
- El tiempo utilizado por las empresas de transporte y distribución en efectuar conexiones y reparaciones.
- La publicación de información adecuada por parte de los gestores de red de transporte y distribución sobre las interconexiones, la utilización de la red y la asignación de capacidades a las partes interesadas.
- La separación efectiva de cuentas.
- Las condiciones y tarifas de conexión aplicables a los nuevos productores de electricidad.
- La medida en que los gestores de redes de transporte y distribución están cumpliendo sus funciones.
- El nivel de transparencia y de competencia.

La Ley 17/2007, además de transponer literalmente las funciones recogidas en el artículo 23 de la Directiva, concede a la CNE dos funciones adicionales relativas a la supervisión:

- El cumplimiento de la normativa y procedimientos relacionados con los cambios de suministrador que se realicen, así como la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador.
- El cumplimiento de las obligaciones de información que sea proporcionada a los consumidores acerca del origen de la energía que consumen, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía utilizadas.

Así, corresponde a la CNE la supervisión de la separación funcional entre actividades reguladas y no reguladas, del funcionamiento de la Oficina de cambio de suministrador y de la información a contener en las facturas.

En cuanto a la competencia de la CNE para controlar el nivel de transparencia y competencia (art. 3.5.h LSH), esta función de supervisión debe enlazarse con la obligación recogida en la Disposición Adicional Quinta de la Ley 12/2007, relativa a la supervisión del mercado eléctrico, que establece que la Comisión Nacional de Energía, en el ejercicio de las funciones de supervisión que tiene encomendadas, remitirá anualmente un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio analizando el grado de desarrollo de la competencia en el mercado eléctrico incluyendo, en su caso, propuestas de reforma regulatoria destinadas a reforzar el grado de competencia efectiva en el sector.

5.2. DIRECTIVA GASISTA Y LA LEY 12/2007

El artículo 25 de la Directiva gasista asigna a las autoridades reguladoras el encargo de garantizar la ausencia de discriminación, una auténtica competencia y un funcionamiento eficaz del mercado, supervisando, en particular:

- las normas de gestión y asignación de capacidad de interconexión;
- todo mecanismo destinado a solventar la congestión de la capacidad en las redes nacionales de gas;
- el tiempo utilizado por los gestores de redes de transporte y distribución en efectuar conexiones y reparaciones;

- la publicación de información adecuada por parte de los gestores de redes de transporte y distribución sobre las interconexiones, la utilización de la red y la asignación de capacidades a las partes interesadas;
- la separación efectiva de las cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro;
- las condiciones de acceso al almacenamiento, al gas almacenado en los gasoductos y a otros servicios auxiliares;
- el grado en que los gestores de redes de transporte y distribución están cumpliendo sus funciones;
- el nivel de transparencia y competencia.

La Directiva señala que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las siguientes condiciones:

- la conexión y el acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución. Estas tarifas o metodologías permitirán realizar las inversiones necesarias en las redes de forma que éstas garanticen la viabilidad de la red;
- la prestación de servicios de equilibrado.

No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal, las tarifas, o al menos, las metodologías mencionadas en dicho apartado y las modificaciones a que se refiere el artículo 25(4)

La Ley 12/2007 establece que con objeto de garantizar la ausencia de discriminación y un funcionamiento eficaz del mercado, la CNE deberá supervisar, en el sector del gas natural:

- La gestión y asignación de capacidad de interconexión.
- Mecanismos destinados a solventar la congestión de la capacidad en las redes.
- Tiempo utilizado por los transportistas y distribuidores en efectuar conexiones y reparaciones.
- La adecuada publicación de la información necesaria por parte de los transportistas y distribuidores sobre las interconexiones, la utilización de la red y la asignación de capacidades a las partes interesadas.
- Separación efectiva de cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre actividades de transporte, distribución, almacenamiento y suministro.
- Condiciones de acceso al almacenamiento.
- La medida en que las empresas transportistas y distribuidoras están cumpliendo sus funciones.

- Nivel de transparencia y competencia.
- El cumplimiento de la normativa y procedimientos que se establezcan relacionados con los cambios de suministrador, así como la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador.

A tal efecto, la Comisión Nacional de Energía podrá dictar circulares, que deberán ser publicadas en el BOE, para recabar de los sujetos que actúan en el mercado de producción de energía eléctrica cuanta información requiera para efectuar la supervisión.

5.3. EL TERCER PAQUETE

Debe tenerse en cuenta que ya está en marcha en la Unión Europea el Tercer Paquete Legislativo de Medidas Liberalizadoras, por lo que es de prever que nuevamente se introduzcan cambios en la LSE. A este respecto, el borrador del Tercer Paquete Legislativo que se encuentra en marcha propone una reforma sustancial de los reguladores europeos:

- Se pretende que tengan una mayor independencia respecto del poder político, y que se garantice que no solicitan ni siguen instrucciones del Gobierno.
- Se requiere a los Estados Miembros para designar una única autoridad regulatoria en el ámbito nacional.
- Se reforzarán sus funciones y poderes:
 - Tendrán competencias para la aprobación de las tarifas.
 - Adopción de decisiones vinculantes sobre empresas.
 - Imposición de sanciones por no cumplimiento de obligaciones, decisiones, etc...
- También se propone la creación de una Agencia de Cooperación de los Reguladores Europeos de la Energía (ACER), que tendrá poderes de decisión en asuntos transfronterizos.

5.4. RESULTADOS DE LAS LABORES DE SUPERVISIÓN REALIZADAS POR LA CNE

La función de supervisión de los mercados energéticos implica el análisis del funcionamiento del mercado, la identificación de los aspectos y hechos que presentan deficiencias así como realizar propuestas regulatorias dirigidas a la consecución de los objetivos estratégicos de política energética y libre competencia.

Por ello, de forma regular y periódica, la CNE viene elaborando determinados documentos, bajo la forma de boletines de supervisión, que son la plasmación de su función supervisora y que se publican en su web. Se citan a continuación:

- Mercado Eléctrico: Supervisión del mercado eléctrico en sus distintas modalidades (Mercado mayorista a corto-medio plazo, Mercado mayorista a largo plazo - cobertura de la demanda y del tipo de generación que entra en el mercado - y Mercado minorista - evolución del cambio de suministrador y problemas relacionados con dicho cambio, análisis de márgenes de co-

mercialización y del mercado potencial para la extensión real del mercado libre). *Boletín semanal del mercado de electricidad*.

- Mercado del Gas: Supervisión del mercado global del gas, en la que se analiza el mercado mayorista (seguimiento del nivel de competencia en el mercado, diversificación de aprovisionamientos, evolución de las subastas de gas y contratación y condiciones de acceso de terceros a redes) y el mercado minorista (funcionamiento del mercado y actividad de comercialización de último recurso). Informe mensual de supervisión del mercado mayorista de gas, Informe mensual de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro, *Informe mensual de supervisión de la gestión técnica del sistema gasista*, *Informe trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España*, *Informe anual de supervisión del mercado minorista de gas natural en España*, *Informes anuales de supervisión del mercado minorista de gas natural por Comunidades Autónomas*.
- Mercado del Petróleo: Supervisión del mercado de los productos derivados del petróleo en el territorio nacional, en la que se analiza el Mercado global de hidrocarburos, mediante informes periódicos (diarios, semanales, mensuales y anuales) que analizan la evolución de los principales parámetros y su evolución frente al resto de países europeos; el Mercado logístico de distribución de productos petrolíferos, mediante la publicación en la página Web de las condiciones de los contratos logísticos suscritos por todos los operadores petroleros y logísticos según lo indicado en el Art. 2 del RDL 6/2000; el Mercado de estaciones de servicio, mediante los informes de supervisión en áreas micro que permiten el seguimiento del 5 por 100 de la red cada año y la totalidad del mercado canario. *Informe semanal de supervisión del mercado de hidrocarburos*, *Supervisión macro de estaciones de servicio: informe mensual de precios de carburantes en España y UE*.
- Mercados derivados de la energía: Supervisión de los mercados a Plazo, en la que se analiza los Mercados de futuros del MIBEL y negociación OTC y Subastas (de adquisición de energía por parte de los distribuidores de energía eléctrica, emisiones primarias de energía y otros tipos de subastas en la que exista un subyacente a plazo). *Boletín semanal de Futuros y OTC Eléctricos*, *Boletín Mensual del Futuros y OTC Eléctricos* y *Boletín Mensual del MIBEL*.
- Regulación y Competencia: Su objetivo de supervisión es el análisis sectorial a partir de la secuencia estructura-conducta-resultados con objeto de complementar el análisis realizado por los informes de mercados sectoriales, en la que se analiza: Condiciones de competencia en los mercados, Estructura empresarial del sector energético y resultados empresariales por actividad (análisis económico-financiero).

5.5. SUBASTAS CESUR

Existen también otras funciones concretas de supervisión de la CNE específicas en relación con los mecanismos de subastas que se han introducido en el sistema eléctrico español.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, tras la modificación introducida por el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, en su artículo 23, apartado 1, extiende a las empresas distribuidoras la posibilidad de firmar contratos bilaterales de energía eléctrica con entrega física.

Por su parte, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, modificado por el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a regular la participación de las empresas distribuidoras en los sistemas de contratación bilateral con entrega física.

La Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, regula la contratación bilateral de energía eléctrica con entrega física para las empresas encargadas de realizar el suministro a tarifa en el territorio peninsular, a través de un procedimiento de subasta de precio descendente. Así, parte de la energía para el suministro de los consumidores acogidos a tarifa integral será adquirida a través de un procedimiento de subastas en el que, partiendo de una cantidad de energía a suministrar para el conjunto de los distribuidores y de un precio de salida, se proceda a una reducción progresiva del precio hasta llegar al equilibrio entre oferta y demanda de energía.

Estas subastas resultan claves para preparar la entrada en vigor de las tarifas de último recurso, y separar la comercialización de último recurso (que deja de ser una actividad regulada) de la distribución de energía. Con esta nueva modalidad de contratación, se facilita un mecanismo automático de determinación de las tarifas de último recurso, incorporando los precios de la subasta para contratos con compromiso firme de entrega y periodo de ejecución coincidente con el periodo de vigencia de las tarifas.

En relación con estas subastas, la CNE es responsable de supervisar que el proceso de la subasta se ha realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, por ello antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de la subasta, la CNE deberá validar los resultados, confirmando que no se han detectado comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la misma, y una vez sea confirmado por parte de la entidad responsable de la supervisión que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria, es cuando se harán públicos los resultados.

Finalmente, la CNE es la encargada de contratar a la entidad responsable de la realización de las subastas de compra de energía y además, después de cada subasta, debe elaborar un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras.

5.6. SUBASTAS EMISIONES PRIMARIAS

Igualmente, la CNE tiene un papel importante en la supervisión de las subastas de emisiones primarias de energía. Según lo dispuesto en la Disposición Adicional 16ª de la LSE, el Gobierno podrá establecer mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos, denominados Emisiones Primarias de Energía (EPEs), tomarán la forma de

una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo que se especifiquen en la emisión, que podrán tener carácter obligatorio para los operadores dominantes del sector eléctrico.

La DA 20ª del RD 1634/2006 desarrolla la regulación de las emisiones primarias de energía:

- Instando a los operadores dominantes ENDESA e IBERDROLA a participar como Oferentes al 50 por ciento en una serie de Subastas de opciones de compra de energía eléctrica;
- designando a la CNE para supervisar que el procedimiento de las subastas se realice de forma competitiva, transparente y conforme a la normativa vigente y para elaborar un informe al respecto.

Podemos citar también el RD 324/2008, que establece las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las subastas 6ª y 7ª de emisiones primarias de energía eléctrica, en los siguientes términos, y en los que la CNE tiene las siguientes funciones:

- Aplica a los operadores declarados dominantes por la CNE.
- Las emisiones primarias se instrumentalizan a través de opciones de compra asignadas mediante un procedimiento de subasta competitivo y transparente.
- La definición de las características de la subasta corresponde a la Secretaría General del Estado, previo informe de la CNE.
- La CNE es la entidad supervisora del procedimiento de subastas, en coordinación puntual con la CNMV (*Comisión Nacional del Mercado de Valores*).
- La CNE tiene atribuidas las siguientes competencias:
 - después de cada subasta, elabora un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras;
 - designa a las entidades independientes gestoras de las subastas.

En materia de gas, también se han incorporado los mecanismos de subastas para la adquisición de gas natural para operación y nivel mínimo de llenado y para la capacidad de los almacenamientos subterráneos de la red básica de gas natural, en los que la CNE ha realizado igualmente un papel importante como supervisor.

6. Consideraciones finales

Desde su creación, la Comisión, ha venido consolidando su presencia en la supervisión de los mercados energéticos, y deberá seguir cumpliendo su misión en el futuro, atendiendo a las nuevas necesidades de los sectores energéticos que van surgiendo en aras de garantizar un competitivo y eficiente funcionamiento del sector en beneficio de los consumidores.

En materia de supervisión, sus funciones han cobrado un nuevo papel de especial importancia, en unos casos derivados de la transposición de la normativa comunitaria, y en otros de la introducción de nuevos mecanismos concurrenciales, como las subastas en los mercados eléctrico y gasista.

CAPÍTULO 4

ESTRUCTURAS Y DESAFÍOS DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN PORTUGAL Y EN EUROPA

JORGE ESTEVES
JOSÉ BRAZ

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE, Portugal)

1. Marco jurídico europeo

Las primeras directivas europeas de los mercados interiores de la electricidad y del gas natural¹ se publicaron, respectivamente, en diciembre de 1996 y en junio de 1998. En 2003, ambas fueron revocadas por las segundas directivas del mercado interior de la energía², que todavía se encuentran en vigor actualmente.

En septiembre de 2007, la Comisión Europea sometió a discusión pública el 3^{er} marco legal europeo sobre los mercados de la electricidad y el gas³, que pretende garantizar a los consumidores europeos las ventajas y los beneficios de un mercado de energía verdaderamente competitivo. Este 3^{er} marco legal está constituido por un conjunto de cinco documentos, cuatro de los cuales modifican las dos Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE, el Reglamento (CE) n.º 1228/2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y el Reglamento (CE) n.º 1775/2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. El quinto documento que forma parte del 3^{er} marco legal es un nuevo Reglamento europeo por el que se crea la ACER, Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía.

La evolución del marco legislativo europeo tuvo un impacto muy significativo en la organización de las actividades del sector energético en los países europeos. El gráfico 1 presenta, a título de ejemplo, la evolución experimentada por el sector eléctrico.

¹ Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea L 027 de 30/01/1997 y Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea L 204 de 21/07/1998.

² Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea L 176 de 15/07/2003.

³ http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm.

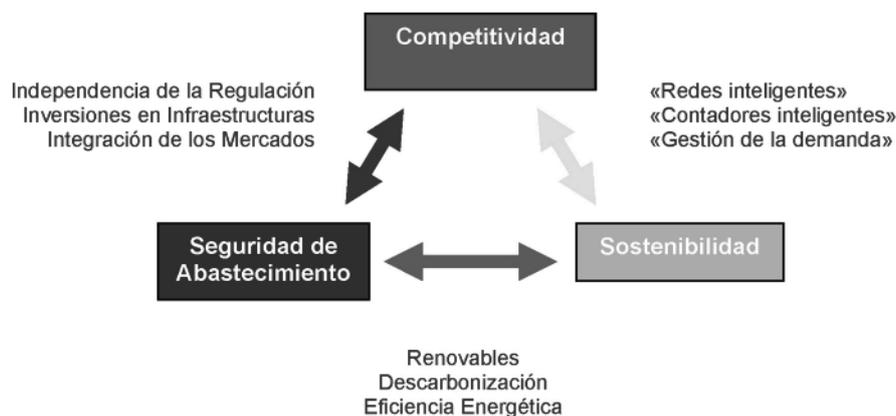
GRÁFICO 1. *Evolución del marco legislativo europeo de las distintas actividades del sector eléctrico*

		DIRECTIVA 1996	DIRECTIVA 2003
PRODUCCIÓN	MONOPOLIO	AUTORIZACIÓN LICITACIÓN	AUTORIZACIÓN (LICITACIÓN)
TRANSPORTE DISTRIBUCIÓN	MONOPOLIO	ACCESO REGULADO ACCESO NEGOCIADO COMPRADOR ÚNICO	ACCESO REGULADO
COMERCIALIZACIÓN	MONOPOLIO	LIBRE	LIBRE
CONSUMIDORES	SIN ELECCIÓN	LIBRE ELECCIÓN PARA CUALIFICADOS (\approx 1/3)	TODOS NO RESIDENCIALES (2004) TODOS (2007)
SEPARACIÓN T / D	NINGUNA	CONTABILIDAD	LEGAL
COMERCIO TRANSFRONTERIZO	MONOPOLIO	NEGOCIADO	REGULADO
REGULACIÓN	MONOPOLIO	POCO ARMONIZADA	FUERTE Y ARMONIZADA

Por su parte, el 3^{er} marco legal europeo sobre los mercados de la electricidad y el gas presenta como aspectos más relevantes propuestas para:

- una separación efectiva de las actividades de transporte en relación a la producción y la comercialización;
- una armonización de los poderes y del grado de independencia de los reguladores nacionales;
- el establecimiento de una institución que promueva la cooperación entre los reguladores europeos: la Agencia de Cooperación de los Reguladores (Nacionales) de Energía;
- la creación de un mecanismo destinado a mejorar la coordinación de las gestiones de red, de la seguridad de abastecimiento y de las condiciones en que se procesan los intercambios transfronterizos;
- la creación de condiciones para que haya más transparencia en el funcionamiento de los mercados energéticos;
- la reciprocidad y el refuerzo de la solidaridad.

La Competitividad, la Seguridad de Abastecimiento y la Sostenibilidad son los tres principios que guían toda la actividad de regulación del sector energético en Europa. La interacción entre estos tres principios provocan el conjunto de desafíos que es necesario vencer, tal y como se puede observar en el gráfico 2.

GRÁFICO 2. *Desafíos de la regulación del sector energético en Europa*

De este modo, la interacción entre la Competitividad y la Seguridad de Abastecimiento orienta las preocupaciones con la Independencia de Regulación, las perspectivas para la Inversión en Infraestructuras y la necesidad de Integración de los Mercados. A su vez, la necesidad de desarrollo urgente de las Energías Renovables, de la Descarbonización y de la Eficiencia Energética surge de manera natural de la interacción entre la Seguridad de Abastecimiento y la Sostenibilidad. Por último, la interacción entre la Competitividad y la Sostenibilidad justifican las preocupaciones actuales con las «redes inteligentes» (*smart grids*), o «contadores inteligentes» (*smart metering*) y la «gestión de la demanda» (*demand side management*).

2. Asociacionismo de los Reguladores Europeos de Energía

El mercado europeo de energía se caracteriza principalmente por lo siguiente:

- libertad de inversión y comercio en todo el espacio comunitario;
- acceso regulado a las infraestructuras [redes de transporte y de distribución y terminales de gas natural licuado (GNL)];
- libertad de elección de suministrador proporcionada a todos los consumidores.

En la creación de ese mercado único, la cooperación entre las autoridades reguladoras nacionales asume un papel fundamental, sobre todo en las cuestiones relativas al comercio transfronterizo de energía. El asociacionismo de los reguladores de energía se ha considerado un factor decisivo a efectos de compartir información y buenas prácticas.

Por ello, en marzo de 1997, las autoridades reguladoras nacionales de Portugal, España e Italia comenzaron una cooperación informal a través de reuniones periódicas y de la organización de grupos de trabajo conjuntos. En mayo de

1998, organizaron el Foro Europeo de Regulación de la Electricidad (Foro de Florencia) y, en septiembre de 1999, el Foro Europeo de Regulación del Gas Natural (Foro de Madrid), donde se reunieron los principales agentes europeos de ambos sectores.

La prolongación de la experiencia de cooperación entre los reguladores de energía europeos permitió crear, en marzo de 2000, el Consejo Europeo de Reguladores de la Energía (CEER), a través de un protocolo de acuerdo entre las autoridades reguladoras de energía de los países europeos⁴. Posteriormente se adhirieron cinco países más⁵ y, en junio de 2003, el CEER se transformó en una asociación reconocida de interés público.

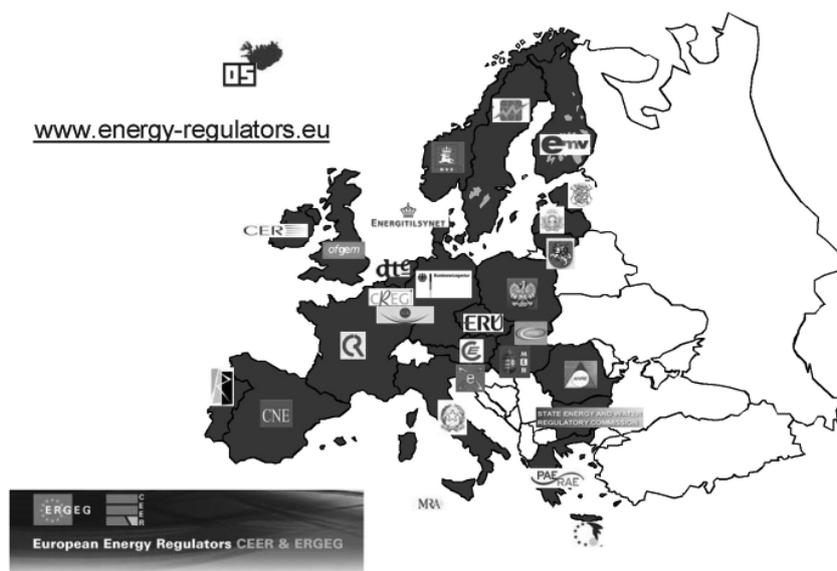
La experiencia positiva del trabajo desarrollado por el CEER condujo a que, por Decisión de la Comisión Europea (CE), de noviembre de 2003, se instituyera el Grupo de Organismos Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas (ER-GEG), organismo formal de consulta de la Comisión Europea. Incluye a las autoridades reguladoras nacionales de energía de veintinueve países⁶ (los veintisiete de la Unión Europea, Noruega e Islandia). No obstante, con la propuesta de la Comisión Europea de creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), prevista en el 3^{er} marco legal europeo sobre los mercados de la electricidad y el gas, asimismo, se prevé una nueva evolución de la estructura asociativa de los organismos europeos reguladores de energía.

A pesar de las numerosas características comunes, las autoridades reguladoras nacionales de energía del espacio europeo presentan también muchas características diferentes. La primera de todas es que, en cada territorio nacional, estas entidades asumen responsabilidades en ámbitos que pueden ser diferentes. En Portugal y en España, respectivamente, la *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* (Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos, ERSE) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) asumen la responsabilidad de regular únicamente el sector de la energía. A su vez, en los Países Bajos, la *Dienst uitvoering en toezicht Energie* (DTE) asume las funciones de regulador de energía y de autoridad de competencia. En Irlanda y en Noruega, respectivamente, la *Commission for Electricity Regulation* (CER) y la *Norges vassdrags- og energidirektorat* (NVE) asumen la responsabilidad de regular el sector energético y el sector del agua. Un caso muy distinto es el de Alemania, donde la *Bundesnetzagentur* (BNetzA) se encarga de regular los ámbitos de la energía, las telecomunicaciones, los correos y los ferrocarriles.

⁴ Bélgica, España, Finlandia, Irlanda, Italia, Noruega, Países Bajos, Portugal, Reino Unido y Suecia.

⁵ Austria, Dinamarca, Francia, Grecia y Luxemburgo.

⁶ Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Dinamarca, España, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Irlanda, Islandia, Italia, Malta, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, República Checa, Reino Unido, Rumanía y Suecia.

GRÁFICO 3. *Las veintinueve autoridades reguladoras nacionales de energía del espacio europeo*

Las entidades reguladoras del sector energético europeo presentan también grados de independencia muy dispares de cara a sus gobiernos nacionales, lo cual repercute en el modo de inserción de la entidad reguladora en la estructura del Estado, en el modo de nombramiento o destitución de sus miembros, en las competencias que se les atribuyen, en su autonomía financiera y en las incompatibilidades de ejercicio de funciones de sus miembros. Estas diferencias provocan que las veintinueve entidades reguladoras tengan poderes de actuación y de decisión muy diferentes en cada uno de los países.

3. Retos de la Regulación y respuesta de la ERSE

Los principales retos a los que los Reguladores de Energía Europeos deben enfrentarse son los siguientes:

- coexistencia de sectores en forma de Monopolios y en Competencia;
- organización de Mercados Mayoristas eficientes;
- organización de Mercados Minoristas eficientes;
- garantía de la Fiabilidad del Sistema;
- garantía de la Seguridad de Abastecimiento;
- garantía de la Calidad de Servicio;
- cumplimiento de las obligaciones de servicio público (por ejemplo: servicio universal en el sector eléctrico);

- promoción del interés público (Energías Renovables, Cogeneración, Eficiencia Energética);
- incentivos para la optimización de las infraestructuras existentes;
- incentivos para la optimización de la ampliación del sistema;
- «gestión pública» (*Governance*) de los mercados regionales con objeto de crear un Mercado Interior de la Energía en todo el territorio europeo.

Coordinada con la Comisión Europea, la respuesta de los Reguladores Europeos de la Energía pasa por un modelo de regulación en cooperación, con un incentivo para la intervención activa de todos los agentes del sector, ya sean los gestores de las redes, los productores, los comercializadores mayoristas y minoristas, la industria o los consumidores.

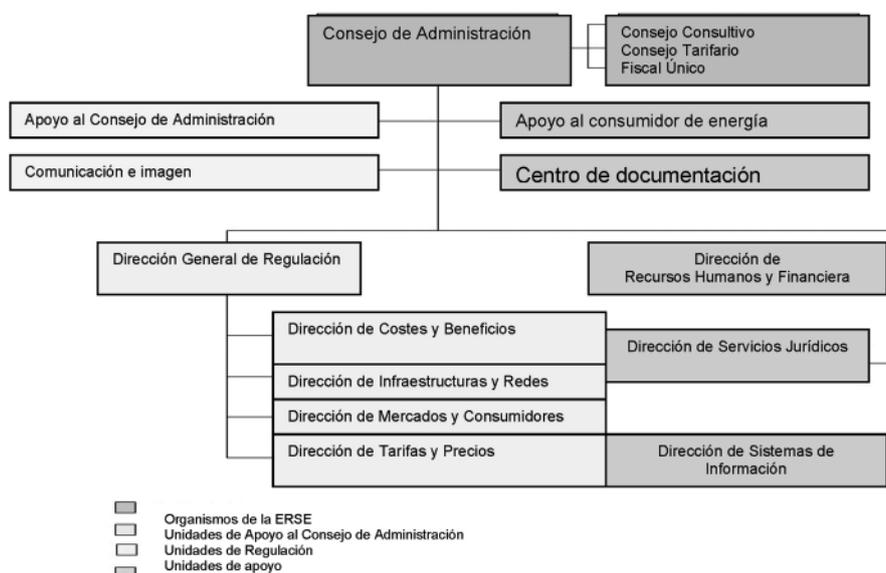
Como responsable de la regulación de los sectores del gas natural y de la electricidad en Portugal, la actividad de la ERSE se encarga de mantener el equilibrio de tres intereses que deberán ser armonizados: el interés general, el interés de los consumidores y el interés de las entidades reguladas. He aquí sus principales atribuciones, como líneas de orientación a grandes rasgos para el cumplimiento de sus objetivos y finalidad:

- proteger los derechos e intereses de los consumidores en relación a precios, servicios y calidad de servicio;
- crear condiciones para el funcionamiento eficiente y competitivo de los mercados energéticos y contribuir para mejorar la eficiencia de las actividades sujetas a regulación;
- garantizar la objetividad de las reglas de regulación y transparencia de las relaciones comerciales entre gestores y entre éstos y los consumidores;
- contribuir para una mejora progresiva de las condiciones técnicas, económicas y medioambientales en los sectores regulados estimulando, en particular, la adopción de prácticas que fomenten la utilización eficiente de los recursos energéticos y la existencia de patrones adecuados de calidad de servicio y de protección del medio ambiente;
- fomentar la utilización eficiente de energía y la mejora de la eficiencia ambiental de las empresas reguladas;
- verificar el cumplimiento de las obligaciones de servicio público en los sectores regulados;
- promover la información y la aclaración de los consumidores de energía, con posibilidad de exigir a las entidades reguladas el envío de información relativa al ejercicio de sus actividades;

En el sector de la energía, la ERSE comparte competencias en el ámbito de la promoción/control de la competencia con la Autoridad de Competencia (*Autoridade da Concorrência*) y en el ámbito de la promoción/control de los Mercados organizados con la Comisión de Mercados y Valores Mobiliarios (*Comissão de Mercados de Valores Mobiliários*).

El gráfico 4 muestra el organigrama de la ERSE.

GRÁFICO 4. Organigrama de la ERSE



El Consejo de Administración de la ERSE es el organismo colegial responsable de la definición y acompañamiento de la actividad reguladora de la ERSE. Está compuesto por un presidente y dos vocales nombrados mediante resolución del Consejo de Ministros por un período de cinco años. Con un número máximo permitido de dos mandatos e incompatibilidad durante y después del mandato por dos años, los miembros del Consejo de Administración no pueden ser destituidos con objeto de garantizar la independencia de su actuación.

Las competencias del Consejo de Administración de la ERSE son las siguientes:

- definir la orientación general de la ERSE y acompañar durante su ejecución;
- aprobar las disposiciones reglamentarias internas y externas necesarias para el ejercicio de sus funciones;
- elaborar dictámenes sobre asuntos específicos;
- tomar las decisiones necesarias para concretar los objetivos y cumplir sus obligaciones;
- dirigir la actividad de la Entidad Reguladora.

Cabe destacar la importancia de la autonomía financiera de la ERSE, cuya actividad se financia a partir de las tarifas y no depende de los Presupuestos del Estado, aunque su presupuesto anual esté sujeto a la aprobación del Ministro competente (Economía e Innovación).

Un valor orientador de la actividad de la ERSE consiste en las normas claras, sencillas y públicas del proceso de toma de decisiones y en la inclusión sistemática de sus organismos consultivos: el Consejo Consultivo y el Consejo Tarifario.

El Consejo Consultivo de la ERSE está constituido por los representantes de las entidades que constan en el cuadro 1, interviene en los procesos y emite dictámenes no vinculantes sobre:

- el Plan de actividades y el Presupuesto anual;
- el Informe de Actividades y de Cuentas anuales;
- el Dictamen de la ERSE sobre los Patrones de Seguridad de la Producción y del Sistema de Transporte;
- la revisión de los Reglamentos de la responsabilidad de la ERSE (a excepción del Reglamento Tarifario);
- las normas de acceso del sistema eléctrico no vinculado;
- las propuestas relativas a los Patrones de Seguridad y de calidad del transporte y distribución del gas natural;
- otros asuntos sometidos por el Consejo de Administración.

Por su parte, el Consejo Tarifario de la ERSE está constituido por los representantes de las entidades que figuran en el cuadro 2 e interviene en los procesos y emite dictámenes no vinculantes sobre las propuestas de Tarifas y Precios y de revisiones de los Reglamentos Tarifarios del sector eléctrico y del gas natural.

CUADRO 1. *Entidades cuyos representantes constituyen el Consejo Consultivo de la ERSE*

Ministro de Economía, que lo preside (1)
Ministro de Finanzas (1)
Ministro de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio (1)
Miembro del Gobierno responsable de la protección de los consumidores (1)
Asociación Nacional de Municipios (1)
Instituto del Consumidor (1)
Dirección General de Energía y Geología (1)
Instituto de Medio Ambiente (1)
Consejo de la Competencia (1)
Entidades titulares de una autorización vinculada de producción de electricidad (1)
Entidades titulares de una autorización no vinculada de producción de electricidad (1)
Entidad concesionaria de la Red Nacional de Transporte de Energía Eléctrica (RNT) (1)
Entidad titular de una autorización vinculada de distribución de energía eléctrica en media y alta tensión (1)
Entidad titular de una autorización vinculada de distribución de energía eléctrica en baja tensión (1)
Entidad titular de la concesión de servicio público de transporte de gas natural (1)
Entidades concesionarias de las redes de distribución regional (1)
Titulares de una autorización de distribución de servicio público de gas (1)
Asociaciones de protección del Consumidor (2)
Clientes no vinculados de electricidad (1)

<p>Grandes consumidores industriales de gas natural (1) Consumidores de gas natural para producción de electricidad (1) Gobierno de la Región de las Azores (1) Gobierno de la Región de Madeira (1) Empresas del sistema eléctrico de la Región Autónoma de las Azores (1) Empresas del sistema eléctrico de la Región Autónoma de Madeira (1) Consumidores de la Región Autónoma de las Azores (1) Consumidores de la Región Autónoma de Madeira (1)</p>

CUADRO 2. *Entidades cuyos representantes constituyen el Consejo Tarifario de la ERSE*

<p>Entidad concesionaria de la RNT (1) Entidad titular de una autorización vinculada de distribución de energía eléctrica en media y alta tensión (1) Entidad titular de una autorización vinculada de distribución de energía eléctrica en baja tensión (1) Entidad titular de la concesión del transporte de gas natural a través de la red de alta presión (1) Entidades concesionarias de distribución regional de gas natural (1) Entidades autorizadas para la distribución de gas en régimen de servicio público (1) Clientes no vinculados de electricidad (1) Grandes consumidores industriales de gas natural (1) Asociaciones de Protección del Consumidor (3) Instituto del Consumidor (1) Empresas reguladas das Regiones Autónomas de las Azores y de Madeira (2) Representantes de los consumidores de las Regiones Autónomas (2)</p>

La competencia, la cooperación y la transparencia son los tres valores orientadores de la actividad de la ERSE.

La transparencia en la actividad de la ERSE puede observarse a través de lo siguiente:

- implicación de todos los interesados en el proceso de regulación y puesta a disposición de información para permitir la participación de los operadores de manera informada en el proceso de regulación;
- normas claras, simples y públicas del proceso de toma de decisiones, implicación sistemática de los organismos consultivos de la ERSE: el Consejo Consultivo y el Consejo Tarifario;
- presentación de informes ante la Asamblea de la República;
- Plan de Actividades discutido por todos los interesados en el Consejo Consultivo de la ERSE (lo cual permite garantizar la previsibilidad de las acciones de la Entidad Reguladora);
- promoción de la transparencia a través de la publicación de documentos de caracterización de los sectores regulados;
- realización de procesos de consulta pública, incluyendo Audiciones Públicas abiertas a la participación de todos los interesados;

- procesos de regulación que se inician con un Anuncio de Propuesta de Regulación que somete a discusión las principales materias que se van a regular y establece un calendario de las distintas fases del proceso;
- análisis y respuesta a todas las observaciones enviadas a la ERSE en el ámbito de procesos de consulta pública; publicación de documentos justificativos de las decisiones tomadas;
- organización de conferencias y seminarios sobre asuntos relacionados con la regulación de los sectores regulados;
- puesta a disposición de información en el sitio de Internet de la ERSE y de un boletín de información (*newsletter*) de suscripción voluntaria (www.erse.pt).

Un ejemplo del modo en que tiene lugar la participación expresa de todos los interesados en el proceso de decisión de la ERSE se puede observar en el procedimiento instruido de aprobación de modificaciones reglamentarias.

De este modo, con objeto de permitir la participación de todos los interesados, la ERSE somete procesos a Consulta Pública mediante la publicación de los textos de los proyectos de modificación de las disposiciones reglamentarias a través de su sitio web. Con este mismo objetivo, la ERSE comunica expresamente el proceso a las entidades reguladas y a las asociaciones de consumidores. Asimismo, se convoca al Consejo Consultivo (o al Consejo Tarifario) y emite un dictamen sobre los proyectos de modificación de las disposiciones reglamentarias. Las entidades reguladas, las asociaciones de consumidores y todos los interesados participan en el proceso de aprobación de las disposiciones reglamentarias mediante el envío de observaciones y sugerencias entregadas durante la Consulta Pública y mediante intervenciones durante la Audición Pública que concluye el proceso de Consulta Pública.

Tras la aprobación de las disposiciones reglamentarias, la ERSE publica un documento en el que hace constar las observaciones y sugerencias recibidas (con la identificación de su autor, salvo si éste dispone lo contrario expresamente) y justifica las sugerencias aceptadas y las no incluidas.

El segundo valor orientador de la actividad de la ERSE, la cooperación con todas las entidades interesadas en el proceso de regulación, consiste en la colaboración con:

- asociaciones de consumidores y empresas reguladas;
- entidades de la Administración Pública, en particular la Dirección General de Energía y Geología y el Instituto del Consumidor;
- otras entidades reguladoras nacionales;
- autoridades reguladoras extranjeras, en particular la Comisión Nacional de Energía de España y la *Commission de Régulation de l'Énergie* de Francia, destinada, con la primera, a la constitución y control del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) y del Mercado Ibérico del Gas Natural (MIBGAS), y con ambas, del Mercado Regional del Sudoeste de Europa de Electricidad y de Gas Natural;
- Consejo Europeo de Reguladores de la Energía (CEER);

- Grupo de Organismos Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas (ERGEG);
- Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE);
- entidades reguladoras de los países de lengua oficial portuguesa, a través de la recién constituida *Associação de Reguladores de Energia dos Países de Língua Oficial Portuguesa* (Asociación de Reguladores de Energía de los Países de Lengua Oficial Portuguesa, RELOP);
- instituciones internacionales, en particular a nivel comunitario;
- universidades y centros de investigación.

Por último, la orientación sobre la competencia en la actividad de la ERSE se concreta a través de:

- formación interdisciplinar de sus colaboradores;
- colaboración con universidades y centros de investigación;
- participación activa en los grupos de trabajo del CEER y del ERGEG;
- estudio de las mejores prácticas internacionales de regulación;
- apuesta por sistemas de información modernos.

4. Conclusiones

En un período extremadamente dinámico de construcción del Mercado Europeo de la Energía, que se fundamenta en la Competitividad, Seguridad de Abastecimiento y Sostenibilidad, con un ordenamiento jurídico nacional que se ha ido adaptando a la evolución del marco jurídico comunitario, con la ERSE desempeñando un papel muy activo en el proceso asociativo de los Reguladores Europeos de la Energía y en la interacción entre los desarrollos nacionales y europeos, considerando la diversidad de características de los Reguladores Europeos de la Energía y los retos que plantea la regulación del sector de la energía, se asumió, a nivel europeo, optar por un modelo de regulación en el que la Comisión Europea, las entidades reguladoras nacionales y su estructura asociativa desarrollasen su actividad en cooperación con todas las partes que intervienen en el sector de la energía.

Al reto que plantea este modelo de regulación, la ERSE responde a través de la transparencia, la competencia y el espíritu de cooperación con el que ejerce sus competencias, asumiendo su independencia y guiando sus decisiones por el equilibrio entre el interés general de la sociedad, de los consumidores y de las entidades reguladas.

El hecho de compartir información y experiencias entre las Entidades Reguladoras Iberoamericanas de Energía, posible mediante un foro como la ARIAIE, constituye un instrumento más de difusión de buenas prácticas, que permite a la ERSE y a todos los que tienen el privilegio de participar en el mismo, consolidar y fundamentar su trabajo.

CAPÍTULO 5

REGULACIÓN DE LA CALIDAD

ALFREDO DAMMERT LIRA

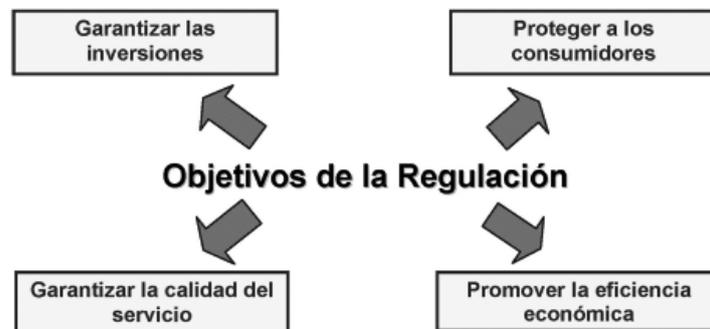
Presidente del Consejo Directivo del Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN, Perú)

1. Marco Teórico

1.1. INTRODUCCIÓN

Si bien la regulación tiene como objetivo final garantizar el suministro adecuado de los servicios públicos para los usuarios presentes y futuros, es decir que los precios sean eficientes y permitan la sostenibilidad del servicio, el logro de este objetivo implica que los precios sean tales que garanticen las inversiones requeridas y adicionalmente supone el control de otras variables de importancia como es la calidad del servicio (gráfico 1).

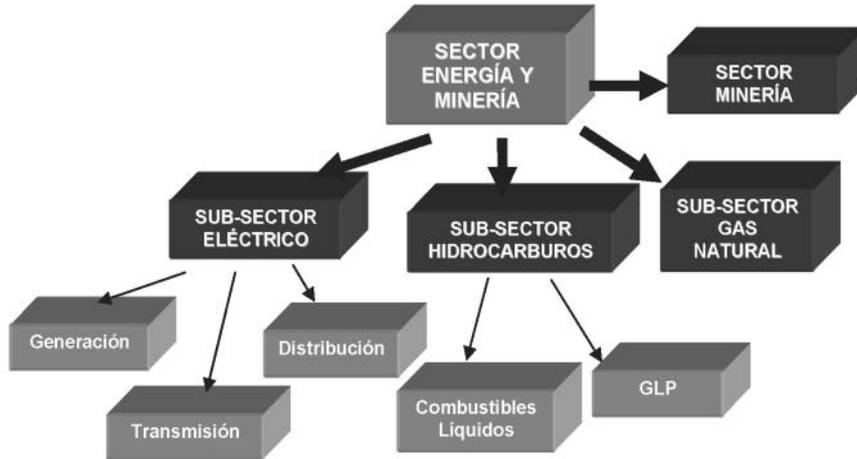
Gráfico 1. *Objetivos de la Regulación*



Fuente: OSINERGMIN.

En el caso del sector energético y minero, las actividades supervisadas son múltiples, siendo los incentivos para proveer calidad muy diversos entre los agentes. En algunos casos estos están asociados al marco regulatorio y en otros al entorno competitivo existente (gráfico 2).

GRÁFICO 2. Estructura del Sector



Fuente: OSINERGMIN.

1.2. SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD

El Nivel Óptimo de Calidad

Antes de analizar los mecanismos para garantizar la provisión de la calidad, debe evaluarse el nivel de la calidad que se debe exigir a los concesionarios. Este surge de un análisis costo – beneficio donde lo que debe minimizarse es el costo para la sociedad de proveer calidad, el cual es la suma de los costos de inversión y mantenimiento para proveerla y el valor de los daños causados a los usuarios. El nivel de calidad óptimo se encontrará cuando el valor marginal del daño reducido por incrementar la calidad se iguale al costo marginal de proveer el nuevo nivel de calidad.

Es recomendable tener en cuenta que a mayor calidad mayor será el costo del servicio. Un análisis de la provisión óptima de calidad debe, por lo tanto, considerar sus costos y beneficios. Rivier Abbad (1999) define el Costo Social Neto (CSN) de proveer la calidad como la suma de las inversiones necesarias para lograr un determinado nivel de calidad más el costo o daño a los clientes asociado con este nivel de calidad —es decir, lo que pierden por no tener mayor calidad—. Por ejemplo, se puede pensar en el costo que representa para una fábrica tener una interrupción del servicio. El CSN se puede expresar en la siguiente fórmula:

$$\text{CSN} = I(\text{CAL}) + C(\text{CAL}) \quad (1)$$

Donde:

$I(\text{CAL})$: costos de inversión necesarios para lograr un nivel de calidad «CAL»

$C(CAL)$: costo de los usuarios asociado al nivel de calidad «CAL» (costo para el usuario de tener el nivel de calidad «CAL» en vez de la calidad máxima)

Se asume que tanto $I(CAL)$ como $C(CAL)$ son funciones convexas. Es decir, en el caso de $I(CAL)$ el costo de mejorar la calidad en una unidad es cada vez mayor y en el caso $C(CAL)$ el costo para el usuario de incrementar la calidad en una unidad es cada vez menor, lo que indica que los primeros incrementos en la calidad tienen un mayor efecto sobre el bienestar del usuario. Las funciones CSN, $I(CAL)$ y $C(CAL)$ se muestran en el Gráfico N° 3

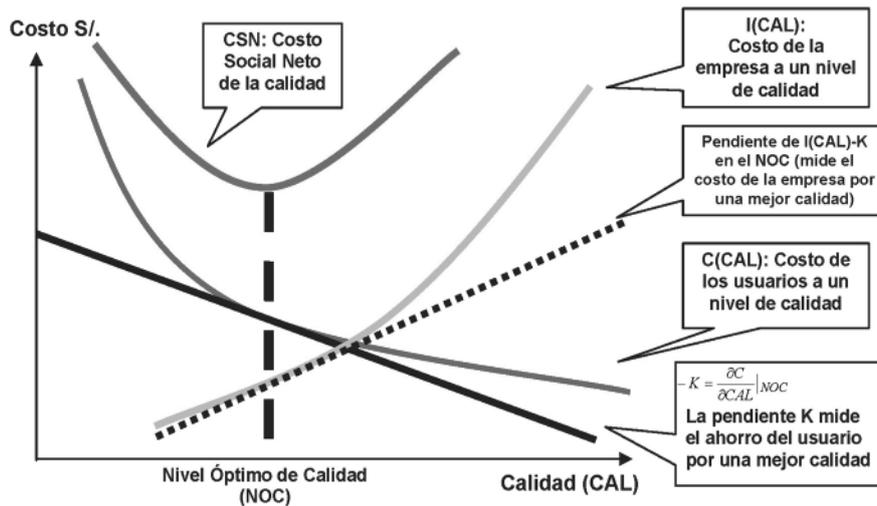
Minimizando la función CSN de (1) tenemos que el nivel óptimo de calidad se encuentra donde:

$$IM(cal) = \frac{\partial I(CAL)}{\partial CAL} = - \frac{\partial C(CAL)}{\partial CAL} = CM(CAL) \quad (2)$$

El punto correspondiente al óptimo se presenta como Nivel Óptimo de Calidad (NOC) en el gráfico 3.

Sin embargo, el cálculo de estas variables es complejo. Para estimar el costo de una baja calidad para los usuarios se requieren de encuestas para calcular las disponibilidades a pagar por los diferentes tipos de consumidor y para estimar el costo de proveer calidad se requieren estudios sobre el efecto de implementar diversas medidas y equipamiento sobre la calidad. Sin embargo, tal como comenta Rivier Abbad (1999), se considera que ambas curvas tienen pendientes crecientes, es decir que el costo marginal se incrementa más que proporcionalmente al incrementar la calidad y que el valor marginal perdido conforme se incrementa la calidad se va reduciendo.

GRÁFICO 3. Nivel Óptimo de Calidad



Fuente: Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico (2008) – Alfredo Dammert et al.

Incentivos a Proveer Calidad

En muchos casos, las empresas reguladas tienen bajos incentivos para cumplir con una calidad estándar debido a factores como la heterogeneidad de los consumidores y la información asimétrica. Este problema surge principalmente cuando se han implementado mecanismos tarifarios basados en incentivos que disocian los precios de los costos reales de las empresas durante determinados períodos haciendo que las diferencias entre estos puedan ser apropiadas por las empresas, lo que hace que en su afán de ganar más, las empresas puedan comprometer la calidad del servicio. En los esquemas de regulación por costos puede surgir más bien un incentivo contrario, a proveer más calidad que la socialmente óptima, debido a que todos los costos son transferidos a las tarifas.

Así, cuando las empresas reducen costos, en su competencia con una empresa modelo eficiente como es el caso peruano, también pueden estar minimizando las inversiones en infraestructura y mantenimiento. Ello afecta tanto la calidad del servicio, lo cual incide sobre los usuarios (caso de la electricidad, hidrocarburos, gas natural) como a otros agentes no relacionados con la actividad (Externalidades en Minería).

En consecuencia, es necesario un mecanismo que fije un estándar mínimo de calidad y que remunere adecuadamente sancionando a las empresas por el incumplimiento de estos estándares.

1.3 CALIDAD – INCENTIVOS

Mecanismo de Regulación Propuesto

El nivel de calidad óptimo debe incorporarse en el diseño de las tarifas (como las empresas modelo de electricidad¹) a fin de que pueda ser exigido por el regulador.



Este diseño global (a nivel de sistema) es complementario con un mecanismo individual (a nivel de usuario o agente afectado por la actividad) en el cual se pueden utilizar índices individuales de calidad mínima y bonificar y/o sancionar según el cumplimiento o incumplimiento de dicho estándar.

Ingresos y Función de Incentivos

Los ingresos totales percibidos por las empresas operadoras deberían estar formados por tres componentes. El primer componente es aquél que garantiza la

¹ En el Perú se fijan las tarifas en el segmento de distribución según el mecanismo de la empresa modelo eficiente.

calidad de referencia (calidad base) y todas las demás obligaciones; estos ingresos deben estar sujetos a revisiones tarifarias y a un control por resultados y aseguramiento de la calidad. Además deben existir otros dos componentes más que aseguren los incentivos para la correcta gestión de la calidad en la empresa; estos serían premios por superar la calidad estándar (calidad base) y penalizaciones por no alcanzar el estándar establecido.

Implementación - Caso Electricidad²

En el caso de la supervisión de la calidad en el servicio de electricidad minimizamos el Costo Social Neto:

- Mediante índices sistémicos (SAIDI³ y SAIFI⁴)

Se controla el promedio de la calidad individual, y la remuneración se adecua a los costos asumidos por la empresa para alcanzar dicho nivel de calidad. Este indicador considera la calidad del Sistema Eléctrico en conjunto.

- Mediante índices individuales (N⁵ y D⁶)

Se controla los casos atípicos de calidad individual (lejanos al promedio). En consecuencia, se garantiza una calidad mínima para todos los clientes y una mayor semejanza en los niveles de calidad con respecto al promedio. Este indicador considera la calidad por cliente.

En este esquema, no se fiscaliza la política de inversión y/o de planificación de las empresas; sino sólo los resultados obtenidos en la calidad del servicio (a nivel de conjunto y a nivel Individual).

1.4. SUPERVISIÓN DE LA SEGURIDAD

Incentivos para reducir los riesgos de accidentes y daño a la vida de las personas

En el caso de la supervisión de la seguridad se deben calcular multas con criterios disuasivos que midan el costo evitado de la empresa al incumplir normas de seguridad.

En caso de daño a la vida, se aplica una multa que incorpora un porcentaje de la pérdida de bienestar de los individuos que han sufrido daño en su vida (este bienestar se aproxima con el Valor de la Vida Estadística).

OSINERGMIN viene realizando estudios para incorporar mecanismos de impacto al bienestar que no solo implique el bienestar individual sino también el impacto en la familia y en la sociedad por la pérdida de un individuo.

² Para un mayor detalle de los indicadores mencionados en esta sección se puede ver la Sección 3 de este documento, en específico la sub-sección de calidad del suministro.

³ Duración media de interrupción del servicio por usuario (SAIDI por sus siglas en inglés).

⁴ Frecuencia media de interrupción por usuario (SAIFI por sus siglas en inglés).

⁵ Número de interrupciones durante un periodo determinado.

⁶ Duración total de las interrupciones durante un periodo determinado.

En caso de daño, el porcentaje del valor de la pérdida de bienestar incorporado en la Multa es pequeño, entre 0 y 10 por 100, pues el Organismo Regulador no tiene facultades compensatorias. El usuario afectado recurre al poder judicial para ser compensado.

1.5. SUPERVISIÓN DEL MEDIO AMBIENTE

Incentivos para reducir el impacto al medio ambiente derivado de las actividades del sector

De manera similar a la forma en que se calculan las multas en el caso de la supervisión de la seguridad se calcula una multa con criterio disuasivo que mida el costo evitado de la empresa al incumplir normas medioambientales.

En caso de daño al medio ambiente, se aplica una multa que incorpora un porcentaje del valor del daño generado (este valor se aproxima con la técnica de valoración contingente y en algunos casos con el método de transferencia de valor).

En este caso también el porcentaje del valor de la pérdida de bienestar incorporado en la Multa es pequeño ya que el Organismo Regulador no tiene facultades compensatorias; OSINERGMIN incorpora un 5 por 100 del daño generado. Otras instituciones, entidades o individuos pueden recurrir al poder judicial para generar una compensación.

2. Modelo de Supervisión en OSINERGMIN

2.1. RESPONSABILIDADES DEFINIDAS

Rol del Supervisor

Dentro del rol supervisor de OSINERGMIN, encontramos 2 funciones específicas:

- Supervisión y Fiscalización

El desarrollo de la supervisión debe de hacerse de manera proactiva, con énfasis en la fiscalización (orientado a resultados). La búsqueda de eficacia debe lograrse mediante el gradualismo en la consecución de resultados y siempre aplicando un «enfoque científico» mediante el uso de métodos estadísticos (como es el caso de las técnicas de muestreo).

- Sanciones

Las multas y sanciones, desde un punto de vista intertemporal, deben ser un mecanismo disuasorio de conductas que se consideran inadecuado más que un régimen de sanciones punitivas, pues de lo que se trata es que las empresas cumplan con la normatividad que dicta el órgano regulador.

Un elemento complementario al procedimiento sancionador, lo representa el mecanismo de fiscalización y el esfuerzo que dicho mecanismo implica, tanto para el Estado en su rol supervisor como para la empresa supervisada. Al respecto, existen dos enfoques de fiscalización: el prescriptivo y el basa-

do en incentivos. El enfoque prescriptivo se relaciona con una perspectiva punitiva del proceso sancionador, mientras que el enfoque de incentivos se centra en la señal disuasoria de conductas no deseadas. Para OSINERG-MIN, este último enfoque es el que debe ser utilizado en las actividades de supervisión y fiscalización de las actividades a su cargo.

El poder de disuasión de las sanciones dependerá de los instrumentos utilizados por el Estado, específicamente de la utilización de sanciones monetarias y no monetarias que anulen el incentivo económico de infringir las normas. La idea principal que se asocia a un enfoque de incentivos es que las empresas supervisadas se enfrentan ante el dilema de cumplir o no cumplir con una disposición normativa. En el caso de cumplir la normativa ello implicará un costo monetario para la empresa mientras que si no cumple con la normativa la empresa se evita dicho costo monetario, pero puede ser multada en el caso que sea detectada. Asumiremos que el proceso de detección de una infracción es un proceso aleatorio discreto, de forma que el beneficio esperado por la empresa infractora (al evitarse el costo monetario) será igual a:

$$E(\pi) = (1-p) \pi_i + p(\pi_i - M) \quad (3)$$

Donde «p» representa la probabilidad de detección y sanción de la conducta indebida⁷, π_i representa el beneficio económico obtenido en caso de cometer la infracción y «M» representa la multa que se le impondría de ser detectada la infracción. Bajo el enfoque de incentivos, la multa debe de lograr que el valor esperado de los beneficios asociados a la conducta infractora sean nulos, ello se obtiene cuando:

$$M^* = \frac{\pi_i}{P} \quad (4)$$

Sin embargo, la efectividad del sistema también dependerá de los recursos destinados a la supervisión y fiscalización, los cuales aumentan la probabilidad de detección de las infracciones.

La aplicación de criterios estadísticos en el procedimiento de fiscalización, de criterios económicos en el cálculo de las sanciones y penalidades, y de sus montos máximos, permite brindar una base técnica, transparente y consistente al proceso sancionador. Ello permite otorgarle al agente supervisado y a la sociedad en general la confianza necesaria de que el proceso sancionador no tendrá resultados imprevisibles o parcializados.

Por último, en el caso que las infracciones ocasionen un daño a los usuarios adicional a la transferencia de recursos del usuario a la empresa, que estaría incluida dentro de los beneficios ilícitos, la metodología usada para el cálculo de las multas incluye incorporar un componente adicional que consiste en adicional a la multa un porcentaje α del daño, quedando la multa de la siguiente forma:

⁷ Esta probabilidad se puede interpretar como el producto de las probabilidades de detección y sanción de la infracción en el caso que estas sean independientes.

$$M^* = \frac{\pi_1}{P} + \alpha \times \text{Daño} \quad (5)$$

Este porcentaje alfa no puede ser muy alto, habiéndose convenido en un 5 por 100, pues solo trata de incorporar el daño como señal para las empresas, pues dado el sistema administrativo peruano, tendrían que ser los usuarios quienes a través del poder judicial exijan compensaciones a la empresa. Incluso, en algunos casos estas compensaciones ya están contempladas por otras normas como la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, por lo que en las multas por interrupciones aplicadas por OSINERGMIN sólo se incluyen los costos evitados.

Obligaciones del Supervisado

Las empresas supervisadas deben cumplir lo dispuesto en la normativa del sector. Si la incumplieran, deben acatar las medidas correctivas y/o sancionadoras impuestas por OSINERGMIN.

2.2. TREINTA Y OCHO PROCEDIMIENTOS DE SUPERVISIÓN

A la fecha, se han emitido 38 Resoluciones de Consejo Directivo que aprueban Directivas y Procedimientos de Supervisión en los Sub Sectores:

- Electricidad: 17 Procedimientos
- Hidrocarburos: 13 Procedimientos
- Gas Natural: 8 Procedimientos

En Minería, se está implementando un Programa de Monitoreo por Cuencas cuya implementación constituye un nuevo método de Supervisión.

2.3. VEINTINUEVE PROCESOS CERTIFICADOS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD (SGC) EN OSINERGMIN

Con el Sistema de Gestión de la Calidad, se busca hacer predecibles y transparentes los procesos que realizan día a día cada una de las gerencias en su alineación con la Misión de Supervisión y Fiscalización de los Sectores Electricidad, Hidrocarburos, Gas Natural y Minería.

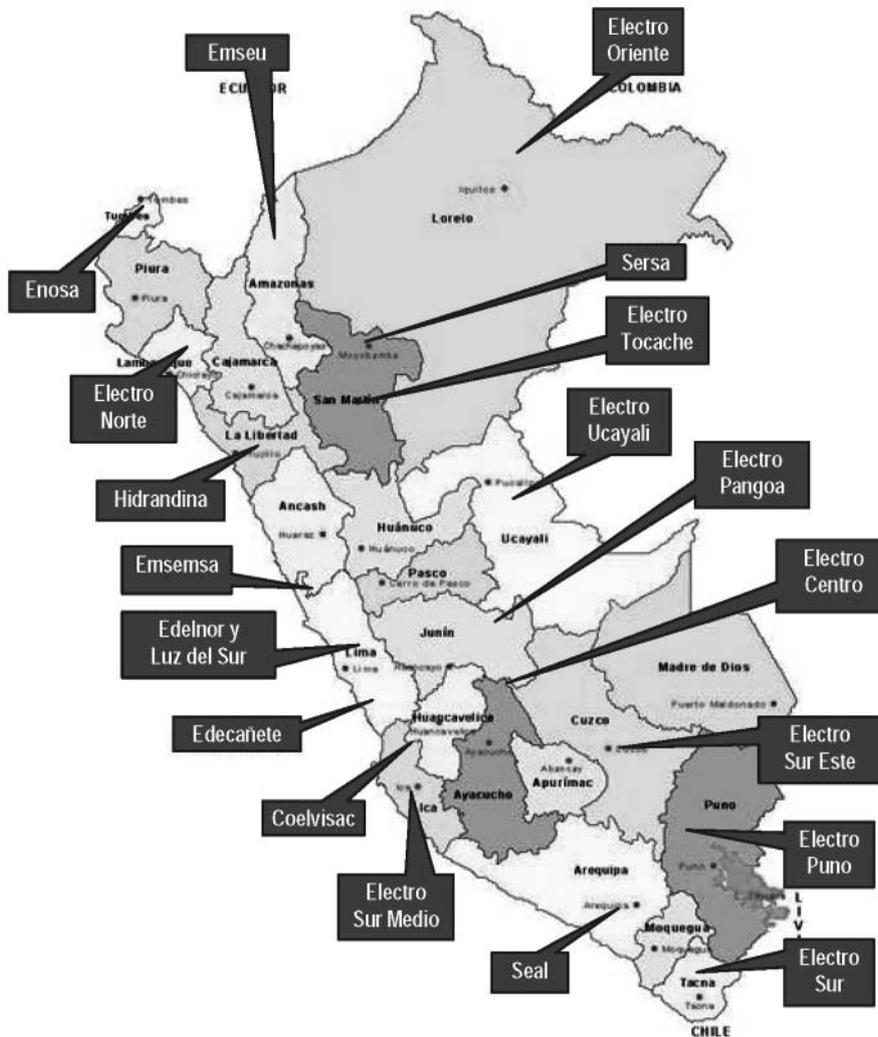
- En el 2005: 1 proceso (Hidrocarburos)
- En el 2006: 3 procesos (Comunicaciones)
5 procesos (Electricidad)
1 Proceso (JARU)
1 Proceso (GART)
- En el 2007: Se han unificado los procesos teniendo a la fecha 29 PROCESOS CERTIFICADOS, incluidas 5 Oficinas Regionales.

3. Esquemas de Supervisión. Sub Sector Electricidad

Ámbito de Fiscalización

El ámbito de fiscalización de OSINERGMIN abarca a las empresas de los segmentos de Generación (22), Transmisión (9), Distribución (22) y a los Autoprodutores (114) en todas las regiones del Perú, totalizando 167 empresas. El gráfico 4 muestra a las principales empresas distribuidoras que operan en el Perú.

GRÁFICO 4. Principales Empresas Distribuidoras



Fuente: GFE – OSINERGMIN.

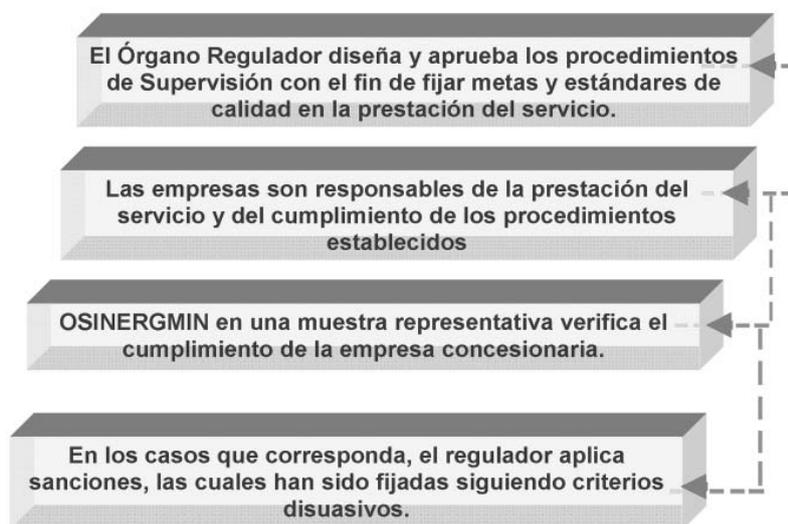
Supervisión por Procedimientos

Desde el año 2003 la modalidad de supervisión es por procedimientos. Dicha supervisión está basada en el muestreo estadístico con la información proporcionada por las empresas según los formatos aprobados por OSINERGMIN, así también se pre-establecen tolerancias.

Se han obtenido resultados que confirman la eficacia y economía de recursos mediante la Modalidad de supervisión por procedimientos. En ese sentido, durante el 2007, se ha profundizado el esquema de supervisión poniendo énfasis en la Fiscalización de la Cadena de Valor del Sector Eléctrico de mayor impacto al usuario (Distribución y Comercialización).

En el método de supervisión por procedimientos (gráfico 5) el órgano regulador diseña y aprueba los procedimientos de supervisión con el fin de fijar metas y estándares de calidad en la prestación del servicio eléctrico. Las empresas concesionarias son responsables de la prestación del servicio y del cumplimiento de los procedimientos establecidos por el órgano regulador. El regulador está considerando como base el total del parque de las empresas operadoras toma una muestra representativa con la cual verifica el cumplimiento de la empresa concesionaria. En los casos en que las concesionarias no cumplan con lo establecido en los procedimientos, el regulador aplica sanciones, las cuales han sido fijadas siguiendo criterios disuasivos (Multas Ex-Ante).

GRÁFICO 5. *Supervisión por Procedimientos*

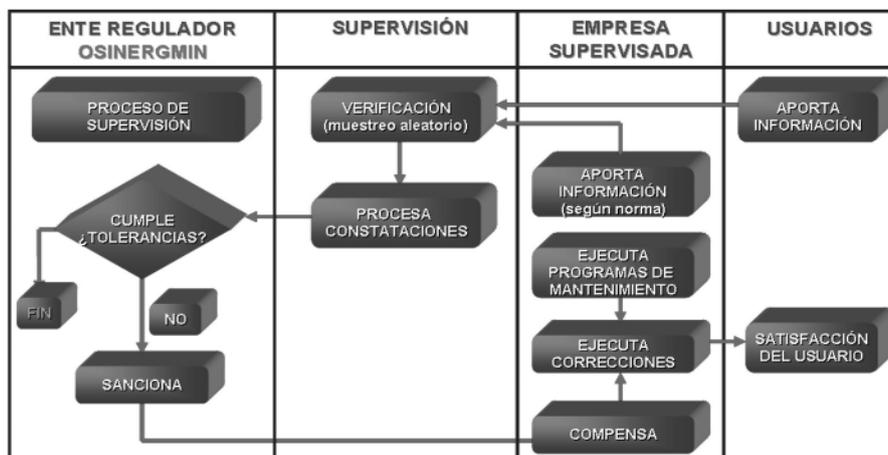


Fuente: OSINERGMIN.

El esquema de supervisión que aplica OSINERGMIN (gráfico 6) tiene como actores además del organismo regulador, a la empresa concesionaria y a los usua-

rios del servicio. Estos últimos colaboran con información, muchas veces en base a sus quejas y reclamos, y la empresa concesionaria debe aportar la información que requiere el organismo regulador en función a la normativa vigente, así como también debe realizar programas de mantenimiento para subsanar cualquier falla que pudiera presentarse. Con la información recibida el órgano regulador realiza las verificaciones en base a un muestreo estadístico, luego de lo cual se verifica si se cumple la tolerancia pre-establecida, en el caso de que esto no sucediera, se procede a iniciar un proceso sancionador, el cual no libra a la empresa concesionaria de realizar las correcciones del caso para cumplir con las tolerancias mencionadas (véase recuadro 1).

GRÁFICO 6. *Esquema de Supervisión*



Fuente: OSINERGMIN.

Supervisión de la Calidad de los Servicios Eléctricos

Un enfoque moderno para la supervisión de la calidad requiere de procedimientos efectivos que a su vez estén sujetos a criterios económicos. Un esquema típico de supervisión incluye las siguientes etapas:

- La autoridad normativa establece los niveles requeridos de calidad para cada caso teniendo en cuenta los beneficios y costos.
- El ente regulador o supervisor diseña los procedimientos de supervisión con el fin de alcanzar los niveles de calidad fijados en las normas, la forma como las empresas prestadoras del servicio deben medir y reportar sus niveles de calidad, así como las sanciones por los incumplimientos.
- La empresa prestadora del servicio informa al regulador o supervisor los niveles de calidad alcanzados de acuerdo a los procedimientos de requerimiento de información.

- El regulador o supervisor verifica que la información proporcionada por la empresa sea correcta. Dependiendo del indicador de calidad a medirse este proceso puede realizarse a través de un muestreo —alumbrado, facturación, contraste de medidores, entre otros—, dispositivos electrónicos —equipos testigos para la detección de interrupciones o medición de variaciones en la tensión e imágenes satelitales en el caso de aspectos medio ambientales por ejemplo—, entre otros.
- Cuando los niveles de calidad encontrados están por debajo de la norma, el regulador o supervisor aplica sanciones que normalmente consisten en multas pecuniarias, pero que pueden llegar en casos extremos a la paralización de los servicios, como en el caso de peligro inminente o daño irreversible.

RECUADRO 1

PROCEDIMIENTOS VIGENTES A FEBRERO 2008 – PROCEDIMIENTOS ESPECÍFICOS
<i>En Generación</i>
1. Disponibilidad y estado operativo de las unidades de generación del SEIN.
2. Mantenimiento aprobados por el COES.
<i>En Transmisión</i>
3. Deficiencias en seguridad en líneas de transmisión y distribución.
4. Performance de los sistemas de transmisión.
<i>En Distribución</i>
5. Operatividad del servicio de alumbrado público
6. Generación en sistemas eléctricos aislados.
7. Contrastación y/o verificación de medidores.
8. Corte y reconexión
9. Seguridad pública en media tensión
10. Seguridad en establecimientos públicos.
11. Operación de los sistemas eléctricos
12. Seguridad pública en baja tensión y conexiones eléctricas domiciliarias.
13. Facturación cobranza y atención al usuario.
14. Contribuciones reembolsables en el servicio público de electricidad.
<i>En los Procedimientos Transversales</i>
15. Condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica.
16. Solicitudes de calificación de fuerza mayor para instalaciones de transmisión y distribución.
17. Supervisión ambiental de las empresas eléctricas.

En el caso peruano, en octubre de 1997, se promulgó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE (D.S. N° 020-97-EM), donde se fijaron los estándares y compensaciones a cumplirse en los aspectos de calidad del suministro, calidad del producto y alumbrado público, así como un cronograma de aplicación por etapas. Paralelamente a ello, OSINERGMIN ha establecido una serie de procedimientos destinados a monitorear diferentes indicadores de calidad y seguridad que se deben supervisar en las actividades de generación, operación, transmisión y distribución. El cuadro 1 muestra los alcances de la función supervisora en el caso del Perú, mientras que el cuadro 2 muestra los indicadores utilizados en los procesos de supervisión del servicio público de electricidad para el caso peruano.

CUADRO 1. Alcances de la función de supervisión de OSINERGMIN

Área / objetivos	Metodología para empresas (obligaciones)	Procedimiento de supervisión de OSINERGMIN	Sanciones / compensaciones
Contraste de medidores	<ul style="list-style-type: none"> • Contrastar a solicitud del usuario. • Contrastar anualmente el 10 por 100 del parque de medidores. • Suministrar a Osinergmin información de su programa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Verifica realización de contrastes. • Supervisa realización de contrastes en función de muestreo estadístico (Resolución 005-2004-OS/CD). 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de sanción administrativa por incumplimiento de contrastación. • Procedimiento establece evaluación semestral.
Alumbrado público	<ul style="list-style-type: none"> • Prestar servicio de alumbrado público y mantener instalaciones. • Atender oportunamente quejas de los usuarios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Supervisión del funcionamiento del parque basado en muestra estadística representativa. • Establecimiento de tolerancias admisibles y de procedimiento de supervisión (Resolución 192-2003-OS/CD). 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de sanción administrativa por excederse de los límites de deficiencias admitidas en el procedimiento. • Evaluación semestral.
Zonas de alta afluencia de Público (zaaps)	<ul style="list-style-type: none"> • Notificar a los responsables de los establecimientos para que obtengan el Certificado de Buen Funcionamiento Eléctrico de Certificadoras (cbfe). • Efectuar el corte del servicio a aquellos establecimientos que no presente el cbfe. 	<ul style="list-style-type: none"> • Osinergmin comunica a concesionarias de electricidad relación de zaaps que están obligados a presentar cbfe. • Supervisa mediante muestra el cumplimiento de procedimiento 084-2005-OS/CD. 	<ul style="list-style-type: none"> • Verifica muestralmente los cortes del servicio por no contar con los cbfe. • Aplica sanciones administrativas por excederse de límites. • Informa a Fiscalía de Prevención de Delito para que actúe en casos de alto riesgo.
Seguridad pública en redes de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Conservar y mantener las redes e instalaciones cumpliendo las distancias y normas de seguridad. • Reportar periódicamente a Osinergmin información relativa a instalaciones de alto riesgo y riesgo moderado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Establece procedimiento de supervisión (Resolución 011-2004-OS/CD). • Supervisa mediante muestras e indicadores de deficiencias establecidos en media tensión y en subestaciones de distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de multas administrativas cuando no se subsanan deficiencias según metas establecidas.

Zonas de alto riesgo eléctrico en servidumbres de líneas de transmisión (zares)	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener líneas de transmisión y salvaguardar seguridad pública conservando distancias mínimas establecidas. • Informar a Osinergmin deficiencias según procedimiento establecido. • Disminuir zonas de riesgo identificadas mediante trabajos de saneamiento de zonas de servidumbre. 	<ul style="list-style-type: none"> • Establece procedimientos de reporte de información y de metas de saneamiento de líneas de transmisión (Procedimiento 264-2005-05/CD). 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplica sanciones administrativas por incumplimiento de metas establecidas de saneamiento de pliegos. • Dispone medidas cautelares por nuevas invasiones a franjas de servidumbre.
Fiscalización de generación de sistemas aislados	<p>Mantener eficientemente los sistemas de generación aislada evitando cortes prolongados del servicio.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Informar periódicamente al Osinergmin sobre el estado de equipos, margen de reserva de cada sistema y planes de contingencia operativa (PCO). 	<p>Establece procedimientos para la fiscalización y sistema de información de interrupciones y del balance entre oferta y demanda.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Supervisa planes de contingencia (ex ante) y verifica cumplimiento (ex post). 	<p>Aplica sanciones administrativas por exceder interrupciones o no contar con márgenes de reserva regulados.</p>

Fuente: GFE – Osinergmin.

Cuadro 2. Indicadores utilizados en el proceso de supervisión por OSINERGMIN

Procedimiento	Indicador	Fórmula	Fórmula	Frecuencia	Tamaño de Muestra
Supervisión y fiscalización del servicio de alumbrado público	Deficiencias de alumbrado público (AP)	$DEF\% = \frac{DEF}{LAMP} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DEF</i>%: porcentaje de lámparas de AP deficientes • <i>DEF</i>: número de lámparas deficientes en la muestra • <i>LAMP</i>: número total de lámparas de la muestra 	Semestral	4.62%
	Reclamos no atendidos	$RECL\% = \frac{RNAT}{RECLA} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>RECL</i>%: porcentaje de reclamos no atendidos en la muestra • <i>RNAT</i>: número de reclamos no atendidos • <i>RECLA</i>: número de reclamos del periodo 	Trimestral	100% (*)
Fiscalización de contratación y/o verificación de medidores de electricidad	Medidores no contrastados	$LOTEM = \frac{5 \times PARQUE}{100}$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>LOTEM</i>: número de medidores a contrastar • <i>PARQUE</i>: número total de medidores de la concesionaria 	Semestral	4%
	Cantidad de deficiencias por kilómetro de red	$DTMT\% = \frac{DEFTMT}{LRMT} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DTMT</i>: deficiencias por cada cien kilómetros de red • <i>DEFTMT</i>: número de deficiencias por kilómetros de red MT • <i>LRMT</i>: longitud de la red MT 	Semestral	8%
Fiscalización de deficiencias en líneas y subestaciones eléctricas de media tensión	Deficiencias de subestaciones de distribución	$DSED\% = \frac{DEFSED}{NTSED} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DSED</i>%: porcentaje de subestaciones deficientes • <i>DEFSED</i>: número de subestaciones deficientes en la muestra • <i>NTSED</i>: número de subestaciones de la muestra 	Semestral	7%
	Deficiencias de estructuras de media tensión	$DETM\% = \frac{DEFETM}{NTEEM} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DETM</i>%: porcentaje de deficiencias de estructuras de media tensión • <i>DEFETM</i>: número de deficiencias en la muestra • <i>NTEEM</i>: tamaño de la muestra de estructuras 	Semestral	8%

Procedimiento	Indicador	Fórmula	Frecuencia	Tamaño de muestra
Supervisión de la facturación, cobranza y atención al usuario	Desviación del monto facturado	$DMF = \left(\frac{MFC}{MCO} - 1 \right) \times 100$	Semestral	0.20%
	Calidad de facturación	$NCF = \frac{NRP}{NUA} \times 100$	Mensual	100% (*)
	Desviación en el número de días de consumo facturado	$DND = \frac{\sum (DNDFI \times NUAF)}{NUA}$	Semestral	0.20%
	Desviación en el plazo de vencimiento	$DPV = \frac{\sum (DND \times NUAF)}{NUA} \times 100$	Semestral	0.20%
	Desviación del tiempo de atención	$DTA = \frac{(TAC - TAE)}{TAE} \times 100$	Trimestral	Variable (**)
			<ul style="list-style-type: none"> • <i>DMF</i>: porcentaje de desviación del monto de facturación • <i>MFC</i>: monto facturado por concesionario (muestra) • <i>MCO</i>: monto de facturación calculado por OSINERGMIN (muestra) • <i>NCF</i>: calidad de facturación • <i>NRP</i>: número de facturas corregidas (antes de vencimiento) • <i>NUA</i>: número de usuarios facturados de la concesionaria • <i>DNDFI</i>: desviación de días facturados respecto a los regulados • <i>NUAF</i>: número de usuarios con desviación respecto a regulado • <i>NUA</i>: número de usuarios facturados de la concesionaria • <i>DND</i>: número de días de menos respecto a lo previsto por ley • <i>NUAF</i>: número de usuarios afectados por la desviación • <i>NUA</i>: número de usuarios facturados de la concesionaria • <i>TAC</i>: tiempo de atención determinado por OSINERGMIN en la visita muestral • <i>TAE</i>: tiempo de atención estándar (quince minutos) 	

Supervisión de facturación cobranza y atención al usuario	Desviación del monto de los nuevos presupuestos de suministros	$DMP = \left(\frac{\sum MPC}{\sum MPO} - 1 \right) \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>MPC</i>: importe facturado por la concesionario (muestra) • <i>MPO</i>: importe calculado por OSINERGMIN (muestra) 	Trimestral	18%
	Desviación de los plazos de atención de un nuevo suministro	$DPAT = \left(\frac{N'}{N} \right) \times \left(1 + \frac{D'}{D} \right)$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>N'</i>: número de casos con exceso en plazo de instalación (muestra) • <i>N</i>: número de usuarios de la muestra • <i>D'</i>: sumatoria de los días con exceso • <i>D</i>: sumatoria de los días estándar donde se identifica excesos 	Trimestral	18%
	Desviación en los plazos de atención de reclamos	$DART = \left(\frac{N'}{N} \right) \times \left(1 + \frac{D'}{D} \right)$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>N'</i>: número de casos con exceso en plazo de instalación (muestra) • <i>N</i>: número de usuarios de que presentan reclamos (muestra) • <i>D'</i>: sumatoria de los días con exceso • <i>D</i>: Sumatoria de los días estándar donde se identifica excesos 	Trimestral	26%
Procedimiento	Indicador		Fórmula	Frecuencia	Tamaño de muestra
Supervisión del cumplimiento de normas vigentes sobre corte y reconexión del servicio público de electricidad	Desviación del monto facturado por corte y reconexión	$FCR = \left(\frac{MFC}{MCO} - 1 \right) \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>MFC</i>: monto facturado por cortes y reconexiones por la concesionaria en una muestra representativa • <i>MCO</i>: monto de cortes y reconexiones calculado por OSINERGMIN (de la muestra) 	Semestre	0.30%
	Desviación de los cortes realizados indebidamente	$DCI = \left(\frac{NUAF}{NUA} \right) \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>NUAF</i>: número de cortes indebidos de acuerdo a la muestra. • <i>NUA</i>: número de usuarios sujetos a corte (muestra) 	Semestre	0.30%

				<ul style="list-style-type: none"> • N': número de reconexiones con exceso en plazos de atención • N: número de reconexiones de la muestra • D': sumatoria de las horas de exceso • D: sumatoria de las horas estándar de casos con exceso de plazo • PF: potencia firme • MD: máxima demanda del sistema • NSF: número de salidas forzadas • TES: tiempo de evaluación (semestre) • HIF: horas de indisponibilidad forzada • TEH: tiempo de evaluación • $VFSS$: vanos con fajas de servidumbre saneadas en el periodo • $VCFFT$: vanos con construcciones en fajas de servidumbre totales 	Semestre	0.30%
					Semestral	Variable(**)
					Semestral	Variable(**)
					Semestral	Variable(**)
					Semestre	3%
Supervisión de la generación en sistemas eléctricos aislados	Desviación del tiempo de reconexión	$DTRT = \left(\frac{N'}{N}\right) \times \left(1 + \frac{D'}{D}\right)$				
	Margen de reserva operativo de generación	$MR = \left(\frac{PF}{MD} - 1\right) \times 100$				
	Tasa de salidas forzadas	$TSF = \frac{NSF}{TES}$				
	Índice de indisponibilidad forzada	$IIF = \frac{HIF}{TEH}$				
Supervisión de deficiencias en seguridad en líneas de transmisión y en zonas de servidumbre	Indicador de zonas de alto riesgo eléctrico saneadas	$Ic = \frac{VFSS}{VCFFT} \times 100$				
<p><i>Notas:</i></p> <p>(*) La supervisión se realiza considerando el 100% de casos reportados por la concesionaria.</p> <p>(**) Dependiendo del tamaño de la concesionaria se establece el tamaño de la muestra.</p>						

Con los procedimientos mencionados se busca mejorar la calidad del servicio eléctrico, en particular se busca mejorar la calidad técnica, la calidad comercial y el alumbrado público.

Calidad técnica

La calidad técnica considera dos componentes: la calidad de producto y la calidad de suministro.

- **Calidad del producto**

En lo referente a la calidad del producto, los principales aspectos a considerar son la tensión, la frecuencia y las perturbaciones — flicker y tensiones armónicas—, los cuales se explican a continuación brevemente.

La tensión o voltaje es la presión eléctrica que se ejerce sobre la corriente, valor que varía entre sistemas eléctricos. Para el consumidor es importante el nivel de voltaje que recibe del sistema eléctrico, ya que variaciones en el mismo pueden ocasionar daños a sus instalaciones y equipos. Por ello un indicador de la calidad de tensión mide la diferencia entre la tensión efectiva en el punto de entrega (V_K) y la tensión nominal — V_N — (220 V en muchos países).

$$\Delta V_K (\%) = \frac{V_K - V_N}{V_N} \cdot 100\% \quad (6)$$

Esta medición la realizan las empresas en intervalos durante el día.

Otra medida importante es la frecuencia, que corresponde al número de ciclos que suceden durante un segundo, siendo su unidad de medida el hertz (Hz). Un hertz es un ciclo por segundo. Una frecuencia típica es 60 Hz y las variaciones permisibles son de alrededor de 1 Hz. Grandes variaciones de la frecuencia pueden dañar los equipos de generación u otros —cambios de velocidad en máquinas rotativas, mal funcionamiento de equipos sincronizados, sobrecalentamientos, entre otros—. La raíz de las variaciones de la frecuencia son los desequilibrios entre la generación y el consumo que pueden existir en el despacho en tiempo real, siendo principalmente una variable de control del operador del sistema eléctrico. Un indicador de la calidad de la frecuencia es:

$$\Delta f_K (\%) = \frac{f_K - f_N}{f_N} \cdot 100\% \quad (7)$$

Donde f_K es la frecuencia registrada y f_N es la frecuencia nominal.

Por otra parte, un tipo de perturbación es el flicker (parpadeo), el cual consiste en variaciones temporales de la luminosidad ocasionadas por distorsiones en la onda de tensión. Este fenómeno provoca molestias por encima de ciertos umbrales, incrementándose esta rápidamente con la amplitud

de la fluctuación o con repetición por más que sea débil (Rivier Abbad 1999). El origen de este fenómeno radica en oscilaciones importantes de potencia eléctrica en la red, que provocan variaciones en la tensión, debido por ejemplo a hornos de arco, soldadura por puntos (resistiva), motores con arranques frecuentes, laminadoras, molinos industriales, máquinas herramientas, entre otros equipos que se conectan a la red.

Por último, otro tipo de perturbación son las «tensiones armónicas».⁸ Estas son originadas por cargas conectadas a la red que demandan intensidades no sinusoidales. Rivier Abbad (1999), menciona que algunas cargas de uso industrial como son los convertidores de potencia (rectificadores), los hornos de inducción y los hornos de arco; y algunas cargas de uso residencial como son los televisores, los aparatos controlados por tiristores o las lámparas fluorescentes. Asimismo, la sobrecarga de transformadores de voltaje y equipos que transforman la corriente alterna en continua, también son causas potenciales de estas perturbaciones. Los efectos negativos comprometen los equipos de control y las protecciones. También provocan sobrecalentamiento de motores y condensadores, aumento de pérdidas de energía, errores en la medición de energía, interferencia con sistemas de telecomunicaciones, etcétera.

- Calidad de suministro

La calidad de suministro está relacionada con la ocurrencia de las interrupciones en el sistema eléctrico. En general, se suelen contabilizar las interrupciones que superan los tres minutos, aunque en algunos países el umbral para empezar a contabilizarlas es de un minuto.

Las interrupciones pueden originarse por problemas en las etapas de generación, transmisión o distribución de electricidad. Sin embargo, en la medida que exista un parque generador desarrollado, capaz de atender al íntegro de la demanda nacional y hacerlo de manera rápida, esta etapa del servicio puede tener muy poca incidencia en el origen de las interrupciones. Un caso similar es el de transmisión, en la medida que se trata de un segmento muy monitoreado, debido a que las fallas en este sistema pueden ocasionar daños a grandes sectores de la red eléctrica. Por estas razones, los resultados de diferentes estudios indican que entre un 80 por 100 a 95 por 100 de las interrupciones se deben a problemas en la etapa de distribución (ver Rivier Abbad 1999).

También es importante el hecho de que el impacto de las inversiones en calidad de suministro en la red de distribución sea muy localizado, y aunque para mejorar la calidad de suministro de determinados sectores se requieran inversiones pequeñas, para hacerlo con la población en general se requiere de un monto de inversión agregado significativamente mayor —la agregación de todas las pequeñas inversiones—. Por otro lado, la mayor vulnerabilidad de la red de distribución (debido en parte a que

⁸ Estas son variaciones irregulares en las ondas, en particular, tensiones cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental nominal de la tensión de alimentación (que en el caso peruano es de 60 Hz) y que conforman la onda emitida por la empresa distribuidora. De esta manera, los armónicos se miden como la amplitud relativa de su valor eficaz (media del valor eficaz) con respecto al de la frecuencia fundamental (o frecuencia nominal del sistema).

es más costoso implantar sistemas de protección dada su configuración en comparación con la de transmisión), hace que los orígenes de las fallas en el suministro sean bastante más diversos que en el caso de las etapas de generación y transmisión, aumentando su probabilidad de ocurrencia.⁹

Normalmente se utilizan dos indicadores de calidad del suministro. El primero es el número de interrupciones durante un período dado —semestral, anual—. El segundo es la duración total de las interrupciones durante un período, el cual puede incluir interrupciones programadas a las cuales se les da comúnmente una ponderación menor en el indicador. La fórmula de este indicador es:

$$D = \sum_{i=1}^n k_i d_i \quad (8)$$

Donde d_i es la duración de la interrupción i y k_i es el factor de ponderación de la duración de las interrupciones dependiendo de su causa, por ejemplo:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: $k_i = 0,25$
- Interrupciones programadas por mantenimiento: $k_i = 0,5$
- Las demás interrupciones: $k_i = 1$
- Interrupciones por fuerza mayor: $k_i = 0$

Internacionalmente se suelen usar dos indicadores de calidad de suministro a nivel de sistemas eléctricos. Ellos son el SAIFI (frecuencia media de interrupción por usuario, en inglés System Average Interruption Frequency Index) y el SAIDI (duración media de interrupción por usuario, en inglés System Average Interruption Duration Index). La definición de estos indicadores se expresa con las siguientes fórmulas:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}, \quad SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N} \quad (9)$$

Donde:

- u_i : número de usuarios afectados en cada interrupción « i »
- t_i : duración de cada interrupción « i » (medido en horas)
- n : número de interrupciones en el período
- N : número de usuarios del sistema eléctrico al final del período

Los indicadores de SAIFI y SAIDI dan una buena idea de la calidad promedio de suministro para todos clientes del sistema eléctrico en evaluación.¹⁰

⁹ Una clasificación común de las causas de las fallas de calidad de suministro en la red de distribución, de acuerdo con sus diversos orígenes, las divide en las siguientes categorías: climatológico, externo, interno, fuerza mayor y desconocido.

¹⁰ Existen otros indicadores que se enfocan en la calidad de suministro a los clientes interrumpidos, denominados CAIFI (frecuencia media de interrupción por usuario cortado, en inglés *Customer*

Calidad comercial

La calidad comercial del servicio eléctrico considera tres grandes rubros: la atención al cliente, la facturación y registro, y la medición del consumo. Respecto a la atención al cliente, los indicadores de calidad están relacionados con la atención a las solicitudes, los tiempos de espera y el trato al cliente. Respecto a la facturación, las facturas deben ser claras y correctas, contener toda la información necesaria y basarse en lecturas reales.

En cuanto a la medición del consumo, se debe garantizar que la energía facturada no presente errores de medida que exceden los límites especificados. Como parte de este último se consideran la calibración y el reemplazo de los medidores eléctricos.

Alumbrado público

En algunos países el alumbrado público es responsabilidad de las empresas concesionarias y se incluye en las tarifas. En otros es responsabilidad de la municipalidad, la cual se encarga de cobrarla en los arbitrios. En cualquier caso, la calidad del alumbrado público está relacionada con los niveles de iluminación de acuerdo a la zona. Un indicador de calidad del alumbrado público se define como la sumatoria de los tramos de la vía pública con alumbrado deficiente sobre el total de tramos de la vía pública.

*Determinación de multas por calidad del alumbrado público*¹¹

En este caso, lo primero que se ha hecho es simplificar el esquema de supervisión, centrándose en el funcionamiento de las lámparas de alumbrado público, más que en las características técnicas de la iluminación —luminancia e iluminancia—. Luego se establecieron tolerancias para las lámparas fuera de funcionamiento.

Para reflejar de la manera más confiable posible la evolución de este indicador, las unidades supervisadas deben provenir de un muestreo representativo del total de la población de lámparas. En la práctica, sin embargo, esto debe ser aproximado en las distintas zonas de concesión, por un muestreo entre las subestaciones de distribución (SED). Los tamaños de muestra se deben determinar de acuerdo a criterios técnicos y no de acuerdo a parámetros con valores predeterminados. Básicamente el tipo de muestreo propuesto corresponde a un proceso que consiste, en primer lugar, en determinar las SED a ser evaluadas, para posteriormente evaluar a todas las unidades de alumbrado público que se encuentran en el ámbito de cada subestación incluida en la muestra.¹²

Average Interruption Frequency Index) y CAIDI (duración media de interrupción por usuario cortado, en inglés *Customer Average Interruption Duration Index*).

¹¹ Esta multa se incorporó como el Anexo 5 a la Escala de Multas de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN (Resolución N° 054-2004-OS/CD).

¹² Este tipo de muestreo corresponde a un muestreo por conglomerados, donde las unidades primarias o conglomerados vendrían a ser las SED, mientras que las unidades de muestreo secundario

El cuadro 3 presenta el tamaño de muestra en varias zonas de concesión, el cual depende de la composición de sectores típicos en las empresas de distribución. En el caso de la empresa Luz del Sur, por ejemplo, se requiere una muestra de 3.405 de unidades de alumbrado público, lo que corresponde a la supervisión de 64 subestaciones aproximadamente.

Este cálculo obtuvo considerando un universo de fiscalización de 222.986 unidades, considerando una varianza de 0,09 (que corresponde a una proporción de uap con deficiencias de 0,10 asumiendo una distribución Bernoulli), un margen de error de 1 por 100 y un nivel de confianza de 95 por 100 (lo que implica un valor z de 1,96). En el caso de empresas que tienen concesiones fuera de Lima Metropolitana, consideró un porcentaje de deficiencias de 15 por 100 del parque de lámparas, teniendo en cuenta que en supervisiones anteriores se encontró que el alumbrado público fuera de Lima era más deficiente.

CUADRO 3. *Tamaño de muestra para supervisión de alumbrado público*

Empresa	Tamaño de muestra					
	Sector típico 1		Sector típico 2		Total	
	SED	UAP	SED	UAP	SED	UAP
Edecañete			68	2.052	68	2.052
Luz del Sur	64	3.405			64	3.405
Edelnor	66	3.053	11	359	77	3.412
Hidrandina			104	4.702	104	4.702
SEAL			128	4.621	128	4.621
Electrocentro			155	4.421	155	4.421
Electronorte			111	4.463	111	4.463
ENOSA			103	4.498	103	4.498
Electro Oriente			97	4.265	97	4.265
Electro Puno			69	4.107	69	4.107
Electro Sur Este			82	4.123	82	4.123
Electro Sur Medio			115	4.280	115	4.280
Electro Sur			87	4.216	87	4.216
Electro Ucayali			79	3.602	79	3.602
Total	130	6.458	1.208	49.709	1.338	56.167

Fuente: OEE, GFE – OSINERGMIN.

En lo referente a la supervisión del plazo de atención de denuncias individuales por tipo de deficiencias del alumbrado público, se establecieron plazos diferenciados dependiendo de la zona geográfica (ver cuadro 4). En este caso también se realiza un muestreo para determinar el porcentaje de reclamos atendidos dentro de los plazos previstos, fijándose un plazo para subsanar la deficiencia, el cual rige desde el momento en que la concesionaria detecta la deficiencia, o la

serían las luminarias, que son los elementos de la población que van a ser evaluados.

misma es notificada por el organismo regulador, la municipalidad o denunciada por cualquier usuario.

CUADRO 4. *Plazos máximos por tipo de deficiencia de alumbrado público*

Código	Deficiencia	Zona urbana	Zona urbano - rural o rural
DT1	Lámpara inoperativa	3 días útiles	7 días útiles
DT2	Pastoral roto o mal orientado	3 días útiles	7 días útiles
DT3	Falta de unidad de alumbrado público	7 días útiles	14 días útiles
DT4	Interferencia de árbol	45 días útiles	45 días útiles

Fuente: OSINERGMIN.

Naturalmente, si los concesionarios sobrepasan dichos niveles de tolerancia deben ser multados de acuerdo a lo dispuesto en la escala de multas y sanciones. Desde una perspectiva disuasiva, el beneficio que obtendrían las concesionarias del no funcionamiento de las lámparas sería igual al monto dejado de invertir en la reparación de las deficiencias del servicio de alumbrado público para cumplir con los estándares establecidos.

Dado que la proporción de tipos de luminarias cambia por área de concesión, se deben hacer los ajustes necesarios ponderando los costos por la proporción de cada tipo de luminaria. Esta proporción viene determinada por las características de las vías a iluminar. Así, por ejemplo, en calles principales o avenidas se utilizan luminarias con una potencia de 250W o 150W, mientras que en otras calles se utilizan luminarias de potencia de 70W. Asimismo, se deben ponderar los costos por tipo de deficiencia encontrada, siendo tomadas en cuenta en la directiva tres tipos de deficiencias.

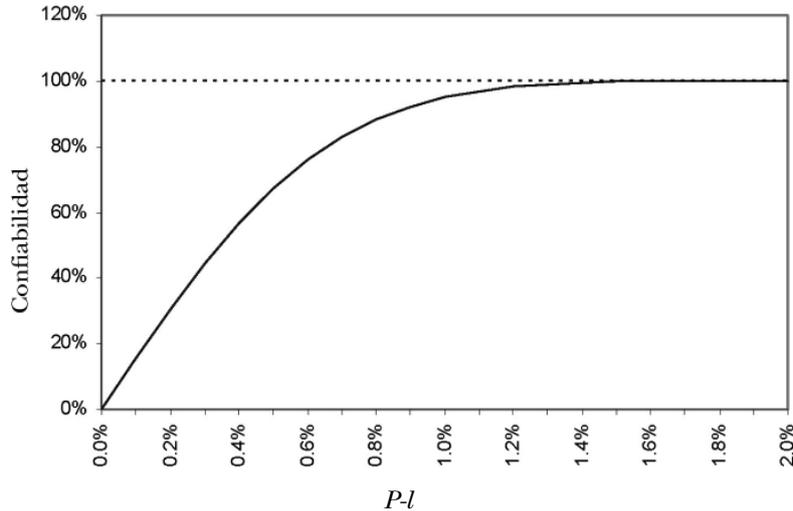
CUADRO 5. *Composición del parque de alumbrado público*

Descripción	Lima	Provincias
U.A.P. Na 70W	0,6	0,85
U.A.P. Na 150W	0,3	0,10
U.A.P. Na 250W	0,1	0,05

Fuente: OEE, GFE – OSINERGMIN.

Considerando la composición del parque mostrada en el cuadro 5, los costos estándares y una proporción por tipo de deficiencias de 85 por 100 para DT1, 7 por 100 para DT2 y 8 por 100 para DT3, se obtiene una multa de 61,2 nuevos soles por unidad de alumbrado público con deficiencias para los concesionarios de Lima y de 56,1 nuevos soles para los concesionarios de provincias.

GRÁFICO 7. Margen de error y confiabilidad



Debido a que en todo proceso de muestreo existe un margen de error, es necesario realizar ajustes en el esquema de sanciones. Por ejemplo, se puede dar el caso que luego de realizar el muestreo en una empresa, se estime que la proporción de unidades de alumbrado público con deficiencias es de 3,5 por 100, cuando en realidad la proporción de unidades con deficiencias es solo de 2,5 por 100, lo que implica estar dentro del margen permitido por la directiva. En esta perspectiva y considerando que el margen de error de diseño para el muestreo es de +/-1 por 100 (dado que se ha tomado $d = 0,01$), es conveniente ajustar el importe unitario de la multa por unidad de alumbrado público deficiente para el intervalo entre 3 por 100 y 4 por 100.¹³ El Gráfico 7. muestra la relación estimada entre la confiabilidad y el margen de error que se obtiene fijando el tamaño de muestra y la varianza. Así, se sugirió que para que la multa refleje la confiabilidad de la estimación en el tramo de 3 por 100 a 4 por 100, se debe ajustar su magnitud con la finalidad de reflejar el error de estimación.¹⁴

¹³ La metodología seguida para este caso utiliza la ecuación del tamaño de muestra. En esta ecuación el punto crítico de la distribución normal para un determinado nivel de confianza (Z) y margen de error α , se pueden relacionar mediante la siguiente fórmula:

$$\int_z^{\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}x^2} dx = \frac{\alpha}{2}$$

Es decir que fijando el tamaño de muestra y la varianza, podemos tener una función que relacione el nivel de confianza con el margen de error, dado que no es posible tener una fórmula para la integral de la ecuación anterior, esta se evalúa de manera numérica.

¹⁴ Utilizando los resultados de este análisis, se puede determinar que el promedio de la confiabilidad en el tramo de 0 por 100 a 0,5 por 100 es de aproximadamente 30 por 100 (confiabilidad para $\hat{p}-L$ en el gráfico 4.), por lo que la multa en el tramo de 3 a 3,5 por 100 debería ser el 30 por 100 del monto de la multa calculada previamente, y en el tramo del 0,5 por 100 al 1 por 100 es de aproximadamente 80 por 100, por lo que en el tramo de 3,5 por 100 al 4 por 100 el monto de

De esta manera, utilizando los criterios anteriormente mencionados, se debe considerar una multa en función del porcentaje de unidades de alumbrado público con deficiencias obtenido en la muestra fiscalizada durante el semestre de evaluación. La multa a pagar está expresada para cada 0,1 por 100 en exceso del porcentaje permitido «L» en la directiva de alumbrado, tomando en consideración el número de unidades del universo fiscalizado por concesionario. El monto de la multa por cada 0,1 por 100 sobre el límite establecido se fija por tramos de acuerdo al cuadro 6, donde el monto se ha expresado en términos de unidades impositivas tributarias (uit).

Los resultados iniciales de la implementación de la estrategia de supervisión muestran importantes logros tanto en el indicador agregado como en los indicadores por empresa. Así, tenemos que el indicador de deficiencias en las unidades de alumbrado público mostraba un porcentaje promedio para los años 2002 y 2003 superior a 10 por 100. Luego de la implementación del nuevo procedimiento de fiscalización en alumbrado público, el porcentaje agregado de unidades con deficiencias se redujo a 5,1 por 100 en el primer semestre del año 2004 y a 3,5 por 100 en el segundo semestre. Debe mencionarse que los indicadores de los años 2002 y 2003 no son exactamente comparables con los del año 2004 debido a diferencias en el muestreo, la forma como se han construido, entre otros factores. No obstante, la magnitud de las diferencias sugiere mejoras que además son generalizables al conjunto de empresas de distribución, sean estas privadas o públicas. Esta evidencia sugiere la relevancia de la aplicación de esquemas de incentivos en la supervisión. Un análisis detallado del impacto del cambio en el modelo de supervisión del alumbrado público se puede ver en Murillo (2007).

CUADRO 6. *Multas por deficiencias en alumbrado público (en UIT)*

Rango según el número de unidades de alumbrado público del universo fiscalizado	Tramo			
	L a L + 0,5 por 100	L + 0,5 por 100 a L + 1,0 por 100	L + 1,0 por 100 a 10,0 por 100	10,0 por 100 a más
Menos de 10.000 U.A.P.	0,039	0,105	0,132	0,197
De 10.000 a 15.000 U.A.P.	0,066	0,175	0,219	0,329
De 15.001 a 20.000 U.A.P.	0,092	0,245	0,307	0,460
De 20.001 a 30.000 U.A.P.	0,132	0,351	0,438	0,658
De 30.001 a 40.000 U.A.P.	0,184	0,491	0,614	0,920
De 40.001 a 50.000 U.A.P.	0,237	0,631	0,789	1,183
De 50.001 a 100.000 U.A.P.	0,394	1,052	1,315	1,972
De 100.001 a 200.000 U.A.P.	0,789	2,104	2,630	3,945
De 200.001 a más U.A.P.	1,434	3,825	4,781	7,172

Fuente: OEE, GFE - OSINERGMIN.

la multa debería ser el 80 por 100 del monto calculado. Por último, para valores superiores al 1 por 100 la confiabilidad es cercana al 100 por 100, por lo que a partir del 4 por 100 el monto de la multa debería igual al 100 por 100 del monto calculado previamente.

El gráfico 8 nos muestra los resultados de la supervisión de alumbrado público, se fijó un nivel de tolerancia para deficiencias en las lámparas, luego de lo cual el porcentaje de deficiencias ha venido disminuyendo hasta estabilizarse alrededor del umbral fijado por el órgano regulador.

GRÁFICO 8. *Supervisión de Alumbrado Público*



Fuente: GFE – OSINERGMIN.

Supervisión – Calidad Técnica

Procedimiento: Calidad Técnica – Control de Interrupciones (Calidad del Suministro)

Se han emprendido diversas acciones para garantizar la continuidad del servicio eléctrico, entre ellas tenemos:

- Desarrollo de proyectos para evitar congestiones y/o incremento de cortes
- Plan de Transmisión (*Libro Blanco*)
- Refuerzo de redes existentes (equipos)
- Zonas Críticas
- Planes de Contingencia Operativa
- Sistemas Aislados y Rurales.

a) DIAGNÓSTICO

En el corto plazo, la principal fuente de interrupciones ha sido originada en los sistemas de transmisión que derivan de la Red Principal, dadas las limitaciones en capacidad y deficiencias en la operación y mantenimiento. La estrategia de OSINERGMIN para abordar la problemática es:

- Fijación de tarifas del SST: Analizar las alternativas para reconocer inversiones en calidad que contribuyan a *reducir drásticamente los niveles de interrupciones, principalmente en las zonas críticas*, (internalizar la calidad en la regulación tarifaria).
- Inversiones: Plantear una propuesta de estudios, que *promueva las inversiones en los sistemas de transmisión que derivan de la Red Principal*, con el propósito de reforzar las instalaciones y atender la demanda:

Dado el vertiginoso crecimiento de la demanda de electricidad, se hace necesaria la revisión del estado de la Red Principal y el abastecimiento de la demanda. En ese sentido, a partir del 2007 entró en vigencia un nuevo marco regulatorio de la transmisión (Ley 28832, basado en el *Libro Blanco*), que recoge una serie de medidas de política: Plan de Transmisión y Licitaciones de Potencia y Energía para abastecer la demanda.

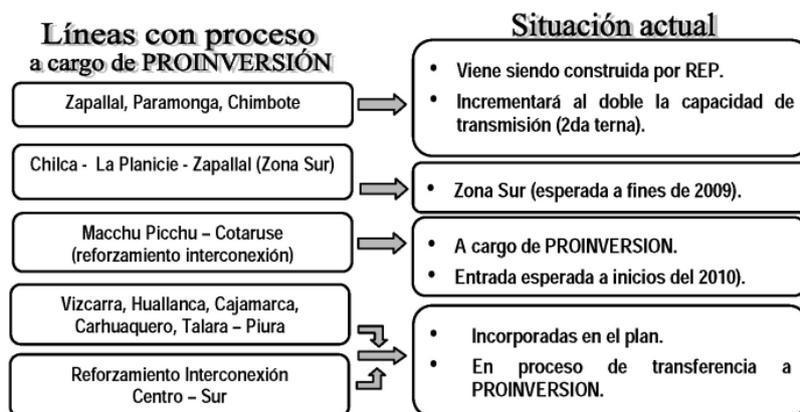
b) AVANCES EN LA AGENDA

Se han revisado los factores que intervienen en los precios de las licitaciones (precio de potencia, precios máximos de energía punta y precios máximos de energía fuera de punta), pero se requiere asegurar el cumplimiento del cronograma (Plan Transitorio de Transmisión) para aliviar la congestión, esto mediante la negociación directa con el REP (operador de transmisión), o mediante procesos convocados a cargo de PROINVERSION.

c) MEDIDAS QUE SE HAN IMPLEMENTADO

Para el Norte del país se estaría ampliando la capacidad de transmisión y para el Sur se han planificado reforzamientos de corto plazo y mediano plazo. Encontrándose las licitaciones a cargo de PROINVERSIÓN tal y como se muestra en el gráfico 9.

GRÁFICO 9. *Medidas de Corto Plazo ante la Problemática*



Fuente: GFE – OSINERGMIN

d) ASPECTOS PENDIENTES:

- Implementar y fortalecer la institución destinada a crear el PLAN DE INVERSIONES EN TRANSMISIÓN incluyendo los criterios bajo los cuales se aceptarían las nuevas inversiones.
- Mejorar el Marco de Desarrollo de las licitaciones incorporando instrumentos financieros u otros mecanismos que permitan reducir la utilidad ajustada por riesgo del Diseño Regulatorio Propuesto.

Supervisión – Calidad Comercial

e) FACTURACIÓN, COBRANZA Y ATENCIÓN

- Indicadores del Procedimiento:

Se verifica el cumplimiento de *14 indicadores*:

– En Facturación:

1. DMF: Desviación del Monto Facturado
2. NCF: Calidad de la Facturación
3. DND: Desviación en el número de Días de Consumo Facturado
4. DPV: Desviación en el Plazo de Vencimiento
5. AGF: Aspectos Generales de la Facturación

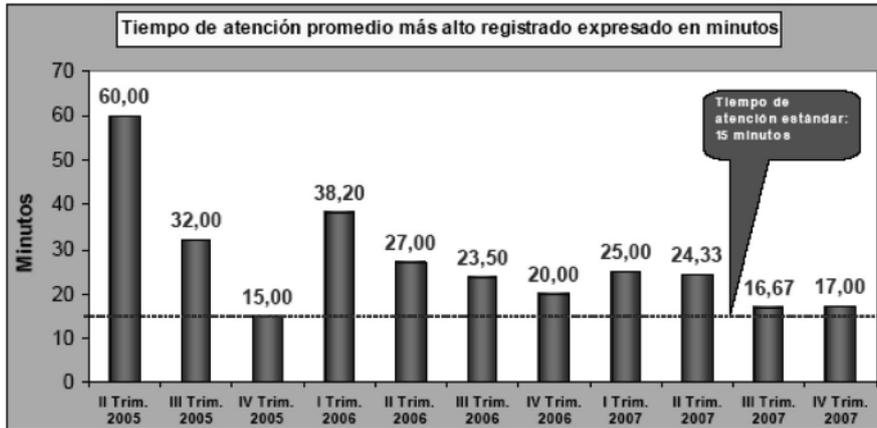
– En Cobranza:

1. DTA: Desviación del Tiempo de Atención al Usuario (15 minutos), Tiempo de Atención en Oficinas de las Empresas Distribuidoras
2. AGC: Aspectos Generales de la Cobranza

– En Atención al usuario:

1. DMP: Desviación de los Presupuestos
2. DPAT: Desviación de los Plazos de Atención de un nuevo Suministro o modificación del existente
3. CNS: Aspectos de los Expedientes de Nuevos Suministros y Modificación de Existentes
4. NIU: Nivel de Información al Usuario
5. CER: Calificación de Expedientes de Reclamos
6. DART: Desviación de los Plazos de Atención de reclamos
7. ICR: Información Mínima Contendida en los Recibos de Electricidad

Desde el 2005 se viene reduciendo el tiempo de atención al usuario por parte de las empresas concesionarias de distribución, tal y como se muestra en el gráfico 10.

GRÁFICO 10. *Tiempo de atención promedio más alto registrado expresado en minutos*

Fuente: GFE – OSINERGMIN

- **Contraste de Medidores**

Se realiza bajo el Procedimiento aprobado mediante Resolución N° 005-2004-OS/CD, y comprende la supervisión del cumplimiento de la ejecución de los contrastes programados por las empresas concesionarias, así como la verificación del cambio de medidores defectuosos.

b) **SELECCIÓN DE MUESTRA EN OSINERGMIN**

La determinación de la calidad alcanzada para un determinado indicador en un sistema eléctrico o para cada concesionario, según sea el caso, se realiza tomando una muestra representativa. Un caso típico es cuando se quiere verificar si las unidades cumplen o no con determinada característica como puede ser, en el caso de las unidades de alumbrado público, que estén en funcionamiento o no lo estén. Para determinar el tamaño de la muestra se puede utilizar la fórmula estándar de una muestra representativa cuando la población es infinita o suficientemente grande, adaptada al caso correspondiente a un proceso de muestreo por proporciones:

$$n_0 = \frac{z^2 \sigma^2}{d^2} = \frac{z^2 p q}{d^2}$$

(Tamaño de muestra para una población infinita) (10)

Para obtener la muestra óptima cuando la población es finita (n) es necesario modificar el tamaño de muestra obtenido con la fórmula anterior de la siguiente forma:

$$n = \frac{n_0}{1 + \frac{(n_0 - 1)}{N}}$$

(Tamaño de muestra para una población finita) (11)

Donde:

- n: tamaño de la muestra a verificar
- N: tamaño de la población a evaluar
- p: proporción de las unidades que cumplen con el estándar de calidad
- q = (1-p): proporción de las unidades que incumplen con el estándar de calidad
- z: abscisa que corta a la distribución normal formando áreas del tamaño $\alpha/2$ en ambas colas. Por ejemplo, si $Z=1,96$ en valor absoluto, el intervalo de confianza es de 95 por 100, siendo α igual a 5 por 100
- d: nivel de precisión diseñado para la distribución. Por ejemplo, si $d = 0,01$ entonces si en una muestra se encuentra un 10 por 100 de unidades defectuosas, la población puede tener entre 9 por 100 y 11 por 100 de unidades defectuosas con un determinado nivel de confianza preestablecido, que puede ser 95 por 100 o 99 por 100

Como se puede ver, el tamaño de la muestra para una población muy grande —infinita— es mayor que el requerido para una población finita debido a que en esta última existe una mayor probabilidad de encontrar unidades que cumplen con la característica deseada.

c) RÉGIMEN DE SANCIONES

Las multas serán establecidas en función del número total de contrastes realizados (N) presentado por la empresa concesionaria de distribución para el semestre de evaluación, la proporción de contrastes no realizados (q) determinado mediante el muestreo llevado a cabo por OSINERGMIN, y un monto unitario $M1 = 0.01897$ UIT que mide el costo evitado de una empresa concesionaria promedio que no realiza un contraste.

$$\text{Multa por Empresa} = N \times q \times M1$$

Existen 3 tipos de multas: por contrastes no realizados pero reportados por el Concesionario, por contrastes no realizados y reportados por el Concesionario como realizados pero detectados por OSINERGMIN como no contrastados, y por contrastes no realizados detectados por OSINERGMIN (recuadro 2).

Si durante el semestre de supervisión, el concesionario no cumplió con el programa de contrastación, además de pagar la multa, deberá incorporar los medidores pendientes de contraste en el programa de contrastación correspondiente al siguiente semestre.

RECUADRO 2

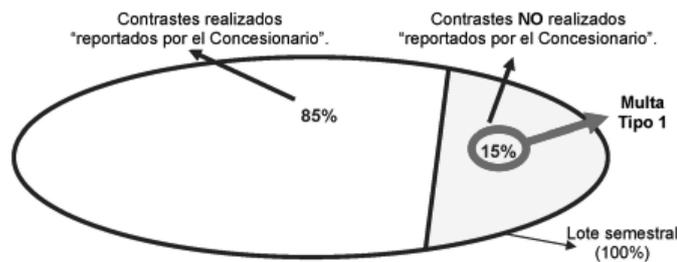
a) **Multa Tipo 1:**

Por contrastes no realizados «reportados por el Concesionario»

La empresa concesionaria tiene un nivel de contrastes que realizar y reportar, en el caso de no realizar todos los contrastes programados se deberá de reportar al órgano regulador y producto de dichos contrastes no realizados se impondrá una multa.

Siguiendo el caso presentado en el Gráfico 11, la empresa concesionaria declara un 15 por 100 de contrastes no realizados y por ello se le aplica una Multa Tipo 1 aplicable al 15 por 100 declarado como no realizado del Lote Semestral programado.

Gráfico 11. Multa Tipo 1

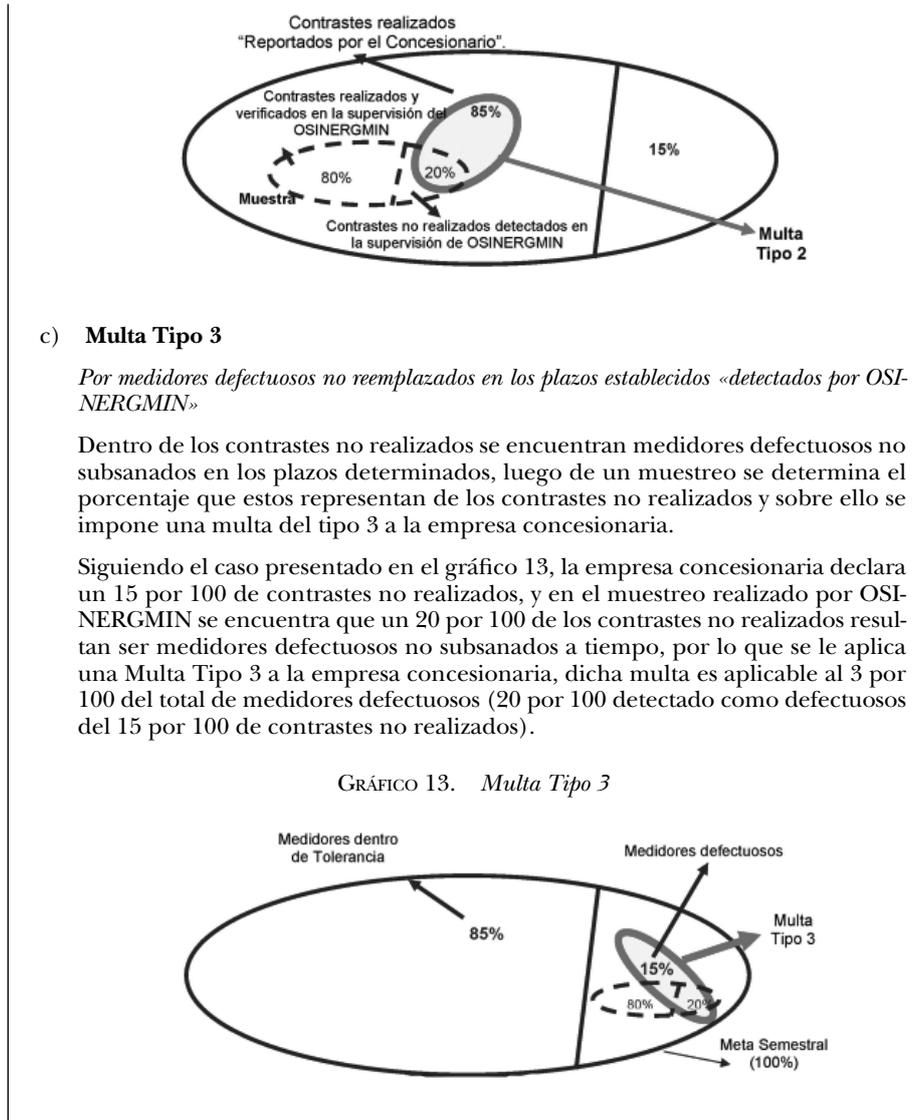
b) **Multa Tipo 2**

Por contrastes no realizados «reportados por el Concesionario como realizados pero detectados por OSINERGMIN como no contrastados»

El porcentaje declarado como contrastes realizados es verificado por el OSINERGMIN mediante una muestra representativa, en el caso de encontrarse contrastes no realizados dentro del porcentaje de contrastes declarados como realizados por la empresa se le aplicará a la empresa concesionaria una multa del tipo 2.

Siguiendo el caso presentado en el gráfico 12, la empresa concesionaria declara un 85 por 100 de contrastes realizados, pero en la muestra representativa tomada OSINERGMIN encuentra que un 20 por 100 de este porcentaje en realidad son contrastes no realizados, por ello se le aplica una Multa Tipo 2 a la empresa concesionaria, el porcentaje aplicable es del 17 por 100 del Lote Semestral (20 por 100 detectado del 85 por 100 declarado como realizado).

GRÁFICO 12. *Multa Tipo 2*



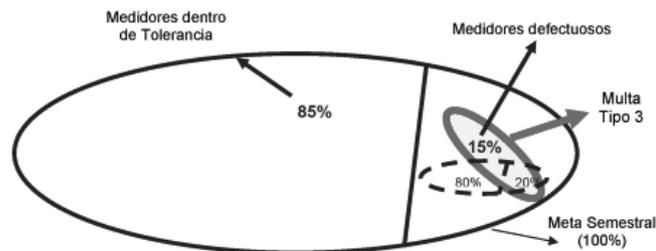
c) **Multa Tipo 3**

Por medidores defectuosos no reemplazados en los plazos establecidos «detectados por OSINERGMIN»

Dentro de los contrastes no realizados se encuentran medidores defectuosos no subsanados en los plazos determinados, luego de un muestreo se determina el porcentaje que estos representan de los contrastes no realizados y sobre ello se impone una multa del tipo 3 a la empresa concesionaria.

Siguiendo el caso presentado en el gráfico 13, la empresa concesionaria declara un 15 por 100 de contrastes no realizados, y en el muestreo realizado por OSINERGMIN se encuentra que un 20 por 100 de los contrastes no realizados resultan ser medidores defectuosos no subsanados a tiempo, por lo que se le aplica una Multa Tipo 3 a la empresa concesionaria, dicha multa es aplicable al 3 por 100 del total de medidores defectuosos (20 por 100 detectado como defectuosos del 15 por 100 de contrastes no realizados).

GRÁFICO 13. *Multa Tipo 3*

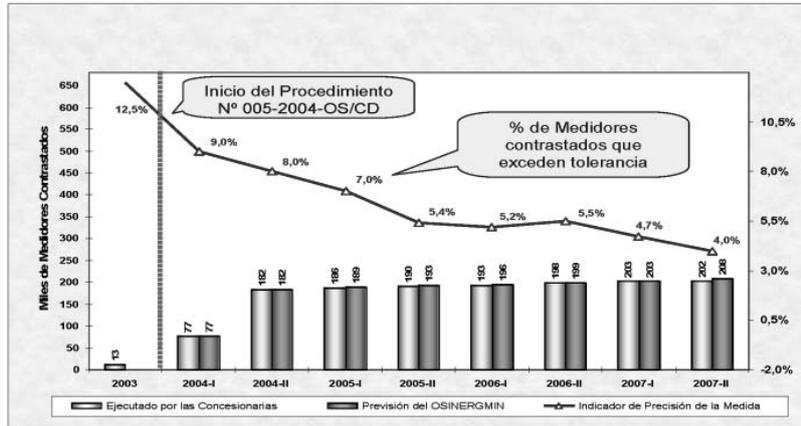


d) **RESULTADOS DE LA SUPERVISIÓN: CALIDAD COMERCIAL**

Los resultados de la supervisión de la calidad comercial nos muestran que se han tenido resultados alentadores, ya que los contrastes realizados por las empresas están muy cerca de lo previsto por el OSINERGMIN, los medidores contrastados que exceden la tolerancia vienen disminuyendo, el porcentaje de medidores cambiados dentro del plazo es cercano al 100 por 100 en casi todas

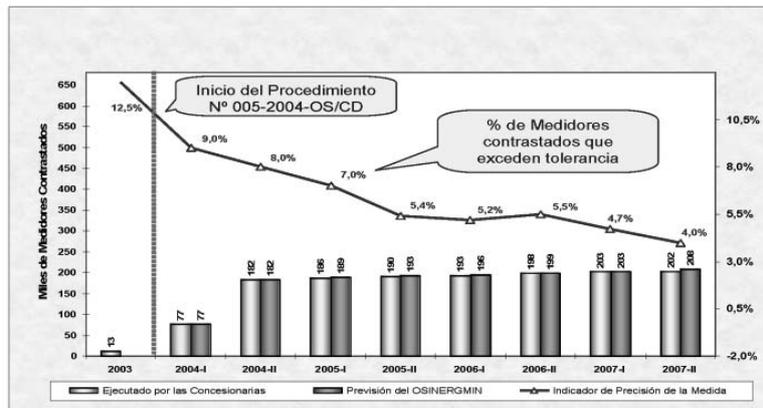
las empresas concesionarias, entre otros. Algunos de estos resultados se pueden observar en los gráficos 14 y 15.

GRÁFICO 14. Medidores contrastados Vs. Indicador de Precisión de la Medida



Fuente: GFE – OSINERGMIN.

GRÁFICO 15. Porcentaje de Cumplimiento del Programa de Contraste de Medidores



Fuente: GFE – OSINERGMIN.

4. Esquemas de Supervisión. Sub Sector Hidrocarburos

Ámbito de Fiscalización

En el ámbito de fiscalización de OSINERGMIN en el sector Hidrocarburos se encuentran empresas en los tres segmentos de operación, *upstream*, *midstream* y *downstream* (gráfico 16).

GRÁFICO 16. *Ámbito de Fiscalización - Hidrocarburos*



Fuente: GFHL – OSINERGMIN.

Principales Aspectos de la Supervisión

Alcances de la Supervisión

Entre las tareas a supervisar que tiene OSINERGMIN tenemos:

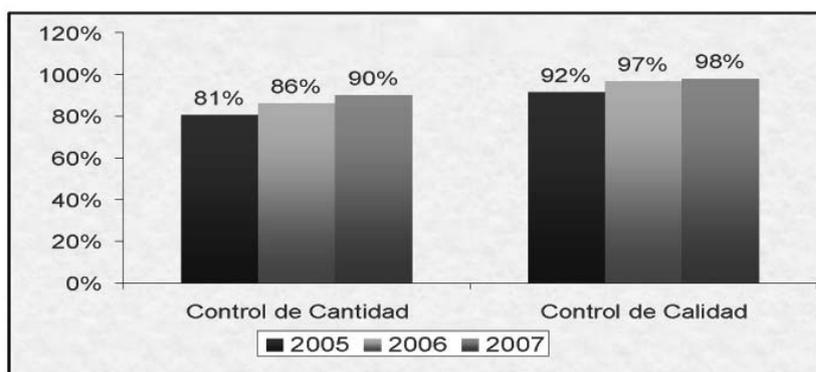
- Cumplimiento Técnico/Operacional.
- Cumplimiento de Seguridad.
- Cumplimiento de Normas del Medio Ambiente.
- Cumplimiento de Calidad de Producto.
- Cumplimiento de Contratos (Petroleros, Privatización).
- Verificación Volumen de Producción Petrolera.

Resultados de la Supervisión

- Control de Cantidad y Calidad

En los últimos años se ha incrementado el porcentaje de grifos que entregan combustible de buena calidad y en la cantidad adecuada como resultado de la supervisión realizada por OSINERGMIN (gráfico 18).

GRÁFICO 17. *Porcentaje de Grifos Aprobados*



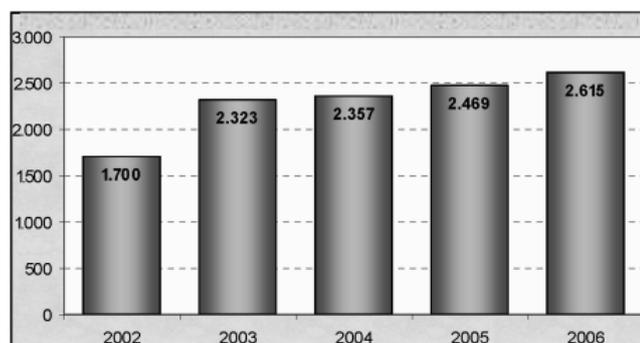
Fuente: GFHL – OSINERGMIN

- Transparencia de Precios. Seguimiento de Precios a Nivel Minorista

Gracias al sistema Facilito, el público vía Internet puede identificar los establecimientos que venden los combustibles líquidos y balones de GLP más baratos.

- Lucha contra la Comercialización Informal de Hidrocarburos

La lucha contra la informalidad ha venido mejorando como podemos apreciar en el gráfico 18, donde vemos que la evolución de los establecimientos formales de comercialización de combustibles líquidos ha venido aumentando en los últimos años.

GRÁFICO 18. *Evolución de Establecimientos Formales*

Fuente: GFHL – OSINERGMIN.

- Mejora de Aspectos Ambientales

- Balance 2007

En dicho año se logró un compromiso de inversión por 207 millones de soles por mejoras ambientales en el lote 1AB, se emitió una medida cautelar y correctiva para asegurar que se disminuya la contaminación en los ríos (Cierre de 17 pozos en el Lote 1AB y 12 pozos del Lote 8), y se realizó la re-inyección de aguas de la batería 9 en Pavayacu.

- Balance 2008

En este año se ha logrado la eliminar el plomo tanto en las gasolinas, en las plantas y refinerías, así como también se ha realizado un exhaustivo seguimiento del contenido de azufre en el diesel.

Supervisión con Soporte Informático

Combatiendo la Informalidad

OSINERGMIN ha desarrollado el Sistema de Control de Órdenes de Pedido (Sistema SCOP), el sistema SCOP permite controlar las órdenes de pedido de combustible.

- Diagnóstico del Problema:

- Las principales fuentes de informalidad en la comercialización de combustibles se presentan en:
- Las plantas de venta autorizadas que emiten órdenes de pedido falsas a nombre de grifos formales para venderle a grifos o transportistas formales que abastecen a grifos o consumidores directos informales.
- Los grifos o consumidores directos formales le «ceden» o «venden» sus órdenes de compra a otros grifos (formales o informales) para que se abastezcan.

Los grifos o consumidores directos formales poseen establecimientos informales que abastecen con órdenes a sus establecimientos formales.

- Creación del SCOP

Se implementa el Sistema de Control de Órdenes de Pedido para disminuir sustancialmente la informalidad en la venta de combustible a través del control de las órdenes de pedido

- Componentes del SCOP

– Los componentes del SCOP son:

- Control de Órdenes de Pedido (SCOP, propiamente dicho)
- Procesamiento de Información Comercial (Sistema SPIC)
- Información de Inventario de Combustibles (Sistema SIIC)
- Información de Precios (Sistema PRICE)
- Declaraciones Juradas de Instalaciones (Sistema PDJ)

- Importancia

1. El Sistema SCOP es importante porque permite enfrentar los principales problemas del Mercado de Hidrocarburos tales como:

- Competencia desleal: Las ventas informales manejan menores precios que los establecimientos formales.
- Evasión de impuestos: Contrabando de combustibles.
- Daño a la propiedad privada: Afectación económica a consumidores al despachar menor cantidad de combustibles y dañar los vehículos con combustible adulterado.
- Seguridad: Mayor probabilidad de accidentes al no cumplir con las normas.
- Medio Ambiente: Contaminación por derrame o venteo de combustibles.

2. Asimismo, es importante por su impacto en la inversión: «Un mercado sin control ahuyenta la inversión».

- Definición, Objetivo y Alcance del SCOP

El SCOP es un sistema automatizado de control en línea, el objetivo de dicho sistema es reducir la informalidad en la venta de combustibles líquidos, y su alcance abarca a las plantas de venta, distribuidores mayoristas, minoristas, grifos, estaciones de servicio y consumidores directos a nivel nacional.

- Funcionamiento del SCOP

El SCOP registra todas las transacciones que realizan los agentes de la comercialización de combustibles, desde el pedido hasta la recepción del mismo. Dicho proceso valida la transacción electrónicamente, ya que sólo pueden hacerla los agentes autorizados.

- Asistencia Administrativa Permanente

El SCOP funciona las 24 horas todos los días del año, existen líneas telefónicas habilitadas para las consultas del caso y también se han establecido procesos de contingencia ante una eventual caída de línea.

- Beneficios con el SCOP

El Sistema SCOP brinda seguridad y confidencialidad, ya que cada agente puede ver sólo las operaciones que él ha realizado. La información esta encriptada.

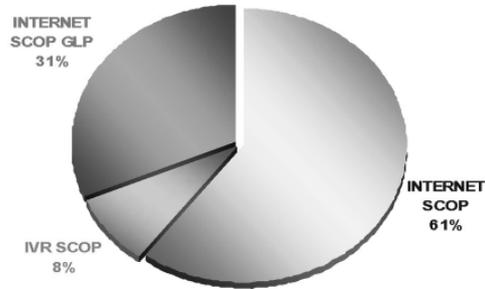
Además tenemos que la información es gratuita, se puede acceder a los Registros DGH actualizados, consultas, y reportes (gráficos 19 y 20).

GRÁFICO 19. *Perú, Demanda de Diesel 2, Gasolinas y Kerosene, por Departamento y Actividad – Enero 2008 (Galones/día)*

DEPARTAMENTO	ESTABLECIMIENTOS DE VENTA AL PÚBLICO			DISTRIBUIDORES MINORISTAS		CONSUMIDORES DIRECTOS			EMBARCACIONES DIESEL 2 1/
	DIESEL 2	GASOLINAS	KEROSENE	DIESEL 2	KEROSENE	DIESEL 2	GASOLINAS	KEROSENE	
AMAZONAS	8,587	3,345	16	94	-	3,636	516	2,878	-
ANCASH	65,353	16,404	846	1,315	226	127,513	548	52	-
APURIMAC	12,570	3,123	145	-	-	5,080	-	-	-
AREQUIPA	152,498	68,762	3,582	1,950	117	91,786	2,793	1,099	640
AYACUCHO	26,393	11,572	795	-	-	2,475	1,239	104	-
CAJAMARCA	41,930	16,423	865	347	252	121,593	544	897	-
CUSCO	54,655	33,140	2,111	-	32	52,118	1,864	50	-
HUANCAVELICA	2,727	1,499	-	-	-	5,977	135	145	-
HUANUCO	9,728	6,851	640	-	-	3,961	45	-	-
ICA	85,372	30,402	594	-	-	14,481	-	290	397
JUNIN	71,755	23,742	1,712	-	-	24,205	2,690	3	-
LA LIBERTAD	136,705	39,254	1,792	1,030	-	93,934	11,443	291	129
LAMBAYEQUE	77,481	35,447	913	1,460	371	11,414	1,480	67	-
LIMA	854,489	435,375	14,427	41,732	519	319,159	18,940	1,109	742
LORETO	21,196	48,395	1,882	-	-	21,310	4,308	94	-
MADRE DE DIOS	47,305	13,688	84	-	-	7,050	-	-	-
MOQUEGUA	16,412	6,724	526	-	-	68,921	624	-	-
PASCO	7,732	4,327	367	377	-	38,213	32	290	-
PIURA	75,391	50,037	1,296	7,485	48	32,232	1,848	110	853
PIUNO	23,424	11,290	1,236	413	116	14,981	958	247	-
SAN MARTIN	22,250	18,047	669	-	-	7,240	1,078	8	-
TACNA	34,797	10,244	782	934	90	1,491	587	-	-
TUMBES	5,520	1,775	9	-	-	5,258	-	-	-
UCAYALI	46,048	34,364	860	-	-	4,452	1,295	-	-
TOTAL	1,900,318	924,229	36,167	57,137	1,772	1,078,481	53,171	7,735	2,761

1/ Diesel 2 comercializado como combustible para Embarcaciones

Fuente: Datos del SCOP - OSINERGMIN

GRÁFICO 20. *Transacciones realizadas por canal de acceso – Febrero*

A febrero del año 2008 el 92 % (31% + 61%) de usuarios utilizan Internet para acceder al SCOP

Fuente: SCOP

- Formalización en el Mercado de GLP

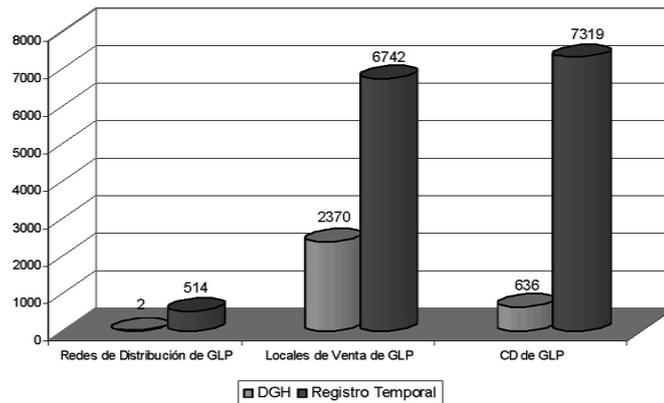
SCOP – GLP

Con la implementación del SCOP - GLP, se logró identificar agentes que se encontraban en la informalidad, así como a agentes que habían dejado de operar. Al identificarse los agentes que operaban en la informalidad se logra controlar y supervisar las operaciones de éstas empresas (cuadro 5 y gráfico 21).

CUADRO 5. *Número de Agentes a Febrero del Año 2008*

Agente	DGH	Registro Temporal
Redes de distribución de GLP	2	514
Locales de Venta de GLP	2.370	6.742
CD de GLP	636	7.319

Fuente: GFHL – OSINERGMIN

GRÁFICO 21. *Número de Agentes a Febrero del Año 2008*

Fuente: GFHL – OSINERGMIN.

- Aplicación en Otros Países
 - Colombia

El gobierno de Colombia, en base al SCOP Peruano, está creando su propio sistema denominado Sistema de Información de Combustibles – SICOM.
 - Brasil

El estado de Santa Catarina ha mostrado interés en contar con un sistema similar al SCOP.
 - Ecuador

Recientemente se recibió la visita de un grupo de funcionarios de varias instituciones de Ecuador a quienes se les explicó sobre el funcionamiento del SCOP, mostrando un particular interés por el sistema.
- Cooperación Institucional a Nivel Nacional
 - SUNAT

A través de un convenio OSINERGMIN envía a la SUNAT información registrada por los agentes de la cadena de comercialización de combustibles líquidos a través del SCOP, con el objetivo de detectar una posible evasión tributaria.
 - PRODUCE – DINANDRO

Se encuentra en etapa de estudio su implementación para controlar el uso de los insumos químicos y productos fiscalizados en la elaboración de cocaína.
 - MINEM

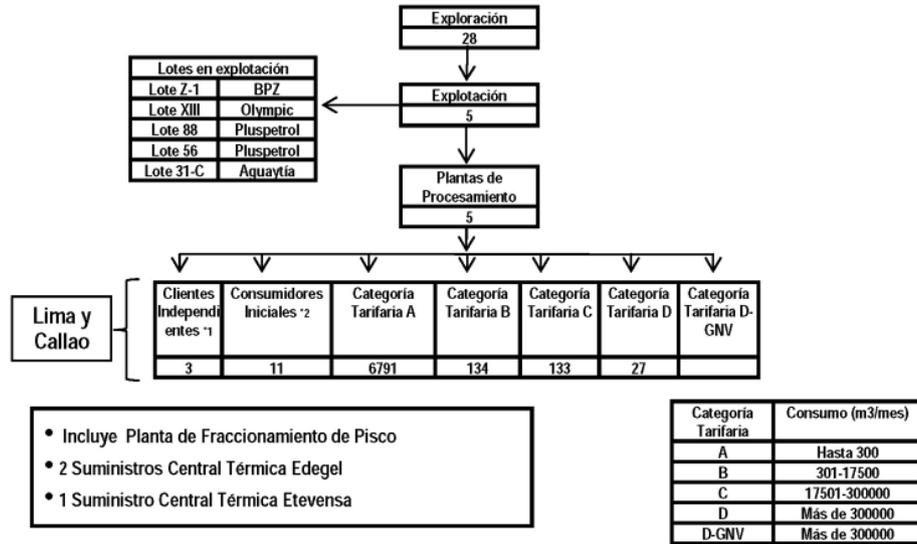
Se encuentra en etapa de implementación un sistema similar para controlar la informalidad en la minería.

5. Esquemas de Supervisión. Sub Sector Gas Natural

Ámbito de Fiscalización

El ámbito de fiscalización de OSINERGMIN en el sub sector de Gas Natural se describe en el gráfico 22.

GRÁFICO 22. *Ámbito de Fiscalización – Gas Natural*



Fuente: GFGN – OSINERGMIN.

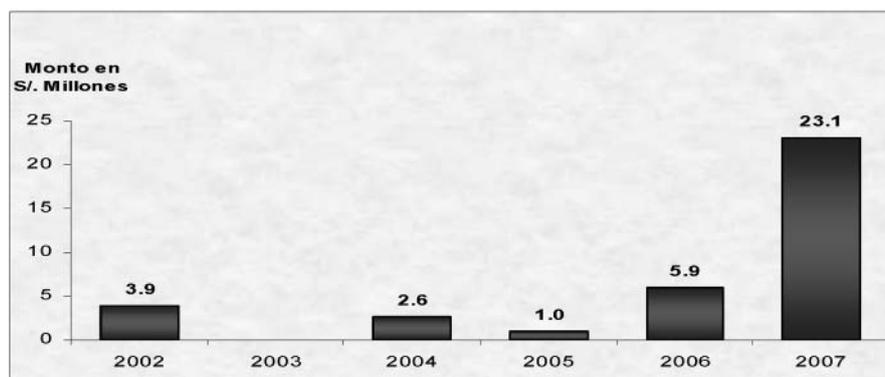
• *Resultados en Producción. Supervisión Camisea*

Desde el año 2003 se contó con una organización compuesta por 21 profesionales de diferentes especialidades para cubrir todo el ámbito y los aspectos a supervisar del proyecto.

Se ha realizado la supervisión y fiscalización de la fase constructiva de la explotación, transporte y distribución de gas natural. Se efectuaron 3078 observaciones en la fase constructiva.

• *Resultados en Transporte*

Las multas impuestas por concepto de seguridad y medio ambiente en el transporte de gas natural han totalizado un número de 26 desde el año 2002, ascendiendo a S/. 36.5 millones (gráfico 23).

GRÁFICO 23. *Multas por seguridad y medio ambiente en el transporte de gas natural*

Fuente: GFHL – OSINERGMIN.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Dammert, Alfredo, Raúl García Carpio y Fiorella Molinelli (2008), *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*, Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima.
- Dammert, Alfredo, José Gallardo y Lennin Quiso (2004), *Problemática de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú*, OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, Documento de Trabajo n° 6. Lima.
- Murillo, Victor, (2007), *Análisis del impacto de la fiscalización realizada por la autoridad reguladora a la calidad del servicio de alumbrado público en el Perú*, Tesis para optar el grado de Maestría en Economía.
- Polinsky, A. Mitchell. y Steven Shavell (2000), «The Economic Theory of Public Enforcement of Law». *Journal of Economic Literature*, vol. 38 n° 1, marzo, pp 45-76.
- Rivier Abad, J. (1999), *Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones*, Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas de Madrid
- Vásquez Cardano, Arturo (2006) *El valor de la Vida estadística y sus aplicaciones a la Fiscalización de la Industria de Hidrocarburos*, OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, Documento de Trabajo n° 18. Lima.

Parte II
Regulación y desarrollo
sostenible

CAPÍTULO 6

UN MODELO ENERGETICO SOSTENIBLE. ALGUNAS REFLEXIONES SOBRE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS

JAVIER PEÓN TORRE

Consejero de la Comisión Nacional de la Energía (CNE, España)

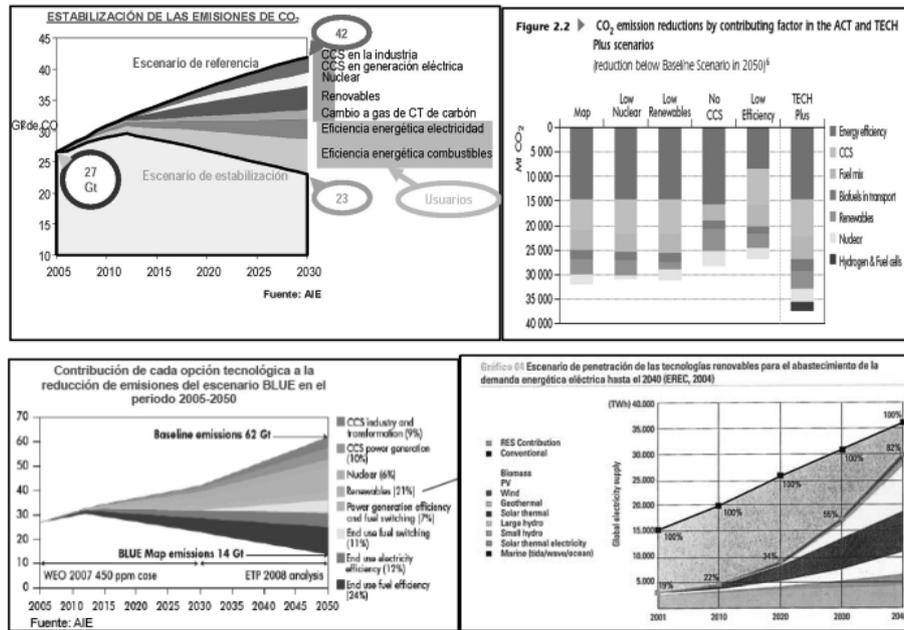
1. Las alternativas al actual modelo de crecimiento basado en los combustibles fósiles

Es ya comúnmente admitido que el actual modelo de crecimiento es insostenible por varias razones: da lugar a un desarrollo insuficiente y desequilibrado¹; necesita combustibles que se agotarán; son combustibles al alcance sólo de unos pocos países; su creciente demanda supone un alto coste; precisa de grandes instalaciones e infraestructuras sólo al alcance de unos pocos agentes; facilita el mantenimiento de barreras de entrada frente a la competencia; y provoca o intensifica el fenómeno denominado cambio climático. Por tanto, la lucha contra el cambio climático es solo uno de los problemas a resolver con el nuevo modelo, pero no el único. Sin embargo, el debate energético sobre las posibles alternativas al actual modelo insostenible suele reducirse a la problemática de la lucha contra el calentamiento global.

Reducida así la cuestión a uno sólo de los problemas de nuestro actual modelo de desarrollo, las alternativas energéticas que se ofrecen para la transformación gradual del actual modelo de crecimiento se concretan en distintas formas de combinación de tres factores fundamentales: el incremento del ahorro y la eficiencia energética; el fomento de las energías renovables; y el relanzamiento de la generación eléctrica mediante fisión nuclear (gráfico 1).

¹ Un quinta parte de la humanidad consume dos terceras partes de los recursos, mientras casi un tercio mundial de la población mundial no tiene acceso a la energía. El actual desarrollo de países como China e India hace insostenible un modelo basado en los mismos esquemas.

GRÁFICO 1. Estrategias para estabilización de emisiones



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE); Asociación Operadores Petróleo (AOP); Iberdrola, Jornadas «El futuro de la Energía», Cámara de Comercio de Cantabria; Instituto de Investigaciones Tecnológicas (ITT), Universidad de Comillas, bajo contrato de Greenpeace. «Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España Peninsular»

Lo cierto es que las alternativas reales no son tan amplias; no todas las soluciones que se presentan son capaces de dar respuesta a todos los problemas asociados a la insostenibilidad del modelo. En ese sentido, la opción del renacimiento nuclear y la alternativa de captura y almacenamiento de CO₂, pueden ser eficaces frente al cambio climático, pero no lo son para dar respuesta al resto de la problemática que se describía anteriormente, ya que también precisan de combustibles limitados, agotables, costosos y en manos de unos pocos; necesitan igualmente de instalaciones *de élite*², que generan flujos de tráfico, barreras de entrada, y un abanico limitado de potenciales competidores; y dan lugar a otro tipo de residuos igualmente peligrosos y nocivos para la vida y el medio ambiente, y cuyo almacenamiento definitivo dista mucho de estar aún resuelto.

Además, cada una de las opciones exige una intervención concreta del regulador para su viabilidad y potenciación, ya que en las actuales circunstancias de mercado del sector energético ninguna de ellas va a crecer a corto ni medio plazo por efecto de la *mano invisible* de Adam Smith: el ahorro y la eficiencia energética exigen información y motivación, que debe ser promovida por el regulador con

² Expresión acuñada por el Dr. Jeremy Rifkin, «La Tercera Revolución Industrial. Nuevos modelos energéticos para frenar el cambio climático», Conferencia Aula Biodiversidad. Consejo Superior Investigaciones Científicas, Madrid, 5 de diciembre de 2007.

normativa e incentivos específicos; el fomento de las energías renovables conlleva requerimientos técnicos y de I+D, que deben ser tenidos en cuenta por el regulador para favorecer el entorno competitivo con otras tecnologías; la generación mediante fisión nuclear es muy intensiva en capital y precisa para recuperar su inversión de marcos regulatorios y retributivos estables a muy largo plazo (30-50 años), imposibles de obtener en entornos de mercado no intervenidos. Una de las conclusiones del reciente Congreso mundial de la energía celebrado en Roma resaltaba que a través del análisis de estos escenarios se llegó a una de las reflexiones más importantes que surgieron en el Congreso; la llamada a los gobiernos para que intervengan, de una forma más activa, en el mundo de la energía³.

En dicho Congreso se avanzó que, pese a los esfuerzos que puedan hacerse en ahorro y eficiencia energética, el consumo de energía en el mundo se duplicará en 2.050, principalmente en la demanda del transporte y del consumo eléctrico, por efecto del crecimiento previsto en los países emergentes. A ello se añade que en Europa, según datos del WEC, más de la mitad de las centrales de carbón y un tercio de las de fuel-oil tienen más de treinta años de vida útil, por lo que deberán ser reemplazadas en próximos períodos que oscilan entre diez y veinte años. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, la inversión prevista en infraestructuras energéticas entre 2006 y 2030 ascenderá a 22 trillones de dólares, entre un 5 por 100 y un 7 por 100 de la inversión mundial.

Los intereses económicos que pugnan por hacerse con esa inversión combaten en un escenario en el que, por un lado, las industrias energéticas productoras vinculadas a la economía del carbono se resisten al cambio de modelo o tratan de mitigar su alcance, y por otro, las industrias energéticas que constituyen una alternativa a la economía del carbono, pugnan entre sí para constituirse en el pilar de la nueva alternativa. En este ámbito, son muchas las líneas de actividad postulando como alternativas el ahorro y la eficiencia energética, el desarrollo de las energías renovables, la utilización masiva del gas para la generación eléctrica, el renacimiento nuclear, el fomento de los biocombustibles, la incentivación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ para hacer posible un *carbón sostenible*, o la apuesta por el vector de la economía del hidrógeno. Es en este marco en el que hay que contextualizar el denominado *debate nuclear*, que ha cobrado protagonismo en los últimos años, al tiempo que se resucitan las críticas, que se creían ya superadas, hacia las energías renovables.

Los partidarios del renacimiento nuclear, argumentan que la producción eléctrica mediante tecnología de fisión nuclear contribuye a la solución del problema del cambio climático, y resulta ser la más económica y la que mejor resuelve el problema de la seguridad del suministro. En ese sentido, acusan a las energías renovables de ser más caras y no garantizar al suministro, y sin embargo, aprovecharse de ayudas públicas y del favor de la opinión pública. Es en esto último del favor de la opinión pública en lo único en lo que puede afirmarse que llevan razón sin género de duda. El resto de sus tesis son, como mínimo, muy discutibles.

³ D. Elías Velasco García. Vicepresidente del Consejo Mundial de la Energía, Consejero Director General de Unión Fenosa, «Reflexiones sobre la energía a la luz del congreso mundial de Roma». *Cuadernos de Energía* n° 19. febrero 2008.

2. Opinión pública, energía y papel de las autoridades regulatorias

En la receptividad de la opinión pública para la comprensión de la situación y de las alternativas posibles, la evolución señala un entorno especialmente propicio para el desarrollo del sector de las energías renovables. Tomando el caso de España como referencia, un reciente Informe⁴ señala que los españoles están plenamente concienciados con el cambio climático: el 90 por 100 ha oído hablar de él; el 85 por 100 cree que es un fenómeno mundial; el 85 por 100 sabe que la temperatura del planeta ha aumentado y el 40 por 100 cree que ya se notan sus efectos. Pero la mayoría de los ciudadanos (70 por 100) cree que todavía tenemos tiempo de revertir los cambios y para ello debemos cambiar significativamente nuestro estilo de vida (88 por 100).

La mayoría de los ciudadanos está decidido a adoptar medidas que contribuyan a detener el avance del cambio climático, aunque pocos están dispuestos a aceptar restricciones al uso privado del coche (36 por 100) y menos aceptan medidas lineales como aumentar los impuestos de la gasolina (24 por 100) o incrementar la tarifa eléctrica de los hogares (18,4 por 100). Por el contrario, los ciudadanos son menos reticentes a pagar más por la luz procedente de energía renovable o por el consumo de biocombustibles, unas propuestas con las que estaría conforme la mitad de los encuestados. Los españoles también son conscientes de que la lucha contra el cambio climático ha de hacerse en un marco internacional, aunque el 60 por 100 no está dispuesto a aceptar medidas que puedan afectar al desarrollo económico. En este sentido, el 80 por 100 respalda la adhesión de España al Protocolo de Kyoto, una aceptación que baja hasta el 42 por 100 si piensan que este respaldo puede tener consecuencias negativas. En cualquier caso, el trabajo deja claro que en los dos últimos años ha aumentado el conocimiento sobre el cambio climático, que ha pasado del 78 por 100 en 2.005 hasta el 91 por 100 de finales de 2007, cuando se hizo este estudio.

El estado de la opinión pública no es una cuestión baladí. Es necesario recordar que la energía nuclear precisa de una intervención regulatoria de carácter excepcional, ya que exige un marco legal que contemple su prolongación durante períodos a muy largo plazo, tanto en la fase de operación (30-50 años) como en la fase de almacenamiento de la segunda fase del ciclo de combustible (necesidad de tratamiento de la radioactividad que se prolonga durante miles de años y para la que hoy no existe solución definitiva). Los propios partidarios de la opción nuclear se ven obligados a reconocer que la energía nuclear no resulta especialmente atractiva para el inversor en entornos de mercados liberalizados:

«En resumen, la energía nuclear sigue siendo una opción de elevado coste y grandes riesgos y, por lo tanto, poco compatible con un mercado liberalizado. Las fuentes renovables se enfrentan a barreras similares, pero el gobierno ha adoptado medidas para salvarlas, sabiendo que es la única forma de que se construyan instalaciones de fuentes renovables en cantidades significativas. Hasta el momento no se ha mostrado dispuesto a hacer lo mismo en el caso de la energía nuclear, pese al hecho

⁴ Percepciones y actitudes de los españoles hacia el calentamiento global, realizado por la Fundación BBVA sobre 2.000 encuestas. 2007.

de que es una fuente de menor coste, que reduce en mayor medida las emisiones y que, como sucede con las energías renovables, es improbable que reciba grandes inversiones sin un claro respaldo del gobierno»⁵.

Debemos ser conscientes de que el debate se está ya produciendo y que, pese algunas voces que reclaman la pasividad del regulador so pretexto de dejar que actúe el «mercado», las decisiones regulatorias que se tomen en los próximos tres años van condicionar las decisiones tecnológicas que conformen el desarrollo energético de los próximos veinte o treinta años. La decidida voluntad de las autoridades regulatorias, tanto nacionales como supranacionales, para intervenir tanto en las patrones de producción como en los patrones de consumo, está ya acreditada y existe un extenso elenco de legislación de distinto ámbito que confirma esa voluntad. En este sentido merece ser resaltada la regulación vigente y proyectada en el ámbito europeo, por ser una de las zonas geográficas que se encuentra en vanguardia de ese creciente movimiento internacional que propugna las restricciones obligatorias, complementadas con mecanismos de mercado que permita otorgar un valor económico a dichas restricciones, así como su negociación comercial.

El denominado *tercer paquete* energético que la Comisión Europea presentó el 10 de enero de 2007, que el Consejo Europeo aprobó en su reunión de marzo y que ratificó el Consejo de Ministros de 19 de septiembre de 2007, aspira a conformar un nuevo marco de desarrollo energético en la UE que contemple el desarrollo de todas las alternativas, intentando su integración armónica hacia los nuevos objetivos⁶ para el año 2020, señalados por algunos como «revolucionarios»: 20 por 100 de ahorro y eficiencia energética sobre el escenario tendencial; 20 por 100 de demanda de energía cubierta con fuentes renovables; 20 por 100 (ampliable al 30 por 100) de reducción emisiones de gases efecto invernadero (GEI) respecto a 1990; 10 por 100 de biocombustible o energía renovable para el transporte. El trabajo previsto para los próximos meses contempla diversas propuestas de Directivas, relativas al fomento del consumo de energía procedente de fuentes renovables, la modificación del marco legal del comercio de emisiones GEI, fomento de la tecnología de captura y almacenamiento del CO₂ y otras. La nueva Propuesta de Directiva relativa al fomento de las energías renovables incluye en los compromisos al sector de la calefacción y la refrigeración y establece también una prórroga hasta 31 de diciembre de 2011 para alcanzar los objetivos para el año 2010 contemplados en las Directivas vigentes (con las políticas actuales el porcentaje de fuentes renovables en la generación eléctrica se espera que alcance el 19 por 100 en lugar del 21 por 100 previsto para el año 2010 en la Directiva 2001/77/CE y el 4,2 por 100 en lugar del 5,75 por 100 de biocombustible en el total de gasolina y diesel para el transporte previsto en la Directiva 2003/33/CE). Los nuevos objetivos suponen, por ejemplo, que en España la generación de electricidad que en el año 2020 deberá proceder de fuentes renovables oscila entre un 43 por 100 y un 45 por 100 del total.

⁵ «La energía nuclear en el Reino Unido: ¿es necesaria? ¿es viable?» Malcolm Keay, Oxford Institute for Energy Studies, *Cuadernos de Energía*, n.º 19, Febrero 2008.

⁶ Además de ampliarse considerablemente los objetivos, los objetivos europeos de renovable en 2010 son indicativos, mientras que los objetivos para 2020 serán obligatorios.

¿Son objetivos lo suficientemente ambiciosos y la intervención regulatoria lo suficientemente contundente como para propiciar un cambio de modelo? De momento, la prórroga de los objetivos marcados en las vigentes Directivas no parece un buen comienzo. Tampoco resulta esperanzador que la UE no acabe de definir su nuevo modelo de desarrollo, aplicando políticas de fomento en todas las direcciones posibles, ya que muchas de ellas pueden constituir modelos antagónicos que incrementarán la pugna por captar los recursos en juego, dando lugar a mayores ineficiencias. No parece conveniente seguir dilatando el establecimiento de prioridades sobre el modelo definitivo, ya que el peor modelo es el que no existe. La experiencia demuestra que la eficiencia en el aprovechamiento de los energías renovables depende más del acierto en el diseño regulatorio para hacer posible la curva de aprendizaje de la tecnología, que de la abundancia de recursos naturales.

3. El coste real del modelo basado en el fomento de las energías renovables. La importancia de un diseño regulatorio eficiente

En un artículo anterior⁷ ya señalábamos que la generación de energía a partir de fuentes renovables resulta más eficiente económicamente de lo que usualmente se dice, además de contribuir a la seguridad de suministro y ofrecer también ventajas para conformar mercados energéticos más competitivos a medio y largo plazo. Por ello se concluía la necesidad de articular marcos regulatorios que hagan posible la evolución de las tecnologías hacia un modelo 100 por 100 renovable. Es cierto que el cambio hacia un nuevo modelo productivo conllevará el desplazamiento de los empleos de unos sectores a otros: en unos se perderán y en otros se crearán, aunque el resultado global será positivo en términos netos cuantitativos. Según el IV Panel IPCC los costes macroeconómicos de la mitigación generalmente aumentan con la severidad del objetivo de estabilización y para países y sectores específicos, los costes varían considerablemente de la media global. En 2050, los costes medios macroeconómicos para la mitigación entre 710 y 445 ppm CO₂-eq estaría entre el 1 por 100 de aumento y el 5 por 100 de disminución del PIB global en el período. Esto significa ralentizar el crecimiento global de la economía en el peor de los casos en menos de 0,12 puntos porcentuales anuales (cuadro 1).

⁷ *Energía y Regulación en Iberoamérica*, Volumen I. Capítulo 11, «Desarrollo de fuentes renovables». Thomsom Civitas, 2008.

CUADRO 1. *Evaluación de costes según la reducción de emisiones considerada*

Costes macroeconómicos estimados en 2030 y 2050. Los costes son con respecto a una línea de base para las trayectorias menos costosas hacia diferentes niveles de estabilización a largo plazo.

Niveles de estabilización (ppm CO ₂ -eq)	Resolución media del PIB* (%)		Rango de reducción del PIB* (%)		Reducción de las tasas de crecimiento medio anual del PIB (puntos porcentuales)	
445 - 535*	No disponible		<3	<5.5	<0.12	<0.12
535 - 590	0.6	1.3	0.2 a 2.5	De ligeramente negativo a 4	<0.1	<0.1
590 - 710	0.2	0.5	-0.6 - 1.2	-1 a 2	<0.6	<0.6

Nota: Esto corresponde a la literatura completa a través de todos los accesorios de bases de referencia y mitigación que proporcionan los números del PIB.

a) Este es el PIB global basado en tasas de cambio de mercado.

b) Se proporcionan la mediana y el rango percentil 10° y 90° de los datos analizados donde sea aplicable. Los valores negativos indican ganancia de PIB. La primera fila (445-535 ppm CO₂) proporciona la estimación del límite superior de la literatura solamente.

c) El cálculo de la reducción de la tasa anual de crecimiento se basa en la reducción media durante el período de análisis que resultaría en el indicado decrecimiento del PIB en 2030 y 2050 respectivamente.

d) El número de estudios es relativamente pequeño y, generalmente, usan líneas de referencia bajas. Las líneas de referencia altas generalmente llevan a costos mayores.

e) Los valores corresponden a la estimación más alta de la reducción mostrada en la columna 3.

Fuente: Resumen Cuarto Informe IPCC

No obstante, la *Nota explicativa* de la UE sobre las nuevas Propuestas de Directiva que integran el «paquete verde», matiza en gran medida el supuesto sobrecoste. Así, señala que visto el actual nivel de precios del petróleo, las energías renovables se consideran cada vez más una alternativa económicamente viable, y su coste seguirá reduciéndose con el tiempo cuanto mayor sea la inversión, como viene ya ocurriendo en los últimos años, tal y como ocurrió con las tecnologías de la información. El año pasado las inversiones sostenibles a nivel mundial aumentaron en un 43 por 100 y ya se prevé que los ingresos del mercado de la energía solar, la energía eólica, los biocarburantes y las pilas de combustible (hidrógeno y otros), se incrementarán hasta situarse en torno a los 150.000 millones de euros de aquí a 2016. Por el contrario, el coste de los combustibles fósiles, en particular del petróleo, no ha cesado de aumentar desde 1998. La dinámica en juego es clara: precios a la baja en el caso de las energías renovables y al alza en las derivadas de combustibles fósiles.

El Presidente de la Unión Europea señalaba en la presentación de las nuevas medidas previstas que el coste de la promoción de las energías renovables podría ascender a 66.000 millones de euros durante los próximos cinco años. Algunos estudios lo elevan a 90.000 millones de euros. Pero el Presidente confirma que dichas cifras son muy inferiores al coste que se derivaría de no hacerlo ya que en ese caso, en base al *Informe Stern*, el coste sería diez veces superior y agravado por el tiempo que se tarde en actuar. El coste global de las medidas se sitúa, según los cálculos de la Comisión Europea, entre 13.000 y 18.000 millones de euros anuales aproximadamente. Pero dicho coste es muy inferior si se consideran también los ahorros obtenidos por reducción de emisiones de CO₂, reducción de importa-

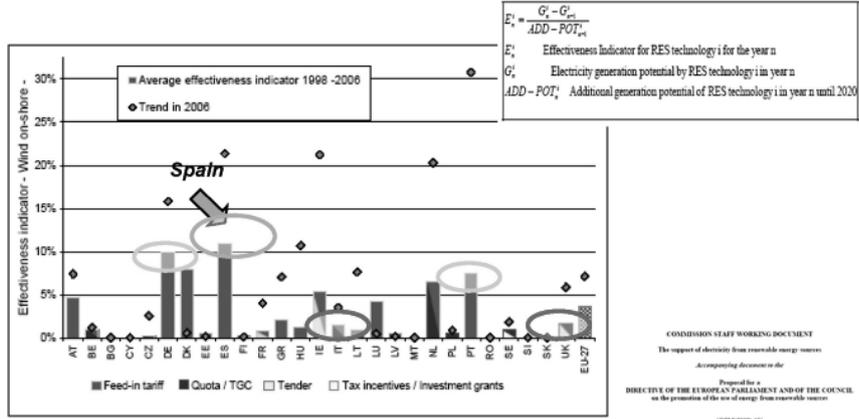
ciones petrolíferas, disminución de precios de mercado por aplanamiento de las puntas de demanda, ahorro de costes en infraestructuras de transmisión (transporte y distribución) al disminuir necesidad de centrales de *élite*, y retornos como consecuencia de la innovación tecnológica del sector energético europeo.

El sector de las energías renovables de la UE tiene actualmente un volumen de negocio de 30.000 millones de euros y emplea a 350.000 trabajadores directos aproximadamente, abarcando desde la fabricación de alta tecnología de componentes fotovoltaicos hasta trabajos de mantenimiento en las centrales eólicas o en el sector agrícola de producción de biomasa. La misma Nota explicativa señala que el cumplimiento de los nuevos objetivos en materia de energías renovables significará una reducción de las emisiones de CO₂ del orden de 600 a 900 millones de toneladas al año frenando el cambio climático e incitando a otros países a hacer lo mismo y una reducción del consumo de combustibles fósiles –la mayoría importados– de 200 a 300 millones de toneladas al año, aumentando así la seguridad de abastecimiento de Europa. En definitiva, cuando se analiza el «coste» del modelo basado en energías renovables, debe realizarse un balance global que no sólo tenga en cuenta los desembolsos sino que contemple también los ingresos y los ahorros propiciados por el nuevo Sistema.

Igualmente, debe tenerse muy presente que el *coste* o balance final del nuevo modelo también está definido por la mayor o menor eficiencia del diseño regulatorio que determina el régimen retributivo de las tecnologías de generación con origen en fuentes renovables. La comparación de distintos modelos vigentes en Europa, arroja resultados muy positivos para España, que encabeza los ratios de eficiencia y de potencia renovable instalada (gráficos 2 y 3). El último año España ha multiplicado por diez su potencia instalada con tecnología solar fotovoltaica (casi 3.000 MW)⁸ y presenta el mejor ratio de eficiencia en Europa (gráfico 2).

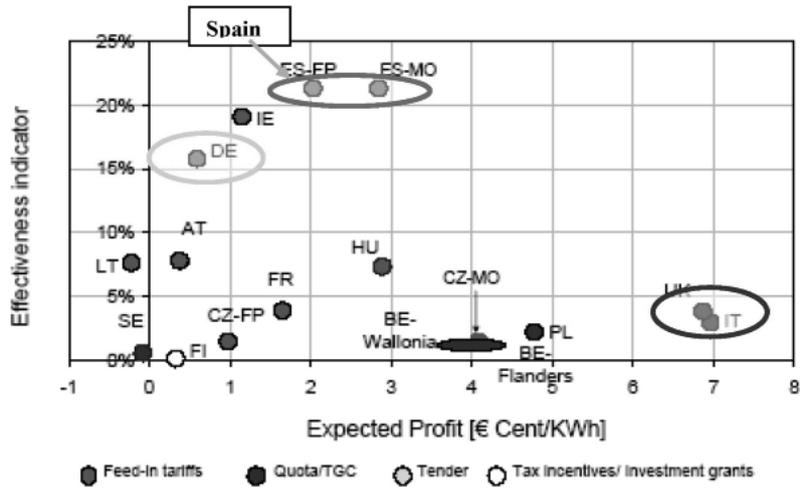
⁸ Si se considera la comparación en período anual, la potencia fotovoltaica se ha multiplicado por cinco, ya que a finales de 2.007 existían 680 MW fotovoltaicos instalados. Es posible que finalmente la potencia fotovoltaica registrada (3.000 MW) no coincida con la potencia efectivamente instalada, pero casi con seguridad se superarán ampliamente los 2.000 MW y pueda superar incluso los 2.500 MW.

GRÁFICO 2. *Eficiencia recursos públicos para el fomento de la energía eólica en Europa, según cada uno de los modelos*



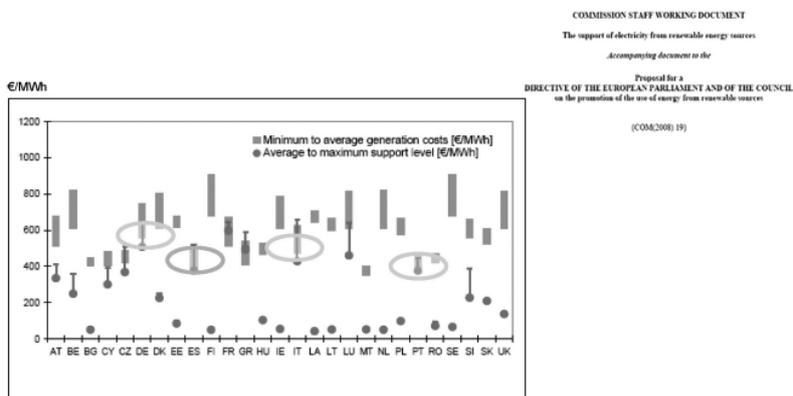
Fuente: CNE y OPTRES 2007.

GRÁFICO 3. *Indicadores de eficiencia recursos públicos para el fomento de la energía eólica en Europa*



Fuente: CNE y OPTRES 2007.

GRÁFICO 4. *Relación de eficiencia entre coste generación/inversión de los recursos públicos para el fomento de la energía fotovoltaica en Europa*



Fuente: CNE y OPTRES.2007.

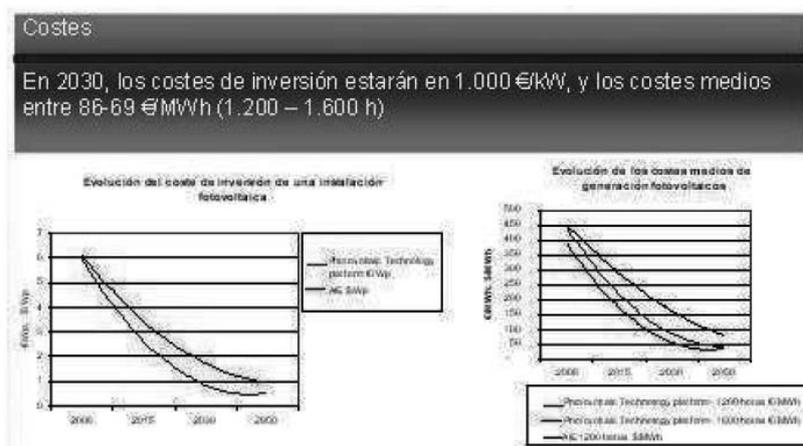
Por otro lado, las decisiones regulatorias, que acaban definiendo prioridades y volúmenes de inversión, también tienen efecto en la evolución prevista de los costes de cada una de las tecnologías. Cuanta mayor inversión en tecnologías incipientes, mayor aprovechamiento de la curva de aprendizaje, con reducción más intensa de los costes en el corto y medio plazo. Así, por ejemplo, la tecnología de origen renovable en operación y explotación comercial que puede considerarse más costosa en la actualidad, la solar fotovoltaica, presenta una curva de aprendizaje que arroja un coste inferior al coste de las tecnologías convencionales en el horizonte del año 2.030 (gráfico 5). La realidad incorporada a la última reforma retributiva de la potencia fotovoltaica (con rebajas de primas de hasta el 35 por 100⁹) muestra que dicho escenario se alcanzará mucho antes. Quizás en el horizonte del año 2020.

No obstante, es posible que los parámetros de eficiencia del modelo de fomento español haya podido empeorar como consecuencia del *boom fotovoltaico*, cuya causa principal no reside tan sólo en la generosa retribución que establecía para esta tecnología el Real Decreto 661/2007, sino en la errante política regulatoria seguida posteriormente para modificar dicho Real Decreto, que buscaba corregir los objetivos y la retribución de la fotovoltaica, lo que desembocó en una alocada *carrera* de nuevas instalaciones que pretendían entrar en operación antes de la fecha límite prevista (29 de septiembre de 2008) para acogerse a la antigua retribución. Lamentablemente, este *boom* ha incrementado notablemente la partida destinada a retribuir dicha tecnología, lo que ha generado preocupación en el Gobierno, al resultar difícilmente sostenible desde el punto de vista económico un crecimiento tan exponencial. En este contexto, se ha introducido en el debate energético español la supuesta responsabilidad de las energías renovables en el creciente *déficit tarifario*, y se realizan propuestas que pretenden que la retribución

⁹ La disminución final promediada de las tarifas fotovoltaicas en la última reforma fue del 25 por 100 (de 440 €/MWh se pasa a 340 €/MWh), pese a que la Propuesta de RD contemplaba rebajas de hasta el 35 por 100.

de las tecnologías basadas en fuentes renovables deje de ser sufragada por la tarifa eléctrica y pase a ser una partida de los Presupuestos Generales del Estado.

GRÁFICO 5. *Curva aprendizaje tecnología solar fotovoltaica.*



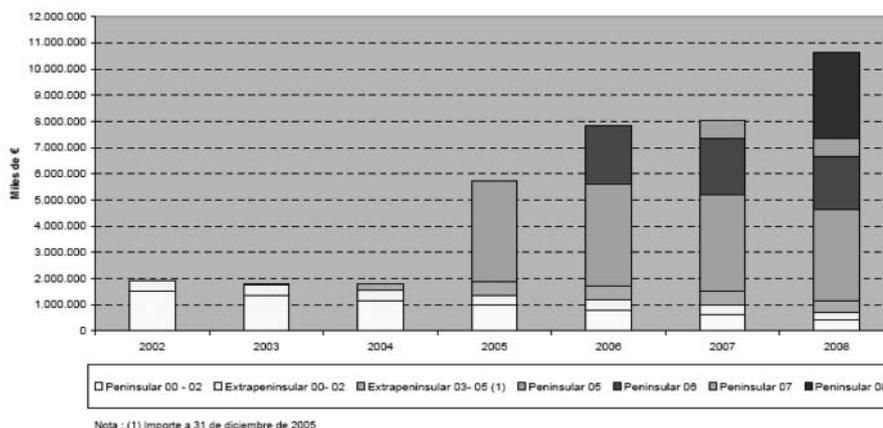
Fuente: Secretaría General de Energía. Gobierno de España, 2007.

4. El debate actual en España sobre las energías renovables y el déficit de tarifa

El denominado *déficit de tarifa* en España trae su causa en el establecimiento por parte del Gobierno, en el momento de la fijación de la tarifa eléctrica, de un mecanismo de pago de la totalidad de los costes reconocidos al sector, de forma que una parte de ese pago se imputa al ejercicio y otra parte se difiere a ejercicios posteriores.

Por tanto, el término *déficit* es inexacto ya que no existe tal; todos los costes están reconocidos y los ingresos para el sector están garantizados. Se trata más bien de un mecanismo de financiación de parte de la factura eléctrica con cargo a ejercicios futuros. Las partidas actualmente financiadas con cargo a ejercicios futuros traen causa de distintos ámbitos y períodos temporales (gráfico 6).

GRÁFICO 6. *Déficit de las actividades reguladas imputadas por ejercicio y por origen hasta su completa liquidación*



Las previsiones para el ejercicio 2008 parece que van a ser ampliamente superadas, pudiendo finalmente alcanzar la cifra total de *déficit* los 16.000 millones de euros. Pero no existe razón alguna para *individualizar* por tecnologías las partidas de costes que globalmente han dado origen al denominado *déficit* y cuya suma constituye el coste total del Sistema. El *déficit* se incrementa en los últimos años porque el Gobierno ha aprobado un reconocimiento de costes al conjunto del Sistema que ha supuesto un incremento tarifario de casi el 30 por 100¹⁰. La CNE ha venido considerando una posible adjudicación a los Presupuestos Generales del Estado del coste de algunas partidas, para «aligerar» el coste sufragado por los consumidores eléctricos (gráfico 7).

Entre dichas partidas se ha incluido, por ejemplo, el coste de internalización de los derechos de emisión, el coste del plan de ahorro y eficiencia energética, el coste de las primas del Régimen Especial¹¹ o el coste del Sistema Extrapeninsular, todas ellas por su facilidad de cuantificación y porque se considera legítimo que parte de dichos costes se socialicen al atender objetivos que no sólo aprovechan a los consumidores eléctricos. Pero de ello no puede concluirse que la CNE señale a dichas partidas como causantes del *déficit*, exonerando al resto de partidas de responsabilidad alguna. El *déficit* es responsabilidad del conjunto de las partidas que integran el Sistema y del diseño regulatorio que le da forma. Tal es así que la propia CNE en su Informe Complementario de 20 de mayo de 2008 sobre la revisión tarifaria del tercer trimestre dejó señalado lo siguiente:

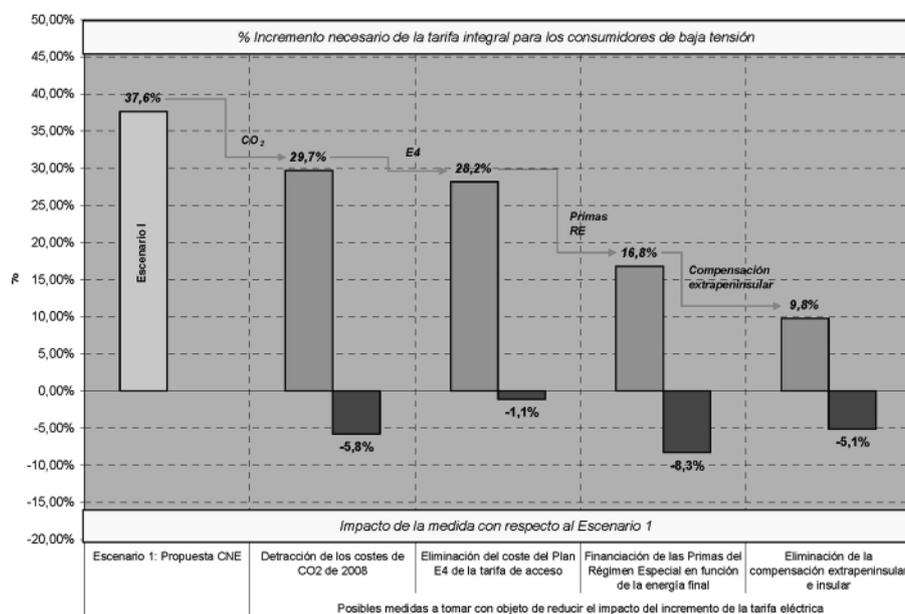
«Los cambios producidos en el modelo regulatorio retributivo que nace con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, han desconfigurado su coherencia interna y disminuido su capacidad para revelar los costes de generación. En particular, la aparición de los costes de los derechos de emisión de CO2 y la cancelación en 2006

¹⁰ Como se comentará más adelante, esas subidas tienen su origen, entre otras causas en un defectuoso diseño regulatorio del funcionamiento del mercado mayorista, tras las últimas reformas.

¹¹ El denominado Régimen Especial engloba la retribución de las tecnologías con fuentes renovables, además de la cogeneración y la incineración de residuos.

de la regulación de los CTC's, que garantizaba a las empresas generadoras la recuperación de los costes de las inversiones realizadas al amparo de la regulación derogada con la LSE, y a los consumidores la contención de los precios de la electricidad en caso de elevación de los precios de los combustibles fósiles, ponen de manifiesto, como se explicará más adelante, *la apertura de una importante brecha entre los precios que determina el mercado para la generación de la electricidad y los costes de generar esa misma electricidad*.

GRÁFICO 7. *Distintas partidas de costes del Sistema susceptibles de ser sufragadas por los Presupuestos Generales del Estado y su efecto de reducción en la tarifa eléctrica*



Fuente: CNE

Es decir, la CNE identifica como causa del constante incremento del *déficit* tarifario el creciente encarecimiento de los costes de adquisición de la energía en el mercado mayorista de generación, que ha perdido los incentivos que el modelo anterior contemplaba para la contención del precio. Por tanto, la CNE no considera que el origen del *déficit* obedezca al *sobrecoste* de financiación del Régimen Especial, ni al coste de los sistemas insulares y extrapeninsulares ni al coste del programa de ahorro y eficiencia energética ni a ningún otro tipo de coste parcial o individualizado. Existen otras partidas que también pueden identificarse como sumatorias para el resultado final total y a las que, por tanto, también podría imputársele responsabilidad en el *déficit*, como veremos con mayor detalle en el siguiente Epígrafe. Si se alega que la retribución del *sobrecoste* de las energías renovables equivale a dos terceras partes del *déficit* en 2008, igualmente puede alegarse que el beneficio *extraordinario* o *excesivo* capturado por las tecnologías inframarginales de tecnología nuclear y gran hidráulica, por el actual diseño regulatorio, (que canceló los CTCs como mecanismo de recuperación

para el Sistema de dichos beneficios *excesivos*) casi supera la totalidad del déficit anual del ejercicio 2008. Sólo el beneficio *excesivo* calculado según las hipótesis del Informe Complementario para dichas tecnologías pudo ascender en el año 2008 a 4.400 millones de euros. Pero realmente dicho debate sobre la imputación del *déficit* a una u otra tecnología, o a una u otra partida, con exclusión del resto, es artificial e introduce confusión. La realidad es que el *déficit* es el resultado del funcionamiento de un modelo, de un Sistema global.

El problema de adjudicar injustamente a la retribución de las energías renovables la mayor parte de dicho *déficit* para a continuación proponer que sea a cargo de los Presupuestos Generales del Estado es que puede introducir un grado importante de imprevisibilidad en el marco retributivo que ponga en riesgo las inversiones en tecnologías de energía renovable e impida alcanzar los objetivos propuestos. De acuerdo con la Comunicación de la Comisión de la UE al Parlamento Europeo, de 7 de diciembre de 2005¹², la mayoría de los países han elegido el sistema de promoción denominado *Feed-in Tariff* o de tarifa regulada, en el que el regulador fija la tarifa para la retribución de la energía eléctrica procedente de las fuentes renovables y el mercado determina la cantidad de energía eléctrica generada con estas fuentes. De acuerdo con dicha Comunicación, el sistema de *Feed-in Tariff*, o de tarifa regulada, es el que se muestra globalmente como más efectivo y más eficiente, dados los elevados precios y la escasa implantación de nuevas instalaciones en el resto de sistemas de promoción. En particular, la propia Comisión de la UE destacaba al sistema regulatorio español vigente en aquellas fechas, con los precios y potencias instaladas hasta el año 2004, como uno de los más efectivos y, al mismo tiempo, más eficientes, junto al de Alemania y al de Dinamarca. ¿Es realmente tan importante la supuesta carga económica que se impone al sistema eléctrico español con el actual modelo retributivo para el fomento de las energías renovables como para llevar a cabo reformas que pongan en riesgo la demostrada eficiencia alcanzada hasta ahora? Trataremos de dar alguna respuesta a este interrogante en el apartado siguiente.

5. El coste del Régimen Especial en España y su contribución porcentual a la definición de la tarifa eléctrica

Otra confusión que se deriva de la imputación del *déficit* a las energías renovables es que puede dar la impresión de que si se rebajara la prima o se detrayera de la tarifa para su retribución vía Presupuestos Generales del Estado, se rebajaría la tarifa en un porcentaje equivalente, lo cual no es en absoluto cierto, porque la generación mediante energía renovable contribuye a minorar el precio de la energía vendida en el mercado diario mayorista de electricidad. Dicho precio en el mercado mayorista resulta un parámetro esencial para la fijación de la tarifa. Sin energía renovable o con menos energía renovable de la prevista, el precio

¹² Esta valoración positiva ha sido actualizada mediante el *Staff Working Document* «The support of electricity from renewable energy sources», presentado por la Comisión Europea el 23 de enero de 2008, junto al *Paquete Verde*. En él se vuelve a señalar a la regulación española como una de las regulaciones más efectivas (porque incentiva la instalación efectiva de nueva potencia), y al mismo tiempo, más eficientes (ya que hasta 2006 no retribuye a las tecnologías renovables por encima de la media europea).

del mercado diario hubiera sido significativamente más alto, con el consiguiente efecto de incremento de la tarifa a los consumidores (y mayores beneficios «extraordinarios» para las tecnologías de generación convencional inframarginales). Ya se ha señalado en estudios precedentes que existen cuantificaciones concretas de los ahorros obtenidos para el conjunto de los consumidores eléctricos como consecuencia de la aportación al mercado de la generación producida mediante fuentes renovables, ahorros que pueden incluso ser superiores a los costes incurridos para generarlos, por lo que el propio adjetivo de *coste* o *sobrecoste* que se suele predicar de las primas para el fomento de las energías renovables puede igualmente inducir a confusión.

La *prima* o remuneración por encima del precio del mercado (*Prima equivalente*) esta cuantificada en los sucesivos *Informes* que la CNE viene realizando en relación con las revisiones tarifarias. Así, para el ejercicio 2008 la CNE realizó una previsión de 2.356 millones de euros:

Previsión de la prima equivalente

Tarifa 2008 Escenario Central	Ventas de energía (GWh)	Coste Total (M€)	Precio Mercado €/kWh	Importe de la Prima Equivalente (M€)
	65.878	6.253	59,15	2.356

Es decir, lo que realmente se preveía abonar al Régimen Especial en el ejercicio 2008 con cargo a la tarifa que abonar los consumidores asciende a la cantidad de 2.356 millones de euros, ya que el resto hasta cubrir el «coste total», se obtiene de los precios abonados por los compradores en el mercado diario mayorista de electricidad. Por la misma razón, la cantidad que debe considerarse como retribución del Régimen Especial en el ejercicio 2007 fue de 1660 millones de euros. Es decir, lejos de los 2.000 millones y de los 3.000 millones que en declaraciones públicas del propio Gobierno se calculan como coste de la prima de las energías renovables en los ejercicios 2007 y 2008. Posteriores actualizaciones de las previsiones de la CNE para los ejercicios 2008 y 2009 son las que se contienen en el cuadro 2. En él se ha señalado en verde las tecnologías renovables y su retribución. Como puede observarse, si se imputa el coste o *prima equivalente* que tiene su origen exclusivamente en fuentes verdaderamente renovables (minihidráulica, eólica, solar y biomasa), el coste previsto ascenderá en 2008 a 2.056 millones de euros, frente a los 2.859 millones de euros previstos para el conjunto del Régimen Especial y frente a los 3.000 millones que se le adjudican desde declaraciones gubernamentales. El coste ascenderá en 2009 a 2.759 millones de euros, frente a los 3.653 millones de euros previstos por la CNE para el conjunto del Régimen Especial.

CUADRO 2. *Retribución Régimen Especial. Previsión ejercicios 2008 y 2009*

AÑO	OPCIÓN VENTA ENERGÍA	Tecnología	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución Total del R.Especial (Miles €)	Retribución Total del R.Especial (€/MWh)	Prima equivalente (Miles €)	Prima equivalente (€/MWh)	
2008	Ventas a tarifa a través de distribuidora	Cogeneración	6.620	2.145	583.797	88	148.130	22	
		Solar	1.825	2.029	827.458	453	707.355	388	
		Eólica	1.822	892	124.449	68	4.535	2	
		Hidráulica	1.336	607	106.867	80	18.940	14	
		Biomasa	757	147	79.257	105	29.466	39	
		Residuos	495	111	28.387	57	-4.211	-9	
		Trat. Residuos	4.029	625	436.211	108	171.091	42	
	Total Ventas a tarifa			16.884	6.557	2.186.427	129	1.075.305	64
	Participación en Mercado de ofertas	Cogeneración	13.591	4.403	1.323.484	97	429.065	32	
		Solar	13	11	4.376	332	3.507	266	
		Eólica	29.083	14.242	2.950.466	101	1.036.509	36	
		Hidráulica	3.065	1.393	314.185	103	112.483	37	
		Biomasa	3.348	653	363.868	109	143.512	43	
		Residuos	2.361	528	214.387	91	58.992	25	
	Trat. Residuos			0	0	0	0	0	
Total Participación en Mercado			51.462	21.230	5.170.766	100	1.784.068	35	
Total 2008			68.346	27.787	7.357.193	108	2.859.373	42	

PREVISIÓN DEL AÑO 2008

	Ventas de energía (GWh)	Coste Total (M€)	Precio Mercado cent€/kWh revisado	Importe de la Prima Equivalente (M€)
Previsión cierre 2008	68.346	7.357	65,81	2.859

PREVISIÓN DEL COSTE DEL REGIMEN ESPECIAL

AÑO	OPCIÓN VENTA ENERGÍA	Tecnología	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución Total del R.Especial (Miles €)	Retribución Total del R.Especial (€/MWh)	Prima equivalente (Miles €)	Prima equivalente (€/MWh)	
2009	Ventas a tarifa a través de distribuidora	Cogeneración	6.737	2.351	594.105	88	210.233	31	
		Solar	2.355	2.587	1.096.915	466	962.752	409	
		Eólica	2.210	1.041	155.097	70	29.166	13	
		Hidráulica	1.516	633	124.627	82	38.222	25	
		Biomasa	1.100	270	118.417	108	55.730	51	
		Residuos	537	120	30.799	57	177	0	
		Trat. Residuos	4.190	650	453.659	108	214.930	51	
	Total Ventas a tarifa			18.645	7.650	2.573.619	138	1.511.210	81
	Participación en Mercado de ofertas	Cogeneración	13.831	4.826	1.178.465	85	390.380	28	
		Solar	73	61	23.722	324	19.551	267	
		Eólica	35.275	16.609	3.354.358	95	1.344.380	38	
		Hidráulica	3.479	1.451	324.707	93	126.497	36	
		Biomasa	4.869	1.194	481.023	99	203.597	42	
		Residuos	2.562	572	203.289	79	57.308	22	
	Trat. Residuos			0	0	0	0	0	0
Total Participación en Mercado			60.089	24.712	5.565.563	93	2.141.711	36	
Total 2009			78.734	32.362	8.139.183	103	3.652.921	46	

PREVISIÓN DEL AÑO 2009

	Ventas de energía (GWh)	Coste Total (M€)	Precio Mercado cent€/kWh revisado	Importe de la Prima Equivalente (M€)
Previsión en tarifa 2009	78.734	8.139	56,98	3.653

Fuente: CNE.

Si consideramos el coste o *prima equivalente* de la tecnología que tiene su origen exclusivamente en fuentes verdaderamente renovables y además no emisora de CO₂ en la generación eléctrica (minihidráulica, eólica, y solar), el coste ascendería en 2008 a 1.883 millones de euros, frente a los 2.859 millones de euros previstos para el conjunto del Régimen Especial y frente a los 3.000 millones que se le adjudican desde declaraciones gubernamentales. Según dicho cálculo el coste ascendería en 2009 a 2.520 millones de euros frente a los 3.653 millones de euros previstos por la CNE para el conjunto del Régimen Especial.

Como puede apreciarse, a pesar de tratarse de cifras muy importantes, resultan ser, en todos los casos, muy inferiores a las que les están adjudicando a las nuevas tecnologías renovables desde distintos ámbitos. Y ello es así, incluso, con el incremento muy significativo de la potencia con tecnología fotovoltaica, que se ha multiplicado casi por diez en un año. Lo defectuoso de la nueva regulación

que ha caracterizado el marco normativo de esta tecnología en el último año y la incertidumbre sobre su futuro, ha desencadenado una auténtica *carrera* para acogerse al régimen regulatorio anterior antes de que se cumpliera el plazo límite previsto para el 29 de septiembre de 2008. Este proceso ha generado grandes ineficiencias y ha acabado abultando innecesariamente la *factura* de la energía solar fotovoltaica, lo que viene a demostrar una vez más la importancia de una buena regulación para conseguir la máxima penetración de las energías renovables al menor coste posible. En el siguiente apartado se reflexionará sobre las implicaciones que para el mercado puede tener el apoyo del regulador, el diseño regulatorio favorable a una tecnología en detrimento de otras.

6. Mercado y competencia en el sector eléctrico

Hay que recordar que el sector eléctrico no tiende al mercado sino al monopolio, al tratarse de una actividad económica de red. La creación de las Agencias Reguladoras independientes en Estados Unidos a finales del s. XIX y principios del XX, tienen su génesis en dicha realidad: se hace precisa la intervención pública para facilitar el funcionamiento de mercado en una actividad económica que de forma natural no tiende a él. Además, pese al denominado proceso de *liberalización* de los sectores energéticos iniciado a nivel mundial en la década de los ochenta del siglo pasado, la mayoría de las actividades que se desarrollan en sector eléctrico, tanto en la generación, como en el transporte y la distribución, siguen precisando de algún tipo de autorización o decisión regulatoria que excluye al mercado; así por ejemplo, la moratoria nuclear, las concesiones hidroeléctricas, o el monopolio legal actual de la actividad de transporte en España y de la distribución en cada zona eléctrica. Había sido precisamente en el sector de las energías renovables en el que se venía observando una mayor capacidad potencial de réplica competitiva a las tecnologías convencionales, al estar al alcance de un gran número de agentes de pequeño y mediano tamaño, y con curvas de aprendizaje que permitían augurar en breve plazo unos costes inferiores a los de las tecnologías convencionales. Desgraciadamente, el nuevo enfoque regulatorio que se viene observando en España relativo al derecho de acceso y de conexión, la inestabilidad regulatoria y las dificultades de acceso a la financiación en el actual entorno económico puede poner en riesgo esa vía de competitividad y mercado que se estaba abriendo en el sector eléctrico.

Por otro lado, el diseño regulatorio actual para el mercado eléctrico mayorista (el diseño de mercado podría ser otro) también produce efectos concretos sobre el grado de competitividad entre las distintas tecnologías y sobre la traslación o no de sus costes a los consumidores finales. Los altos precios en el mercado mayorista benefician sobre todo las tecnologías de Régimen Ordinario inframarginales. Hay argumentos para sostener, como ya ha quedado señalado anteriormente, que el actual diseño regulatorio del mercado mayorista y la existencia de tecnologías que disfrutan de concesiones administrativas que impiden la réplica competitiva con tecnologías similares (nuclear y gran hidroeléctrica), permite la generación de unos beneficios empresariales *extraordinarios* a los grandes grupos integrados que superan la totalidad de la prima obtenida por la generación renovable del Régimen Especial.

Por otro lado, las tecnologías de generación con fuentes renovables, como toda tecnología incipiente cuando aún no han alcanzado su maduración tecnológica, resultan ser más caras hoy que las tecnologías convencionales, con décadas de desarrollo, operación y explotación tras de sí. Pero ya hoy en día, algunas tecnologías renovables como la eólica, han alcanzado un grado de madurez tecnológica suficiente como para competir eficazmente con las tecnologías convencionales. Otras, como la solar o la biomasa, pueden alcanzarla muy pronto. Pero para ello siguen precisando de un entorno regulatorio que permita la inversión de volúmenes suficientes para dar cumplimiento a la curva de aprendizaje prevista y, con ello, a la obtención de las reducciones de coste esperadas para los próximos años. Dicha intervención regulatoria es perfectamente lógica y legítima, y con clara vocación de alumbrar un mercado eficiente, abierto y competitivo en el medio plazo, cuando la evolución de cada tecnología haga ya innecesaria la ayuda pública.

En este sentido no puede olvidarse que la actual situación tampoco es perfecta en términos de mercado, ya que favorece a las tecnologías convencionales más contaminantes; la estructura de los costes que realmente se internalizan en cada una de las tecnologías no contempla aún la totalidad de los costes medioambientales. Así, la principal ventaja competitiva de las tecnologías renovables, su nulo o escaso impacto ambiental comparado con las tecnologías convencionales, resultaba neutralizada hasta ahora porque las tecnologías convencionales no estaban obligadas por el regulador a internalizar en su estructura de costes los importantes impactos ambientales que generan.

Es necesario recordar también que la opción que se presenta como alternativa a las energías renovables en la estrategia de lucha contra el cambio climático, la tecnología nuclear, precisa de ayudas públicas y marcos regulatorios de la misma naturaleza que las energías renovables para hacer posible las decisiones inversoras. Son varias las razones que explican la práctica imposibilidad de la inversión privada en tecnologías de generación eléctrica mediante fisión nuclear en entornos de mercados liberalizados. Para el análisis del coste real de la producción eléctrica nuclear y su dificultad de financiación por el sector privado, es de imprescindible consulta el artículo «Afrontar los riesgos: estructurar la inversión para la construcción de nuevas centrales nucleares», de Robin Cohen (Socio de Economic Consulting, Deloitte & Touche LLP) y Alastair Scrimgeour (Socio del área «Corporate Finance Advisory» de Deloitte Reino Unido)¹³, en el que se llega a concluir, entre otras cosas, que los gobiernos tendrán que asumir a largo plazo muchos de los riesgos específicos de la energía nuclear, constituyendo dicha cuestión una pieza clave de cualquier nuevo programa nuclear futuro, por razones evidentes:

- Los riesgos de la fase previa a la construcción recaen principalmente en los Gobiernos, ya que la obtención de los permisos y licencias puede llevar varios años y el sector privado sólo puede gestionar el riesgo para el supuesto de denegación de las autorizaciones necesarias.
- Es probable que la mayoría de los riesgos asociados a los costes de salida (es decir, desmantelamiento y eliminación de residuos) recaigan en el sector

¹³ *Cuadernos de Energía*, 2006.

público. Aunque el concesionario del sector privado puede contribuir a un fondo que cubra la totalidad de los costes de estas actividades, es probable que los gobiernos sigan siendo responsables de asumir la factura en el caso de que los fondos acumulados sean insuficientes para afrontar los costes reales.

- Es probable que el riesgo de las obligaciones no aseguradas recaiga igualmente en los gobiernos, ya que al sector privado le resultará difícil realizar el cierre financiero si aún quedasen riesgos importantes por cubrir.

Más recientemente, otro analista británico¹⁴, alineado con las tesis de la necesidad en el Reino Unido de mayor potencia de generación eléctrica de origen nuclear, confirma las tesis anteriores, argumentando la necesidad de ayuda pública para hacer viable la inversión, apelando a la existencia de riesgos inasumibles por el potencial inversor, en los siguientes términos:

«La energía nuclear parece ser un método rentable para reducir las emisiones de CO₂, y es considerablemente más barata que las fuentes renovables según el documento de consulta del gobierno. Aunque dichos cálculos dependen inevitablemente de los supuestos escogidos, las cifras sugieren que la energía nuclear puede lograr reducciones de las emisiones con un coste aproximado de 25 euros por tonelada, mientras que en el caso de las fuentes renovables el coste se multiplica por 10 aproximadamente, unos 250 euros por tonelada. La conclusión parece obvia: para cumplir los estrictos objetivos de reducción de las emisiones con un coste mínimo, el gobierno debería apoyar la energía nuclear de la misma manera que lo hace con las fuentes renovables, pero a un nivel mucho menor.»

Aunque la supuesta evidencia de la ventaja en costes de la energía nuclear sobre las renovables no es tal, como veremos más adelante, lo cierto es que el referido analista desarrolla con acierto y sencillez las razones que explican la demanda de ayuda pública para la energía nuclear. Así, argumenta que son las evaluaciones de los riesgos las que dirigen los mercados liberalizados, no las estimaciones de cálculos de *costes nivelados* ni las simples comparaciones del precio por kWh. El riesgo no sólo depende de posibles oscilaciones en los precios, sino de la dinámica de los mercados competitivos —es decir, de lo que hacen otros generadores— y de cómo se minimice y se gestione dicho riesgo. Sostiene el analista que resulta fácil demostrar que, en condiciones de incertidumbre, la tendencia será a posponer la inversión; a que los inversores elijan centrales que les ofrezcan flexibilidad y opciones; y a una preferencia a *seguir la corriente* para garantizar que, si una alternativa de inversión no es óptima (con perspectiva temporal), al menos seguirá siendo competitiva con respecto al resto del sistema (en la práctica, a una preferencia por el gas). Y, finalmente, en relación con dichos riesgos, el analista concluye lo siguiente:

«Por tanto, dichos mercados son problemáticos, en el mejor de los casos, para la energía nuclear. La inversión en centrales nucleares tiene un coste elevado, su construcción lleva más tiempo que las de combustibles fósiles y no sólo supone un mayor nivel de riesgo, sino un abanico más amplio de ellos (...).»

¹⁴ Malcolm Keay, *La Energía Nuclear en el Reino Unido. ¿Es necesaria? ¿Es viable?*, Oxford Institute for Energy Studies.

Termina el experto citando entre dichos riesgos, los siguientes; el *riesgo de mercado* derivado de la volatilidad del precio de la electricidad, que afecta a todos los generadores, pero particularmente a los de la energía nuclear debido a su elevado coste fijo; *riesgos específicos de la energía nuclear*, como los que conllevan la planificación, el *desmantelamiento y la gestión de residuos* (que aún no han sido resueltos); el *riesgo político*, en la medida en que el respaldo del gobierno a la energía nuclear puede cambiar fácilmente con el tiempo, como ha ocurrido en muchos países europeos, elevando el riesgo de que se prohíba a la central operar durante toda su vida útil (o siquiera empezar a funcionar), ya que un accidente nuclear en cualquier parte del mundo podría dar un vuelco súbito a la actitud política (como sucedió tras el accidente de Chernóbil); *riesgo medioambiental*, ya que a pesar del bajo nivel de emisiones de la energía nuclear, el riesgo medioambiental es real y las escalas temporales para combatir el cambio climático no son neutrales para la tecnología nuclear (el límite del año 2020 supondría un buen plazo para la energía nuclear, mientras que el objetivo del año 2050 está demasiado lejano como para que quede claro si va a ser necesaria la energía nuclear); *riesgo de construcción*, ya que no queda claro si la energía nuclear ha superado los grandes problemas del pasado (demoras en la construcción y sobrecostes) dado que se han construido muy pocas centrales nucleares en los países de la OCDE recientemente. (La experiencia con la central de Okhuoto en Finlandia, la única que sigue en fase de construcción, apunta a que pueden persistir problemas a este respecto. La central ha sobrepasado los plazos y el presupuesto).

Si los dos modelos, tanto el basado un relanzamiento de las energías renovables, como el basado en un renacimiento nuclear, exigen de un sistema de ayudas públicas y un régimen regulatorio que los proteja de los vaivenes y volatilidad del mercado, habrá que tratar de analizar porque los gobiernos europeos hasta ahora se han mostrado decididos a apoyar las energías renovables, mientras siguen negando (al menos públicamente) el apoyo a la opción del renacimiento nuclear. Los partidarios de la opción nuclear consideran que es sobre todo un problema de opinión pública y por ello tratan de trasladar un debate con un enfoque que favorezca, lógicamente, sus propios puntos de vista. En España, al mismo tiempo que se descarga la responsabilidad del incremento de tarifas en las energías renovables, en otros foros se resaltan las supuestas ventajas de la tecnología nuclear como pretendidamente menos costosa, segura y eficiente, dando a entender que una mayor instalación de generación nuclear en España tendría el efecto de abaratar el precio de la energía que abonan los consumidores y dotando a nuestro sistema de mayor seguridad de suministro. Trataremos de analizar en los siguientes apartados si la experiencia acumulada permite unas conclusiones tan taxativas.

7. El coste real de la opción del renacimiento nuclear

Tal y como se ha señalado en epígrafes anteriores, en España la tecnología nuclear actualmente en operación tiene margen de maniobra suficiente para contribuir al diseño de mecanismos de mercado que permitan una absorción gradual del *déficit*, manteniendo la totalidad de la prima de las energías renovables como coste para el Sistema. Por lo tanto, cualquier decisión que permita

el máximo aprovechamiento en el tiempo de dichas instalaciones de tecnología nuclear actualmente en operación, puede contribuir decisivamente a una mayor eficiencia de nuestro modelo de mercado, siempre que se eviten y corrijan los mecanismos que han dado lugar a una retribución desequilibrada en los últimos años en favor de ésta y de otras tecnologías. Pero cuestión distinta es aquella que se refiere a los planteamientos de quienes postulan la instalación de nueva potencia con tecnología nuclear de fisión (que, aunque la decisión se tomara ahora, difícilmente podrían entrar en operación antes del 2.015 o 2.016). Desde una perspectiva estrictamente económica existen varias razones que cuestionan la supuesta superioridad de la tecnología nuclear de fisión ya que, a pesar de los avances tecnológicos, aún quedan muchos aspectos por resolver.

Con el fin de establecer una comparación en orden de magnitud de los costes incurridos por las diferentes tecnologías de generación, Foro Nuclear realizó en el año 2007 un estudio en el que se analizaban las condiciones técnicas que se debían cumplir en el diseño básico del parque de generación de un sistema eléctrico y su aplicación al sistema eléctrico peninsular español en el horizonte 2030¹⁵. Concretamente, en el epígrafe 3 del mencionado estudio relativo al análisis básico de cobertura de la demanda en el escenario 2030, se efectuaba un análisis sobre los costes de generación por tecnologías utilizando valores de referencia.

CUADRO 3. *Estimación de costes de generación por tecnología en 2015, sin internalización de costes externos.*

	Carbón		Gas Natural		Eólicas		Nuclear	
	\$/MWh	€/MWh	\$/MWh	€/MWh	\$/MWh	€/MWh	\$/MWh	€/MWh
Capital	30,4	23,38	11,4	8,80	40,7	30,60	42,7	32,85
Op y Mto.	4,7	3,60	1,4	1,08	8,3	6,38	7,8	6,00
Combustible	14,5	11,16	39,9	30,70	0,0	0,00	6,6	5,08
Total (*)	53,1	40,85	52,5	40,38	55,8	42,93	59,3	45,61

* El total incluye los costes de conexión a red

Fuente: *Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte de 2030*, Foro Nuclear, 2007.

El cuadro 3 muestra los costes por tecnología indicados por el estudio del Foro Nuclear, incluido el coste de capital, del MWh de energía producida durante la vida útil de la instalación, expresados en dólares de 2004¹⁶, pero proyectados para iniciar la generación en el año 2015. Por otra parte si se tienen en cuenta los costes externos, esto es, los costes debidos a efectos sobre personas (accidentes mortales, enfermedades, etc) y a efectos sobre el entorno (polución química, efecto invernadero, etc), los costes totales por tecnología se verían incrementados. El Foro Nuclear considera en el citado estudio dos tipos de fuentes: la valoración de costes realizada por la Comisión Europea en 1998, y los que actualiza la OCDE (aceptados por el Ministerio de Industria francés, junio 2003) para puestas en servicio en 2015:

¹⁵ *Mix de Generación en el Sistema Eléctrico Español en el horizonte 2030*, Foro Nuclear, 2007.

¹⁶ Tipo de cambio 1,3 \$/€.

Costes externos

	Act. De OCDE para PES en 2015	CE/1998
	€/MWh	€/MWh
Petróleo	15,8	49,00
Carbón	15,8	80,00
Gas	7,4	24,00
Nuclear	2,4	3,00

Por tanto, teniendo en cuenta ambas alternativas consideradas por el Foro Nuclear, se obtienen los resultados de costes totales por tecnología que ofrece el cuadro 4:

CUADRO 4. *Estimación costes totales por cada tecnología previstos para 2015 s/ Act de OCDE para PES en 2015*

	Carbón	Gas Natural	Eólicas	Nuclear
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Costes	40,85	40,38	42,93	45,61
Costes externos	15,80	7,40		2,40
Total (*)	56,65	47,78	42,93	48,01

s/ CE/1998

	Carbón	Gas Natural	Eólicas	Nuclear
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Costes	40,85	40,38	42,93	45,61
Costes externos	80,00	24,00		3,00
Total (*)	120,85	64,38	42,93	48,61

Fuente: Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030, Foro Nuclear, 2007, y elaboración propia.

Como se puede apreciar, en ambos casos el coste €/MWh de la tecnología nuclear resulta superior al de la eólica, un 11,83 por 100 considerando la alternativa de la OCDE para los costes externos y un 13,23 por 100 si tenemos en cuenta la valoración de los costes externos realizada por la Comisión Europea.

Además del citado estudio del Foro Nuclear, existen otros que establecen unos costes muy superiores para la nueva potencia de generación por fisión nuclear, en un horizonte temporal de largo plazo como el que se está considerando, en relación con el coste estimado para las tecnologías de generación con fuentes renovables. Según un estudio realizado por MIT (Massachusetts Institute of Technology) el coste de la electricidad nuclear es muy superior a las cifras que ofrece la industria nuclear y se acerca a los 6,7 c Kw/h, coste que hoy en día puede igualarse e incluso mejorarse con determinadas tecnologías renovables. Otros estudios estiman que la búsqueda de soluciones para el almacenamiento de los residuos, y la internalización de esos costes arrojará cifras del orden de 20

cent.€/KWh en el horizonte del año 2.050¹⁷, considerablemente superiores a los costes la mayoría de las tecnologías renovables disponibles en dicha fecha.

Es decir, lo que están poniendo de relieve estos estudios es que la instalación de nueva potencia nuclear, que exige períodos muy largos de recuperación de la inversión, al ser muy intensiva en capital (entre 30 y 50 años), en la actualidad resulta muy cuestionable en términos económicos y en entornos de mercado. La evolución tecnológica y la curva de aprendizaje de tecnologías de generación con fuentes renovables (eólica, solar termoeléctrica, solar fotovoltaica) les permitirían competir en precio con la generación nuclear mucho tiempo antes de que ésta hubiera llegado a agotar el ciclo temporal necesario para su rentabilidad. En definitiva, lo que impide la instalación de nueva potencia nuclear es el funcionamiento del propio mercado, con tecnologías que utilizan fuentes renovables como combustible y que irán reduciendo costes muy rápidamente, frente a los costes crecientes de la tecnología nuclear de fisión, que además precisa períodos muy largos de producción para poder ser realmente competitivos. Además, no sólo están infravalorados los costes que se imputan a la tecnología de generación nuclear, sino que los costes que se consideran para las energías renovables están sobrevalorados en los estudios que postulan la opción del renacimiento nuclear.

8. Estimación del supuesto sobrecoste de la opción renovable respecto a la opción nuclear

La Asociación que aglutina a las principales compañías eléctricas españolas (UNESA) publicó recientemente un estudio en el que se señalaban las supuestas diferencias de costes, en términos globales, entre el modelo de «Expansión Nuclear» y el modelo de «Máxima Penetración Renovables» (cuadro 5).

La supuesta diferencia de costes entre la expansión nuclear y la «máxima» penetración renovables oscila, según dicho estudio, entre 22.472 y 20.256 millones de euros, a favor de aquella. (cuadro 5). Sin embargo, dicho cálculo se obtiene a partir de un coste para la generación eólica de 69,6 €/Mwh y un coste para la generación nuclear de 36,4 €/Mwh. (cuadro 6). Ambos costes son irreales. Como ya se ha señalado, según estudios del propio Foro Nuclear, el coste previsto para la opción nuclear superará ya en 2.015 (fecha mínima prevista para la entrada en operación de nuevas centrales cuya fase de construcción se iniciara ahora) como mínimo los 48 €/MWh frente a los 45 €/MWh previstos para la generación con tecnología eólica.

¹⁷ Estudio del Instituto para la Investigación Tecnológica (IIT) para Greenpeace España, *Renovables 100 por 100. Un sistema eléctrico Renovable para la España peninsular y su viabilidad económica*, Octubre 2006.

CUADRO 5. *Resumen de resultados de los casos y escenarios analizados. Coste combustibles fósiles, nuclear y O&M + Coste CO₂ + Amortización y retribución de inversión + Remuneración Renovables.*

Escenarios:	Gas Natural Prioritario			Carbón Prioritario			
	Máximo aprovech. del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetrac. Renovables	Máximo aprovech. del Equipo	Expansión Nuclear	Máxima Penetrac. Renovables	Incorporac. de Carbón con captura
Suma de costes difer. (millones €)	82.060	74.316	96.788	101.699	89.943	110.199	99.225
Emissiones medias de CO ₂ del periodo 2020-30 (internalizadas en los costes) (miles t)	57.594	46.321	40.136	69.468	58.345	51.380	61.267
% Emis sobre 1990	-2%	-21%	-32%	18%	-1%	-13%	4%
Dependencia Energética ext.	50%	43%	39%	48%	41%	36%	46%
	Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Gas sea Prioritario			Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Carbón sea Prioritario			
Diferencia (millones €)*	7.744	-	22.472	11.756	-	20.256	9.282

* Diferencia con respecto al equipamiento de menor coste diferencial en el escenario de coste variable correspondiente (en millones de euros), que en ambos escenarios es el caso de Expansión Nuclear.

Fuente: *Prospectiva Generación Eléctrica 2030*, UNESA, Nov 2007

CUADRO 6. *Costes de generación en distintas tecnologías de generación contempladas en moneda constante (€/MWh).*

				Coste combustible + CO ₂		Coste Total		
	Inversión €/MWh	Coste de Capital €/MWh bc	Coste O&M €/MWh bc	Gas Prior €/MWh bc	Carbón Prior €/MWh bc	Gas Prior €/MWh bc	Carbón Prior €/MWh bc	
Central Ultrasupercrítica con captura	1.800.000	23,9	4,9	27,5	26,6	56,2	55,4	C Combustible incluye tte y almacenamiento de CO ₂
IGCC con Captura	1.607.170	15,2	12,9	26,1	25,0	54,2	53,1	
Turbina de gas	315.000	26,0	20,4	55,8	73,5	102,3	119,9	utilización: 1.000 h /año
CCGT	512.436	6,2	4,5	42,3	55,1	53,0	65,9	
Carbón supercrítico sin captura	969.434	9,7	4,0	-	32,91	-	46,6	Mera referencia sin utilizarse en el análisis
Nuclear	2.083.972	20,6	10,2	5,6	5,6	36,4	36,4	Incluye Coste de 2ª fase combustible como coste de combustible
Ampliación Hidroeléctrica regulada	630.000	37,26	8,20	0,0	0,0	45,5	45,5	
Eólica terrestre	1.100.040	58,4	11,2	0,0	0,0	69,6	69,6	TIR: 8%
Eólica off-shore *	1.696.000	56,6	16,8	0,0	0,0	73,4	73,4	TIR: 8%
Fotovoltaica fija	5.050.000	378,46	1,59	0,0	0,0	380,1	380,1	TIR: 8%

* Valor medio de distintos estudios que varían entre 1.500 y 1.800 €/kWh.

Fuente: *Prospectiva Generación Eléctrica 2030*, UNESA, Nov 2007.

Por otro lado, la prospectiva comentada adjudica hasta el horizonte de 2030 la practica totalidad de la potencia renovable a la tecnología eólica (lo que introduce innecesarias ineficiencias de operación en el Sistema¹⁸, como ya se señaló en trabajos anteriores que resaltaban las eficiencias obtenidas con la hibridación de distintas tecnologías renovables, y en especial de la hibridación de la energía eólica y solar, con el vector del hidrógeno¹⁹) y limita artificialmente las posibilidades y potencial de otras tecnologías renovables distintas de la eólica, especialmente, de la tecnología solar termoeléctrica y solar fotovoltaica (cuadro 7).

CUADRO 7. *Adjudicación desequilibrada hacia la potencia eólica en la prospectiva*

Casos	Equipo
Caso Base	Equipo fijo + Centrales de punta que sean necesarias
Caso Nuclear	Equipo fijo+ 6.500 MW de nueva Nuclear
Caso incorporación de Carbón con captura y almacenamiento	Equipo fijo + 6.500 MW de nuevas CT Carbón con captura
Caso Máxima penetración de Energías Renovables	Equipo fijo + 27.000 MW Renovables adicionales, (Eólica y solar)
Caso Mixto*	Equipo fijo + 2.600 MW Nucleares + 3.900 MW de Carbón con captura

* Se analiza en el apartado 6 (Consideraciones finales)

Casos:	Máximo aprovecham. Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración Renovables	Carbón con captura	Caso Mixto Carbón con captura-Nuclear
Nuclear	7.496	13.801	7.496	7.496	10.018
Carbón	562	562	562	6.834	4.325
Ciclos Combinados	28.384	28.384	28.384	28.384	28.384
Hidroeléctrica	18.110	18.110	21.360	18.110	18.110
Régimen Especial	51.964	51.964	75.714	51.964	51.964
Eólica	35.000	35.000	58.750	35.000	35.000
Resto Renovables	7.864	7.864	7.864	7.864	7.864
Cogeneración	9.100	9.100	9.100	9.100	9.100
Potencia Punta	25.202	18.412	19.182	18.651	18.693
Total MW bc	131.717	131.232	152.698	131.438	131.494

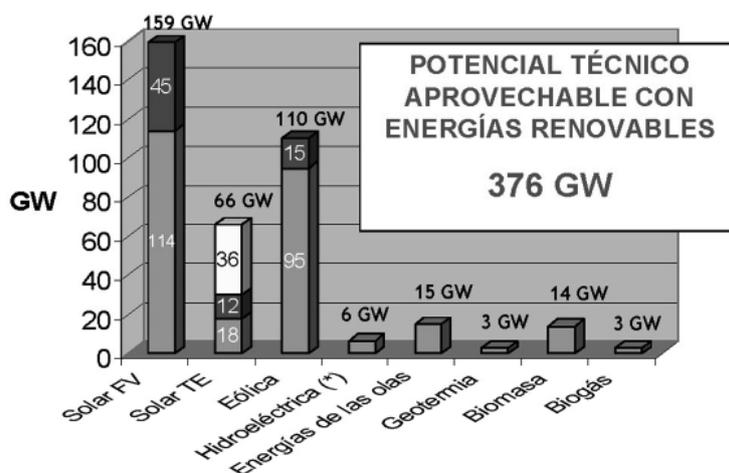
Fuente: *Prospectiva Generación Eléctrica 2030*, UNESA, Nov 2007.

¹⁸ Recientes trabajos cuantifican en un promedio de 11,28 €/MWh el coste de la ineficiencia de un exceso de potencia eólica argumentando sobrecostes por necesidad de potencia de respaldo ante la intermitencia de esa generación renovable. Sin embargo, tal imputación es discutible; en un sistema con exceso de capacidad como el actual español, nueva capacidad eólica no exige mayor potencia de respaldo; hay otros factores que introducen variabilidad en la operación y no a todos se les imputa el coste; llevado al extremo, ninguna tecnología es firme en términos absolutos. (Dr. Gonzalo Saez de Miera, Director Prospectiva de Iberdrola, *El futuro de la energía renovable*. Cámara de Comercio de Cantabria).

¹⁹ «Renovables 100 por 100. Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica». Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad de Comillas, *op. cit.*

Ya en el año 2008 existe potencia instalada con tecnología solar fotovoltaica que casi alcanza los 3.000 MW, y estimaciones del sector fotovoltaico español ven viable una instalación de 20.000 MW fotovoltaicos en 2.020 por las favorables condiciones de recurso solar en España²⁰ (gráfico 8).

GRÁFICO 8. *Potencial técnico aprovechable con energías renovables en España.*



Fuente: Secretaría General de Energía, Gobierno España, 2007.

Sin embargo, en la perspectiva que postula como opción el renacimiento nuclear, se contempla la instalación de 1.500 MW de potencia fotovoltaica en el año 2.020, para alcanzar finalmente los 2.400 MW fotovoltaicos instalados en el año 2030. Es decir, la realidad se ha adelantado a la citada perspectiva en...!20 años! (cuadro 8).

Además, incluso aunque admitiéramos los cálculos de costes y perspectiva que favorecen la expansión nuclear, sus promotores han de reconocer que no se traducirían en una menor tarifa eléctrica para el consumidor, sino que, al contrario, con la opción de «expansión nuclear» el precio medio final de la electricidad que pagaría el consumidor sería superior al que pagaría con la opción de «máxima penetración renovable» (cuadro 9).

²⁰ Por otro lado, la actual tecnología solar termoelectrica con almacenamiento, permite la generación eléctrica durante las 24 horas del día con unos costes que se calculan en alrededor de 120 €/MWh en el año 2010, lo que incentivaría la inversión en este tipo de tecnología en cuantía muy superior a los 500 MW previstos hasta el año 2030.

CUADRO 8. *Adjudicación insuficiente de potencia solar en la prospectiva crítica a la opción renovable*

Potencia en Régimen Especial y en Energías Renovables (MW)
Casos Base, Nuclear, Carbón con Captura y Mixto

	2007	2013	2020	2025	2030
Hidroeléctrica en Régimen Ordinario	16.670	17.685	18.385	18.385	18.385
Régimen Especial					
Cogeneración+TR	6.500	8.900	9.100	9.100	9.100
Solar Fotovoltaica	100	600	1.300	1.800	2.300
Solar Termoeléctrica	50	500	500	500	500
Eólica terrestre	12.500	22.000	29.000	30.000	30.000
Eólica off-shore	0	0	0	2.500	5.000
Minihidráulica	1.750	2.199	2.199	2.199	2.199
Biomasa	700	2.274	2.274	2.274	2.274
Residuos	591	591	591	591	591
Total Régimen especial	22.191	37.064	44.964	48.964	51.964
Subtotal renovable RE	15.691	28.164	35.864	39.864	42.964
Total Renovable RO+RE	32.361	45.849	54.249	58.249	61.249

Fuente: *Prospectiva Generación Eléctrica 2030*, UNESA, Nov 2007

CUADRO 9. *Estimación del precio medio de la electricidad en 2030 según la opción nuclear y según la opción renovable.*

Resultados para el 2030	Base	Eficiencia y Renovables	Oferta	"Role of Electricity"
Inversión total 2000-2030 (GW)	928	984	950	1.090
• Gas	261	292	285	336
• Sólidos	281	67	179	219
• Renovables	297	520	368	398
• Nuclear	51	76	91	104
• Otros	38	29	27	33
Nucleares con extensión vida (GW)	0	0	78	78
Nuevas plantas CCS (GW)	0	0	182	143

Implicaciones en costes (EU-25)

Resultados para el 2030	Base	Eficiencia y Renovables	Oferta	"Role of Electricity"
Coste total de la energía (2005=100)	146	156	161	147
Coste total como % del PIB	9,6	10,3	10,6	9,6
Coste total por unidad de energía final (2005=100)	124	153	142	139
Precio medio de la electricidad (2005=100)	111	123	133	121
Valor del carbono (€-2005/TCO ₂)	5	123	63	35
Coste inversiones en generación hasta 2030 (Mm€)	933	1.039	1036	1.115

Fuente: *Prospectiva Generación Eléctrica 2030*, UNESA, Nov 2007.

Para finalizar, realizaremos una última reflexión sobre otro tópico que es usado con frecuencia en las comparaciones del modelo de renacimiento nuclear con el modelo de máximo aprovechamiento de las energías renovables. Nos referimos a la supuesta garantía de suministro que ofrece la generación nuclear frente a la ausencia de garantía de suministro que se adjudica a la energía renovable.

9. La garantía de suministro y la energía nuclear

También en el trabajo anterior al que nos hemos venido refiriendo, se argumentaba cómo las energías renovables son capaces de ofrecer garantía de suministro, globalmente considerado, reduciendo la dependencia energética exterior. Así se señala en el denominado «Paquete Verde» aprobado en la Unión Europea. Pero la cuestión es que la misma capacidad de reducción de la dependencia energética exterior se predica de la generación con tecnología nuclear. Así, por ejemplo, incluso el propio Centro Nacional de Energías Renovables de España (CENER) no discute dicha cualidad de la opción nuclear, pero al menos, establece un claro matiz al advertir que «no todo el uranio necesario es extraído en España» (cuadro 10). La realidad es que el uranio de origen español empleado en el combustible de las centrales nucleares españolas es el 0 por 100²¹. Por lo tanto, el argumento de que la «generación nuclear se produce en España» para adjudicarle la categoría de energía 100 por 100 autóctona, llevaría al absurdo de adjudicar la misma cualidad a la producción con gas o a la producción con carbón, ya que también se produce en España, aunque no disponemos de gas (0,5%) y escasamente de carbón (31,3%).

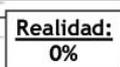
CUADRO 10. Contribución a la independencia energética por tecnología.

Energía Primaria	Estructura del consumo	% de producción interna
Carbón	14,6%	31,3%
Petróleo	49,6%	0,2%
Gas natural	19,9%	0,5%
Nuclear ¹	10,3%	100,0%
Hidráulica	1,1%	100,0%
Otras renovables	4,6%	100,0%
Saldo eléctrico ²	0,0%	0,0%
Total	100,0%	20,8%

(1) El 100% de la energía nuclear citada se produce en España. Sin embargo no todo el uranio necesario es extraído en España.

(2) Es la diferencia entre la energía importada y la que se exporta a otros países. Aunque la entrada de energía de Francia sea importante existe una exportación también importante que convirtió a España en exportador de energía: 0,08% del consumo español.

Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas (DGPPEM).



Fuente: CENER y elaboración propia.

²¹ El uranio disponible de origen español resultaría excesivamente costoso, por lo que no se emplea actualmente como combustible.

Incluso desde la perspectiva de la operación del Sistema, un mix equilibrado de generación renovable es más flexible y permite una mejor operación que la tecnología nuclear. Las centrales nucleares presentan un coste en ciclo de vida útil mucho más desplazado hacia el momento de la inversión inicial, lo cual añadido a su mayor rigidez y dificultad técnica para contribuir de forma efectiva a la regulación de potencia necesaria para las variaciones de la demanda en la operación del Sistema, las convierte en especialmente inapropiadas para complementar los mix de generación eléctrica que incorporen creciente contribución renovable a costes cada vez más competitivos.

En definitiva, son muchas las razones que avalan el modelo energético basado en energías renovables y que niegan validez a la opción del renacimiento nuclear. Las interacciones de una u otra opción con las estrategias de ahorro y eficiencia energética, el fomento de los biocombustibles, o el desarrollo de la economía del hidrógeno, tampoco son idénticas (la opción del modelo renovable es la que mejor encaja con todas ellas), pero su comentario excede ya de las posibilidades de este trabajo y quizás puedan ser tratadas en un estudio posterior.

10. Conclusión

La insostenibilidad del modelo de desarrollo actual no resulta sólo de las obligaciones derivadas de la lucha contra el cambio climático, sino que descansa también en la imposibilidad de atender la creciente demanda de combustible prevista, que debería atenderse con recursos limitados, agotables, caros y en pocas manos. La buena noticia es que existe una alternativa viable técnica y económicamente y que aporta la solución definitiva: el modelo basado en las energías renovables.

Sin embargo, el debate energético actual parece reducirse a la elección entre distintas estrategias para la lucha contra el cambio climático. Existen poderosos y lógicos intereses para disputar el negocio que generará la energía en las próximas décadas, y el estado de opinión pública sobre cual ha de ser la opción de futuro más eficiente y segura para garantizar la sostenibilidad se está constituyendo en un factor estratégico del debate. Al hilo de ese debate se insiste en presentar a la opción del relanzamiento nuclear como más económica, más segura y más respetuosa con los mecanismos de mercado y de competencia, frente a unas energías renovables que se dicen subvencionadas, caras e incapaces de ofrecer garantía de suministro. La realidad y los datos manejados por los propios partidarios de la opción nuclear, demuestra que un modelo equilibrado de generación basada en energías renovables resulta ser más barato, más favorecedor del mercado y la competencia, y más efectivo en la reducción de la dependencia energética exterior, que el que se postula como *opción nuclear*. No obstante, el máximo aprovechamiento de la vida útil de las centrales nucleares ya en operación, puede ayudar a favorecer la transición hacia un nuevo modelo 100 por 100 renovable.

La encrucijada actual no va a ser resuelta por la propia dinámica y lógica del mercado. Esa alternativa 100 por 100 renovable posible va a depender de las decisiones regulatorias que se adopten hoy para el diseño del marco regulatorio de las próximas décadas. Las decisiones que quieren presentar alternativas al

modelo de máximo desarrollo de las energías renovables disponibles, están encontrando acomodo en los foros de decisión de ámbito supranacional. Por ello, sería razonable que las decisiones que pretendan alcanzar un modelo alternativo basado en el máximo aprovechamiento de las energías renovables, también puedan adoptarse con carácter global en los mismo ámbitos. La integración de los mercados energéticos regionales y su armonización regulatoria ayudaría, sin duda, a dimensionar los mercados para facilitar la inversión en I+D, acelerando la curva de aprendizaje y acercando en el tiempo los escenarios de plena competitividad en coste de las tecnologías renovables más caras. En palabras del Secretario General de la OCDE:

«Necesitaremos empezar a reorientar nuestras economías, basando nuestros motores de crecimiento en sectores que respeten y regeneren el medio ambiente; y quizás aceptar que no podemos seguir creciendo como lo hemos hecho hasta ahora porque el planeta no lo resiste. Estoy hablando de un cambio cultural. Requerimos un cambio climático mental, político y social. Hará falta una alta dosis de liderazgo para llevarlo a cabo. Pero también organizaciones internacionales fuertes que puedan sintonizar las posturas divergentes. En los próximos meses, los gobiernos tendrán que tomar decisiones trascendentales para el equilibrio futuro del medio ambiente, para pactar un nuevo acuerdo global en Copenhague. Es clave que estén bien informados, que tengan preceptos comunes para entenderse y números claros y confiables para decidir»²².

Esperemos que el modelo regulatorio ahora en discusión en ámbitos internacionales y que definirá el marco de desarrollo en este nuevo siglo, persiga realmente el máximo desarrollo de la energía renovable a nuestro alcance. Un modelo basado en una energía barata, inagotable, limpia y accesible en todas las zonas del planeta.

²² «Si se puede detener el cambio climático», Ángel Gurría, Secretario General OCDE, Revista *Capital*, Septiembre, 2008.

CAPÍTULO 7

POLÍTICAS Y PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN BRASIL¹

EDVALDO ALVES DE SANTANA

Director de la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, Brasil)

JACQUELINE BARBOZA MARIANO

*Especialista en regulación del petróleo y sus derivados de la Dirección
de Planificación e Investigación*

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e dos Biocombustíveis (ANP, Brasil)

1. Introducción

Actualmente ya existe un reconocimiento considerable en Brasil sobre la importancia de la utilización racional de la energía, asociada al hecho de que la eficiencia energética está íntimamente relacionada con la reducción de costes de producción, con aumentos de productividad, con un postergamiento de las inversiones en proyectos energéticos y con beneficios medioambientales significativos, entre los cuales uno de los más importantes consiste en la posibilidad de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, la discusión sobre la racionalización del uso de la energía en el país se inició únicamente tras las crisis del petróleo de 1973-74 y 1979-81 y del consecuente aumento de los precios de los recursos energéticos.

En ese momento fue cuando el Gobierno comenzó a ser consciente de la necesidad de invertir en un incremento de la producción de petróleo nacional, en la diversificación de las fuentes de energía de la matriz energética nacional (Proálcool) y en las iniciativas destinadas a la conservación de la energía y la eficiencia energética.

En 1975, comenzaron las investigaciones sobre el uso racional de la energía en Brasil, por parte del Grupo de Estudios sobre Fuentes Alternativas de Energía (GFAE), en colaboración con el Ministerio de Minas y Energía. También en 1975, la Presidencia de la República autorizó a FINEP (Financiadora de Estudios y Proyectos) para que destinara recursos financieros a la realización de un Programa de Estudios de Conservación de Energía.

En la década de los 80, se lanzaron los primeros programas del Gobierno destinados a fomentar la racionalización del uso de la energía. En 1981, el Gobierno Federal lanzó el Programa CONSERVE (Programa de Conservación de Energía en el Sector Industrial), primer programa de peso a nivel nacional cuyo objetivo consistía en promover la conservación y sustitución del fueloil consumido por la industria y que constituyó el primer esfuerzo importante en el sentido de la conservación de energía en el país (ANP y ANEEL, 1999).

¹ La opinión de los autores no refleja necesariamente las posiciones de la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) y la ANP (Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles).

Desde el lanzamiento del Programa CONSERVE, el Poder Ejecutivo Federal realizó varias acciones destinadas a fomentar la utilización racional de la energía, el desarrollo de equipos más eficientes y la difusión de los conceptos de lucha contra el desperdicio de energía dirigidas a distintos sectores de la economía brasileña: industrial, comercial, público, agropecuario, residencial y de transportes.

A pesar de estas iniciativas, hoy en día todavía se constatan muchas «vías de desperdicio» de energía en la economía brasileña como los hábitos inadecuados de consumo, la comercialización y utilización de aparatos ineficientes y la falta de conocimientos técnicos por parte de los grandes consumidores, que están entre los factores que más contribuyen a esta situación. Por ello, todavía falta mucho por hacer en cuanto a políticas y programas gubernamentales para el uso racional de la energía, así como para un mayor protagonismo del tema en la planificación energética brasileña.

En este contexto, el presente artículo pretende presentar las principales iniciativas del Gobierno Federal brasileño para promover la eficiencia energética en el país mediante distintos tipos de acciones de lucha contra el desperdicio de energía tales como: la divulgación de información sobre el uso eficiente de la energía a través de los medios de comunicación, la determinación de índices mínimos de consumo de energía para determinados tipos de equipos y el etiquetado de equipos.

2. El marco jurídico de la eficiencia energética en Brasil

El *Programa CONSERVE*, de 1981, se creó para cumplir los objetivos dictados por la Orden MIC/GM46 del Ministerio de Industria y Comercio, relativa a la promoción de la conservación de energía en la industria, al desarrollo de productos y procesos más eficientes energéticamente y al fomento de la sustitución de recursos energéticos importados por fuentes alternativas autóctonas. El objetivo del CONSERVE consistía en estimular la conservación y sustitución del fueloil consumido por la industria, especialmente por la industria siderúrgica, de papel y celulosa, y de cemento. No obstante, el programa se basaba fundamentalmente en la sustitución de fuentes de energía, en detrimento de la directriz primordial de la conservación. Se centraba principalmente en el aprovechamiento de la capacidad excedentaria de generación eléctrica hidráulica para la generación de calor en las industrias (electrotermia).

El 2 de abril de 1982, mediante el Decreto n.º 87.079, se aprobaron las directrices del Programa de Movilización Energética (PME), un conjunto de acciones destinadas a la conservación de energía y a la sustitución de derivados del petróleo. El PME se creó con el objetivo de racionalizar la utilización de la energía para conseguir una disminución del consumo de los insumos energéticos y sustituir progresivamente los derivados del petróleo por combustibles alternativos nacionales. La conservación de energía era una de las prioridades del programa.

En 1984, el Inmetro (Instituto Brasileño de Metrología), organismo vinculado al Ministerio de Industria y Comercio, implantó el Programa de Conservación de Energía Eléctrica en Electrodomésticos, cuyo objetivo consistía en fomentar la

reducción del consumo de energía en equipos como refrigeradores, congeladores y aparatos de aire acondicionado domésticos. En 1992, se cambió el nombre del programa, que pasó a denominarse Programa Brasileño de Etiquetado, pero se mantuvieron sus competencias iniciales, a las cuales se añadieron los requisitos de seguridad y el establecimiento de acciones para la definición de índices mínimos de eficiencia energética.

En diciembre de 1985, se constituyó el *Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica (PROCEL)*, a través de la Orden interministerial n.º 1.877, de los Ministerios de Minas y Energía, y de Industria y Comercio, con objeto de integrar las acciones destinadas a la conservación de energía eléctrica en el país, dentro de una visión coordinada y de conjunto. El PROCEL se creó considerando el contexto energético del país en aquel momento, especialmente el peso de la energía eléctrica en el Balance Energético Nacional (cerca de un tercio del consumo total de energía), así como el elevado potencial de conservación de energía eléctrica que ya había sido identificado en distintos estudios y evaluaciones realizados con anterioridad.

Cinco años después, en 1990, se crea, mediante el Decreto Presidencial n.º 99.250, el *Programa Nacional de Racionalización de la Producción y del Uso de la Energía*, destinado a proponer directrices generales para la conservación de energía en el país (no sólo de energía eléctrica), fomentar el desarrollo de un plan principal definiendo potenciales, prioridades y metas globales para la conservación de energía en el país, respaldar y acompañar el desarrollo de programas existentes de conservación y racionalización de energía.

También en 1990, mediante el Decreto n.º 99.656, el Gobierno Federal creó la *Comisión Interna de Conservación de Energía (CICE)*, en todos los establecimientos pertenecientes al organismo o entidad de la Administración Federal directa o indirecta, fundaciones, empresas públicas y sociedades de economía mixta que presenten un consumo anual de energía superior a 600.000 kWh o un consumo anual de combustible superior a 15 tep (toneladas equivalentes de petróleo), marcando un intento de reducir el desperdicio de energía en el Sector Público. La CICE es responsable de la elaboración, implantación y acompañamiento de los objetivos del Programa de Conservación de Energía, así como de la divulgación de sus resultados en las dependencias de cada establecimiento.

El 18 de julio de 1991, mediante Decreto Federal, se constituyó el *Programa Nacional de Racionalización del Uso de los Derivados del Petróleo y del Gas Natural (CONPET)* y se revisaron las competencias del PROCEL. La finalidad de ambos programas consistía en desarrollar e integrar acciones destinadas a la racionalización del uso de la energía y se crearon en consonancia con las directrices del Programa Nacional de Racionalización de la Producción y del Uso de la Energía. Se estableció que el encargado del control de las acciones del programa sería el *Grupo Coordinador del CONPET (GCC)*, que estaría integrado por representantes de distintos ministerios y de las confederaciones de la industria y del comercio. El encargado de controlar las acciones del PROCEL sería el *Grupo Coordinador de Conservación de Energía Eléctrica (GCCE)*, de composición similar a la del GCC.

En 1993, también a través del Decreto del Poder Ejecutivo Federal, se estableció que el encargado del control de las acciones del Programa Nacional de

Racionalización de la Producción y del Uso de la Energía sería el *Grupo Ejecutivo del Programa Nacional de Racionalización de la Producción y del Uso de Energía (GERE)*, coordinado por el Ministerio de Minas y Energía, con las siguientes competencias:

- proponer las directrices generales para la conservación de energía en el país;
- promover la elaboración del Plan Director, evaluando potencialidades y definiendo prioridades y metas globales para la racionalización de la producción y del uso de energía en el país;
- acompañar y orientar en el desarrollo de las actividades de las Comisiones Internas de Conservación de Energía (CICE);
- promover la coordinación, con los Poderes Legislativo y Judicial, así como con organismos y entidades gubernamentales, para la difusión del concepto de conservación y uso racional de la energía, para el desarrollo de acciones que resulten en la conservación y uso racional de la energía y para el desarrollo de acciones que resulten en la conservación y racionalización del uso de distintas formas de energía;
- evaluar y proponer las modificaciones necesarias de la legislación con objeto de proporcionar una mayor eficacia, así como de la producción y del uso de la energía; y
- respaldar, evaluar, promover el reconocimiento y divulgar los esfuerzos de conservación y racionalización en la producción y uso de energía de los distintos sectores de la economía.

En 1993 se creó el *Premio Nacional de Conservación de Energía* (mediante el Decreto Federal de 8 de diciembre), destinado al reconocimiento de las contribuciones a favor de la conservación y el uso racional de la energía en el país. El decreto determina que el premio se concederá anualmente a las siguientes categorías: organismos y empresas de la administración pública, empresas del sector energético, industrias, empresas comerciales y de servicios, microempresas y pequeñas empresas, edificaciones, transporte y prensa. A través del mismo Decreto se crea también el *Sello Verde de Eficiencia Energética*, con objeto de identificar los equipos que presenten niveles óptimos de eficiencia en el consumo de energía.

A finales de la década de los 90, se inician las reformas del sector eléctrico y del sector del petróleo y gas natural y se crean las agencias reguladoras ANEEL y ANP. El 26 de diciembre de 1996, la Ley n.º 9.427 crea la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, cuyo funcionamiento se definió en el Decreto n.º 2.335, de 6 de octubre de 1997. El decreto establece las directrices de la ANEEL, sus competencias y estructura básica.

El 6 de agosto de 1997, se promulga la Ley n.º 9.478/1997 (Ley del Petróleo), que trata sobre la Política Energética Nacional y crea la ANP. La Ley del Petróleo establece que uno de los principios y objetivos de la Política Energética Nacional lo constituyen las políticas nacionales para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía, cuyo objeto, entre otros, consiste en proteger el medio ambiente y fomentar la conservación de energía. Dicha Ley determina también que

la ANP es la responsable de hacer cumplir las buenas prácticas de conservación y uso racional del petróleo y del gas natural, así como de preservación del medio ambiente.

El 24 de julio de 2000, se promulga la Ley n.º 9.991, que trata sobre la realización de inversiones en investigación y desarrollo, así como en eficiencia energética por parte de las empresas concesionarias, homologadas y autorizadas del sector de la energía eléctrica.

El 17 de octubre de 2001, se promulga la Ley n.º 10.295, también conocida como *Ley de la Eficiencia Energética*. Esta Ley constituye el marco reglamentario principal sobre la materia en Brasil. Dicha Ley trata sobre la política nacional de conservación y uso racional de la energía destinada a la asignación eficiente de los recursos energéticos y a la conservación del medio ambiente.

Con arreglo a la Ley de Eficiencia Energética, el Poder Ejecutivo es el responsable de establecer los niveles máximos de consumo específico de energía o mínimos de eficiencia energética para máquinas y aparatos consumidores de energía fabricados o comercializados en el país, sobre la base de indicadores técnicos pertinentes que tengan en consideración la vida útil de los equipos.

La Ley n.º 10.295 establece también que, un año después de la publicación de los niveles de eficiencia energética, se implantará un programa de metas para su evolución progresiva y obliga a los fabricantes e importadores de los aparatos a adoptar las medidas necesarias para respetar los niveles máximos de consumo de energía y mínimos de eficiencia energética que constan en las disposiciones reglamentarias específicas para cada tipo de máquina o aparato. Los importadores también deben comprobar el cumplimiento de los niveles establecidos durante el proceso de importación. Asimismo, es el Poder Ejecutivo el encargado de desarrollar procedimientos para la promoción de la eficiencia energética en las edificaciones construidas en el país.

El Decreto n.º 4.059, de 19 de diciembre de 2001, regula la Ley de Eficiencia Energética y determina los procedimientos para el establecimiento de los indicadores y de los niveles de eficiencia energética. El Decreto crea el Comité Gestor de Indicadores y Niveles de Eficiencia Energética (CGIEE), compuesto por representantes de los siguientes organismos y entidades:

- Ministerio de Minas y Energía (que preside el Comité);
- Ministerio de Ciencia y Tecnología;
- Ministerio de Desarrollo, Industria y Comercio Exterior;
- Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL);
- Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP);
- un representante de una universidad brasileña, especialista en materia de energía;
- un ciudadano brasileño, especialista en materia de energía.

Los representantes son electos para un mandato de dos años, renovable una sola vez. El CGIEE es el encargado de:

- elaborar un plan y un calendario de trabajo para aplicar la Ley de eficiencia energética;
- elaborar disposiciones reglamentarias específicas para cada tipo de aparato y máquina consumidora de energía;
- establecer un programa de metas en el que se indique la evolución de los niveles que debe alcanzar cada equipo regulado;
- constituir Comités Técnicos para analizar y opinar sobre materias específicas, con la orientación del CGIEE, inclusive con la participación de representantes de la sociedad civil;
- acompañar y evaluar sistemáticamente el proceso de regulación y proponer un plan de supervisión, y
- deliberar sobre las propuestas del Grupo Técnico para la Eficiencia Energética en Edificaciones.

Las agencias reguladoras del sector energético, ANP y ANEEL, deberán proporcionar apoyo técnico al CGIEE y a los comités técnicos constituidos.

La disposición reglamentaria específica para la adopción de los niveles máximos de consumo de energía o mínimos de eficiencia energética de cada tipo de aparato y máquina consumidora de energía, elaborada por el respectivo Comité Técnico, deberá ser aprobada previamente por el Comité Gestor, después de un proceso de audiencia pública. El gráfico 1 muestra, de manera esquemática, la estructura de funcionamiento del CGIEE y su vinculación con las instituciones del Gobierno Federal y con los programas gubernamentales.

3. Los programas de eficiencia energética del Gobierno Federal Brasileño

El PBE, el PROCEL y el CONPET se mantienen como los programas de uso racional de la energía del Gobierno Federal actualmente en vigor en Brasil. Sus objetivos, metas y estructura de funcionamiento se especificarán en los siguientes apartados.

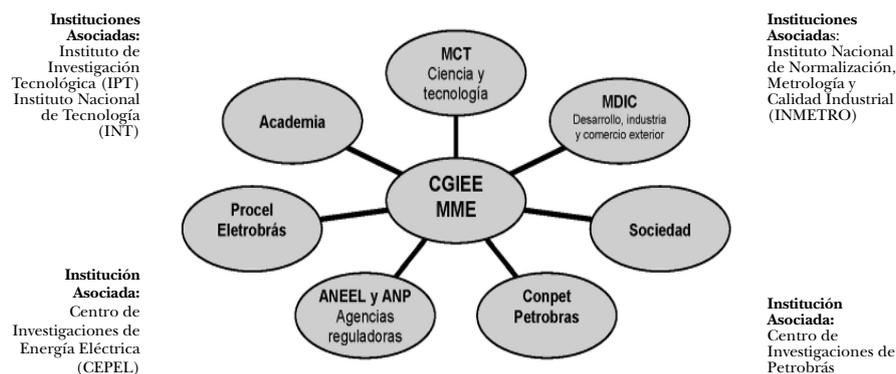
3.1. PROGRAMA BRASILEÑO DE ETIQUETADO (PBE)

El objetivo del PBE consiste en estimular la producción y utilización de equipos más eficientes y seguros. Las empresas fabricantes o importadoras de los productos informan sobre el consumo energético de cada modelo, y la Etiqueta Nacional de Conservación de Energía (ENCE) asocia códigos compuestos de letras y colores a franjas de consumo específico de energía, fácilmente comprensibles para el consumidor. Al examinar las etiquetas, los consumidores pueden evaluar y comparar el coste-beneficio del equipo, en términos de consumo de energía. A largo plazo, el ahorro resultante de la elección de equipos más eficientes puede ser significativo. En el gráfico 2 se muestra un modelo de ENCE.

Las acciones del PBE, en el ámbito de los programas de eficiencia energética del Gobierno Federal, son coordinadas por el Inmetro y cuentan con la colabo-

ración de la Asociación Brasileña de Normas Técnicas (ABNT), así como de las asociaciones comerciales o colegios profesionales de los distintos sectores, en función del tipo de equipo etiquetado.

GRÁFICO 1. Estructura de funcionamiento del CGIEE



Fuente: MME, 2007.

Los productos ya etiquetados en el ámbito del PBE son los siguientes:

- refrigeradores, frigoríficos combinados, congeladores verticales y horizontales;
- alcahofas, grifos, calentadores de paso y calentadores para hidromasaje eléctricos;
- aparatos de aire acondicionado domésticos y de tipo *split*;
- motores eléctricos trifásicos;
- lavadoras;
- lámparas fluorescentes compactas, incandescentes y decorativas;
- reactores electromagnéticos para lámparas de vapor de sodio y fluorescentes compactas;
- colectores solares planos para baño y piscina, calderas térmicas y colectores acoplados;
- fuegos y hornos domésticos de gas;
- calentadores por acumulación y calentadores de paso de gas;
- vehículos ligeros.

Programa Brasileño de Etiquetado de Vehículos (PBEV)

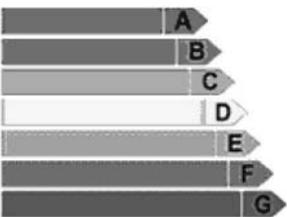
Siguiendo el modelo de iniciativas ya practicadas en distintos países de Europa y Estados Unidos, Brasil implantó recientemente el Programa Brasileño de Etiquetado de Vehículos (PBEV), con objeto de clasificar los vehículos ligeros fabricados y/o comercializados en Brasil en función de su consumo de combustible. Lanzado en noviembre de 2008, el PBEV está regulado por el Inmetro y se

desarrolló en colaboración con el CONPET. En el desarrollo del programa también participaron la ANP, la Compañía de Tecnología de Saneamiento Ambiental (Cetesb) y el Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (IBAMA). Por parte de los fabricantes de automóviles, el programa contó con el apoyo institucional de la Asociación Nacional de los Fabricantes de Vehículos Automotores (Anfavea) y de la Asociación Brasileña de las Compañías de Importación de Vehículos Automotores (Abeiva).

Los fabricantes e importadores de vehículos ligeros pueden adherirse al programa voluntariamente y deberán declarar anualmente los datos de consumo de, al menos, la mitad de los modelos que estarán a la venta por parte de cada empresa.

De este modo, a partir de 2009, el consumidor brasileño podrá comparar el ahorro de consumo de combustible de los coches incluidos en el PBEV. La información se podrá consultar en la Etiqueta Nacional de Conservación de Energía (ENCE), que las empresas imprimirán en los vehículos.

GRÁFICO 2. *Modelo de Etiqueta Nacional de Conservación de Energía.*

Energia (Elétrica)		REFRIGERADOR
Fabricante Marca		ABCDEF XYZ(Logo)
Tipo de degelo Modelo Itensão(V)		ABC/Automático IPQR/220
Mais eficiente		A
		
Menos eficiente		
CONSUMO DE ENERGIA (kWh/mes) <small>(ajustado no teste diário típico)</small>		XY,Z
Volume do compartimento refrigerado (l)		000
Volume do compartimento do congelador (l)		000
Temperatura do congelador (°C)		 -18
<small>Regulamento Específico Para Uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Unidade de Refrigeradores e Resfriadores - RESFRI-REEF Instruções de instalação e recomendações de uso, leia o Manual do aparelho.</small>		
 PROCEL PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		INMETRO
IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA, ESTA EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR		

Fuente: Sitio web de Inmetro, consultado en noviembre de 2008.

3.2. EL PROCEL

El PROCEL fue creado por el Gobierno Federal en 1985, tal y como se mencionó anteriormente. El objeto del programa consiste en fomentar la racionalización de la producción y del consumo de energía eléctrica con objeto de eliminar los desperdicios y reducir costes e inversiones por sectores. El responsable de proporcionar la asistencia técnica y administrativa necesaria para su funcionamiento es Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás).

De acuerdo con la Orden interministerial de su creación, las líneas de acción del PROCEL se determinaron como sigue:

- *promoción y divulgación*: elaboración y aplicación de un plan de promoción y divulgación que se dirija a la sociedad en conjunto y, en particular, a los sectores más relevantes en términos de consumo, a las concesionarias de energía eléctrica y a los fabricantes, garantizando una uniformidad de comprensión y lenguaje y fomentando una mayor implicación en las acciones desarrolladas por el programa;
- *promoción y educación*: elaboración y aplicación, en coordinación con los órganos competentes, de programas educativos relativos a la conservación de energía eléctrica, destinados a profesionales del sector industrial, de edificaciones y de las empresas de energía eléctrica, así como a estudiantes del sistema oficial de enseñanza;
- *difusión tecnológica*: implantación de sistemas de información sobre conservación de energía eléctrica;
- *asistencia tecnológica*: regulación, integración y fortalecimiento de las instituciones de desarrollo tecnológico con vistas a la creación de una capacitación nacional efectiva en el sector de conservación de energía eléctrica; implantación de las medidas recomendadas y funcionamiento de Comisiones Internas de Conservación de Energía o estructuras similares, con interés particular en la energía eléctrica, los consumidores industriales, comerciales y el ámbito de las propias concesionarias.

El 18 de julio de 1991, mediante otro Decreto Presidencial, se determinó que las acciones del PROCEL pasarían a estar controladas, a partir de entonces, por el Grupo Coordinador de Conservación de Energía Eléctrica (GCCE), integrado por representantes de distintos ministerios, de la Confederación Nacional de la Industria y de la Confederación Nacional del Comercio, del Centro de Investigación de Energía Eléctrica (CEPEL) y de otras instituciones. Las competencias atribuidas al GCCE fueron las siguientes:

- establecer las metas a medio y largo plazo para el PROCEL;
- compatibilizar las participaciones programáticas de los organismos y entidades directa e indirectamente vinculados a los objetivos del PROCEL, con objeto de su consecución;
- definir criterios y prioridades que deberán seguirse en las acciones necesarias para su desarrollo;
- acompañar y evaluar el desarrollo del programa mediante la adopción o propuesta de medidas para corregir desvíos detectados eventualmente;

- asignar o delegar, cuando proceda, la coordinación de sectores o regiones de subprogramas o proyectos con vistas a una mayor racionalización y descentralización de su aplicación; y
- dirigir, periódicamente, al Grupo Ejecutivo del Programa de Racionalización de la Producción y del Uso de Energía los resultados de los proyectos y actividades desarrollados.

El PROCEL utiliza recursos de Eletrobrás y de la Reserva Global de Reversión (RGR), fondo federal al que las empresas concesionarias deben aportar obligatoriamente, de manera proporcional a la inversión de cada una. Asimismo, se financia con recursos de entidades internacionales como el Banco Mundial.

En el cuadro 1 se muestran las inversiones y los resultados anuales obtenidos por el PROCEL en el período de 1986 hasta 2006.

CUADRO 1. *Inversiones del PROCEL en el período de 1986 a 2006*

Resultados	1986-2002 ^(b)	2002	2004	2005	2006
Inversiones Eletrobrás/PROCEL ^(a)	237,85	14,16	27,18	37,17	29,24
Inversiones RGR (millones BRL)	386,90	25,10	54,00	44,6	77,80
Inversiones FMAM (Fondo para el Medio Ambiente Mundial) (millones BRL)	0,35	1,74	12,97	16,23	6,203
Inversiones totales (millones BRL)	625,08	41,00	94,15	98,02	113,24
Ahorro de energía (GWh/año)	15,405	1,817	2,373	2,158	2,845
Central equivalente (MW)	4,180	453	622	585	772
Reducción de demanda en el período punta ^(d)	3,597	436	569	518	682
Inversiones postergadas (millones BRL)	8 646	2 007	2 492	1 786	2 231

^a Se refiere únicamente a los recursos presupuestarios del Procel de cada año, sin considerar los sueldos del personal de Eletrobrás/PROCEL; ^b Para el año 2000, se consideró la inversión presupuestada debido a la indisponibilidad de datos; ^c Se refiere únicamente a los recursos liberados en cada año; ^d Obtenida a partir del ahorro de energía considerando un factor de capacidad media típico del 56 por 100 para centrales hidroeléctricas e incluyendo un 15 por 100 de pérdidas medias en la transmisión y distribución para la proporción de conservación de energía.

Fuente: Sitio web del PROCEL, consultado el 24.11.2008.

a) *Los Programas del PROCEL*

Los distintos programas del PROCEL pretenden racionalizar el uso de la energía eléctrica y, por consiguiente, de la mayor eficiencia energética, fomentar

el mismo producto o servicio con menor consumo, eliminando desperdicios y garantizando la reducción global de costes e inversiones en nuevas instalaciones del sistema eléctrico. La prioridad para el PROCEL son los programas, proyectos o actividades que:

- se dirijan a sectores críticos, en términos de suministro de energía eléctrica;
- tengan la mejor relación coste-beneficio;
- permitan ganancias adicionales, en términos de desarrollo tecnológico o de incorporación de nuevas tecnologías, para el acervo científico o tecnológico del país; y
- tengan aplicación inmediata e impliquen el mayor número de segmentos beneficiarios posible para su gestión.

Los programas del PROCEL se presentan en el siguiente cuadro 2:

b) El Sello PROCEL

El Sello PROCEL de Ahorro Energético o, sencillamente, Sello PROCEL se creó mediante el Decreto Presidencial de 8 de diciembre de 1993. Su objetivo consiste en orientar al consumidor a la hora de la compra mediante la señalización de los productos que presentan mejores niveles de eficiencia energética dentro de cada categoría. Asimismo pretende fomentar la fabricación y comercialización de productos más eficientes, contribuyendo para el desarrollo tecnológico y la reducción del impacto ambiental asociado a su utilización.

Los productos etiquetados que presentan el mejor rendimiento energético dentro de su categoría reciben el sello, que se concede anualmente. Esto quiere decir que únicamente los mejores productos de cada categoría, en términos de consumo específico de energía, reciben el sello, por lo que constituye una distinción de los mismos para el consumidor.

3.3. EL CONPET

Como ya se mencionó anteriormente, el CONPET se creó mediante Decreto Federal el 18 de julio de 1991, como Programa Nacional de la Racionalización del Uso de los Derivados del Petróleo y del Gas Natural. La creación del programa siguió el modelo adoptado por el PROCEL, ya que el CONPET, en realidad, se trataba de un programa análogo para el sector del petróleo y del gas natural. Al igual que el PROCEL, el CONPET es coordinado por el Ministerio de Minas y Energía.

El objetivo principal del programa consiste en fomentar el uso eficiente de derivados del petróleo y del gas natural en los sectores residencial, comercial, industrial, de transporte y en el sector agropecuario. Los proyectos del CONPET se centran en el ahorro de combustible diésel y de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en la medida en que la oferta interna de estos derivados resulta deficitaria y está limitada por la estructura de las plantas de refinado brasileñas.

CUADRO 2. *Los programas del PROCEL*

Sectores	Principales acciones del programa
Edificios públicos: Programa Eficiencia en Edificios Públicos	Utilización de sistemas de iluminación y refrigeración eficientes y asesoramiento a los trabajadores sobre el uso racional de los recursos.
Comercial	Prestación de apoyo a los distintos segmentos del sector comercial y elaboración de auditorías energéticas.
Industrial: Programa PROCEL Industria	Elaboración de auditorías energéticas, convenios con asociaciones comerciales o colegios profesionales, diferenciación de tarifas en períodos punta, financiación de estudios sobre procesos industriales más eficientes.
Iluminación pública: Programa Reluz	Innovación tecnológica, mejora, ampliación y reforma de los sistemas de iluminación pública, mejora de los sistemas de señalización de semáforos, sustitución de lámparas y otros equipos ineficientes por otros más eficientes.
Saneamiento: Programa PROCEL Sanear	Promoción de campañas educativas y de tecnologías de lucha contra el desperdicio de agua y de energía eléctrica.
Edificaciones: Programa PROCEL Edifica	Invertir en capacitación tecnológica mediante la promoción de la investigación y el desarrollo de soluciones adaptadas a la realidad brasileña destinadas a reducir el consumo de energía eléctrica en las edificaciones, atraer colaboraciones o asociaciones ligadas a los distintos segmentos de la construcción civil, con objeto de aumentar la calidad y eficiencia de las edificaciones brasileñas, divulgar los conceptos y prácticas de eficiencia energética en edificaciones mediante la introducción del tema de la adaptación medioambiental y la eficiencia energética en las carreras de Arquitectura e Ingeniería.
Gestión energética municipal: Programa PROCEL GEM	Proporción de información a los técnicos de los ayuntamientos y de apoyo en la realización de auditorías energéticas.
Educación: Programa Educar	Organización de cursos de corta duración sobre eficiencia energética y desarrollo e inclusión de apartados relativos a la lucha contra el desperdicio de energía eléctrica en publicaciones del Ministerio de Educación y Cultura (MEC).

Fuente: Sitio web del PROCEL, consultado en noviembre de 2008.

El CONPET está coordinado por representantes de organismos del Gobierno Federal y de la iniciativa privada (Grupo Coordinador del CONPET). Petrobras es la encargada de proporcionar recursos técnicos, administrativos y financieros al programa. La Gerencia Ejecutiva de Desarrollo Energético/Apoyo al CONPET es un organismo de la Compañía que ejerce las funciones de Secretaría Ejecutiva del programa y es responsable de elaborar proyectos, gestionar las estrategias, fomentar la regulación institucional y divulgar las acciones del programa. La gerencia del CONPET está ligada a la dirección de gas y energía, con arreglo al

decreto presidencial que rige su creación, por lo cual el director del sector es también el Secretario Ejecutivo del programa.

La gerencia del CONPET también pretende establecer convenios de cooperación técnica y acuerdos con organismos gubernamentales, no gubernamentales y con representantes de entidades ligadas al sector tales como el Ministerio de Transporte y la Confederación Nacional del Transporte (CNT).

El CONPET participa en el Programa Brasileño de Etiquetado mediante la expedición de etiquetas de consumo de energía para calentadores de agua y fuegos de gas.

En este ámbito, los objetivos principales del CONPET son los siguientes:

- racionalizar el consumo de derivados de petróleo y de gas natural en el sector de los transportes y en la industria de transformación;
- concienciar a los consumidores sobre la importancia del uso racional de la energía para el desarrollo sostenible y una mejor calidad de vida;
- reducir la emisión de gases contaminantes, de material particulado y de gases de efecto invernadero a la atmósfera;
- promover la investigación y el desarrollo tecnológico;
- proporcionar el apoyo técnico para el aumento de la eficiencia energética en el uso final de la energía.

Con estos objetivos, el CONPET desarrolla proyectos en los sectores de transportes, residencial e industrial. Asimismo, existen también iniciativas del programa destinadas a fomentar la reducción del consumo interno de derivados de petróleo dentro de las instalaciones de la propia Petrobras.

a) *El CONPET en el sector del transporte*

El transporte de cargas y de pasajeros es responsable del 51 por 100 del consumo de combustible diésel en Brasil. Las acciones del CONPET en este sector se centran en la promoción del aumento de la eficiencia en el uso del combustible diésel.

Técnicos formados, mediante el uso de opacímetros digitales, equipos de laboratorio y equipos de seguridad personal, instalados en unidades móviles, realizan la evaluación de emisión de humos de los vehículos y de la calidad del combustible contenido en el tanque. Tras el análisis de los técnicos, se entrega a los conductores un informe con los resultados de la evaluación.

El conductor también recibe asesoramiento sobre cómo conseguir un mejor rendimiento mecánico del vehículo, reducir gastos de funcionamiento y sobre la emisión de contaminantes a la atmósfera. Estudios estadísticos del CONPET muestran que se puede conseguir un aumento del 5 por 100 en el rendimiento del motor mediante pequeños ajustes y/o alteraciones de procedimientos.

En este sector, el CONPET actúa a través de los siguientes proyectos:

- *Proyecto Economizar*: es un proyecto destinado al sector del transporte por carretera de cargas y pasajeros. Sobre la base de la evaluación de los vehículos, técnicos del programa asesoran a conductores, mecánicos y empre-

sarios para que puedan conseguir el máximo rendimiento del consumo de combustible diésel;

- *Parada Economizar*: en este proyecto se instalan puestos para atender a los transportistas de carga autónomos en algunos estados de Brasil. También está prevista la instalación de nuevos puestos en los principales cruces de carreteras del país;
- *Proyecto Transportar*: este proyecto está destinado a los transportistas y distribuidores de derivados del petróleo que se abastecen en las refinerías del sistema Petrobras.

b) *El CONPET en el sector residencial*

En Brasil, anualmente, se comercializan alrededor de 5 millones de fuegos [el 90 por 100 de los cuales funcionan con gas de bombona (GLP)] y miles de calentadores de agua de gas. El objetivo del CONPET en el sector residencial consiste en aumentar la eficiencia y la seguridad de dichos equipos.

c) *El CONPET en la educación*

El proyecto CONPET en la Escuela se creó en 1992 y consiste en folletos, videos educativos y asesoramiento a profesores de enseñanza secundaria, considerados como «multiplicadores» naturales del conocimiento. El proyecto tiene el objetivo de incluir asuntos como el petróleo, la energía y el consumo racional de energía en las asignaturas del currículo académico para contribuir a la formación de generaciones más conscientes sobre la preservación de los recursos naturales y del medio ambiente.

d) *El CONPET en el sector industrial*

Este proyecto se destina a las industrias intensivas en el uso de energía que utilizan derivados del petróleo en sus procesos productivos. Su objetivo consiste en proporcionar información tecnológica y de mercado sobre la importancia de la eficiencia energética para la reducción de costes y el aumento de la competitividad, presentar herramientas y servicios que permitan diagnosticar el potencial inicial de reducción de costes mediante la energía, aproximar a las industrias de las empresas prestadoras de estos servicios y que puedan asesorarlas en la implantación de proyectos de gestión energética y en la posibilidad de financiación.

El CONPET desarrolla este proyecto en asociación con la Asociación Brasileña de Empresas de Servicios de Conservación de Energía (Abesco), con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía y de la Confederación Nacional de la Industria (CNI).

e) *El Sello CONPET*

El Sello CONPET de Eficiencia Energética entró en vigor en agosto de 2005 y, al igual que el Sello PROCEL, se destina a los equipos domésticos consumi-

dores de gas que alcanzan los menores índices de consumo de combustible. El Sello CONPET se concede anualmente y el Premio Nacional de Conservación de Energía se concede para las categorías de prensa, industria y transporte por carretera.

El objetivo del sello consiste en incentivar a los fabricantes e importadores de equipos domésticos de gas para que produzcan y comercialicen productos cada vez más eficientes desde el punto de vista del consumo de energía.

4. Financiación de Proyectos de Eficiencia Energética en Brasil

Eletrobrás, al ejercer las funciones de Secretaría Ejecutiva del GCCE, promueve acciones para captar recursos adicionales para el PROCEL, a través de negociaciones para la apertura de líneas de financiación y de incentivos destinados a impulsar proyectos de lucha contra el desperdicio de energía eléctrica. El resultado de este esfuerzo es la canalización de recursos por parte de entidades internacionales de fomento del desarrollo económico como la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional, el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo, la Sociedad Alemana de Cooperación Técnica o la Comisión Europea, para promover las inversiones en el sector (ANP y ANEEL, 1999).

Además, la Ley n.º 9.991, de 24 de julio de 2000, regula la realización de inversiones en investigación y desarrollo, así como en eficiencia energética por parte de las empresas concesionarias, homologadas y autorizadas del sector de la energía eléctrica. Esta ley determina que las empresas concesionarias y autorizadas para prestar servicios de distribución de energía eléctrica están obligadas a aplicar un porcentaje mínimo de su recaudación operativa neta en investigación y desarrollo y en programas de eficiencia energética en el uso final, en virtud de disposiciones reglamentarias de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica. Ésta, a través de la Resolución de la ANEEL n.º 176/2005, establece que las empresas concesionarias y autorizadas del servicio público de distribución de energía eléctrica deben aplicar, como mínimo, el 0,5 por 100 de su facturación anual a programas de eficiencia energética en el uso final de la energía eléctrica.

Entre las disposiciones reglamentarias más importantes de la ANEEL sobre las inversiones en eficiencia energética se pueden mencionar las siguientes:

- *Resolución de la ANEEL n.º 300/2008*: Establece criterios para la aplicación de recursos a la eficiencia energética, así como otras disposiciones;
- *Resolución de la ANEEL n.º 176/2005*: Establece criterios para la aplicación de recursos a la eficiencia energética;
- *Resolución de la ANEEL n.º 492/2002*: Establece criterios para la aplicación de recursos a la eficiencia energética;
- *Resolución de la ANEEL n.º 334/1999*: Autoriza a las concesionarias del servicio público de energía eléctrica a desarrollar proyectos destinados a la mejora del factor de carga.

Para proyectos realizados por consumidores finales (industriales, comerciales y residenciales a gran escala), existen dos formas de obtener financiación:

- directamente, a través de instituciones de crédito oficiales del Gobierno Federal, así como de financiadores internacionales como por ejemplo el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), la Financiadora de Estudios y Proyectos (FINEP), la Caja Económica Federal de Brasil (CEF), el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco de Brasil;
- a través de Empresas de Servicios de Conservación de Energía (ESCOs) que realizan las inversiones necesarias, remunerándose sobre la base de los ahorros obtenidos en los proyectos.

Cabe resaltar que el BNDES cuenta con líneas de crédito específicas para proyectos en el ámbito de la eficiencia energética, destinadas a empresas industriales y comerciales. El PROESCO (Programa de Apoyo para la Eficiencia Energética) se creó en 1986, y concede créditos a los consumidores y productores de energía, así como a las ESCOs, con objeto de apoyar proyectos de eficiencia energética. El programa financia estudios, obras y equipos y sus beneficiarios pueden ser tanto las ESCOs como sus clientes.

El desarrollo de proyectos de eficiencia energética en el ámbito del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) también constituye una oportunidad de obtención de recursos adicionales procedentes de la venta de los créditos de carbono.

5. La Planificación Energética Brasileña y la Eficiencia Energética

Tal y como se puede observar a lo largo del presente texto, lo ideal sería que el concepto de eficiencia energética no estuviera vinculado a cuestiones coyunturales tales como las crisis del petróleo y apagones de energía eléctrica, sino que se abordara como una finalidad y práctica de la Política Energética Nacional, buscando el valor añadido para los productos producidos, el desarrollo tecnológico y la producción y la comercialización de productos más eficientes, así como la preservación del medio ambiente, generando beneficios para la sociedad en conjunto.

La eficiencia energética es una de las variables consideradas en la planificación energética brasileña y constituye un factor atenuador del crecimiento de la demanda, así como una alternativa efectiva a las inversiones en oferta energética. Sin embargo, su medición a menudo resulta compleja, en la medida en que las acciones destinadas a su promoción son, en la mayor parte de los casos, aplicables a proyectos institucionales y comportamentales y a vastas acciones de carácter nacional en lo que respecta a la gestión del lado de la demanda. En términos de acciones de promoción de la sustitución de equipos y/o procesos y de la sustitución de fuentes de energía, por otro lado, los resultados obtenidos son verificables y mensurables.

De acuerdo con datos de la Empresa de Investigación Energética (EPE), se calcula que desde 1984, la eficiencia final en el uso de la electricidad haya con-

seguido el ahorro de alrededor de 42,5 TWh o el 11,8 por 100 de la demanda de electricidad, en 2005, o aproximadamente el 50 por 100 de la generación de la Central Hidroeléctrica de Itaipu en este mismo año (EPE, 2006). No obstante, se sabe que todavía existe un gran potencial de eficiencia energética en todos los sectores de consumo.

En los cuadros 3 y 4 se muestran algunos resultados del PROCEL y del CONPET.

CUADRO 3. *Resultados del PROCEL en el período de 1996 a 2003*

Año	Inversión (10 ⁶ BRL)	Ahorro energético (GWh)
1996	20	1.970
1997	41	1.758
1998	50	1.909
1999	40	1.852
2000	26	2.300
2001	30	2.500
2002	30	1.270
2003	29	1.300

Fuente: EPE, 2006.

CUADRO 4. *Resultados del CONPET*

Insumo	Ahorro
Combustible diésel	20,5 millones de litros/año
Electricidad	281,7 GWh
Gas natural	641,0 millones de m ³
Fueloil	743.700 litros
Combustible diésel	63.500 m ³
GLP	8,4 toneladas

Fuente: EPE, 2006.

La previsión del potencial de ahorro de electricidad y de petróleo y gas natural, a partir de inversiones en programas de eficiencia energética se muestra en el cuadro 5, a continuación. Los datos presentados forman parte de la Planificación a Largo Plazo del Sector de la Energía (Plan Nacional de Energía de 2030) del Ministerio de Minas y Energía y se refieren a las previsiones de ahorro de recursos energéticos hasta el año 2030.

CUADRO 5. *Previsiones del potencial de eficiencia energética hasta 2030*

Sector	Potencial		Sector	Potencial	
	TWH	Millones BRL		10 ³ toe	Millones BRL
Industrial	9,2	1.193	Industrial	862	816
Saneariamiento	1,5	191	Transportes	2.497	2.363
Comercial	5,6	733	Comercial	27,2	26
Residencial (10 por 100)	7,5	975	Residencial	571	540
Sector público	1,6	205	Sector público	39,1	37
Iluminación pública	1,3	172	Industria agraria	483	457
Otros (10 por 100)	3,0	390	Otros	1.021	966
TOTAL	29,7	3.859	TOTAL	5.500	5.205

Fuente: EPE, 2006.

6. Conclusiones y recomendaciones

El objetivo principal de programas de eficiencia energética es demostrar a la sociedad la importancia y la viabilidad económica de acciones de lucha contra el desperdicio de energía y la mejora del consumo energético de equipos, procesos y usos finales de energía. Para ello, se pretende sacar el máximo rendimiento a los beneficios públicos del ahorro energético y de la demanda evitada en el ámbito de dichos programas. El objetivo último es la transformación de los mercados de la energía mediante el fomento del desarrollo de nuevas tecnologías y la adopción de hábitos de uso responsable de energía, en particular en lo que respecta al consumo final.

En el panorama económico nacional e internacional, los costes de la energía siguen aumentando en términos reales, a pesar de su gran volatilidad y de la reciente caída, los precios del petróleo en el mercado internacional siguen siendo elevados. Además, el petróleo y el gas natural son fuentes no renovables de energía, por lo que constituyen recursos finitos.

Por otro lado, en los últimos años se ha producido un aumento significativo de la conciencia de la sociedad, de los gobiernos y de las empresas sobre la importancia de las implicaciones medioambientales de los proyectos energéticos, asociadas a los factores independientes de los mismos. El cambio climático global y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero constituyen otro motivo importante para prestar una mayor atención al tema. Los proyectos de eficiencia energética desarrollados en el ámbito del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) pueden representar una gran oportunidad para la obtención de recursos en los países en vías de desarrollo.

En este contexto, el PROCEL realizó un estudio que evalúa la cantidad de carbono evitada gracias a sus programas. La conclusión fue que la eficiencia energética, hasta el año 2010, habrá contribuido para evitar la emisión de alre-

dedor de 230 millones de toneladas de carbono a la atmósfera, correspondientes a casi un 29 por 100 de las emisiones totales de gases de efecto invernadero del sector eléctrico brasileño. Se calcula que, desde el comienzo del CONPET, en 1991, hasta finales de 2005 se habrá evitado la emisión de 57.279 toneladas de CO₂ al año, gracias a las iniciativas del programa. Asimismo, se calcula que las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas internamente en Petrobras gracias a programas de eficiencia energética en el ámbito del CONPET, hasta el año 2011, alcancen aproximadamente los 18,49 millones de toneladas de CO₂ equivalente (PETROBRAS, 2007).

La eficiencia energética es una tarea del Estado y las oportunidades para inversiones en este sector en Brasil son numerosas ya que sigue existiendo un potencial enorme por explotar. Esto adquiere un nuevo significado si se considera también la cuestión de la competitividad de los productos consumidores de energía comercializados en mercados globalizados.

Por otro lado, para que los proyectos en este ámbito puedan ser tanto viables como incentivados, existe una inminente necesidad de establecer un marco reglamentario adecuado y específico para el ámbito de la eficiencia energética, con el desarrollo de herramientas reguladoras que permitan equilibrar la competencia entre productos eficientes y productos similares ineficientes de bajo coste. La creación de incentivos adicionales y de nuevas líneas de financiación específicas para proyectos de eficiencia energética resulta necesaria para un Gobierno que desee una fuerte inserción de la lucha contra el desperdicio de energía en la planificación de su sistema energético.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL, *Manual para a Elaboração de Projetos de Eficiência Energética*, ANEEL, Brasília, 2008.
Disponibile en www.aneel.gov.br.
- ANP y ANEEL, *Eficiência Energética – Integrando Usos e Reduzindo Desperdícios*, ANP/ANEEL, Brasília, 1999.
- CONGRESSO NACIONAL, *Lei Nº 9.478 de 6 de Agosto de 1997 – Lei do Petróleo*, Brasília, 1997.
- CONGRESSO NACIONAL, *Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996*, Brasília, 1996.
- EPE, *Plano Nacional de Energia – 2030*, EPE, Rio de Janeiro, 2006.
- MME y MDIC, *Portaria Interministerial Nº 1.877 de 30 de Dezembro de 1985*, Brasília, 1985.
- MME, *Eficiência Energética: Um Desafio Estratégico para o Ministério de Minas e Energia*, palestra proferida por Marcio Pereira Zimmerman em 13 de Julho de 2006, Brasília, 2006.
- MME, *Fontes Alternativas Renováveis e Eficiência Energética – Mecanismos de Promoção Atuais e Perspectivas*, palestra proferida por Laura Porto em 13 de Setembro de 2007 na Reunião Preparatória da REEP, Brasília, 2007.
- PETROBRAS/CONPET, *Ação Local, Benefício Global*, Panfleto do CONPET, Rio de Janeiro, 2008.
- PETROBRAS/CONPET, *Programa Brasileiro De Etiquetagem Veicular*, Panfleto do CONPET, Rio de Janeiro, 2008.
- PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto Nº 87.079, de 2 de Abril de 1982*, Brasília, 1982.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto Nº 99.656, de 26 de Outubro de 1990*, Brasília, 1990.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto Nº 99.656, de 26 de Outubro de 1990*, Brasília, 1990.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 18 de Julho de 1991*, Brasília, 1991.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 18 de Julho de 1991*, Brasília, 1991.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 17 de Setembro de 1992*, Brasília, 1992.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 22 de Setembro de 1992*, Brasília, 1992.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 10 de Fevereiro de 1993*, Brasília, 1993.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 20 de Abril de 1993*, Brasília, 1993.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 20 de Setembro de 1994*, Brasília, 1994.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 8 de Dezembro de 1993*, Brasília, 1993.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 21 de Setembro de 1993*, Brasília, 1993.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 10 de Fevereiro de 1993*, Brasília, 1993.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto de 21 de Setembro de 1993*, Brasília, 1993.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto Nº 4.059, de 17 de Outubro de 2001*, Brasília, 2001.

www.aneel.gov.br

www.anp.gov.br

www.conpet.gov.br

www.eletronbras.com.br/procel

www.epe.gov.br

www.epe.gov.br

www.mme.gov.br

CAPÍTULO 8

LA REGULACIÓN DE LOS BIOCOMBUSTIBLES EN BRASIL¹

FLORIVAL RODRIGUES DE CARVALHO

*Director de la Dirección de Planificación e Investigación
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e dos Biocombustíveis (ANP, Brasil)*

JACQUELINE BARBOZA MARIANO

*Especialista en regulación del petróleo y sus derivados
de la Dirección de Planificación e Investigación
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e dos Biocombustíveis (ANP, Brasil)*

1. Introducción

En los últimos años, el mundo se ha enfrentado al desafío de ampliar la oferta de energía de manera sostenible y viable, así como de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los altos precios del barril de petróleo, ligados a las inseguridades geopolíticas y los conflictos en las zonas productoras agravan la situación.

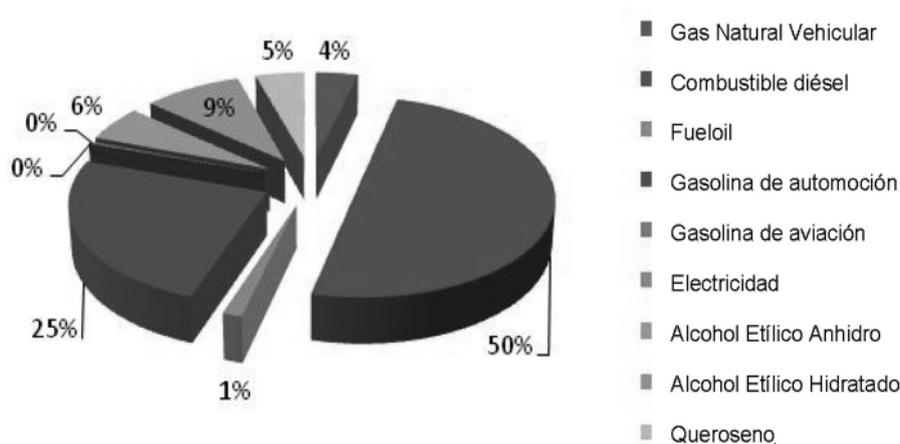
Para atender la creciente demanda de energía provocando el menor impacto posible sobre el medio ambiente, el mundo entero ha llegado al consenso de que es necesario buscar alternativas energéticas que puedan sustituir los combustibles fósiles, aunque sólo sea parcialmente. Hoy en día, se considera que el límite para la utilización del petróleo no se producirá por el agotamiento de los recursos, sino por el agotamiento de la capacidad del planeta de soportar la absorción de los gases originados por su combustión, así como por el aumento de sus precios. De acuerdo con previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, en 20 años, la bioenergía representará alrededor del 20 por 100 de la oferta mundial de energía (AIE, 2008).

En este contexto, una de las mayores ventajas de la utilización de los biocombustibles residirá en la posibilidad de reducción de la dependencia externa de petróleo, cuyos precios han presentado una gran volatilidad en los últimos años y han llegado a alcanzar, en el primer semestre de 2008, la cota media de venta de 132,00 USD/barril (petróleo de tipo Brent). Otra de las ventajas de su utilización es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, puesto que casi todo el carbono emitido durante su combustión lo consumen las plantas durante su crecimiento, en el que el CO₂ es necesario para la fotosíntesis. Los biocombustibles pueden utilizarse de manera aislada o mezclados con los combustibles convencionales derivados del petróleo, tales como la gasolina y el gasóleo.

¹ La opinión de los autores no refleja la posición de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP).

En 2007, del total de energía primaria ofertada al mundo, un 61,9 por 100 se generó a partir del petróleo y del gas natural. En 2006, del consumo total de petróleo, un 60,5 por 100 se destinó al sector del transporte, el único que ha presentado un aumento en el consumo desde las primeras crisis de abastecimiento en la década de los 70, de conformidad con datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 200). En Brasil, entre las fuentes de energía primaria, también son los derivados del petróleo los que lideran el consumo final. En 2007, el 36,7 por 100 de la energía consumida en el país tuvo como origen el petróleo y sus derivados y el 50,5 por 100 del total se destinó al sector del transporte, de conformidad con los datos del Balance Energético Nacional (BEN, 2008). En ese mismo año, la biomasa, sumada a los productos derivados de la caña de azúcar, fue el origen del 31,1 por 100 de la oferta interna de energía en Brasil. El gráfico 1 muestra el consumo de energía del sector del transporte en 2007.

GRÁFICO 1. Perfil de consumo de energía del sector del transporte de Brasil en 2007



Fuente: Balance Energético Nacional, 2008.

En 2007, Brasil importó 3.131.402 m³ de combustible diésel, el equivalente a cerca del 7,5 por 100 del consumo interno del país en ese mismo año (ANP, 2008). Por este y por otros motivos, la producción de combustibles renovables que puedan sustituir a los derivados del petróleo es de vital importancia para el país.

2. Los biocombustibles en Brasil

Brasil en el panorama mundial, es un país con tradición de producción y utilización de biocombustibles. Desde 1931 ya se añadía carburante etanol a la gasolina importada por determinación del Gobierno Federal.

Los biocombustibles brasileños están representados, principalmente, por el etanol, producido a partir de la caña de azúcar, y por el biodiésel, producido a

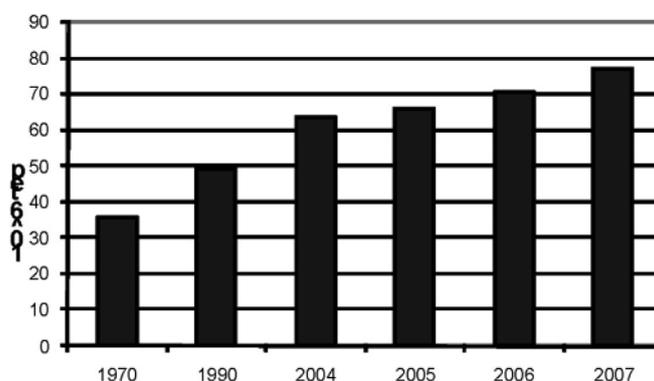
partir de plantas oleaginosas como la soja, el algodón, el girasol, la canola o la palma.

Por su extensión territorial y condiciones propicias de clima y suelo, se constata que Brasil es un país con vocación natural para la producción y utilización de biomasa. Las plantas oleaginosas y la caña de azúcar pueden producirse en distintas regiones del país, lo que facilita la posibilidad de atender las demandas locales y contribuye para la reducción de costes de transporte y distribución.

Actualmente, los biocombustibles que participan en la composición de la matriz energética nacional son la leña, la lejía, el carbón vegetal, los residuos vegetales varios (como por ejemplo la cáscara de arroz), los productos de caña de azúcar (etanol y bagazo de caña de azúcar) y el biodiésel. Ese conjunto de recursos energéticos se denominó genéricamente como «biomasa» en el Balance Energético Nacional.

La producción de energía primaria a partir de la biomasa ha aumentado sustancialmente en las últimas décadas y, en 2007, se produjeron $76,8 \cdot 10^6$ tep de energía primaria en forma de biomasa, tal y como podemos observar en el gráfico 2 (BEN, 2008).

GRÁFICO 2. *Evolución de la producción de energía primaria en forma de biomasa * en Brasil*

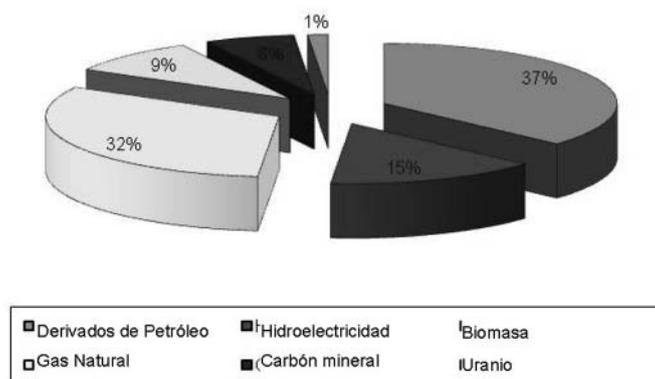


* En la biomasa se incluyen el carbón vegetal, la leña, la lejía, los productos de caña de azúcar (bagazo de caña y etanol), otros residuos vegetales y otras fuentes renovables.

Fuente: Balance Energético Nacional, 2006.

La estructura de la matriz energética nacional en 2007 se muestra en el gráfico 3.

GRÁFICO 3. Estructura de la matriz energética brasileña en 2007



Fuente: Balance Energético Nacional, 2008.

Tal y como se puede observar en el gráfico 2, la biomasa representó, en 2007, el 32 por 100 de la oferta interna de energía primaria en Brasil, especialmente debido al etanol combustible utilizado en el sector del transporte y a la biomasa utilizada para la producción de energía eléctrica. En 2007, la producción termoeléctrica a partir de biomasa supuso un 3,9 por 100 del total producido en el país (BEN, 2008).

El consumo final de biomasa en Brasil ha presentado un crecimiento sustancial en los últimos 35 años, pasando de $33,32 \cdot 10^6$ tep, en 1970, a $62,52 \cdot 10^6$ tep, en 2007. El cuadro 1 muestra su evolución en las últimas décadas por sectores económicos.

CUADRO 1. Composición por sectores del consumo final energético de biomasa

BIOMASA	Unidad	1970	1980	1990	2000	2005	2006	2007
TOTAL	10^6 tep	33,32	35,11	40,39	40,64	54,73	57,41	62,52
Energético	por 100	0,3	5,7	16,6	13,6	14,7	15,6	16,9
Residencial	por 100	58,5	45,0	21,3	17,2	16,0	15,3	13,3
Comercial y Público	por 100	0,7	0,7	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Agropecuario y Otros	por 100	14,8	9,2	5,4	4,0	4,0	3,9	3,8
Transportes	por 100	0,4	4,1	14,5	14,3	12,7	11,1	13,8
Industrial Total	por 100	25,3	35,3	41,8	50,5	52,3	53,8	51,9

Fuente: Balance Energético Nacional, 2008.

2.1. EL PROGRAMA NACIONAL DEL ALCOHOL (PROÁLCOOL)

La primera crisis del petróleo (el precio medio del barril de petróleo pasó de 2,91 USD, en septiembre de 1973, a 12,45 USD, en marzo de 1975) y una grave crisis en el mercado internacional del azúcar provocaron que se creara, el 14 de noviembre de 1975, del Programa Nacional del Alcohol (Proálcool). El objetivo principal del Gobierno Federal con el Proálcool consistía en reducir la dependencia externa del petróleo, una cuestión estratégica de seguridad nacional, así como en propiciar una mejora en la balanza de pagos y reducir desigualdades regionales de renta, aumentar la producción de bienes de capital y crear puestos de trabajo.

Los esfuerzos destinados a combatir las crisis de precios del petróleo provocaron que el sector agrícola y el sector industrial de la caña de azúcar experimentasen un gran desarrollo tecnológico en Brasil. El apoyo de instituciones del gobierno de distintos sectores (tecnología, política industrial, planificación energética, agricultura y otras) contribuyó para el éxito de un programa reconocido a nivel internacional.

El Programa Nacional del Alcohol proporcionó también a la sociedad brasileña importantes beneficios económicos y medioambientales. Se calcula que, actualmente, más de un millón de personas trabajan en el cultivo de caña de azúcar, en 50.000 explotaciones agrícolas; en la producción de etanol y azúcar, en 373 unidades industriales (Unión de la Industria de Caña de Azúcar [UNICA], 2008 y ANP, 2006); y que se ha evitado la emisión de 644 millones de toneladas de CO₂ equivalente desde la implantación del programa hasta el año de 2005 (Ministerio de Minas y Energía de Brasil [MME], 2007).

El Proálcool se puede dividir en cinco *fases* distintas, cuyas características se explicarán a continuación:

- *1ª Fase (1975 a 1979)*

En esta fase los esfuerzos se centraron, principalmente, en la producción de alcohol etílico anhidro para mezclarlo con gasolina. En esta fase, el esfuerzo principal se destina a las destilerías anexas a las fábricas de producción de azúcar. La producción de alcohol pasó de 600 millones de l/año (1975-76) a 3 400 millones de l/año (1979-80).

Para la aplicación del Proálcool, se estableció, en primer lugar, un proceso de transferencia de recursos obtenidos a partir de porcentajes de los precios de la gasolina, el combustible diésel y los lubricantes para compensar los gastos de producción del etanol, con objeto de hacerlo viable como combustible. De este modo se dispuso una relación de paridad de precios entre el etanol y el azúcar para el productor e incentivos de financiación para la agricultura y la industria de caña de azúcar.

Con el desarrollo tecnológico, en 1979, surgieron los motores diseñados específicamente para funcionar sólo con alcohol etílico hidratado. En la década de los 80, el Proálcool alcanzó su punto álgido y los coches propulsados por alcohol pasaron a representar alrededor del 95 por 100 de la producción total de vehículos ligeros. Con la llegada del vehículo propulsado

por alcohol hidratado, a partir de 1979, se adoptaron políticas de precios relativos entre el combustible de alcohol y la gasolina en los puestos de venta, con objeto de fomentar el uso del combustible renovable.

- *2ª Fase (1980 a 1986)*

La segunda crisis del petróleo (1979-80) triplicó el precio del barril de petróleo y las compras de este producto pasaron a representar el 46 por 100 de las importaciones brasileñas en 1980. El Gobierno, en ese momento, decidió tomar medidas para la plena implantación del Proálcool. Se crearon organismos como el Consejo Nacional del Alcohol (CNAL) y la Comisión Ejecutiva Nacional del Alcohol (CENAL) para el programa. La producción de alcohol alcanzó un pico de 12.300 millones de litros en 1986-87, superando en un 15 por 100, la meta inicial del Gobierno de 10.700 millones de l/año para el término del período. La proporción de coches de etanol del total de automóviles con motor de ciclo Otto (de pasajeros y de uso mixto) producidos en el país pasó de un 0,46 por 100, en 1979, a un 26,8 por 100, en 1980, alcanzando un valor máximo del 76,1 por 100, en 1986.

A partir de 1986, el panorama internacional del mercado petrolífero se modifica. Los precios del barril de crudo cayeron en un tramo de 30 a 40 USD, hasta un nivel de 12 a 20 USD. La oferta de etanol no pudo adaptarse al crecimiento de la demanda. Las ventas de coches de etanol alcanzaron niveles superiores al 95,8 por 100 de las ventas totales de vehículos de motor de ciclo Otto para el mercado interior en 1985.

- *3ª Fase (1987 a 1995)*

Los bajos precios pagados a los productores de etanol a partir de la brusca caída de los precios internacionales del petróleo (que se inició a finales de 1985) impidió el aumento de la producción interna del producto. Por otro lado, la demanda de etanol, por parte de los consumidores, siguió fomentándose a través del mantenimiento de precios relativamente atractivos, en comparación con los de la gasolina, y del mantenimiento de beneficios fiscales para los vehículos de etanol, con respecto a los de gasolina. Esa combinación de falta de estímulo de la producción de etanol y de su demanda debido a las circunstancias del mercado y a la intervención gubernamental, anteriormente mencionados, generó la crisis de abastecimiento del período de 1989-90. Cabe destacar que, en el período anterior a la crisis de abastecimiento se produjo una falta de estímulo tanto de la producción de etanol, tal y como se ha mencionado anteriormente, como de la producción y exportación de azúcar, cuyos precios, en aquella época, eran fijados por el Gobierno.

A pesar de su carácter efímero, la crisis de abastecimiento de etanol de finales de los años 80, afectó a la credibilidad del Proálcool, que, unido a la reducción de estímulos para su uso, provocó, en los años siguientes, un descenso significativo de la demanda y, como consecuencia, de las ventas de automóviles propulsados por este combustible.

- *4ª Fase (1995 a 2000)*

Los mercados de combustible de etanol, tanto anhidro como hidratado, están liberados en todas las fases de producción, distribución y venta, y los precios se determinan por las condiciones de oferta y demanda. De la exportación aproximada de 1,1 millón de toneladas de azúcar del país, en 1990, se pasó a una exportación de hasta 10 millones de toneladas al año (dominando el mercado internacional y reduciendo el precio del producto).

El 28 de mayo de 1998, la medida provisional n.º 1662 dispuso que el Poder Ejecutivo aumentaría el porcentaje de adición obligatoria de combustible de etanol anhidro a la gasolina que pasaría de un 22 por 100, en todo el territorio nacional, hasta el límite de un 24 por 100.

- *5ª Fase (de 2001 hasta la actualidad)*

Treinta años después del inicio del Proálcool, Brasil está experimentando una nueva expansión de la industria de la caña de azúcar con objeto de aumentar la producción de bioetanol inclusive para el mercado exterior. El Gobierno Federal ha dejado de conceder incentivos para la ampliación y construcción de plantas y centrales que, aun así, se llevan a cabo por iniciativa del mercado. La situación económica nacional e internacional indica que el etanol jugará un papel cada vez más importante como combustible, especialmente debido al cambio climático y al desarrollo de la tecnología de los motores *flex fuel*, tema que se abordará más adelante.

2.1.1. *El marco jurídico y reglamentario del etanol en Brasil*

En 1929, Brasil ya producía alrededor de 50 millones de litros de etanol al año y, en 1931, se determinó, por primera vez, la adición de alcohol a la gasolina de automoción, fijada en un 3 por 100. Asimismo, se determinaron las características alcohol anhidro, el producto destinado a dicho fin. En 1933, el Presidente Getúlio Vargas creó el Instituto del Azúcar y del Alcohol (IAA), que era la institución responsable de la especificación del etanol, así como de las exportaciones del producto.

En 1938, a partir de la promulgación de la Ley n.º 737, la adición de alcohol anhidro a la gasolina se volvió obligatoria en Brasil. La proporción la fijaban de común acuerdo el IAA y el Consejo Nacional del Petróleo (CNP). El IAA también establecía anualmente un plan de cosecha, distribuía cuotas de producción, financiaba los costes de producción y determinaba los precios de la caña de azúcar, del azúcar y del alcohol. Asimismo, intervenía sobre las industrias que interrumpían la producción y adquisición de caña.

El Proálcool se instituyó mediante el Decreto n.º 76.593, de 14 de noviembre de 1975: «Queda instaurado el Programa Nacional del Alcohol destinado a cubrir las necesidades del mercado interior y exterior, así como de la política de combustibles de automoción».

Entre los incentivos específicos establecidos por el Proálcool, se encuentran los siguientes:

- precio del etanol inferior al de la gasolina;
- remuneración garantizada para el productor;
- reducción de impuestos para los vehículos propulsados por alcohol hidratado;
- financiación para los productores que aumenten la capacidad de producción;
- los puestos de venta están obligados a comercializar el etanol;
- mantenimiento de las reservas estratégicas de etanol.

El Decreto también determinó que la implantación del programa correspondería a los Ministerios de Hacienda, de Agricultura, de Industria y Comercio, de Minas y Energía, del Interior y a la Secretaría de Estado de Planificación de la Presidencia de la República. El CNP sería el responsable de garantizar, a los productores de alcohol anhidro para carburante, paridad de precios basados en una relación de 44 litros de alcohol anhidro por cada 60 kg de azúcar cristal.

A partir del Decreto n.º 83.700, de 5 de julio de 1979, el CNP pasó a controlar las exportaciones y a garantizar la paridad de precios. Los precios de adquisición tanto en las distribuidoras como en la bomba los proponía el CNP y los aprobaba el CNA.

A partir del Decreto n.º 94.541, de 1 de julio de 1987, pasó a ser el CNP el responsable de establecer la demanda de etanol para cada cosecha. El etanol se facturaba directamente a Petrobras y se determinaba la creación de reservas de, como mínimo, dos meses de consumo de etanol anhidro e hidratado. Mensualmente, se comercializaba 1/12 de la producción autorizada por el CNP.

Con la promulgación de la Constitución de 1988, la producción de etanol continuó siendo competencia de iniciativa privada, el transporte por conductos no era monopolio y las actividades de distribución y venta del producto estaban reguladas.

En 1990, se disolvió el IAA y se revocaron los decretos del Proálcool, dando inicio a la desregulación del sector de la caña de azúcar. Los precios se liberaron en el período comprendido entre 1995 y 1998, y en 1997 se produjo una crisis ocasionada por un exceso de producción. El etanol se vendió a un precio inferior al de su producción.

En 1997, se creó el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), el Consejo Interministerial del Azúcar y el Alcohol (CIMA) (compuesto por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Abastecimiento [MAPA], el Ministerio de Minas y Energía [MME], el Ministerio de Desarrollo, Industria y Comercio [MDIC] y el Ministerio de Hacienda [MF]) y la ANP, así como un marco reglamentario para el alcohol combustible.

El CIMA delibera sobre la participación de la caña de azúcar en la matriz energética nacional, los mecanismos económicos para la autosuficiencia del sector, el

desarrollo científico y tecnológico, así como las mezclas de etanol/gasolina. La adición de alcohol anhidro a la gasolina C puede oscilar entre un 20 por 100 y un 25 por 100 y está fijada actualmente en un 25 por 100.

La Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) es la responsable, en relación con el etanol carburante, de especificar la calidad del producto, regular, autorizar y controlar las actividades de distribución, venta y comercialización, así como de organizar y mantener los datos técnicos relativos a dichas actividades. El transporte del etanol no lo autoriza la Agencia, ya que no lo dispone así la Ley n.º 9.478/97, ni las disposiciones reglamentarias expedidas por la ANP (ANP, 2007).

A continuación se presentan los principales actos jurídicos de la ANP relacionados con el etanol carburante:

- *Ley n.º 11.097/2005*. Introduce los biocombustibles dentro de las competencias de la ANP, que pasa a regular, autorizar y controlar las actividades relacionadas con el abastecimiento nacional de combustible de etanol, garantizando el suministro adecuado;
- *Instrucción de la ANP n.º 116/2000*. Regula la venta al por menor de combustible de automoción;
- *Resolución de la ANP n.º 36/2005*. Define las características del alcohol anhidro y del alcohol hidratado destinado a la automoción, así como la obligación de la adición de colorante al alcohol anhidro;
- *Resolución de la ANP n.º 5/2006*. Establece el registro electrónico de unidades productoras, el envío a la ANP de datos de comercialización de combustible de etanol de los productores y normas de comercialización que deben adoptar las plantas;
- *Resolución de la ANP n.º 7/2007*. Regula el límite de ventas entre distribuidores y el cumplimiento del mismo.

Durante el Proálcool, Petrobras tenía varias competencias en distintos segmentos de la cadena del etanol:

- *Gestión logística*. Garantizar la disponibilidad de tanques, conductos, terminales y buques para transferir el producto de los productores al mercado;
- *Inversiones*. Inversiones para la construcción de centros receptores de etanol en distintos sectores de producción;
- *Comercialización*. Exportación del excedente de etanol a distintos países, especialmente a Estados Unidos;
- *Distribución*. Inicio de la instalación de bombas de etanol en los puestos de venta del combustible;
- *Compra de etanol*. Compra y almacenamiento de etanol (mantenimiento de las reservas) para garantizar el flujo de caja para los productores;
- *Inversiones en Investigación y Desarrollo*. Financiación de investigaciones para viabilizar el aumento del porcentaje de etanol en la gasolina.

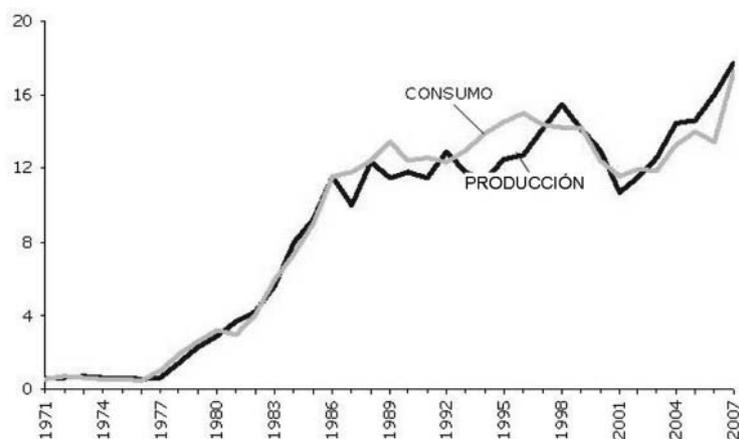
Después del aumento de las atribuciones de la ANP, Petrobras continúa desempeñando un papel importante en la logística del transporte y de la distribución del etanol (por ejemplo, en las inversiones para la construcción de alcoholductos), así como en la venta interna y en las exportaciones del producto al mercado internacional.

2.1.2. La producción de etanol en Brasil

En Brasil, el carburante de etanol se comercializa y utiliza de dos formas: alcohol anhidro y alcohol hidratado. El alcohol anhidro se añade a la gasolina de automoción en proporciones que varían entre un 20 por 100 y un 25 por 100, en función de la determinación del Ministerio de Agricultura, como ya se mencionó anteriormente. El alcohol hidratado se utiliza puro en los vehículos de alcohol, así como, más recientemente, en mezclas (en cualquier proporción, con la gasolina de automoción) en los vehículos *Flex Fuel*, que se abordarán más adelante.

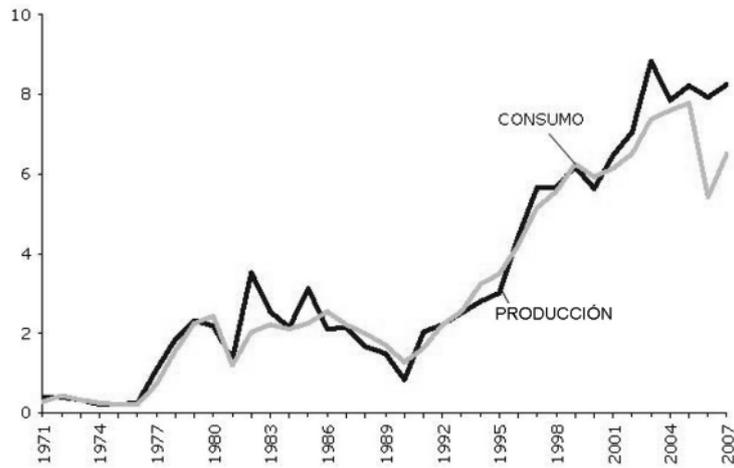
En 2007, la producción nacional de etanol fue de $22,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. La evolución de la producción y del consumo de etanol en los últimos años se muestra en los gráficos 4, 5 y 6.

GRÁFICO 4. Consumo y producción de etanol en Brasil en el período de 1975 a 2007



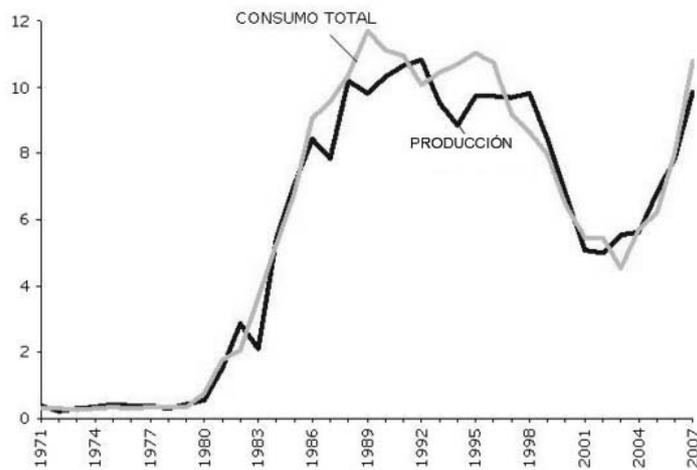
Fuente: Balance Energético Nacional, 2008.

GRÁFICO 5. *Consumo y producción de alcohol etílico anhidro en Brasil en el período de 1975 a 2007*



Fuente: Balance Energético Nacional, 2008.

GRÁFICO 6. *Consumo y producción de alcohol etílico hidratado en Brasil en el período de 1975 a 2007 (10⁶ m³)*



Fuente: Balance Energético Nacional, 2008.

La producción de etanol en Brasil se realiza a partir de la caña de azúcar, planta de alta eficiencia fotosintética y que permite también la utilización de los productos derivados del azúcar y del etanol para la producción de energía, evitando así el consumo externo (combustión de bagazo y paja de caña de azúcar para la producción de energía eléctrica), como ya se ha mencionado en el apartado sobre el aprovechamiento de la biomasa.

El cuadro 2 muestra los rendimientos de la caña de azúcar en comparación con los rendimientos de otras materias primas utilizadas para la producción de etanol en otros países del mundo.

CUADRO 2. *Eficiencia energética de las materias primas para la producción de alcohol etílico*

Materia prima	Salida de energía/ Entrada de energía	Productividad media Litros/hectárea
Trigo	1,2	2.800
Maíz	1,3 – 1,8	3.500
Remolacha	1,9	5.500
Caña de azúcar	9,3	6.800
Mandioca	-	3.000

Fuente: UNICA, 2007.

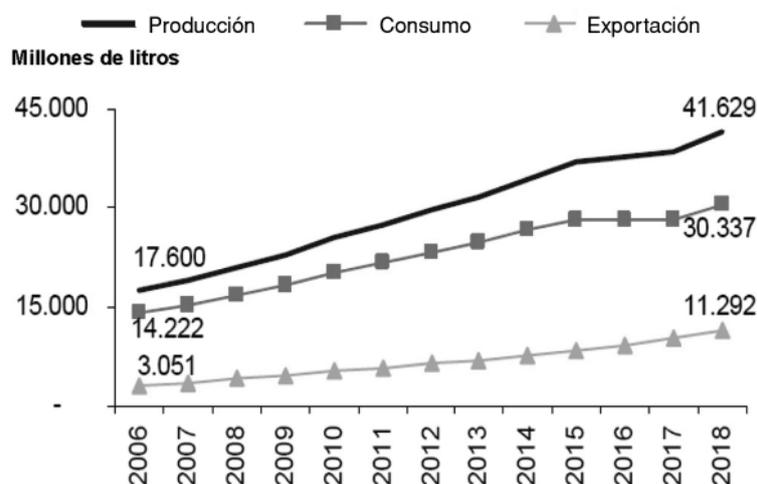
La productividad de la caña de azúcar también es superior a la del resto de materias primas utilizadas a nivel internacional, lo cual repercute positivamente sobre los costes de producción del etanol brasileño.

El sector de la caña de azúcar de Brasil es uno de los más competitivos del mundo y presenta mayores niveles de productividad y de rendimiento industrial, además de costes inferiores de producción, en comparación con sus principales competidores. La productividad brasileña media es de 71,62 toneladas de caña de azúcar/hectárea*año y la superficie cultivada en 2007 fue equivalente a 7,8 millones de hectáreas.

Actualmente, el país cuenta con costes de producción de etanol de alrededor de 32,00 USD/barril, el coste de producción más bajo de todo el mundo. En el contexto de los elevados precios del petróleo (actualmente de aproximadamente 100,00 USD), el etanol brasileño se vuelve todavía más competitivo como sustituto de la gasolina de automoción.

Para la cosecha de 2008/2009, se espera una producción de 558,7 millones de toneladas de caña de azúcar, de los cuales el 43 por 100 del total se destinará a la producción de azúcar (32,7 millones de toneladas) y el 57 por 100 a la producción de etanol (27.000 millones de litros) (MAPA, 2008).

Algunas previsiones realizadas por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Abastecimiento (MAPA) apuntan a una producción de 41.629 millones de litros de etanol en la cosecha de 2017/2018, como se puede observar en el gráfico 7.

GRÁFICO 7. *Previsión de producción, consumo y exportación de etanol en Brasil*

Fuente: Ministerio de Agricultura, Ganadería y Abastecimiento, 2006.

2.1.3. *Perspectivas futuras para la utilización de Etanol-Vehículos Flex Fuel*

En 1979, se produjeron las primeras unidades de vehículos ligeros propulsados por alcohol en Brasil. La tecnología *flex-fuel* comenzó a desarrollarse en 1994 y se veía como una forma de aprovechar la infraestructura instalada en los puestos de combustible, lo cual garantizaría el acceso fácil del consumidor al producto. Las empresas Bosch®, Magneti Marelli® y Delphi® desarrollaron tecnologías nacionales de sensores electrónicos de identificación de la mezcla de combustible.

En 2003, se introdujeron en Brasil los vehículos bicombustibles, capaces de circular con etanol, con gasolina o con una mezcla de los dos combustibles en cualesquiera proporciones. Desde 2003, han aumentado tanto las ventas de vehículos de pasajeros de tipo *flex-fuel*, como el lanzamiento de nuevos modelos. Concretamente, los vehículos de este tipo representaron, en 2007, el porcentaje del 69,1 por 100 del total de ventas internas y se prevé que, en 2010, este porcentaje alcance el 80 por 100. El cuadro 3 muestra la evolución de la producción de vehículos de este tipo en el período de 2003 a 2007.

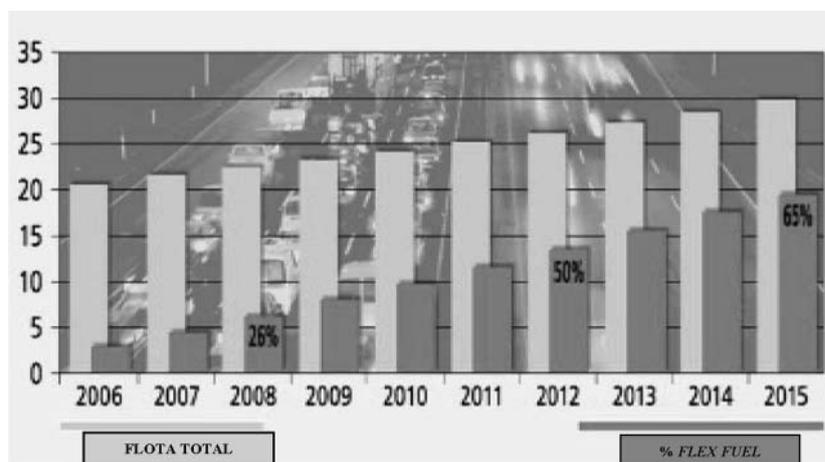
CUADRO 3. *Evolución de la producción de vehículos de tipo Flex Fuel en Brasil*

Año	Automóviles	Vehículos comerciales ligeros	TOTAL	por 100 de la producción total
2003	39.853	9.411	49.264	2,9 por 100
2004	282.706	49.801	332.507	15,0 por 100
2005	776.164	81.735	875.899	36,1 por 100
2006	1.249.062	142.574	1.391.636	56,3 por 100
2007	1.719.667	217.186	1.936.853	69,1 por 100

Fuente: Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos de Automoción (Anfavea), 2008.

Actualmente, diez marcas comercializan 63 modelos de vehículos ligeros equipados con motores de tipo *flex fuel*: General Motors, Volkswagen, Ford, Renault, Honda, Toyota, Peugeot, Citroën, Nissan y Fiat. En 2007, la flota de vehículos *flex fuel* fue de 1,9 millones de unidades, como se puede observar en la tabla 3.

El gráfico 8 presenta una previsión de la flota de vehículos ligeros en Brasil, por combustible, elaborada por la UNICA. De acuerdo con esa previsión, en 2015, el 65 por 100 de la flota de vehículos brasileña estará compuesta por vehículos con motores *flex fuel*.

GRÁFICO 8. *Previsión de la flota nacional de vehículos ligeros hasta 2015*

Fuente: UNICA, 2008.

2.2. LA TRIBUTACIÓN DEL ETANOL

Los impuestos federales que sobre el combustible de alcohol etílico (hidratado y anhidro) son tres: la Contribución al PIS/Pasep (Programas de Integración Social/Programa de Formación del Patrimonio del Servidor Público), la Cide (Contribución para la Intervención del Dominio Económico) y la Cofins (Contribución para la Financiación de la Seguridad Social).

La tributación federal del etanol se modificó recientemente y, actualmente, está regulada por el Decreto n.º 6.573, de 19 de septiembre de 2008, que establece el coeficiente para la reducción de las proporciones específicas de la Contribución al PIS/Pasep y la Cofins que inciden sobre los ingresos brutos obtenidos de la venta de etanol y determina los valores de los créditos de dichas contribuciones, que pueden deducirse en la adquisición de alcohol anhidro para su adición a la gasolina.

De acuerdo con dicho Decreto, el coeficiente de reducción de la parte proporcional de la Contribución al PIS/Pasep y de la Contribución para la Financiación de la Seguridad Social (Cofins) se fijó en 0,6333 para el productor, importador o distribuidor.

Las partes proporcionales de la Contribución al PIS/Pasep y la Cofins, con la utilización del coeficiente determinado en el Decreto, se fijaron, respectivamente, en:

- 8,57 BRL (ocho reales con cincuenta y siete centavos) y 39,43 BRL (treinta y nueve reales con cuarenta y tres centavos) por metro cúbico de alcohol, en el caso de la venta realizada por el productor o importador; y
- 21,43 BRL (veintiún reales con cuarenta y tres centavos) y 98,57 BRL (noventa y ocho reales con cincuenta y siete centavos) por metro cúbico de alcohol, en caso de la venta realizada por el distribuidor.

En el caso de la adquisición de alcohol anhidro para su adición a la gasolina, los valores de los créditos de la Contribución al PIS/Pasep y la Cofins, se fijaron, respectivamente, en:

- 3,21 BRL (tres reales con veintiún centavos) y 14,79 BRL (catorce reales con setenta y nueve centavos) por metro cúbico de alcohol, en el caso de la venta realizada por el productor o importador; y
- 16,07 BRL (dieciséis reales con siete centavos) y 73,93 BRL (setenta y tres reales con noventa y tres centavos) por metro cúbico de alcohol, en caso de la venta realizada por el distribuidor.

El coeficiente de deducción y los valores de créditos podrán volver a estudiarse y modificarse hasta el último día del mes de octubre de cada año de calendario, alcanzando los hechos impositivos que tienen lugar a partir del 1 de enero del año inmediatamente posterior al de su modificación.

El objeto de la revisión tributaria consiste reducir la adulteración del etanol y la evasión del pago de impuestos y pretende concentrar en las plantas productoras el cobro del PIS y la Cofins de toda la cadena productiva. El Gobierno Federal también prevé que el nuevo modelo tributario reduzca el número de

empresas irregulares, responsables de la competencia desleal en el segmento de distribución del producto.

El impuesto del Estado sobre el combustible de alcohol etílico y el Impuesto sobre Circulación de Mercancías y Prestación de Servicios (ICMS) tienen proporciones variables en función del Estado. En el caso del alcohol etílico hidratado, el ICMS tiene una variación de entre el 1 y el 12 por 100, y en el caso del alcohol etílico anhidro, este impuesto, actualmente, tiene una proporción de cero. Las exportaciones de etanol brasileño están exentas de impuestos.

2.3 EL BIODIÉSEL EN BRASIL

Las dos crisis del petróleo también fomentaron en Brasil el desarrollo de procesos de transformación de aceites y grasas en productos con propiedades fisicoquímicas similares a las de otros derivados del petróleo, con intención de conseguir la sustitución total o parcial de éstos. El ejemplo más importante fue la búsqueda de un sustituto para el combustible diésel convencional.

En 1983, el ingeniero químico de Ceará, Expedito Parente, patentó el biodiésel y atrajo la atención del Gobierno Federal de Brasil. El Gobierno, que estaba buscando alternativas energéticas para reducir la dependencia externa de petróleo, estaba interesado también en el desarrollo de un biocombustible similar al queroseno con objeto de abastecer los aviones de la Fuerza Aérea Brasileña (FAB).

También en esa misma época, además del Proálcool, se creó el Programa Nacional de Aceites Vegetales (Proóleo), con objeto de fomentar la sustitución del combustible diésel convencional por derivados de triacilglicérols y, al igual que el Proálcool, reducir las importaciones de petróleo. Sin embargo, con la estabilización de los precios del petróleo en el mercado internacional, en 1982, se abandonó el programa sin que hubiese llegado al mercado consumidor.

De este modo, a pesar de ser un proyecto antiguo del Gobierno brasileño, hasta 2005 no se retomó el programa de sustitución del combustible diésel y se introdujo el biodiésel en la matriz energética nacional, como se podrá observar en los siguientes apartados.

2.4. MARCO JURÍDICO Y REGULADOR

La Ley n.º 11.097, de 13 de enero de 2005, creó el Programa Nacional de Producción y Uso de Biodiésel (PNPB), programa interministerial del Gobierno Federal brasileño cuyo objeto consistía en implantar la producción y el uso del biodiésel, con énfasis en la inclusión social y en el desarrollo regional, a través de la generación de puestos de trabajo e ingresos. Las directrices principales establecidas por el PNPB fueron:

- implantar un programa sostenible mediante la promoción de la inclusión social, dando prioridad a la obtención de biodiésel a partir de materias primas producidas por pequeños agricultores, inclusive las resultantes de actividades de extracción;

- garantizar precios competitivos, calidad y suministro;
- producir el biodiésel a partir de distintas fuentes oleaginosas y en distintas regiones; y
- fomentar las políticas industriales y de innovación tecnológica.

De conformidad con la definición de la Ley n.º 11.097, el biodiésel es un «*biocombustible derivado de biomasa renovable para su utilización en motores de combustión interna con encendido por compresión o, de conformidad con la disposición reglamentaria, para la generación de otro tipo de energía que pueda sustituir total o parcialmente a los combustibles de origen fósil*».

La introducción del biodiésel en la matriz energética brasileña determinó la adición voluntaria de un 2 por 100 del biocombustible al combustible diésel comercializado al consumidor final hasta 2007; a partir de 2008, la adición del 2 por 100 pasó a ser obligatoria hasta el mes de julio y, a partir entonces, pasó a un 3 por 100, también obligatoria. Esta norma se estableció mediante la Resolución n.º 2 del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), publicada en marzo de 2008.

La adición del 5 por 100 de biodiésel al combustible diésel será voluntaria en el período de 2008 hasta 2012 y pasará a ser obligatoria a partir de 2013. El gráfico 9 muestra el calendario de la adición de biodiésel al combustible diésel.

GRÁFICO 9. Programa de adición de biodiésel al combustible diésel



Fuente: ANP, 2008.

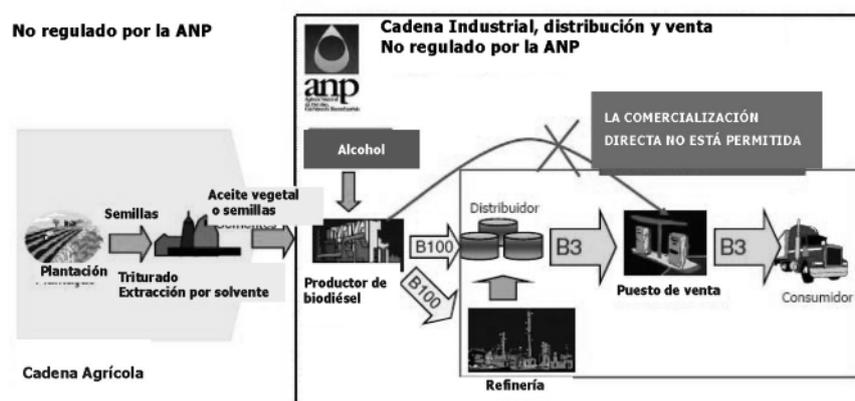
Actualmente, el B3 es obligatorio en todos los puestos de venta de combustible diésel que están sujetos al control relativo al cumplimiento de esas normas. La adición del 3 por 100 de biodiésel al diésel de petróleo no exige una modificación de los motores y los vehículos que utilicen B3 tienen garantía de fábrica asegurada por la Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos de Automoción de Brasil (Anfavea).

La Ley n.º 11097/05, por la que se creó el Programa Nacional de Biodiésel, también amplió la competencia administrativa de la ANP, que desde entonces, pasó a denominarse Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles. A partir de la publicación de la Ley n.º 11097, la ANP asumió la competen-

cia de regular y controlar las actividades relativas a la producción, el control de calidad, la distribución, la venta, la gestión de reservas, la comercialización y el control del biodiésel y de la mezcla de combustible diésel-biodiésel. Asimismo, se modificó la Ley n.º 9.478/97 para contemplar las nuevas competencias del organismo regulador.

En el desempeño de esta nueva función, la ANP editó normas de especificación de la calidad del biodiésel y de la mezcla combustible diésel-biodiésel, promovió la adaptación de las normas reguladoras aplicables al nuevo biocombustible y realizó concursos públicos para estimular la oferta de biodiésel para su mezcla con el combustible diésel convencional. De acuerdo con la legislación brasileña, la mezcla de diésel mineral con el biodiésel deben realizarla las compañías distribuidoras, aunque las refinerías de petróleo también están autorizadas para hacerla. El gráfico 10, a continuación, muestra las actividades relacionadas con la producción y el consumo de biodiésel, reguladas por la ANP.

GRÁFICO 10. *Actividades de la cadena del biodiésel reguladas por la ANP*



Fuente: ANP, 2008.

El cuadro 4 muestra las principales disposiciones reglamentarias (Resoluciones e Instrucciones) de la ANP sobre el biodiésel, así como un pequeño resumen informativo sobre el contenido de las mismas.

CUADRO 4. *Disposiciones reglamentarias de la ANP relacionadas con el biodiésel*

Disposición reglamentaria	Resumen informativo
Resolución de la ANP n.º 25 de 02/09/2008	Establece la regulación y la obligación de autorización de la ANP para el ejercicio de la actividad de producción de biodiésel.
Resolución de la ANP n.º 21 de 10/07/2008	Modifica las Resoluciones de la ANP n.º 33, de 31/10/07, y n.º 45, de 12/12/07.
Resolución de la ANP n.º 08 de 25/03/2008	Modifica las Resoluciones de la ANP n.º 33, de 31/10/07, y n.º 45, de 12/12/07.

Disposición reglamentaria	Resumen informativo
Resolución de la ANP n.º 07 de 19/03/2008	Establece las características del biodiésel que vaya a ser comercializado por los distintos operadores económicos autorizados en todo el territorio nacional. Revoca la Resolución de la ANP n.º 42, de 24/11/04.
Resolución de la ANP n.º 02 de 29/01/2008	Establece la obligación de autorización previa de la ANP para la utilización de biodiésel, B100, y de sus mezclas con combustible diésel, en ámbitos distintos de los autorizados por la legislación vigente, destinados a la utilización específica.
Resolución de la ANP n.º 45 de 11/12/2007	Establece que los productores de combustible diésel, Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS y Alberto Pasqualini) REFAP S.A., adjudicatarios de las licitaciones electrónicas n.os 069/07-ANP y 070/07-ANP, deberán adquirir biodiésel, con intención de crear una reserva, en un volumen superior a la demanda mensual de dicho producto para atender el porcentaje mínimo de adición obligatoria al combustible diésel, en los términos de la Ley n.º 11097, de 16 de enero de 2005.
Resolución de la ANP n.º 44 de 11/12/2007	Establece que los productores de combustible diésel compradores de biodiésel en licitaciones públicas realizadas por la ANP, para alcanzar el porcentaje mínimo obligatorio establecido por la Ley n.º 11097, de 13 de enero de 2005, deberán suministrar biodiésel a los distribuidores, independientemente de que éstos hayan adquirido combustible diésel de otros productores o importadores que no hayan participado en los concursos públicos realizados por la ANP.
Resolución de la ANP n.º 34 de 01/11/2007	Establece los criterios para la comercialización de combustible diésel y la mezcla de combustible diésel-biodiésel especificada por la ANP por distribuidor y transportista-vendedor-vendedor al por menor.
Resolución de la ANP n.º 33 de 30/10/2007	Establece el porcentaje mínimo obligatorio de biodiésel, establecido por la Ley n.º 11097, de 13 de enero de 2005, relativo al año 2008, que deberá ser contratado mediante concursos públicos de adquisición de biodiésel, que realizará la ANP.
Resolución de la ANP n.º 33 de 30/10/2007	Establece la obligación de autorización previa de la ANP para la utilización de biodiésel, B100, y de sus mezclas con combustible diésel, en ámbitos distintos del autorizado por la legislación específica, destinados a la utilización experimental en caso de que el consumo mensual supere los 10.000 litros.
Resolución de la ANP n.º 41 de 24/11/2004	Establece la regulación y la obligación de autorización de la ANP para el ejercicio de la actividad de producción de biodiésel. Revocada por la Resolución de la ANP n.º 25, de 02/09/08.
Resolución de la ANP n.º 42 de 24/11/2004	Establece las características para la comercialización de biodiésel que podrá añadirse al combustible diésel en una proporción del 2 por 100 en volumen. Revocada por la Resolución de la ANP n.º 7, de 19/03/08.

Disposición reglamentaria	Resumen informativo
Resolución de la ANP n.º 003 de 10/01/2003	Establece el procedimiento para la comunicación de incidentes que deberán adoptar los concesionarios y las empresas autorizadas por la ANP para llevar a cabo actividades de explotación, producción, refinación, procesamiento, almacenamiento, transporte y distribución de petróleo, de sus derivados y de gas natural, biodiésel y mezcla de combustible diésel-biodiésel, en lo que proceda.
Resolución de la ANP n.º 297 de 18/7/2001	Instaura la obligación de presentación de datos relativos a la comercialización de gasolinas A y A Premium, combustible diésel B, D y diésel marítimo, biodiésel y mezclas de combustible diésel-biodiésel, gas licuado de petróleo, aceites combustibles 1A, 2A, 1B y 2B, productos asfálticos CAP y ADP, nafta petroquímica, queroseno de aviación, gas natural vehicular, industrial, doméstico y comercial por parte de los productores e importadores.
Resolución de la ANP n.º 310 de 27/12/2001	Establece las características para la comercialización de combustible diésel y mezcla de combustible diésel-biodiésel B2 de automoción en todo el territorio nacional y define las obligaciones de los operadores económicos sobre el control de calidad del producto.
Resolución de la ANP n.º 311 de 27/12/2001	Establece los procedimientos de control de calidad en la importación de petróleo, sus derivados, combustible de alcohol etílico, biodiésel y mezclas de combustible diésel-biodiésel.
Resolución de la ANP n.º 313 de 27/12/2001	Establece la regulación para la importación de combustible diésel y biodiésel.
Resolución de la ANP n.º 315 de 27/12/2001	Establece la regulación para la exportación de derivados de petróleo y biodiésel.
Resolución de la ANP n.º 319 de 27/12/2001	Instaura la obligación de presentación, por parte del consumidor final, de datos relativos a la adquisición de combustible diésel, biodiésel por parte del productor, del importador y directamente en el mercado exterior, y del distribuidor.
Instrucción Técnica de la ANP n.º 72 de 22/06/2000	Regula los procedimientos que deberán cumplir el distribuidor de combustibles derivados de petróleo, alcohol combustible, biodiésel, mezcla de combustible diésel-biodiésel especificada o autorizada por la ANP, así como de otros combustibles de automoción para la adquisición de gasolina de automoción y de combustible diésel del productor.
Instrucción Técnica de la ANP n.º 104 de 24/11/2000	Regula el procedimiento de inspección de instalaciones de base de distribución, de almacenamiento y de terminal de distribución de derivados de petróleo, alcohol combustible, biodiésel, mezcla de combustible diésel-biodiésel especificada o autorizada por la ANP, así como de otros combustibles de automoción, con objeto de evaluar el cumplimiento de las instalaciones con la legislación y normativa de protección medioambiental, de seguridad industrial y de la población.

Disposición reglamentaria	Resumen informativo
Instrucción Técnica de la ANP n.º 107 de 24/11/2000	Trata sobre la aprobación previa, por parte de la ANP, para la exportación de biodiésel, productos derivados de petróleo y procedentes de la industria petroquímica y similares.
Instrucción Técnica de la ANP n.º 116 de 10/01/2000	Regula el ejercicio de la actividad de venta al por menor de combustible de automoción.
Instrucción Técnica de la ANP n.º 29 de 18/12/1999	Regula la actividad de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, alcohol combustible, biodiésel, mezcla de combustible diésel-biodiésel especificada o autorizada por la ANP y otros combustibles de automoción.
Instrucción Técnica de la ANP n.º 170 de 27/12/1999	Regula la aprobación previa, por parte de la ANP, para la importación de biodiésel y productos procedentes de la industria petroquímica.
Instrucción Técnica n.º 202 de 27/12/1999	Establece los requisitos que se deben cumplir para el acceso a la actividad de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, alcohol combustible, biodiésel, mezcla de combustible diésel-biodiésel especificada o autorizada por la ANP y otros combustibles de automoción.
Instrucción Técnica de la ANP n.º 170 de 26/11/1998	Regula la construcción, ampliación y gestión de instalaciones de transporte o de transferencia de petróleo, sus derivados, gas natural, inclusive licuado (GNL), biodiésel y mezclas de combustible diésel-biodiésel.

Fuente: ANP, 2008.

2.5. PRODUCCIÓN DE BIODIÉSEL EN BRASIL

La producción y uso de biodiésel en Brasil propiciaron el desarrollo de una fuente energética sostenible desde el punto de vista medioambiental, económico y social e introdujeron la perspectiva de la reducción de las importaciones de combustible diésel. Se calcula que la reducción de las importaciones de combustible diésel resultará en un ahorro de aproximadamente 410 millones USD al año, además de reducir la dependencia externa del producto del 7 por 100 actual a un futuro 5 por 100.

La dimensión del mercado brasileño y mundial ofrece una gran oportunidad para el sector agrícola. Con la ampliación del mercado del biodiésel, el Gobierno Federal espera que se beneficien miles de familias con el aumento de renta procedente del cultivo y la comercialización de las plantas oleaginosas utilizadas en la producción de biodiésel. La producción de biodiésel ya ha generado cerca de 600.000 puestos de trabajo en el campo, de acuerdo con datos del MAPA.

Otros beneficios derivados de la utilización de biodiésel como sustituto del combustible diésel son la reducción de la contaminación atmosférica en las grandes ciudades, puesto que el combustible está exento de azufre, la reducción de alrede-

del 78 por 100 de las emisiones netas de CO₂ y la reducción de las emisiones de CO, debido a que es un compuesto oxigenado. En contrapartida, se produce un ligero aumento de las emisiones de óxidos de nitrógeno del tipo NO_x.

El cuadro 5 muestra la productividad de algunas plantas oleaginosas brasileñas.

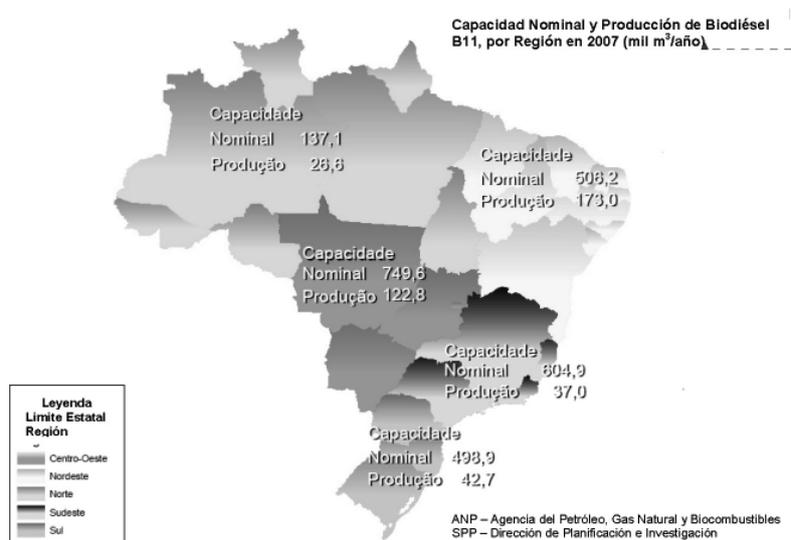
CUADRO 5. *Productividad de algunas plantas oleaginosas brasileñas*

Tipo de oleaginosa	Productividad (kg/ha)	Contenido de aceite (por 100)	Plantación/Cosecha (años)
Babasú	450	66	12,0
Ricino	1.500	50	0,7
Sésamo	900	48	0,5
Cacahuete	1.600	39	0,8
Canola	1.700	39	1,0
Girasol	1.300	38	1,0
Palma	1.500	20	12,0
Soja	2.200	17	1,0
Algodón	1.000	15	1,0

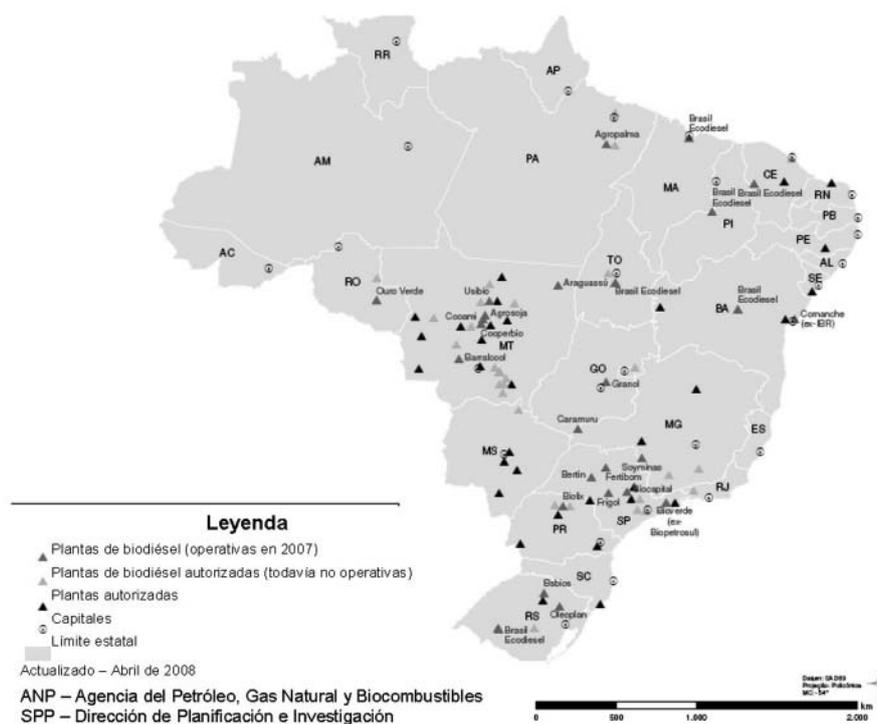
Fuente: Petrobras, 2005.

El gráfico 11 muestra la capacidad nominal de producción y la producción de biodiésel B100 en 2007, distribuidas por región geográfica, y el gráfico 12 muestra la infraestructura de producción del mismo año.

GRÁFICO 11. *Capacidad nominal de producción y producción de biodiésel B100 en 2007*



Fuente: ANP, 2008.

GRÁFICO 12. *Infraestructura de producción de biodiésel en 2007*

Fuente: ANP, 2008.

¿Cuáles son las que pueden denominarse rutas de la de producción de biodiésel en Brasil?

La transesterificación es el proceso más utilizado actualmente en Brasil para la producción de biodiésel. Consiste en una reacción química de los aceites vegetales o grasas animales con etanol o con metanol asistida por un catalizador, de la cual resulta también la glicerina, producto con aplicaciones varias en la industria química, farmacéutica y alimentaria. Actualmente, la mayor parte de la producción de biodiésel se realiza con éster metílico.

Las ventajas de la reacción con el metanol son: un coste menor del metanol con respecto al etanol y mejor rendimiento de la reacción de transesterificación. Por otro lado, el metanol es tóxico. De este modo, la ruta de etanol es más segura, además del hecho de que Brasil es uno de los mayores productores del producto (y es importador de metanol).

Además de la glicerina, la producción de biodiésel genera otros productos derivados tales como la torta y el salvado que pueden constituir otras fuentes de

ingresos para los productores ya que sirven como fertilizantes o como pienso para animales. Esto puede contribuir para hacer viable económicamente la producción de biodiésel puesto que su coste sigue siendo elevado en comparación con el del combustible diésel de origen mineral.

Por otro lado, la calidad del producto es controlada por la ANP que, tal y como se mencionó anteriormente, estableció también las especificaciones de calidad y los métodos de ensayo que deberán seguirse en los análisis.

De acuerdo con datos del Centro de Estudios Avanzados de Economía Aplicada (CEPEA/ESALQ), el coste de producción del biodiésel en Brasil oscila entre 0,90 BRL y 2,21 BRL, en función de la materia prima utilizada y de la región donde se produce. Los costes más elevados son los de la región sudeste.

2.6. LOS CONCURSOS PÚBLICOS DE OFERTA DE BIODIÉSEL

Con objeto de estimular la producción de biodiésel cuando su mezcla con combustible diésel no era todavía obligatoria (hasta enero de 2008), la ANP estableció concursos públicos de adquisición. Dichos concursos públicos están regulados por instrumentos emitidos por los organismos competentes: CNPE, MME y ANP. La Orden n.º 483/2005, del Ministerio de Minas y Energía, establece las directrices para la realización, por parte de la ANP, de concursos públicos de adquisición de biodiésel.

A partir del momento en que sea obligatoria la adición, los concursos públicos de biodiésel pasarán a ser un instrumento utilizado por la ANP para garantizar el abastecimiento de biodiésel y asegurar la producción del porcentaje que debe añadirse al diésel. De acuerdo con esta Orden, podrán licitar como suministradores de biodiésel en el concurso público:

- el productor de biodiésel poseedor del *Sello de combustible social*; y
- la sociedad adjudicataria del proyecto de producción de biodiésel reconocido por el Ministerio de Desarrollo Agrario (MDA), que cumpla los requisitos necesarios para la obtención del *Sello de combustible social*.

La compra y venta de biodiésel están condicionadas por la obtención, hasta la fecha de inicio de la entrega del biodiésel que establezca la ANP, de los siguientes documentos:

- autorización de la ANP para ejercer la actividad de producción de biodiésel en el país, en los términos de la Resolución de la ANP n.º 41, de 24 de noviembre de 2004;
- Registro Especial en la *Receita Federal de Brasil* (Agencia Tributaria de Brasil), constituido por la Ley n.º 11116, de 18 de mayo de 2005; y
- «*Sello de combustible social*», constituido por el Decreto n.º 5297, de 6 de diciembre de 2004. Este certificado se expide a los productores de biodiésel que adquieren materias primas de pequeños agricultores, dentro de límites mínimos que varían según la región. Más información sobre el sello en el apartado 4.

Los concursos públicos deben realizarse de conformidad con las normas establecidas por la ANP mediante Resolución, con arreglo a las directrices de la Resolución del CNPE n.º 3, de 23 de septiembre de 2005.

La ANP es la responsable de determinar la adquisición del biodiésel para los productores e importadores de combustible diésel, en los términos de la Resolución mencionada anteriormente.

La adquisición de biodiésel es proporcional a la participación de los productores e importadores de combustible diésel en el mercado nacional de este combustible fósil y corresponde a la ANP establecer los criterios de dicha participación, así como informar a todos los productores e importadores sobre su respectiva participación.

El calendario para la entrega del biodiésel por parte del suministrador y para su retirada por parte del comprador también deberán fijarlo y pactarlo ambos, correspondiendo a la ANP dirimir conflictos eventuales.

El biodiésel adjudicado en los concursos públicos debe ajustarse a las especificaciones técnicas de la ANP que constan en la Resolución de la ANP n.º 42, de 24 de noviembre de 2004, relativa a las características del producto.

Asimismo, corresponde a la ANP determinar el precio de referencia para el concurso público. Los concursos públicos se realizarán con recursos de tecnología de la información del Banco de Brasil.

Para el futuro se propone un nuevo modelo para los concursos públicos, que pasarían a organizarse de la siguiente manera:

- propuesta cerrada en dos etapas;
- las plantas o centrales harán la primera propuesta, incluyendo cantidad y precio;
- los precios más bajos ofertados en la primera etapa pasarán a la segunda etapa (hasta un volumen un 30 por 100 superior a lo previsto);
- las plantas o centrales no conocerán las otras propuestas, lo cual contribuirá para la reducción de la competencia feroz entre los productores.

Los resultados de los once concursos públicos de oferta de biodiésel ya realizados por la ANP se muestran en el cuadro 6.

3. Tributación del biodiésel

La Ley n.º 11116, de 2005, define el modelo de tributación federal aplicable al biodiésel. El modelo tributario del biodiésel se concibió con el propósito de conceder una reducción total o parcial de impuestos federales sobre los combustibles (Cide, PIS/Pasep y Cofins) a los productores de biodiésel que apoyen a la pequeña agricultura, de modo que se posibilite atender los principios orientadores básicos del PNPB de promover la inclusión social y reducir disparidades regionales mediante la creación de puestos de trabajo y renta en los segmentos más carentes de la agricultura brasileña.

CUADRO 6. *Resultados de los concursos públicos de biodiésel realizados por la ANP*

Concurso público	Primero	Segundo	Tercero	Cuarto	Quinto	Sexto	Séptimo	Octavo	Noveno	Décimo	Undécimo
Realización	Noviembre de 2005	Marzo de 2006	Julio de 2006	Julio de 2006	Febrero de 2007	Noviembre de 2007	Noviembre de 2007	Abril de 2008	Abril de 2008	Agosto de 2008	Agosto de 2008
Volumen ofertado en la licitación (m3)	70.000	170.000	125.400	1.141.000	50.000	304.000	76.000	473.140	181.810	347.060	94.760
Volumen adjudicado (m3)	70.000	315,5	50.000	550.000	45.000	304.000	76.0000	264.0000	66 000	264.0000	66.000
Plantas/ Centrales participantes	8	12	6	27	7	26	30	24	20	21	20
Precio de apertura (BRL/litro)	1,920	1,908	1,905	1,905	1,905	2,400	2,400	2,804	2,804	2,620	2,620
Precio medio de cierre (BRL/litro)	1,905	1,860	1,754	1,747	1,862	1,865	1,863	2,692	2,685	2,604	2,609
Descuento	-0,8 por 100	-2,5 por 100	-7,9 por 100	-8,3 por 100	-2,2 por 100	-2 2 , 3 0 por 100	-2 2 , 4 0 por 100	- 4 , 0 0 por 100	- 4 , 2 4 por 100	- 0 , 5 9 por 100	- 0 , 3 9 por 100
Plazo de entrega del biodiésel	Ene/06 a dic/06	Jul/06 a jun/07	Ene/07 a dic/07	Ene/07 a dic/07	H a s t a dic/07	Ene/08 a jun/08	Ene/08 a jun/08	Jul/08 a sept/08	Jul/08 a sept/08	Oct/08 a dic/08	Oct/08 a dic/08
Público destinatario	Productores ya instalados o en fase final de instalación	Productores ya instalados o en fase final de instalación	Productores con autorización de la ANP	Nuevos proyectos y fábricas en construcción	Productores ya instalados						

Fuente: ANP, 2007.

El modelo se basa en la norma general de un impuesto federal sobre el biodiésel nunca superior al impuesto sobre el combustible diésel mineral. No obstante, los productores de biodiésel que adquieren materias primas de pequeños agricultores, independientemente de la región brasileña, podrán obtener una bonificación fiscal de hasta el 68 por 100 en los impuestos federales. Si estas adquisiciones se realizaran a pequeños agricultores de palma, en la región Norte, o de ricino, en la región Nordeste y en el Semiárido, la bonificación puede alcanzar el 100 por 100. Si se tratara de las mismas materias primas y regiones, pero no se adquirieran a pequeños productores, la bonificación fiscal máxima permitida es del 31 por 100. Para disfrutar de estos beneficios fiscales, los productores de biodiésel deben contar con un certificado: el Sello de combustible social.

El Sello de combustible social se concede a los productores de biodiésel que adquieren materias primas a pequeños agricultores dentro de límites mínimos que varían según la región. El sello lo concede el Ministerio de Desarrollo Agrario a productores de biodiésel habilitados por la legislación brasileña para operar en la producción y comercialización de biodiésel y que cumplan los siguientes requisitos:

- que adquieran porcentajes mínimos de materia prima a pequeños agricultores que ascienden a un 10 por 100 en las regiones Norte y Centro Oeste, un 30 por 100 en las regiones Sur y Sudeste, y un 50 por 100 en el Nordeste y Semiárido;

- que celebren contratos con los pequeños agricultores en los que establezcan plazos y condiciones de entrega de la materia prima y sus respectivos precios. Asimismo, deberán prestarles asistencia técnica.

Las empresas que cuenten con el Sello de combustible social podrán obtener una bonificación fiscal federal total o parcial, tal y como se define en el modelo fiscal aplicable al biodiésel. También pueden participar en los concursos públicos de adquisición de este nuevo combustible y usar ese certificado para distinguir el origen/marca del biodiésel en el mercado. Se hace mención también al hecho de que el impuesto estatal ICMS también incide sobre el biodiésel.

El cuadro 7 resume el modelo de tributación federal del biodiésel.

Cuadro 7. *Tributación del biodiésel en Brasil*

Impuestos federales	Biodiésel				Diésel
	Pequeños agricultores de las regiones Norte, Nordeste y Semiárido con ricino o palma	Pequeños agricultores	Norte, Nordeste y Semiárido con ricino o palma	Norma general	
IPI (Imposto sobre Productos Industriales)	Porcentaje cero	Porcentaje cero	Porcentaje cero	Porcentaje cero	Porcentaje cero
Cide	Inexistente	Inexistente	Inexistente	Inexistente	0,070
PIS/Cofins	Reducción del 100 por 100 en relación a la norma general	Reducción del 68 por 100 en relación a la norma general	Reducción del 31 por 100 en relación a la norma general	≤ diésel mineral	0,148
TOTAL (BRL litro)	0,00	0,070	0,151	0,218	0,218

Fuente: MME, 2008.

4. Desafíos para la expansión de la industria de los biocombustibles en Brasil

A pesar de que constituyen una alternativa prometedora para la utilización de los derivados del petróleo en el sector de los transportes, la expansión de la producción de los biocombustibles todavía conlleva a algunas dificultades como las siguientes: requisitos de calidad tanto de las materias primas como del producto final (en el caso del biodiésel), subsidios económicos, desarrollo de rutas tecnológicas más eficientes para su producción, aspectos logísticos y gubernamentales, competitividad por tierras para ampliar la producción, proteccionismo de otros países con los consecuentes obstáculos para la exportación, problemas medioambientales, etc.

En este contexto, resulta necesaria la creación de una especificación internacional para el biodiésel que deberá cubrir, obligatoriamente, una gran variedad de materias primas y basarse en el uso del producto en distintos motores.

Existen también obstáculos de naturaleza socioambiental. Recientemente, la ONG WWF (*World Wild Foundation*) comenzó a exigir un certificado medioambiental a los biocombustibles brasileños para poder utilizarlos en la Unión Europea. Entre las condiciones mínimas para la emisión de dicho certificado, WWF exige:

- garantías de que no se están convirtiendo tierras de gran valor, en términos de recursos naturales, en campos de cultivo intensivo de cosechas para la producción de biocombustibles;
- impactos neutros sobre el agua, el suelo y la biodiversidad;
- los vegetales seleccionados deben presentar el balance más eficiente de emisiones de gases de efecto invernadero, puesto que el uso intensivo de fertilizantes contribuye al aumento de óxidos de nitrógeno, además del hecho de que los cultivos intensivos pueden contribuir para la liberación de CO₂ del suelo.

5. Conclusiones

Tal y como se comentó previamente, la actuación del Gobierno brasileño en el sentido de reducir la dependencia externa de petróleo comenzó mucho antes de la actual preocupación por el medio ambiente, el desarrollo sostenible y la emisión de gases de efecto invernadero. En este contexto, todo indica que en Brasil, así como en el resto del mundo, la industria de biocombustibles continuará en expansión clara en las próximas décadas con perspectivas de mantener las tendencias de crecimiento verificadas en los últimos años.

Sin embargo, conviene destacar que, a pesar de sus beneficios significativos, siguen teniendo validez los argumentos acerca de las repercusiones medioambientales, económicas y sociales de la expansión de la industria de los biocombustibles, no sólo en Brasil, sino también en el resto del mundo. Es necesario buscar un modelo social y medioambiental sostenible para el sector, privilegiando la continuidad de las experiencias que ya han demostrado tener éxito. Para ello, se requieren inversiones no sólo en investigación y desarrollo agrario, sino también en las áreas de medio ambiente y planificación energética.

Teniendo en cuenta la importancia destacada de Brasil en el mercado internacional de los biocombustibles y el potencial para la expansión de las importaciones, tienen prioridad las inversiones en infraestructura para su distribución, con objeto de maximizar la rapidez y la eficiencia del transporte de la producción y de reducir problemas tales como dificultades de embarque, espera en los puertos y burocracia excesiva (altos costes de transacción) que actualmente suponen obstáculos claros para una mayor expansión de las exportaciones.

En términos de regulación, desde el inicio del Proálcool, Brasil se ha enfrentado a desafíos en lo que respecta a la regulación de la producción, el transporte,

la distribución y la venta de biocombustibles. Estos desafíos se han conseguido superar de manera exitosa y las lecciones aprendidas con el Proálcool pudieron aplicarse, en numerosas ocasiones, al biodiésel, que también presentó dificultades propias como, por ejemplo, el hecho de que muchas empresas productoras de biodiésel se quejaron de que habían sufrido muchas dificultades para competir con las empresas tenedoras del Sello social puesto que aquellas que producen biodiésel a partir de ricino y otras plantas oleaginosas procedentes de la pequeña agricultura se benefician de la bonificación fiscal mencionada anteriormente.

Es responsabilidad de la ANP continuar buscando normas reguladoras claras que permitan garantizar la oferta y la calidad de los biocombustibles, precios justos para los consumidores y seguridad de gestión de las instalaciones de producción, almacenamiento, transporte y distribución.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANFAVEA – ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES, *Anuário Estatístico da Indústria Automobilística Brasileira*, ANFAVEA, São Paulo, 2008.

ANP, *Anuário Estatístico da Indústria do Petróleo 2008*, ANP, Rio de Janeiro, 2008.

ANP, *Panorama Atual da Indústria Brasileira de Álcool Combustível: Avaliação do Arcabouço Regulatório da ANP referente à Movimentação do Produto*, Nota Técnica da SCM/ANP, Rio de Janeiro, 2007.

CECCHI, J.C.; FREITAS, M.A.V., *O Programa Nacional do Álcool*, Nota Técnica CEMEE, Rio de Janeiro, 1998.

IEA, *World Energy Outlook 2008 – Executive Summary*, IEA, Paris, 2008.

MAPA, *Projeções do Agronegócio: Mundial e Brasil 2006 a 2015 – Resumo Executivo*, Brasília, 2005. Disponible en: http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/MENU_LATERAL/AGRICULTURA_PECUARIA/PROJECOES_AGRONEGOCIO/RESUMO por 10020EXECUTIVO por 10020PROJECOES por 10020AGRONEGOCIO por 10020 por 100202006-07 por 10020A por 100202017-18.PDF

MME, *Brazilian Statement*, Palestra proferida pelo Ministro de Minas e Energia, Nelson Hubner, no 7th Steering Committee Meeting em 26 de Abril de 2006, Brasília, 2007.

UNICA, *A Visão Atualizada da Questão do Etanol*, Palestra proferida por Murilo Biagi Filho na Federação da Indústria de São Paulo em 27.05.2008, São Paulo, 2008.

CAPÍTULO 9

EL SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

SERGIO O. VELÁSQUEZ M.

Gerente General de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica Guatemala

1. Antecedentes

El precio del petróleo y los combustibles derivados usados para la generación de energía eléctrica han tenido alzas continuas durante los últimos meses, impactando en forma directa sobre el costo de la generación y tarifa de electricidad al usuario final.

La demanda de electricidad ha crecido a una tasa superior al crecimiento de la oferta, por lo cual se han producido desequilibrios que ponen en riesgo el abastecimiento futuro de electricidad, sino se toman medidas a tiempo.

Dentro de la actual mezcla energética en Guatemala, la generación térmica es superior a la que utiliza fuentes renovables, incrementando la vulnerabilidad de los precios a las variaciones del precio del petróleo.

En la década de los ochenta:

- El Estado era el responsable de la actividad eléctrica (INDE y EEGSA)
- Monopolio u oligopolio concentrado
- Verticalmente integrado
- Decisiones centralizadas
- Subsidio de tarifas

Inicio de la década de los noventa:

- Se implementaron políticas de apertura de participación del sector privado.
- Se inician los primeros negocios de generación con participación del sector privado mediante los contratos de compra de potencia y energía, conocidos como Power Purchase Agreements, (PPAs)
- Se promulga la Ley General de Electricidad en el año 1996.

Los Principios del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Guatemalteco son los siguientes:

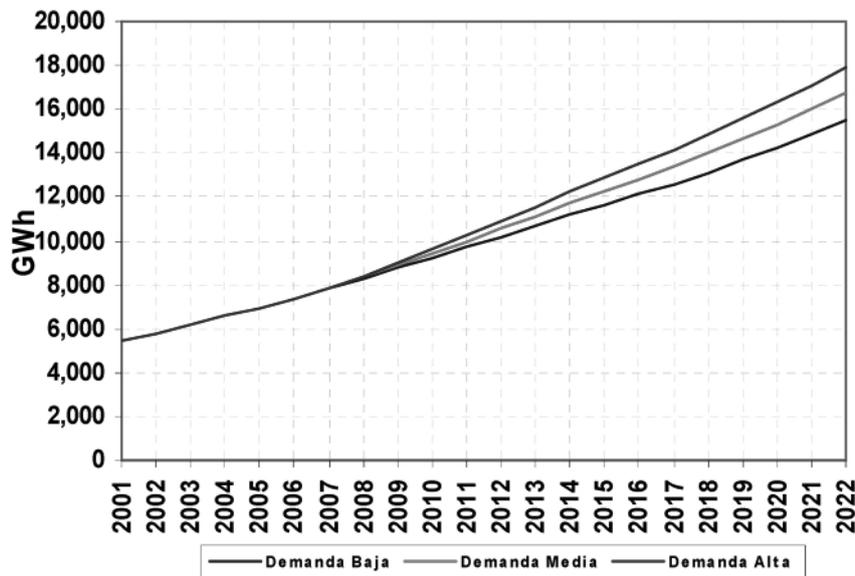
- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país.
- Es libre el transporte de electricidad, también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.
- El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.

- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

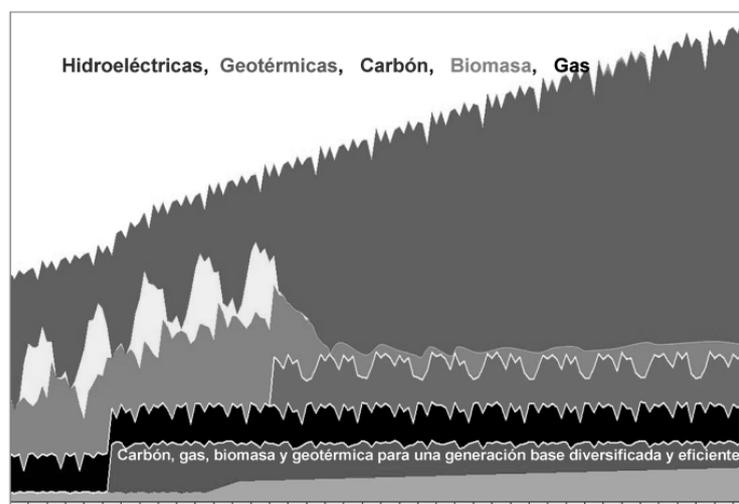
2. ¿Qué estamos buscando para Guatemala?

De acuerdo a las proyecciones realizadas, cada año se hace necesario instalar 100 MW de potencia en el sistema eléctrico guatemalteco (gráfico 1).

GRÁFICO 1. *Proyección de la Demanda Energía Eléctrica, Guatemala*



Según la tendencia actual del sector eléctrico guatemalteco, se observa que existe Necesidad de Nuevas Inversiones en Energía Renovable y Tecnologías más Eficientes; por ello la meta propuesta es lograr Generar el 60 por 100 la energía eléctrica de Guatemala con recursos renovables en el año 2020, a fin de contar con una cobertura como la que se intenta ejemplificar en el gráfico 2, que supone:

GRÁFICO 2. *Meta de Generación, año 2020*

- Tener suficiente oferta de energía eléctrica
- Contar con un suministro confiable y continuo de energía eléctrica a precios estables y competitivos
- Tener una mayor independencia energética con mayor aprovechamiento de recursos renovables
- Implementación de un Plan Integral de Eficiencia Energética sostenible y de largo plazo: acciones concretas en oferta y demanda

3. Acciones para la promoción de recursos renovables

Con la finalidad de revertir la situación anterior, el Gobierno de la República ha realizado las siguientes acciones legislativas y técnicas:

CUADRO 1. *Participación en el consumo de Energía Eléctrica por sector*

Descripción	Porcentaje
1- Industrial	34%
2- Residencial	28,5%
3- Comercio y servicios	24%
4- Pérdidas	12%
5- Exportación	1%
6- Consumos propios	0,5%

Acciones legislativas:

- Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energías renovables y su reglamento (2003 y 2005).
- Norma de Generación Distribuida Renovable (2007). Dentro de las modificaciones al marco normativo durante el año 2007, se incluyó la creación del concepto de Generación distribuida Renovable. Esta es la modalidad de generación con recursos renovables que se conectan a instalaciones de distribución con aportes netos de hasta 5 MW. Fue creada con el objetivo de aprovechar los recursos renovables y la cogeneración de mini-centrales de generación.
- Se establecen:
 - Tamaño Máximo 5 MW
 - La libertad de conexión a redes de distribución.
 - Conexión y Costos de conexión a cargo del Generador Distribuido Renovable
 - Remuneración por ahorro de pérdidas en el sistema.
 - Se emitirán normas para regular esta condición.

Acciones técnicas:

- Creación del centro de información y promoción de recursos renovables.
- Programa de identificación, localización y evaluación del potencial energético renovable.
- Programa de promoción de proyectos energéticos renovables.

En Guatemala existe potencial para generar energía con varias fuentes de energía renovable, tal como se muestra en el gráfico 3

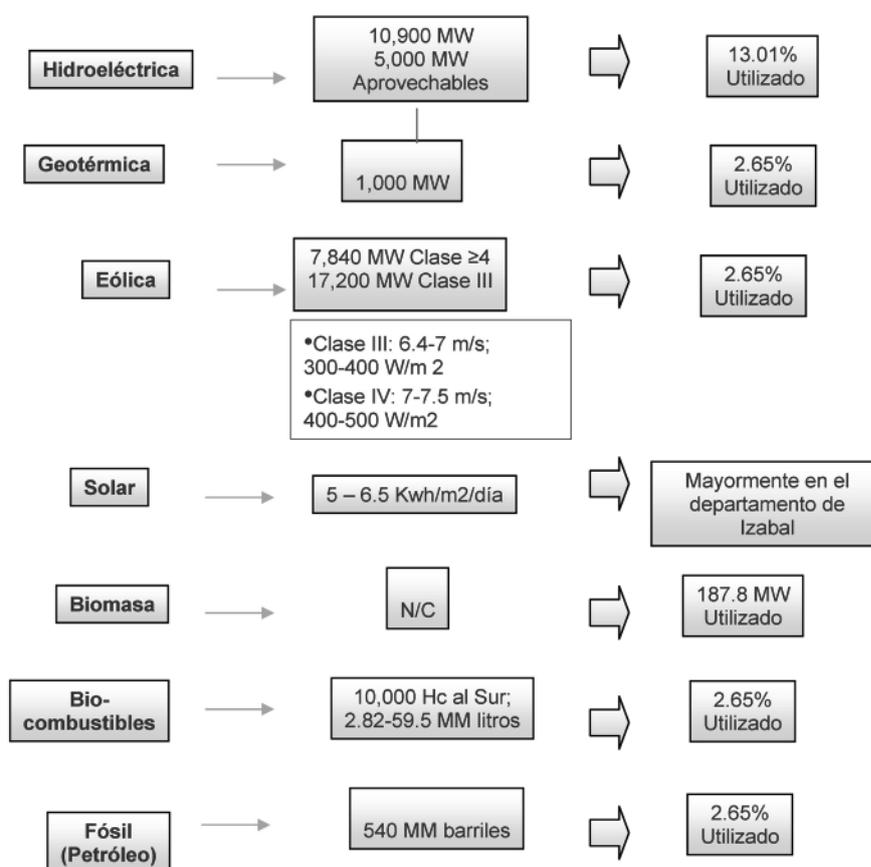
4. Eficiencia energética

En diciembre del año 2007, el Gobierno de la República de Guatemala aprobó la Política Energética y Minera 2008-2015. Esta política fue preparada por el Ministerio de Energía y Minas, en acción conjunta con otras instancias del sector público incluyendo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, así como con la colaboración del sector privado.

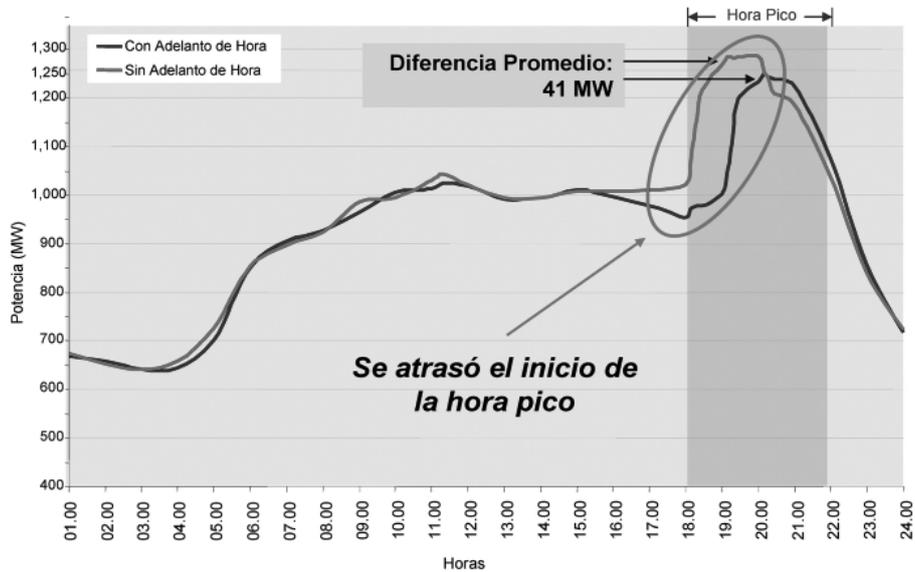
Acciones de corto plazo

- Institucionalización del Cambio de Hora a través de Ley
- Programa de lámparas ahorradoras en alumbrado público municipal y residencial
- Programa de eficiencia energética en edificios públicos: proyecto piloto en MEM y en la CNEE
- Curso de capacitación de especialistas en ahorro de energía
- Campaña de divulgación de medidas para el ahorro eléctrico domiciliario

- Campaña de divulgación de medidas para el ahorro de combustibles de uso vehicular particular y de transporte pesado
- Conformación de Comisión Nacional para la Eficiencia Energética
- Normativa para la Generación Distribuida Renovable
- Se inicia trabajo de normativa para Eficiencia Energética en Comité Guatemalteco de Normas. (COGUANOR)

GRÁFICO 3. *Potencial energético de Guatemala*

En el gráfico 4 se muestra el impacto que tuvo en la Demanda en la hora de máxima demanda de potencia en Guatemala, el cambio de hora para los meses en que el país cuenta con mayor horas de luz solar. Dicho cambio se hizo en el año 2006, sin embargo no volvió a implementarse. Como se aprecia el consumo se redujo en 41 MW de potencia en el pico mas importante del sistema.

GRÁFICO 4. *Impacto cambio hora 2006*

Acciones a mediano plazo

- Creación del Fondo Nacional para la Eficiencia Energética (FONAEE)
- Programa para equipos de bombeo y servicios municipales
- Programa para empresas sectores comercial e industrial
- Programa de estufas mejoradas y bosques energéticos
- Institucionalización de programa de capacitación de especialistas en ahorro de energía eléctrica y auditorías en eficiencia energética
- Implementación de un programa de etiquetado o adopción a través de convenios internacionales
- Implementación de un Premio Nacional al ahorro de energía eléctrica
- Implementación del Programa Nacional de Biocombustibles
- Propuesta de criterios e indicadores de construcción para viviendas y edificios eficientes

Entre los objetivos específicos de la Política Energética se tiene el incremento de la eficiencia energética y se delinearon acciones específicas a partir del año 2008. Entre las principales acciones que se han iniciado se pueden mencionar:

- Institucionalización del Cambio de Hora a través de una ley específica: se preparó el proyecto de Ley y se entregó a diputados miembros de la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República. Aún no se ha tomado una decisión al respecto por parte de los diputados.
- Programa de lámparas ahorradoras en alumbrado público municipal y residencial: se ha impulsado a lo largo del año campañas informativas para las diversas municipalidades del país, a efecto de promover el cambio de

lámparas de mercurio por lámparas de sodio de alta presión, medida con la cual se espera ir logrando paulatinamente una reducción del 30% en el consumo de energía por este concepto, así como una disminución en la potencia requerida y que se estima hasta en 50 MW cuando se logre el cambio de unas 300,000 lámparas de mercurio instaladas en el interior del país. En lo que se refiere a iluminación residencial, se ha impulsado el uso de lámparas fluorescentes compactas, estimándose que durante el año 2008 se han reemplazado por parte de los usuarios del orden de un millón de bombillos incandescentes por CFL's, con un ahorro en la potencia requerida en las horas de máximo consumo de unos 25 MW.

- Se iniciaron mediciones en los edificios del Ministerio de Energía y Minas y de la CNEE, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética y utilizarlos como proyectos piloto que puedan replicarse en el resto de instalaciones del sector gubernamental. En la CNEE se tomaron algunas medidas sencillas para mejorar la ventilación en uno de sus niveles, eliminándose prácticamente el uso de aparatos de aire acondicionado, estando pendiente la implementación del cambio de lámparas fluorescentes del tipo T-12 por T-8.
- Se inició la preparación de un Programa Nacional de Eficiencia Energética; con una iniciativa preliminar, se logró obtener un financiamiento no reembolsable por parte del Banco Interamericano de Desarrollo –BID- por US \$600,000.00, lo cual permitirá definir el Programa durante el año 2009. En esta iniciativa se ha incluido la conformación de una Comisión Nacional para la Eficiencia Energética –ya se han sostenido reuniones con sectores privados-, así como la propuesta de un Fondo Nacional para la Eficiencia Energética que a manera de ente financiero permita el otorgamiento de préstamos que sean pagados con los ahorros de energía eléctrica que se obtengan. Dentro de este Programa se han incluido subprogramas para el sector industrial, comercial y servicios, residencial, equipos de bombeo y servicios municipales, así como estufas mejoradas y bosques energéticos considerando que la leña sigue siendo uno de los principales insumos en el país para cocción de alimentos.
- Se firmó convenio de cooperación técnica con el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica de México –FIDE-; con el apoyo de técnicos mexicanos se está tratando de implementar algunos proyectos demostrativos de eficiencia energética, principalmente en el área industrial, y se ha preparado un primer curso para formación de especialistas en ahorro de energía eléctrica que se impartirá a finales del mes de enero de 2009.
- Se promulgó por parte de la CNEE la norma de Generación Distribuida Renovable, misma que obliga a las empresas Distribuidoras de energía a aceptar la conexión a sus redes de distribución a pequeños proyectos de generación –hasta 5 MW- basada en recursos renovables. La norma incluye también el caso de pequeños consumidores que tengan algún tipo de generación y que suministren sus excedentes a la red a través de su acometida eléctrica, de tal forma de tener ahorros en sus facturas pero no una venta de energía.

- Se trabajó en el primer semestre del año, en coordinación con la Secretaría de Comunicación Social de la Presidencia de la República, una campaña de divulgación de medidas para el ahorro eléctrico domiciliario y para el ahorro de combustibles de uso vehicular.
- Se iniciaron trabajos con la Comisión Guatemalteca de Normas, a efecto de revisar una propuesta de armonización regional en normas de eficiencia energética. Este trabajo fue suspendido por la COGUANOR y pendiente de definir su continuación.
- Se organizó la 2ª Feria Energética, la cual se realizó del 1º al 3 de diciembre con amplia participación de profesionales y público interesado. El énfasis de la feria fue la eficiencia energética y los recursos renovables para generación de energía eléctrica; el evento contó con un área de exposiciones de productos, maquinaria y equipo, y contó con 7 reuniones plenarias para la discusión de los temas de mayor trascendencia y de 24 conferencias magistrales impartidas por expertos nacionales e internacionales.

En el cuadro 2, se muestra un resumen de los resultados esperados de las medidas para lograr eficiencia energética en Guatemala.

CUADRO 2. *Resultados Esperados*

MEDIDA	OBJETIVO	EFEECTO ESPERADO	ESTRATEGIA PUESTA EN MARCHA	FECHA INICIO
Sustitución incandescentes por CFL's	5 millones de lámparas	8% ahorro E.E. 225 Mw menor demanda en pico	Comisión Inter-institucional	Julio 2008
Cambio de hora	Ahorro energía/ disminución potencia	40 millones de kwh ahorrados y 50 Mw menor Potencia en pico	Proyecto de Ley	Abril 2009
Cambio refrigeradores antiguos	Sustituir 80% refrigeradores antiguos	Reducir 35% E.E. en casas por refrigeración	Financiamiento a través FONAE	Enero 2010
Sustitución motores en industria	Sustituir 50% motores ineficientes	Reducir 10% E.E. en sector industrial	Financiamiento a través FONAE	Enero 2010
Estufas Mejoradas	Construir 100,000 estufas	10% reducción uso de leña	Financiamiento a través FONAE	Enero 2010

5. A modo de conclusión

He aquí los principales retos energéticos para Guatemala:

- Aumentar la cobertura eléctrica, como medio de desarrollo para el país.

- Diversificar la matriz energética del país aprovechando las energías renovables, disminuyendo la vulnerabilidad de precios del petróleo en las tarifas.
- Garantizar el suministro por medio de políticas energéticas adecuadas.
- Promover las inversiones en los sistemas de transmisión y generación de energía eléctrica.
- Implementar un plan de eficiencia energética.

CAPÍTULO 10

LA REGULACIÓN Y LOS MECANISMOS FLEXIBLES

CARMEN FERNÁNDEZ ROZADO

*Consejera de la Comisión Nacional de Energía (CNE, España)
Presidenta de la Task Force Energías Renovables y MDL-ARIAE*

1. Introducción

El desbordado consumo energético mundial de las últimas décadas (y el que se prevé para las próximas) plantea problemas de sostenibilidad irresolubles sin una acción decidida. Por un lado, el consumo energético presiona sobre unos recursos naturales limitados; por otro, la generación y el uso de la energía tiene efectos medioambientales cuyo control ya no admite demoras. A nivel mundial, los sistemas energéticos son responsables de dos tercios del incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero de carácter antropogénico. La lucha contra el cambio climático exige una verdadera revolución energética que equilibre el *mix* entre las energías convencionales y las renovables, junto con un mayor énfasis en el ahorro y la eficiencia en la utilización de éstas.

El Protocolo de Kioto, cuya ratificación se demoró hasta febrero de 2005, supone el más decidido esfuerzo internacional por limitar (y en muchos casos reducir) las emisiones de los gases que producen el efecto de invernadero. Dentro de él se establecen mecanismos de flexibilidad para que los países desarrollados, los que más esfuerzo tienen que hacer por limitar o reducir sus emisiones, puedan cumplir con los compromisos suscritos. Dentro de los mecanismos basados en proyectos, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (en adelante MDL) ha conocido un particular crecimiento en los últimos años.

Para los países de América Latina –ricos en recursos renovables–, los beneficios potenciales (muchos de ellos, ya reales) de estos proyectos dentro del MDL son evidentes, al permitirles movilizar recursos adicionales (financieros, pero también tecnológicos) a los «internos» para el cumplimiento de sus propios objetivos energéticos y medioambientales. Pero esa «oportunidad» –que es también oportunidad de negocio para los potenciales inversores– debe ser capitalizada, no se materializa por sí misma: requiere, por parte de los distintos países, insertarse en el mercado de MDL; y esto, a su vez, exige colaboración público-privada para la comercialización de proyectos en el mercado internacional. Las empresas energéticas españolas están bien posicionadas para ello, y muchas de ellas ya han entrado en proyectos de este tipo en América Latina. La competencia por parte de Asia (China y la India, fundamentalmente) a la hora de captar estos proyectos a escala mundial es, sin embargo, muy fuerte. Dentro del ámbito iberoamericano, ARIAE desempeña un importante papel institucional, aglutinador a ambos lados del Atlántico, en la promoción de proyectos MDL.

Esta contribución ofrece una pincelada inicial acerca del panorama energético internacional y el papel de las energías renovables. A continuación, se aborda el compromiso internacional contra el cambio climático, en torno del Protocolo de Kioto, con particular atención al papel impulsor de Europa. El siguiente epígrafe se centra en los MDL y en la importancia que tienen para el sector energético español: tanto para el conjunto de la economía, como para las propias compañías. Seguidamente, se ofrecen algunas magnitudes acerca de la evolución de los MDL en América Latina, antes de examinar las iniciativas realizadas en este campo por ARIAE, en particular la *Task Force* constituida en 2006. El último epígrafe recapitula algunas de las principales conclusiones.

2. Panorama energético internacional y de América Latina: el papel de las energías renovables

Un simple enunciado de algunas de las características principales –y tendencias– del escenario energético internacional ayudará como punto de partida para el análisis:

- La Agencia Internacional de la Energía prevé que el consumo mundial de energía habrá crecido en cerca de un 50 por 100, respecto de los niveles actuales, a la altura de 2030; a su vez, más de la mitad de ese crecimiento se espera que provenga de países emergentes y en desarrollo, en particular de Asia. Dentro de este imparable crecimiento, los servicios de transporte (y, con ellos, el consumo de derivados del petróleo) tienen un peso muy importante.
- Actualmente, los recursos energéticos consumidos en el mundo proceden muy fundamentalmente de los combustibles fósiles (carbón e hidrocarburos), que vienen a representar cerca de un 80 por 100 del total del consumo primario.
- Frente a esto, la disponibilidad de recursos energéticos a escala mundial es muy limitada (unos 40 años para el petróleo, 65 para el gas natural y unos 200 para el carbón), y, además, se encuentra muy concentrada geográficamente.
- A pesar de la reducción de los precios del crudo a lo largo de la segunda mitad del año 2008, forzada por las reducciones de demanda subsiguientes a los efectos de la crisis financiera internacional, lo cierto es que puede considerarse terminada la «era de la energía barata» en el mundo.
- Este panorama de crecimiento del consumo y carestía a largo plazo previsibles de la energía se enfrenta, además, al condicionante de los problemas ambientales, cuyo control obliga a los países firmantes del Protocolo de Kioto –y a Europa, de forma muy particular– a adoptar medidas de notable repercusión en el ámbito de la energía.

¿Cuál es, dentro de este panorama, y muy a grandes líneas, la situación global de América Latina? El punto de partida del análisis contiene algunos aspectos prometedores: la región, en efecto, posee una dotación importante de recursos, tanto de fuentes fósiles como de fuentes renovables, aunque desigualmente repartidos por los distintos países. América Latina destaca por poseer una de

las mayores riquezas a nivel mundial en lo que se refiere a recursos energéticos explotables. Algunos datos pueden ayudar a centrar la cuestión:

- *Petróleo*: La participación en las reservas mundiales ronda el 9 por 100 (Venezuela, México y Brasil); su porcentaje en la producción mundial es del 13 por 100 (el orden, en este caso, es México, Venezuela y Brasil), y la *ratio* de Reservas/producción, de 35 años.
- *Gas*: La participación en las reservas mundiales en del 4 por 100 (Venezuela, México, Bolivia, Argentina, Trinidad y Tobago y Bolivia), y algo por encima en la producción mundial (5 por 100), con una *ratio* de Reservas/producción de más de 40 años.
- *Carbón*: América Latina tiene el 2 por 100 de las reservas mundiales (Colombia y Brasil), y una *ratio* de Reservas/producción de unos 238 años.
- *Potencial hidráulico*: América Latina cuenta con un gran potencial hidroeléctrico (Brasil, Venezuela, destacadamente, y también Colombia, Argentina, Perú, México, Ecuador y Chile, entre los principales), que puede cifrarse en torno del 22 por 100 de la producción mundial de energía hidroeléctrica. De hecho, ésta es la principal fuente de generación eléctrica en la región.

Lo que hay detrás, en todo caso, de esta breve descripción del panorama energético internacional es un modelo energético que puede calificarse de «insostenible»: insostenible, en primer lugar, porque está basado en una fuentes de agotamiento más o menos próximo; en segundo lugar, porque genera efectos medioambientales igualmente insostenibles en el largo plazo, y que requieren un gran esfuerzo de reducción de las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI); y, por si lo anterior no bastara, se trata de un modelo energético profundamente injusto, cuya medida de insostenibilidad lo da el hecho de que un tercio de la humanidad aún no tenga acceso a formas avanzadas de energía.

La encrucijada parece evidente: el desarrollo económico mundial se ha basado, a lo largo de los dos últimos siglos, y, en particular, a lo largo de los últimos cien años, en un consumo creciente de energía, con gran predominio de los combustibles fósiles. Este es el modelo –hoy ya insostenible– que tienen que modificar no sólo los países ya desarrollados, sino igualmente los que aspiran a seguir la senda de éstos. Ante el escenario previsible, dominado por las fuentes fósiles como principales energías primarias, unas previsiones de alto crecimiento de la demanda energética, derivadas del crecimiento económico mundial, y un interés marcado en la lucha contra el Cambio Climático, América Latina trabaja en la diversificación de la oferta energética (con muy particular énfasis en las fuentes renovables) y el uso eficiente de la energía. Merece la pena detenerse brevemente en ello.

Las energías renovables suponen una alternativa al sistema energético actual, basado fundamentalmente en combustibles fósiles, por varias de sus características más distintivas:

- En primer lugar, la que les da nombre: son inagotables en la Naturaleza.
- Segundo, se trata, en general, de tecnologías «rápidas» y relativamente sencillas.
- Tercero, son recursos distribuidos.

- Las grandes inversiones iniciales, en el caso de que sean precisas, se compensan luego con unos bajos costes de operación.
- Quinto, cuentan con un gran potencial de futuro.
- Por último, y muy importante, tienen un reducido impacto ambiental.

Son, en suma, una pieza energética hoy fundamental para alcanzar el objetivo prioritario del desarrollo sostenible a escala mundial.

La situación en América Latina de las energías renovables abarca a sus distintos tipos:

- *Hidroeléctrica y geotérmica*: experiencia consolidada en centrales hidroeléctricas.
- *Eólica*: construcción de centrales de generación.
- *Solar – fotovoltaica*: proyectos rurales en todos los países, pero problemas de sostenibilidad por costes de equipo.
- *Biomasa - residuos sólidos urbanos*: experiencias en manejo de rellenos sanitarios con uso energético.
- *Biomasa – cogeneración con residuos*: existencia de centrales de generación de electricidad con residuos de las industrias de caña y maderera.

Pues bien: a pesar de los recursos renovables que posee América Latina, los proyectos basados en estas fuentes de energía no están alcanzando aún el volumen que sería preciso para encontrar un verdadero espacio en el desarrollo energético de los países de la región.

Varias razones explican la escasa penetración de este tipo de proyectos en el caso de América Latina:

- Elevados costes de inversión y escasos incentivos al desarrollo de energías renovables, convirtiendo en no rentables muchos de dichos proyectos.
- Proyectos de poca capacidad instalada y poca producción.
- Problemas de evacuación de la energía producida.

En líneas generales, la mayoría de los países latinoamericanos presentan situaciones dispares en relación al desarrollo del marco regulatorio vigente del sector energético y, en concreto, el relativo a la generación eléctrica basada en fuentes de energías renovables. En este sentido, mientras algunos países ya han iniciado el desarrollo de un sistema para el fomento de proyectos basados en fuentes de energías renovables, otros continúan sin definir políticas tendentes a impulsar este tipo de proyectos.

Puede señalarse cómo, a estos efectos, países como Argentina, México, Uruguay y Brasil están desarrollando instrumentos regulatorios para el impulso de las energías renovables y facilitando que estas energías compitan de manera efectiva en la generación de energía eléctrica. Algunos de estos desarrollos son los siguientes:

- *Argentina*: Ley 25019, régimen de promoción para la energía eólica y solar, y Ley 26910, Ley de fomento nacional para el uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica.

- *México*: Contrato de interconexión para fuentes intermitentes de energía renovable y metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía renovable; Contrato de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor; Contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala, y Proyecto de Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía.
- *Uruguay*: Decreto 77/006 referente a la contratación de energía eléctrica a la red nacional generada a partir de fuentes renovables y autóctonas (energía eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas).
- *Brasil*: Programa PROINFA –Programa Brasileño para incentivar las fuentes alternativas de energía eléctrica– (Ley n° 10.438, de 26 de abril de 2002, y Ley n° 10.762, de 11 de noviembre de 2003).

3. El compromiso internacional contra el cambio climático

Como es sabido, el Protocolo de Kioto –primer gran acuerdo internacional de este tipo– estableció el principio general de que las Partes contratantes deberían reducir al menos un 5,2 por 100 las emisiones de GEI (expresadas en dióxido de carbono equivalente) en el periodo 2008-2012, respecto a los niveles de emisiones del año base. Los Estados miembros de la Unión Europea acordaron reducir colectivamente sus emisiones un 8 por 100 en dicho periodo.

Sin perjuicio de lo anterior, y en base al principio de responsabilidad compartida, los países que ratificaron Kioto tienen que reducir sus emisiones en función de su grado de desarrollo, contenido en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC). De este modo, los países en desarrollo como China o la India no tienen objetivos de limitación o reducción, a pesar de estar entre los principales emisores a nivel mundial.

El Protocolo de Kioto estableció tres vías para el cumplimiento de sus objetivos:

- Políticas y medidas (tales como el fomento de la eficiencia energética, la investigación, promoción y desarrollo del uso de fuentes nuevas y fuentes renovables de energía, reducción progresiva –o eliminación gradual– de los incentivos fiscales y de las subvenciones que sean contrarios al objetivo de la CMNUCC en todos los sectores emisores de GEI...).
- Sumideros de carbono (actividades de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura).
- Mecanismos flexibles. Se contemplan tres tipos:
 - Comercio de derechos de emisión (CDE).
 - Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).
 - Aplicación Conjunta (AC).

El objetivo final de todas estas medidas es el mismo: facultar a los países Anexo I de la CMNUCC (es decir, los países industrializados) a complementar las medidas internas de reducción de emisiones de GEI necesarias para cumplir el compromiso establecido en el Protocolo de Kioto.

En la Reunión de Cambio Climático celebrada en Bali en diciembre de 2007 (COP 13 / MOP3) se abordó la necesidad de contar con un acuerdo de todas las Partes que hiciese viable un nuevo régimen de lucha contra el cambio climático después de 2012 (el Post-Kioto 2012). Algunos acuerdos merecen destacarse:

a) *Hoja de Ruta de Bali:*

- Nuevo proceso de negociación para la elaboración de un acuerdo internacional que renueve el actual Protocolo de Kioto que expirará en 2012.
- En diciembre de 2009 se contará ya con el acuerdo que rija los compromisos adoptados por las Partes a partir de 2012.

b) *Mecanismos de Desarrollo Limpio:*

- Se destaca el espectacular crecimiento del mecanismo en el último año.
- Se pide a la Junta Ejecutiva (JE) que continúe su trabajo en relación a los proyectos de eficiencia energética y renovables.
- Se aprueban metodologías de pequeña escala para proyectos de forestación y reforestación.
- Se decide eliminar el pago de las tasas de registro y las tasas para cubrir los gastos administrativos en la emisión de CERs en los países menos desarrollados.
- Se designaron nuevas EODs.
- Se analiza la captura y almacenamiento de CO₂ en el MDL.
- Se hizo un reconocimiento especial a una serie de Gobiernos, entre los que se encuentra España, por su contribución en apoyo al trabajo del MDL.

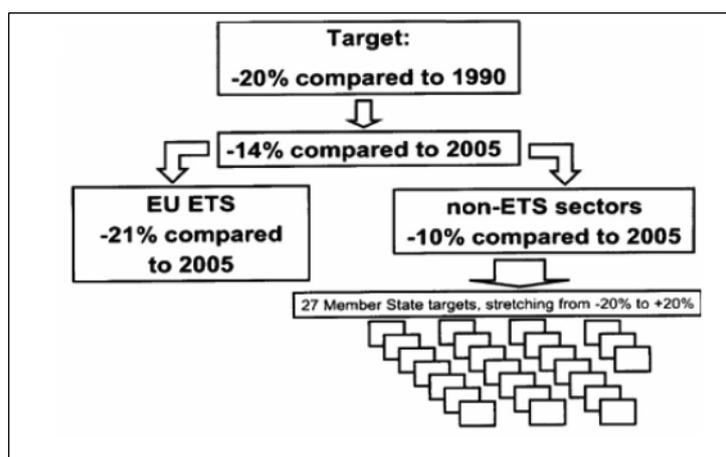
Cuando se cierra la edición de estas páginas, la cumbre de Poznan de diciembre de 2008, planteada desde un principio como una cumbre de transición entre la reunión de Bali y la de Copenhague, a celebrar en diciembre de 2009 (cuando se deberá contar con un nuevo acuerdo internacional, en vigor a partir de 2012), ha incluido, no obstante, algunas mejoras al MDL en términos de funcionamiento y de distribución geográfica. Se ha destacado que existen ya 137 Autoridades Nacionales Designadas, y el gran aumento del mecanismo en el último año, con 359 nuevos proyectos que contribuyen a 1.186 actividades de proyecto registradas. Pese a todo, se reconoce la necesidad de agilizar el mecanismo y el funcionamiento de sus órganos de gestión, acordándose distintas actuaciones concretas en el ámbito de la gobernanza, la acreditación, las metodologías y adicionalidad.

En este marco, el compromiso contra el cambio climático ha contado con el importante apoyo de las instituciones europeas. Como es sabido, la Unión Europea ha sido el principal impulsor del Protocolo de Kioto, y ha desarrollado una normativa propia que establece un régimen para el comercio de derechos de emisión y otro para los mecanismos basados en proyectos dentro de la propia Unión, que ha sido transpuesto de un modo progresivo en los respectivos ordenamientos jurídicos de los Estados Miembros.

Algunos desarrollos recientes merecen ser mencionados:

- **CONSEJO EUROPEO, 8 Y 9 DE MARZO 2007:**
 - Nuevo paquete global de medidas sobre la energía y el cambio climático.
 - Reducción 20 por 100 emisiones GEI de aquí a 2020 en comparación con 1990.
 - Reducción 30 por 100 emisiones GEI de aquí a 2020 en comparación con 1990, como contribución a un acuerdo mundial y completo para el periodo posterior a 2012.
- **COMISIÓN EUROPEA, 23 DE ENERO DE 2008**
 - Propuesta de Decisión relativa al reparto de esfuerzos de los Estados Miembros para reducir las emisiones de GEI para alcanzar los compromisos de reducción de la Comunidad hasta 2020 (gráfico 1).

GRÁFICO 1



- Propuesta de modificación de la Directiva del régimen para el comercio de derechos de emisión en la UE.

Entre otras medidas, utilización de créditos: Hasta que entre en vigor un nuevo acuerdo internacional se permite arrastrar al periodo 2013-2020 el porcentaje de utilización de créditos permitido en el periodo 2008-2012, en la medida en que no haya sido utilizado, pudiendo canjearse por derechos válidos a partir de 2013.

Al cierre de estas páginas, el Parlamento Europeo –en edición aún provisional– ha anunciado el texto de una resolución legislativa de fecha 17 de diciembre de 2008 sobre una propuesta de Directiva, aún no aprobada, con el título: «Greenhouse gas emission allowance trading system». Se señala cómo muy pocos proyectos MDL han sido aún establecidos en los países menos desarrollados, y

cómo hay que darles prioridad, incluso en ausencia de acuerdo internacional a partir de 2012, cuando esos proyectos sean claramente adicionales y contribuyan al desarrollo sostenible.

4. Energías renovables y MDL: la importancia para el sector energético español

El MDL habilita a un país *Anexo I* (desarrollado) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático a desarrollar proyectos que eviten un determinado nivel de emisiones en países *No - Anexo I* (en vías de desarrollo), recibiendo a cambio los créditos correspondientes (reducciones certificadas de emisión, CERs) con objeto de alcanzar sus compromisos de reducción de emisiones. El país anfitrión recibe, con las inversiones del exterior, una transferencia de tecnología más eficiente y avanzada que la propia.

Los proyectos basados en fuentes de energías renovables constituyen uno de los ámbitos sectoriales considerados para el desarrollo de este tipo de proyectos.

La posibilidad de considerar proyectos basados en fuentes de energías renovables como proyectos MDL puede impulsar su desarrollo, al convertir dichos proyectos en rentables, a través de los ingresos adicionales obtenidos por los certificados de CO₂ asociados.

De este modo, la sustitución de fuentes de energía contaminantes por proyectos MDL basados en fuentes de energía renovables para la producción de electricidad es una de las principales medidas que el sector energético está impulsando, dentro de lo previsto en el Protocolo de Kioto, con objeto de luchar contra el cambio climático.

Cabe subrayar, además, el interés del MDL para las empresas energéticas. En concreto, existen dos tipos de empresas energéticas que pueden ayudar al desarrollo de Kioto y al cumplimiento de sus objetivos:

- Las empresas energéticas que por su *mix* de generación deben realizar una serie de reducciones de gases para el cumplimiento de la normativa europea.
- Los *pure player*, o empresas energéticas cuya generación eléctrica se basa únicamente en fuentes de energía renovables y, por tanto, carecen de compromisos de reducción o limitación.

La oferta de créditos CERs se está generando de dos formas:

- *Países inversores o demandantes*, inicialmente.
- *Países anfitriones u oferentes*: recientemente, los países anfitriones impulsan también la generación de proyectos MDL en sus territorios.

En cuanto a la situación en la Unión Europea, prácticamente todos los Estados miembros han recurrido a incluir créditos procedentes de proyectos MDL o AC en sus Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión (PNA) 2005-2007 como mecanismo para asegurar el cumplimiento de los objetivos de emisiones (gráfico 2), y todos lo han hecho en sus PNA 2008-2012 (gráfico 3).

GRÁFICO 2. Utilización de los mecanismos de flexibilidad para cumplir el objetivo del PK

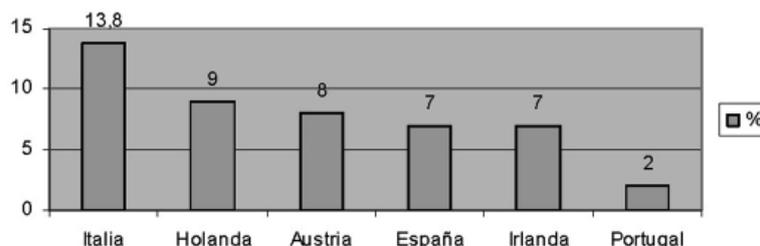
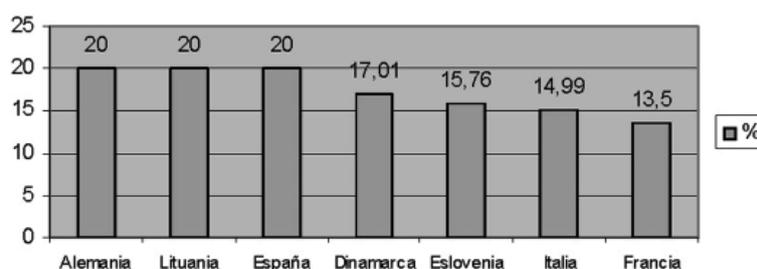


GRÁFICO 3. Utilización de los mecanismos de flexibilidad para cumplir el objetivo del PK



La financiación de las inversiones en proyectos MDL admite dos posibles modelos:

- *Acción directa:*
 - *Modelo unilateral.* País anfitrión.
 - *Modelo Bilateral.* Cuando un país inversor o compañía invierte directamente en un país anfitrión.
- *Acción indirecta o modelo multilateral.* Cuando un país o compañía invierte en un *Fondo de Carbono* (Banco Mundial, nacionales, privados).

En el caso de España, debe destacarse el compromiso con el Banco Mundial, a través de Fondos Multidonantes (Fondo BioCarbono y CDCF), Fondo Español de Carbono (FEC) y Programa de Asistencia Técnica CF Assist); CAF (Iniciativa Iberoamericana de Carbono, IIC); Fondo multilateral de créditos de carbono (BEI-BERD), y Fondo de Carbono Asia-Pacífico (BASD).

Cabe subrayar en este punto cómo el Gobierno español desempeña un papel activo en este campo vía distintos instrumentos transversales para la participación de las empresas españolas en el desarrollo de este tipo de proyectos. Una breve descripción de estos instrumentos es la siguiente:

- En materia de asistencia técnica:
 - Créditos FAD. Proyecto de Convenio marco para la identificación y preparación de proyectos MDL con cargo al FAD.
 - Línea FEV (Fondos de Estudios de Viabilidad). Financia el coste de los estudios de viabilidad de proyectos MDL realizados por una empresa española en un país extranjero.
- En materia de financiación de proyectos:
 - COFIDES: Línea Fincarbono.
 - Líneas de financiación del ICO.

Estos mecanismos se han revelado de una gran importancia para el sector energético español, a la vista, sobre todo, de las importantes desviaciones de España en su compromiso de no superar, a la altura de 2008-2012, en más de un 15 por 100 las emisiones de 1990. Así, las empresas energéticas españolas, especialmente las eléctricas, han optado, entre otras acciones, por hacer uso de los mecanismos basados en proyectos que les ofrece el Protocolo de Kioto con objeto de poder dar cumplimiento a sus obligaciones de reducción/limitación de emisiones. De igual manera, el Gobierno español ha apostado desde el principio por estos mecanismos y ha puesto en marcha distintas iniciativas para alcanzar la cantidad de créditos procedentes del mercado internacional establecidos tanto en el primer Plan Nacional de Asignación (PNA) 2005-2007 (7 por 100, equivalente a 100 millones de toneladas de CO₂) como en el segundo PNA 2008-2012 (20 por 100). Destacan, entre otras acciones, la creación de la Red Iberoamericana de Oficinas de Cambio Climático (RIOCC, como herramienta para mantener un diálogo fluido permanente, acercar posturas, dar credibilidad al MDL...), la firma de Memorandos de Entendimiento con los diferentes países, la creación del Fondo Español de Carbono (FEC), la participación en fondos del Banco Mundial, el empleo de instrumentos de apoyo a la inversión...

En la medida, además, en que América Latina ha constituido el escenario natural para las principales inversiones españolas desde el decenio de 1990, parece lógico que España considere las oportunidades de negocio que estos países, *No Anexo I del Protocolo de Kioto*, ofrecen para desarrollar en la región sus proyectos MDL. Puede decirse que el MDL se ha convertido en un instrumento fundamental dentro de las estrategias de las compañías energéticas españolas (una larga lista donde entran Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Enel-Viesgo, Repsol YPF, Cepsa, Gamesa Energía y Acciona, entre otras) para cumplir con sus objetivos de reducción de emisiones de GEI.

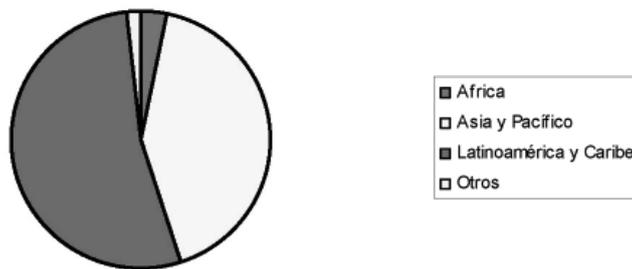
En suma, las posibilidades de inversión en América Latina son numerosas y bien conocidas, debido al amplio abanico de proyectos, especialmente energéticos, derivados de la gran disponibilidad de recursos renovables (eólica, solar, hidroeléctrica, biomasa, geotérmico, etc.), a lo que debe añadirse la fuerte implantación alcanzada por las empresas españolas en la región. No obstante, hay que tener también en cuenta que países como China y la India –competidores de América Latina en este ámbito– se están mostrando muy activos en el desarrollo de este tipo de proyectos: oferta efectiva creciente, escalas de generación del proyecto, flexibilización de los procedimientos, certidumbre metodológica y de entrega de las reducciones... son algunas de sus ventajas.

5. Los proyectos MDL en América Latina

Durante los últimos años, los países de América Latina se han mostrado muy activos en identificar, definir y formular nuevos proyectos MDL, llegando a liderar (gráfico 4) el ranking en número de proyectos a nivel mundial, si bien luego han sido los países asiáticos –India y, progresivamente, China– los que han tomado la delantera en este terreno (gráfico 5). Los países latinoamericanos, en todo caso, han sido de los primeros en establecer ANDs y programas de capacitación y apoyo y en desarrollar proyectos (Chile acogió el primer proyecto validado; Brasil, el primero registrado; Honduras, los primeros CERs emitidos).

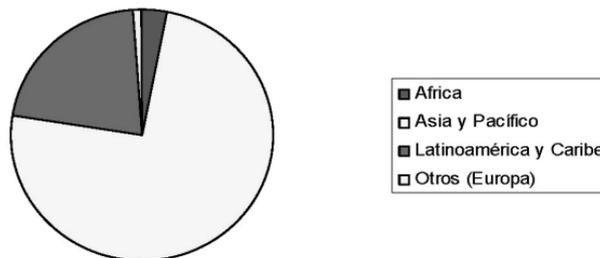
Puede verse también, con los últimos datos, cómo una parte importante, tanto de los proyectos MDL como de los CERs que éstos otorgan, corresponde, en América Latina, al ámbito de las energías renovables (gráficos 6 y 7). Algunos datos referidos a las tendencias recientes en cuanto a la distribución regional de la evolución de los proyectos MDL, desde la doble óptica del volumen comprado y del volumen suministrado (gráficos 8 y 9) son igualmente significativos de los cambios experimentados en muy pocos años.

GRÁFICO 4. *Número de proyectos pipeline por región*
(Datos a septiembre de 2005)



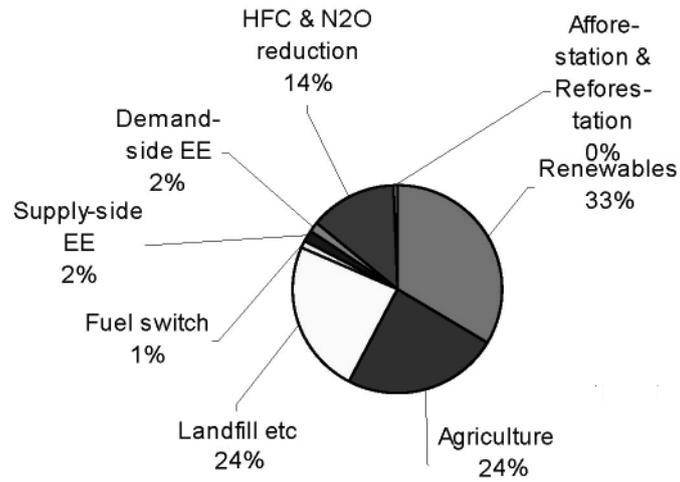
Fuente: CMNUCC.

GRÁFICO 5. *Número de proyectos pipeline por región*
(Datos a marzo de 2008)



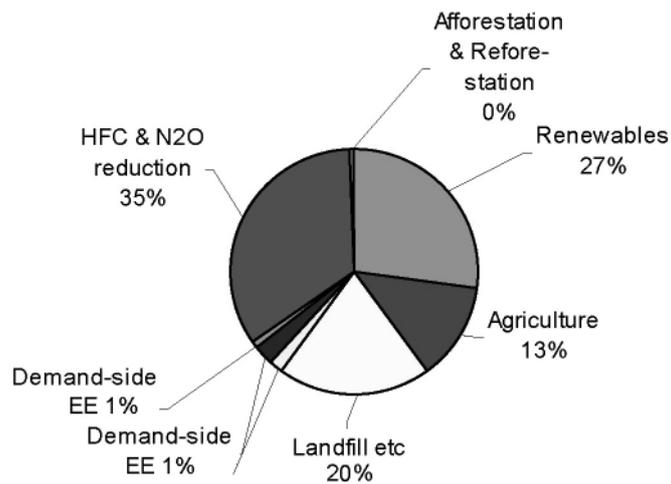
Fuente: CMNUCC.

GRÁFICO 6. *Número de proyectos por tipo en América Latina (Marzo 2008)*



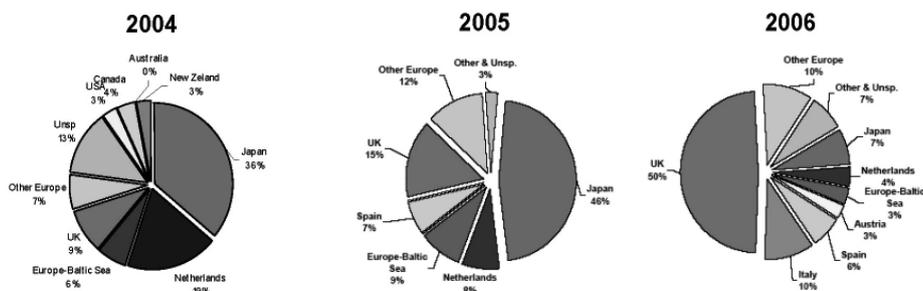
Fuente: CMNUCC.

GRÁFICO 7. *Volumen de CERs hasta 2012 por tipo en América Latina (Marzo 2008)*



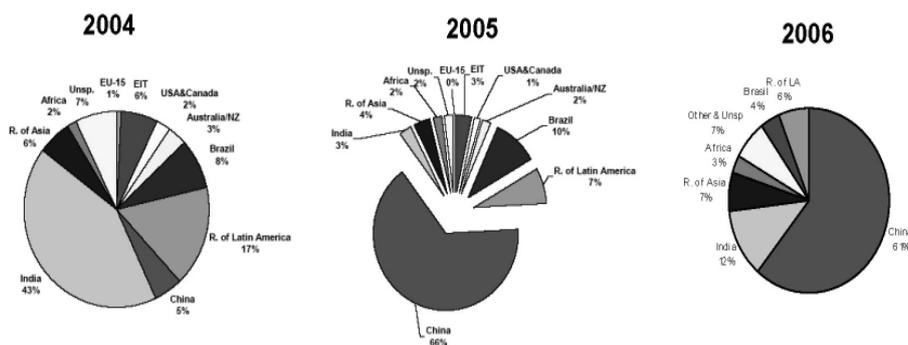
Fuente: CMNUCC.

GRÁFICO 8. Evolución de proyectos MDL: volumen comprado



Fuente: CMNUCC.

GRÁFICO 9. Evolución de proyectos MDL: volumen suministrado



Fuente: IETA.

6. Iniciativas realizadas en el ámbito de ARIAE

La Asociación de Reguladores de Energía Iberoamericanos (ARIAE) ha contribuido al objetivo de impulsar, en toda la región iberoamericana, a sus países como anfitriones de proyectos MDL, a través de la identificación de barreras existentes y el aporte de soluciones. Los reguladores energéticos son una de las piezas clave para impulsar y apoyar la ejecución de proyectos MDL en el sector de ahorro y eficiencia energética y, sobre todo, la generación a partir de fuentes renovables.

El breve recuento de algunas de las iniciativas desplegadas ayuda a dar idea de los esfuerzos realizados hasta la fecha:

- 1 y 2 de marzo de 2006: *I Encuentro de Reguladores sobre Cambio Climático, Protocolo de Kioto y proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio*, Cartagena de Indias (Colombia).

El propósito principal de este Encuentro fue, por un lado, el de tratar de involucrar a los reguladores iberoamericanos de energía en la promoción y desarrollo de proyectos MDL y, por otro, conocer e identificar los principales obstáculos con los que se enfrentan las empresas energéticas afectadas por la Directiva y los *pure players* durante el proceso de tramitación de los mismos en esta área geográfica.

Las empresas inversoras detallaron los principales obstáculos (complejos trámites administrativos, altos costes de transacción, de riesgo país...) que dificultaban en ese momento la plena utilización de los MDL, insistiendo en la necesidad de implantar nuevas medidas que ayudasen a corregir esas imperfecciones.

- 24 al 26 de abril de 2006: *X Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía*, Ciudad de la Antigua (Guatemala), en la que se acordó la constitución de la *Task Force* para el análisis e impulso de proyectos de actividades de Mecanismo de Desarrollo Limpio en el ámbito de ARIAE.
- *Task Force*. El objeto principal del Grupo se concreta en la elaboración medidas de carácter regulatorio, destinadas a las autoridades con competencias en el proceso de formulación y autorización de proyectos MDL, que contribuyan a optimizar el proceso de ejecución de este tipo de proyectos en América Latina.

Dos actuaciones concretas marcaron la puesta en marcha de la *Task Force*: fomentar los proyectos basados en energías procedentes de fuentes renovables en América Latina para que sean considerados como proyectos MDL; y la calificación del proyecto de integración «Línea de transporte SIEPAC» como MDL.

- 23 y 24 de noviembre de 2006:
 - Reunión para el análisis de las oportunidades y barreras de los proyectos MDL en Latinoamérica.
 - Reunión para el análisis del proyecto SIEPAC, sus efectos en la integración energética y su valoración como proyecto MDL.

Estas reuniones constituyeron la primera experiencia de encuentros conjuntos entre representantes de instituciones de medio ambiente iberoamericanas y de otras instituciones internacionales relacionadas (Banco Mundial, Cepal...), así como de organismos reguladores iberoamericanos y de empresas energéticas españolas.

Se acordó seleccionar una serie de países dispuestos a analizar las dificultades y barreras regulatorias que impiden una mayor presencia de energías renovables y diseñar un programa de reducción de emisiones a partir de su remoción y la adopción de medidas que favorezcan una mayor presencia. Proyectos orientados a promover la eficiencia energética y las energías renovables en la región que sirvan como primera referencia y como impulso al desarrollo de este tipo de MDL programáticos.

- 28 de febrero y 1 de marzo de 2007: *Taller sobre MDL programático y Jornada orientada a dar a conocer a las empresas energéticas las oportunidades de negocio para las energías renovables en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)*,

en el ámbito de la Feria de Energías Renovables y Medio Ambiente, GENERA 2007.

El objeto del *Taller* fue iniciar los trabajos para dar cumplimiento al compromiso adquirido por la RIOCC y ARIAE durante la reunión de fecha 23 de noviembre de 2006. En cuanto a la *Jornada*, su objeto fue el de reunir a los actores clave responsables del impulso y desarrollo de proyectos MDL (gobiernos de los países anfitriones, instituciones financieras, el sector privado y representantes del gobierno español) para dar a conocer las oportunidades que proporciona el MDL, su papel en la evolución de los mercados de carbono y los instrumentos existentes para la promoción del desarrollo de proyectos en el sector de las energías renovables.

- Octubre de 2007: *II Reunión Internacional - El sector eléctrico en el ámbito Euroamericano*, UNESA (Madrid).
- Octubre de 2007: *Jornada sobre las energías renovables en el desarrollo energético de América Latina*, Iberdrola (Madrid).
- Noviembre de 2007: *III Congreso CIER de la Energía – CONCIER 2007*, Comisión de Integración energética regional (CIER) – Comité Colombiano, Medellín (Colombia).
- Noviembre de 2007: *V Edición del Curso ARIAE de regulación energética*, «Economía y Energía».
- 27 de febrero de 2008. Reunión del Grupo de trabajo para el seguimiento de la participación empresarial española en el marco del Protocolo de Kioto, en la que se trató, entre otros asuntos:
 - Proyecto de Convenio marco para la identificación y preparación de proyectos MDL con cargo al FAD.
 - Posibilidad de financiación de estudios de elaboración de nuevas metodologías para proyectos MDL.
 - Conferencia de Bali y últimas evoluciones en el ámbito internacional. MDL programáticos.
 - Se presentaron los últimos avances y proyectos que en el ámbito de la *Task Force* de ARIAE ha llevado a cabo México, Argentina, Brasil, Uruguay, etc.
- 28 al 30 de mayo de 2008: *IV Seminario de Reguladores Iberoamericanos de la Energía*, «Infraestructuras y sostenibilidad energética».

Además de todas estas iniciativas, la *Task Force* ha continuado sus trabajos de estudio de los proyectos concretos presentados por los diferentes países.

7. Conclusiones

La sustitución de fuentes de energía contaminantes por fuentes de energía renovables para la producción de electricidad es una de las principales medidas que el sector energético está adoptando, dentro de lo previsto en el Protocolo de Kioto, con objeto de luchar contra el cambio climático. Parece claro, por lo demás, que las energías renovables suponen una alternativa al sistema energético actual basado fundamentalmente en combustibles fósiles.

En este contexto, el MDL –uno de los instrumentos flexibles previstos en el Protocolo de Kioto– constituye una herramienta fundamental para alcanzar los compromisos de reducción de los países industrializados y una verdadera oportunidad para los países anfitriones de conseguir asistencia financiera para el desarrollo sostenible y transferencia de tecnología desde los países industrializados. En esencia, los MDL tienen la misma lógica económica y ambiental que el comercio internacional de derechos de emisión.

Los países de América Latina, en concreto (como países *No Anexo I*), cuentan con unas oportunidades de negocio importantes como anfitriones en el desarrollo de proyectos de inversión MDL. El abanico de futuros inversores es muy amplio, no limitándose únicamente a Europa y al sector energético. En todo caso, los países de la región parecen haber perdido en los últimos años, frente a China y la India, la preeminencia en lo que se refiere al desarrollo e implementación de las actividades de proyectos MDL como países anfitriones. Ante esto, los proyectos de energías renovables suponen una gran oportunidad para los países de América Latina frente a la fuerte competencia de los países asiáticos.

Las empresas españolas –las energéticas, más en concreto–, con amplia presencia en la región y experiencia acumulada en este ámbito, se han mostrado activas en la promoción de proyectos MDL en América Latina. No obstante, la existencia aún de obstáculos y dificultades (burocráticas, regulatorias, de rentabilidad...) resalta el papel que ARIAE puede desempeñar, como ya lo está haciendo, en la implementación de estos proyectos. A través de sus actuaciones, los reguladores energéticos iberoamericanos tienen ante sí una oportunidad histórica para encauzar el desarrollo energético sostenible aprovechando las iniciativas y los recursos adicionales del MDL.

Parte III

Desarrollo de las infraestructuras y seguridad energética

CAPÍTULO 11

SEGURIDAD ENERGÉTICA: DIVERSIFICACIÓN DE LAS MATRICES ENERGÉTICAS

CÉSAR AUGUSTO FERNÁNDEZ

Director de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala

1. Importancia de la planificación

El Plan de Expansión Indicativo del sistema de Generación tiene como objetivo identificar las necesidades futuras de capacidad de generación energía eléctrica del país, y la forma de satisfacerlas utilizando criterios de eficiencia económica y de garantía del suministro, considerando el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado, demanda histórica de energía, recursos energéticos disponibles, interconexiones eléctricas, etc.

De esa manera, la planificación indicativa busca establecer cuales caminos o acciones son preferibles ante las posibles evoluciones de los factores que condicionan los sistemas de generación. Bajo distintos escenarios, se determina una indicación de cual podría ser un desarrollo deseable, bajo las condiciones, riesgo y restricciones tomadas en cuenta, a fin de cumplir con los objetivos propuestos.

Cada uno de estos planes da una indicación de cual podría ser un desarrollo deseable, bajo las condiciones, riesgo y restricciones tomadas en cuenta. En materia energética en Guatemala, algunos de estos factores, condiciones, riesgos o restricciones son los siguientes:

- Condición de entrada mínima y máxima en operación de las distintas plantas.
- Capital de inversión de los proyectos.
- Costos de Operación de las plantas.
- Incertidumbre en el retraso de la construcción de las plantas.
- Variación de los precios de los combustibles.
- Tasa de interés al financiamiento.
- Pérdidas en transmisión y en distribución.
- Hidrología de las cuencas de los ríos.

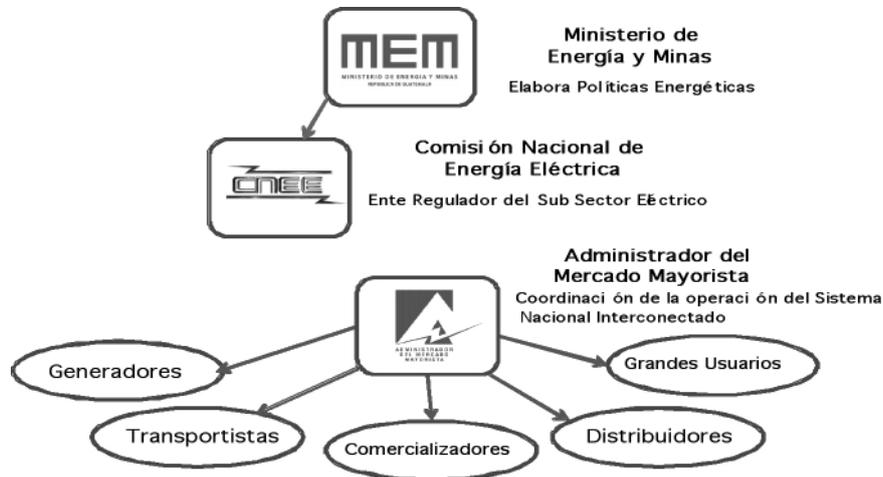
2. ¿Cómo se retomó la planificación en Guatemala?

En 1996, en Guatemala, se publicó la Ley General de Electricidad la cual reformó la estructura del Sector Eléctrico Guatemalteco, iniciándose así una nueva etapa en la industria eléctrica.

En dicha reforma se estableció la libertad de la generación y el transporte de electricidad, así como la libertad de precios con excepción de los precios de distribución y transmisión sujetos a regulación.

Anterior a dicha reforma, la planificación del subsector eléctrico de Guatemala estuvo a cargo del Estado por medio del Instituto Nacional de Electrificación, (INDE). Con la reforma al marco normativo realizada en el año 2007, el Ministerio de Energía y Minas quedó como responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado y programas indicativos relativos al Sector Eléctrico Guatemalteco (gráfico 1).

GRÁFICO 1. Organización del Sector Eléctrico Guatemalteco



2.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

Durante los diez años siguientes a la reforma de 1996, la demanda en el mercado eléctrico de Guatemala mostró un crecimiento de la demanda de 4.40 por 100 anual acumulativo. La demanda máxima alcanzó los 1,443.43MW en 2007 y un factor de carga de 61.73 por 100 (gráficos 2 y 3).

Este crecimiento está explicado en parte por un incremento significativo del índice de electrificación, el cual pasó de 50 por 100 en el año 1995 a 84.7 por 100 en el año 2007, lo que marcó un punto exitoso en la reforma en lo que atañe al objetivo de equidad del modelo.

GRÁFICO 2. Evolución Demanda Máxima De Potencia. Guatemala, 1961 - 2007

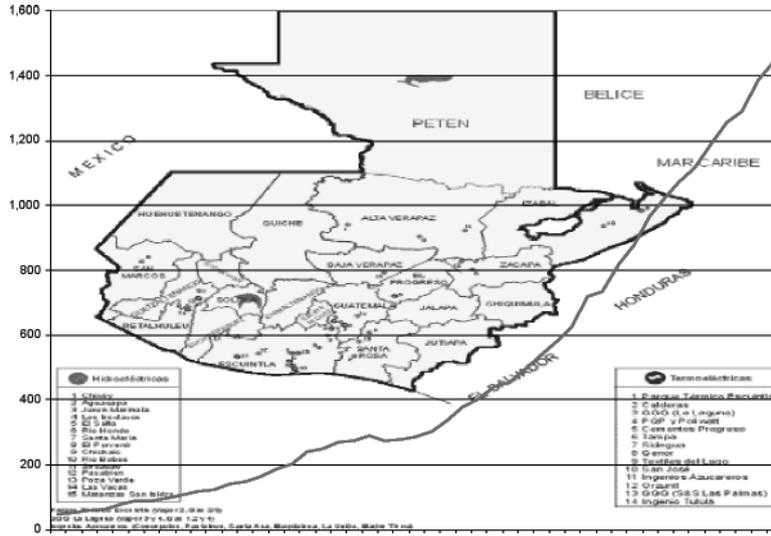
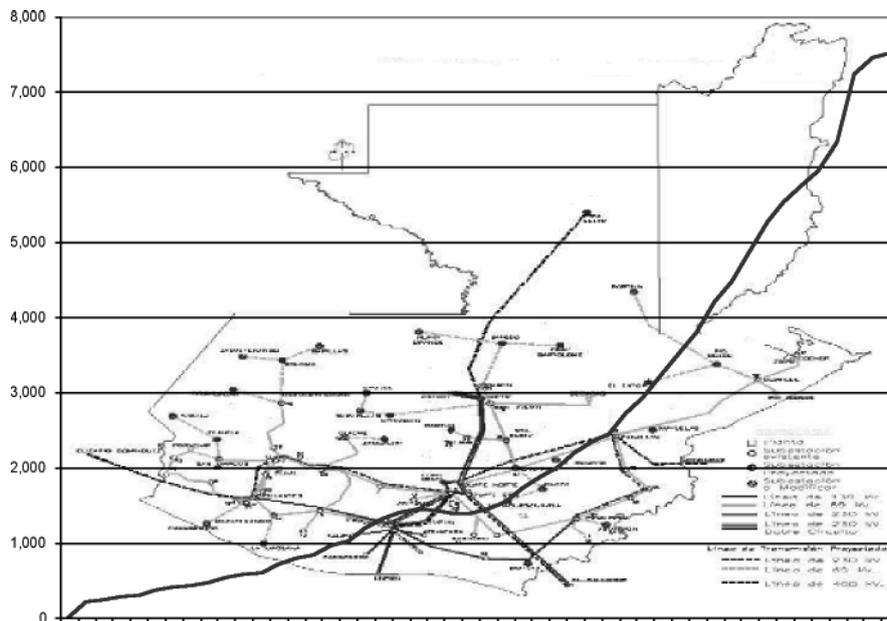
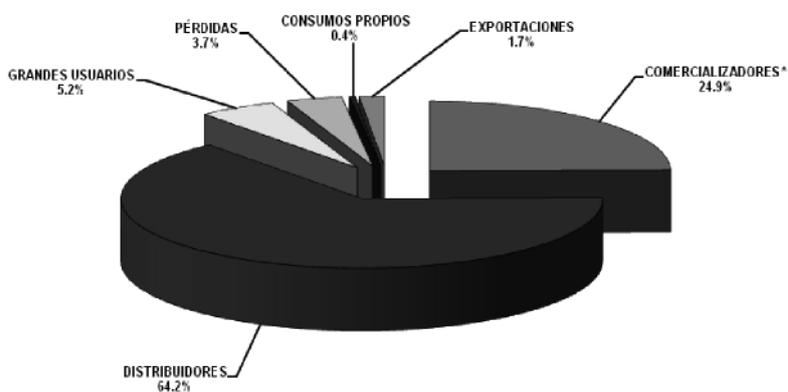


GRÁFICO 3. Evolución Demanda de Energía Eléctrica. Guatemala, 1961 - 2007



Las tres mayores Distribuidoras – EEGSA, DEOCSA y DEORSA – conjuntamente con las restantes Empresas Municipales que participan del Mercado Mayorista de Guatemala acumularon en conjunto el 64.2 por 100 del total de la demanda del sistema. El restante 35.8 por 100 está compuesto por Comercializadores, Grandes Usuarios, exportaciones, consumos propios de los generadores y pérdidas. En el gráfico 4, se representa la composición de la Demanda del Mercado Eléctrico Guatemalteco en el año 2007.

GRÁFICO 4. *Composición De La Demanda del Mercado Eléctrico Guatemalteco, 2007.*



Fuente: Boletín Estadístico 2007, Administrador del Mercado Mayorista, AMM

Los participantes consumidores (distribuidores y grandes usuarios) tienen la obligación de contratar el 100 por 100 de su demanda firme prevista para el siguiente año (total del área de concesión en el caso de Distribuidoras). Los grandes usuarios o clientes no regulados, son aquellos consumidores con una demanda igual o superior a 100kW en cada punto de medición, son alrededor de 1096 y representan aproximadamente el 30.10 por 100 del total de la demanda.

2.2. COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA

En cuanto al desarrollo de la oferta durante los siguientes 10 años a la reforma, en cuanto a inversiones en el sector se destacan dos aspectos relevantes:

- Durante el período 1988 al 2001 hubo un incremento significativo del parque de generación térmico (aprox. 600MW), principalmente en base a motores de combustión interna que utilizan bunker como combustible, alcanzando un total de capacidad efectiva de 1,428 MW.
- Durante el período 2001 al 2006 en el sistema no hubo incorporaciones significativas en la capacidad instalada de generación. Las incorporaciones de generación observadas durante el período mencionado, fueron del 35 por 100 de la Demanda del Sistema, adicionalmente el ritmo de con el

que se agregaba capacidad al sistema era del 3 por 100 anual, mientras la demanda crecía al 4 por 100.

En el cuadro 1, se aprecian las adiciones de potencia, al sistema nacional guatemalteco.

CUADRO 1. *Adiciones al Sistema de Generación Guatemalteco.*
2002 - 2007

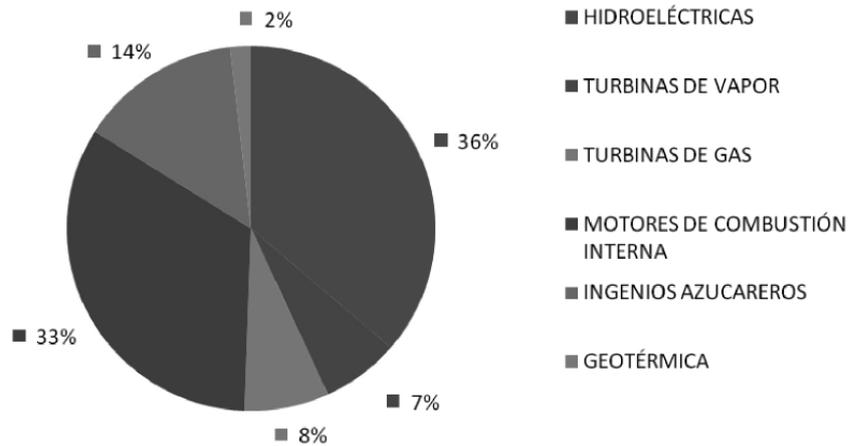
Año	Adiciones de Generación al Sistema MW	Potencia Efectiva al Sistema MW	Crecimiento de la Oferta por 100
2002	55	1,483	
2003	237	1,720	16 por 100
2004	69	1,789	4 por 100
2005	35	1,824	2 por 100
2006	56	1,880	3 por 100
2007	59	1,939	3 por 100

Fuente: CNEE

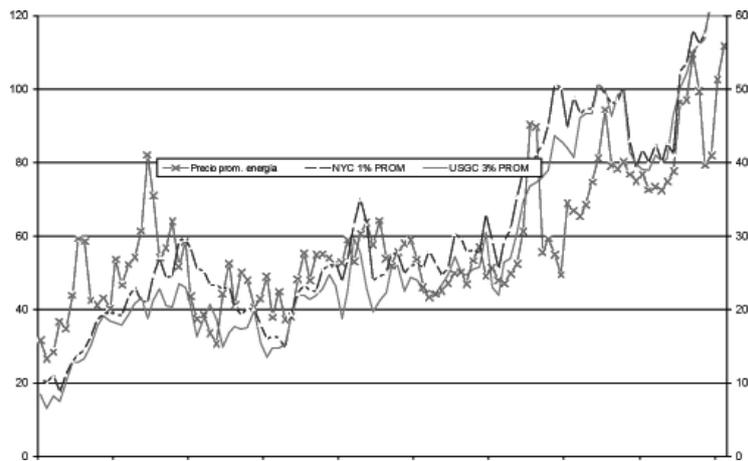
De lo observado en el mercado durante ese último período, se concluyó que existían dos necesidades básicas y prioritarias, cuyas medidas para suplirlas eran de carácter urgente dado el tiempo necesario para llevar a cabo proyectos de generación:

- Asegurar el futuro del suministro de Energía y Potencia con un margen de reserva adecuado.
- Renovar el parque generador con una mezcla más amplia de tecnologías de generación, buscando aislarlo lo más posible de los precios del petróleo.

En el gráfico 5 se aprecia la composición del parque generador de Guatemala al año 2007.

GRÁFICO 5. *Matriz Energética, Guatemala 2007.*

Adicionalmente es necesario señalar que la composición de la matriz energética actual, hacia que los costos por suministro de energía eléctrica estuvieran expuestos a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo y sus derivados. En el gráfico 6, siguiente puede observarse la estrecha relación que guardan los precios del mercado de oportunidad de energía eléctrica con el comportamiento del precio internacional del petróleo y sus derivados.

GRÁFICO 6. *Comportamiento del Precio Internacional del Petróleo y comportamiento del Precio en el Mercado Spot o de Oportunidad.*

En el año 2007, con el fin de responder a la dinámica observada, se reformaron mediante Acuerdo Gubernativo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, esta segunda reforma, tenía entre sus objetivos contribuir a reducir el costo del suministro eléctrico del país, por lo que se incorporaron modificaciones para establecer las bases para atraer nuevas inversiones en generación y transmisión, a través de:

- Un papel del Estado más activo en la Planificación de la Expansión de la Generación y la Transmisión, a través de la creación de un Órgano Técnico especializado en el cual participen las instituciones que intervienen en el mercado eléctrico nacional, incluyendo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y estableciendo que la planificación indicativa deben efectuarse cada dos años.
- Un mecanismo de licitación internacional abierto y competitivo a largo plazo.

Como etapa transitoria, se designó a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la elaboración y ejecución de los planes indicativos de expansión. Siendo así como durante el año 2008, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en coordinación con otras entidades, elaboró los planes de expansión de transmisión y generación de energía eléctrica de Guatemala.

Ante estas circunstancias, al definir la política sectorial para el mediano y largo plazo se debía considerar la aplicación de modelos flexibles que le permitan una fácil adaptación a situaciones, en ese marco, el objetivo de la eficiencia económica debía mantener un rol destacado, aunque ya no como el eje de la política sectorial, sino como un pilar más en la construcción de una matriz energética flexible. La importancia de mantener ese objetivo es que ante un escenario de precios altos de los combustibles, se requiere de esquemas que logren el menor impacto en los consumidores.

El escenario hace que Guatemala tenga un desafío importante por delante, que requiere de medidas oportunas en tiempo y forma para hacer viable los objetivos que se planteen en términos de equidad, eficiencia y sustentabilidad.

- En términos de equidad, se debe continuar con el incremento del índice de electrificación llevando energía en forma económica a los sectores de menores recursos del interior del país. Esto significa la necesidad de construir infraestructura, especialmente de transporte.
- En términos de eficiencia asignativa, esto es, que los precios reflejan los costos, el aspecto crítico lo constituye el precio de la energía ante escenarios de altos precios de los combustibles.
- En términos de sustentabilidad, esto es, de la capacidad del sector de mantenerse por sí mismo, y en especial de la facultad de la oferta de abastecer el crecimiento de la demanda.

Con un margen de reserva del 15 por 100 Guatemala tiene urgencia para aumentar el parque de generación, el ritmo de crecimiento anual de la potencia máxima de alrededor de 100 MW, junto a la falta de inversiones en los años recientes, obliga encarar el tema con la suficiente antelación. También, se requiere de un esfuerzo adicional para realizar la expansión de la red de

transporte, cuyo costo deberá ser por último recuperado de la demanda, pero esto hace viable tener una matriz energética mas eficiente, basada en el uso de recursos renovables, que tiene como consecuencia final una reducción en los precios de la energía.

2.3. Modificaciones a los reglamentos que implican retomar la planificación

Se activa la elaboración del plan Expansión indicativo del Sistema de Generación. Esta disposición se encuentra contenida en el Artículo 15 bis Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) y Transitorio 27 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, (RLGE).

Para ello se establece:

- Órgano Técnico responsable del plan, el cual incluye a CNEE.
- Los requisitos del plan de generación.
- Los procedimientos para ejecutar el plan.

El procedimiento de licitación. Artículo 65 bis RLGE (cuadro 2)

- Licitación abierta con 5 años de anticipación.
- Para un período máximo de 15 años.
- CNEE elabora TdR y aprueba bases de licitación.
- Posibilidad de venta de excedentes de contrato licitado al MM o al MER.

La garantía de potencia. Artículo 50 bis RAMM (cuadro 2)

Si los Agentes o GU utilizan la energía asociada a la potencia de los contratos suscritos por licitación, deben pagar un cargo por la utilización que hagan de la misma.

CUADRO 2. *Modificaciones al Marco Normativo Guatemalteco, 2007. Relativas al Plan de Generación*

Actividad	Reglamentación Previa Existente	Modificaciones Implementadas	Comentarios	Referencia
Plan de Generación	No existía	Lo hace el MEM.	Con el objetivo de contribuir a reducir el costo del suministro eléctrico, se establecen las bases para atraer nuevas inversiones a través de un mecanismo de licitación internacional abierto y competitivo a largo plazo.	Artículo 17 Bis, del RAMM
Términos de Referencia para Licitación	Lo hace la CNEE. (Artículo 3 Transitorios RLGE)	Lo hace la CNEE.		Artículo 65 Bis, del RLGE Artículo 50 Bis, del RAMM
Bases de Licitación	Las hacen los Distribuidores. (Artículo 3 Transitorios RLGE)	Las hacen los Distribuidores.		Artículo 65 Bis, del RLGE Artículo 50 Bis del RAMM
Aprobación Bases Licitación	Aprobadas por la CNEE. (Artículo 86 RLGE)	Aprobadas por la CNEE.		Artículo 65 Bis, del RLGE Artículo 50 Bis, del RAMM
Cantidad a Licitación	La define la CNEE (Artículo 3 Transitorios RLGE)	La define la CNEE.		Artículo 65 BIS, del RLGE Artículo 50 Bis, del RAMM
Costos de sobre contratación de Potencia	Cargo a todos los consumidores (regulados y libres) en forma forzosa. Artículo 40 RAMM	Cargo a los consumidores que por decisión libre la utilicen.		Artículo 50 Bis, RAMM

Abreviaturas: RAMM : Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Se centraliza la decisión de expansión del sistema de transmisión (cuadro 3), y para ello se establece:

- La creación de un Órgano Técnico.
- Los requisitos del plan de transmisión.
- Responsabilidad de CNEE en la identificación de obras.
- Los procedimientos para ejecutar el plan.
- El procedimiento de licitación.
- La remuneración.

Artículo 54, 54 Bis y 55 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, (LGE).

CUADRO 3. *Modificaciones al Marco Normativo Guatemalteco, 2007. Relativas al Plan de Transmisión.*

Actividad	Reglamentación Previa Existente	Modificaciones Implementadas	Comentarios	Referencia
Elaboración del Plan de Transmisión	Se modifica que la iniciativa de expansión del Sistema de Transporte sea propuesta por un grupo de participantes.	Hecho por un Órgano Técnico del MEM, Instituciones del Subsector Eléctrico y la CNEE.	El desarrollo de la red de transmisión agrega valor al permitir el desarrollo de nueva generación incrementar la competencia y asegura el funcionamiento del mercado con precios de energía competitivos. Viabiliza los proyectos de generación renovables, al acercar la conexión de los puntos en donde existe potencial.	Artículo 54, del RLGE.
Facultad de hacer observaciones al Plan de Transmisión	No existe	A M M y CNEE.		Artículo 54, del RLGE.
Aprobación del Plan de Transmisión	No existe	MEM		Artículo 54, del RLGE.
Construcción de obras prioritarias	No existe	La CNEE elabora las bases de Licitación Pública. El MEM aprueba las bases y lleva a cabo la licitación.		Artículo 54 bis (Gobierno) del RLGE. Artículo 54 (MEM y Agentes) del RLGE.

Abreviaturas: RAMM : Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad.

3. ¿Qué se ha hecho en Guatemala en cuanto a la generación y transmisión?

Considerando el escenario actual de Guatemala, la planificación supone considerar aspectos tales como:

- Planificar la diversificación de la matriz energética del país, priorizando las energías renovables.
- Planificar el ingreso de plantas de generación de energía eléctrica a fin de que la oferta energética del país pueda ofrecer precios competitivos.
- Incluir en el Plan Indicativo tecnologías para la generación de energía eléctrica eficientes.
- Considerar el ingreso de posibles interconexiones regionales para impulsar la integración energética.

Adaptación de estructura administrativa de la cnee para retomar la función de planificación

A fin de dar cumplimiento a la nueva esquema de trabajo planteado la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE, se reorganizó internamente, creando el Departamento de Proyectos Estratégicos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. En el cual se incluyó el Departamento de Normas y Estudios Eléctrico. En el gráfico 7, se resume la organización y funciones del departamento.

GRÁFICO 7. Organización del Departamento de Proyectos Estratégicos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.



Planificación del plan de expansión de la generación ejecutadas en la CNEE

- Se desarrollaron modelos econométricos para el cálculo de la demanda tomando en cuenta factores como producto interno bruto (PIB), crecimiento de usuarios y demanda histórica.
- Se adquirió el Software SUPER (Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
- Recopilación de datos de los proyectos candidatos y proyectados, hidroeléctricas, plantas térmicas y geotérmicas. Entre los datos más relevantes se pueden enumerar: caudales históricos de las cuencas de los ríos, potencia, fecha programada de operación comercial, características técnicas de los proyectos y ubicación geográfica.
- Se realizaron simulaciones del despacho de energía, déficit, costo marginal de la demanda, potencia disponible, con el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) versión 9.0d

Plan indicativo de expansión de la generación

Los objetivos planteados en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación Guatemalteca, fueron los siguientes:

- Cumplir con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas en la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.
- Diversificar la composición de la matriz energética, priorizando el desarrollo de los proyectos con energías renovables, optimizando la utilización de los recursos naturales del país.
- Promover las inversiones en generación eléctrica eficiente, mediante la implementación del Plan Indicativo.
- Promover el ingreso de nuevas plantas de generación de energía eléctrica eficientes para el abastecimiento de la demanda,
- Reducir los costos del suministro de energía eléctrica mediante el ingreso de centrales generadoras de tecnologías de mayor eficiencia.
- Minimizar el impacto en el medio ambiente de las emisiones de CO₂ cambiando la composición de la matriz energética.
- Impulsar la integración energética regional, considerando en la evaluación económica y optimización del Plan, la generación proveniente de las interconexiones internacionales.
- Conformar una base de datos para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 26 de las Disposiciones Transitorias del Reglamento de la Ley General de Electricidad

En el cuadro 4 se muestran los principales indicadores del Sistema Nacional Interconectado Guatemalteco.

CUADRO 4. *Indicadores del SNI del año 2007.*

Generación Local	7928.62	GWh
Consumo Interno	7510.45	GWh
Exportaciones	131.88	GWh
Importaciones	8.12	GWh
Precio Promedio SPOT	89.8	US\$/MWh
Demanda Máxima	1443.43	MW
Factor de Carga	61.73	por 100
Oferta Firme 2007-2008 (Zafra)	1829.55	MW
Oferta Firme 2007-2008 (No Zafra)	1759.80	MW

Plantas Candidatas Consideradas en el Plan Indicativo de Generación

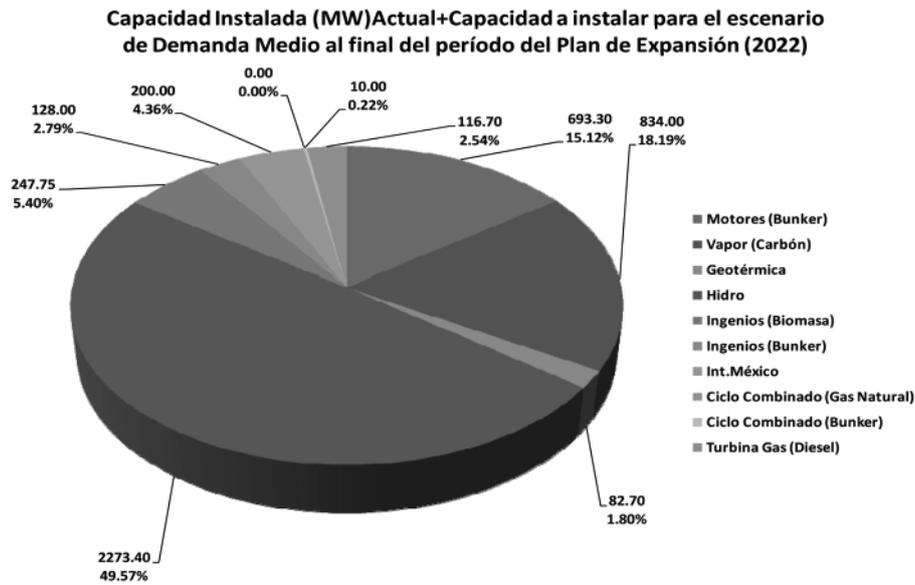
- *Hidroeléctricas:* La información para modelar las plantas hidráulicas es la que está contenida en los estudios de acceso para el sistema de transporte

disponibles en la CNEE, así como la disponible en el Plan Maestro del INDE y adicionalmente se consideran 4 Bloques (c/u de 30MW) de Generación Distribuida Renovable.

- *Térmicas:* Se consideran proyectos que cuentan con estudios de acceso a la capacidad de transporte aprobados por la CNEE, y Proyectos Genéricos, haciendo que las tecnologías compitan para el abastecimiento de DEMANDA. (Carbón, Bunker y Gas Natural).
- *Geotérmicas:* Se consideró un proyecto privado que estudios eléctricos aprobados por la CNEE.
- *Interconexión:* Guatemala-México 400kV (200MW)
- *Proyectos Binacionales:* Río Usumacinta (800MW) y la Río La Paz (70MW).

Conclusiones del primer plan indicativo de expansión de la generación en Guatemala:

- La interconexión Guatemala-México debe de ser considerada al largo plazo como un medio de ajuste a la demanda en horas críticas.
- La matriz energética de los distintos planes indicativos supera el 56 por 100 de potencia instalada con recursos renovables.
- Debido a la entrada de proyectos hidroeléctricos y plantas de combustible base, y según el despacho óptimo de energía, los motores de combustión interna pasarían a ser una reserva del sistema, a Guatemala su liderazgo en la exportación de energía una opción para la exportación de energía o la prestación de servicios complementarios.
- De las 31 centrales candidatas a base de recursos renovables, 18 plantas pasan a formar parte del Plan de Expansión y de las 18 centrales candidatas a base de recursos no renovables, 10 pasan a formar parte de referido Plan.
- La entrada de varias plantas de generación de combustible base estabilizan el costo marginal para la demanda.
- Los costos marginales de la demanda tienen una tendencia a la baja, y su comportamiento es menos volátil en el largo plazo.
- Mantener la matriz energética actual implica mayores emisiones de CO₂, mayor costo de producción de energía eléctrica, menor competitividad, debido al alto porcentaje de producción de energía a base de derivados de petróleo.
- La implementación del Plan fomenta la integración energética regional.
- Aporta beneficios sensibles en las operaciones del Mercado Mayorista, garantizando el suministro de energía eléctrica (gráfico 8).

GRÁFICO 8. *Matriz energética esperada de Largo Plazo*

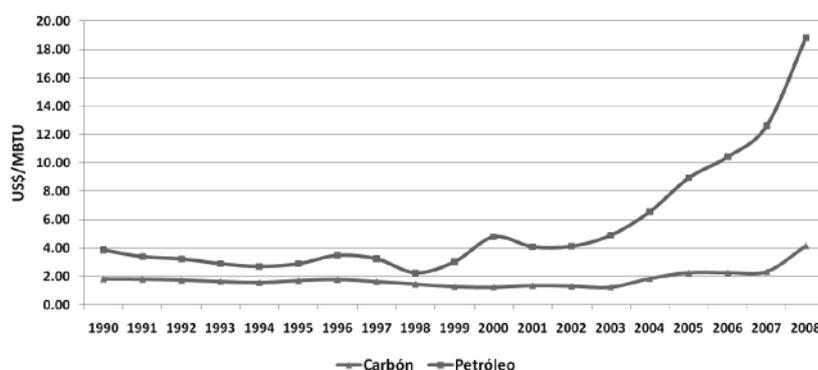
4. Primera licitación bajo el nuevo esquema

A continuación se resumen las características de la primera licitación efectuada bajo el nuevo marco normativo:

- Tipo de planta y energía primaria: Termoeléctrica a base de carbón.
- Capacidad a instalar: Mínimo 200MW (MegaWatts)
- Ubicación: República de Guatemala
- Inicio de operación comercial: Mayo 2012.
- Comprador: DEORSA y DEOCSA (UNIÓN FENOSA).
- Tipo y duración del contrato: Potencia con opción de compra de energía. Máximo 15 años a partir de la puesta en servicio.
- Criterio de asignación: Evaluación económica y técnica, menor precio monómico de generación.
- Obligaciones del oferente: Diseñar, construir, instalar, equipar, probar, poner en servicio; ser propietario, conectar al Sistema Nacional Interconectado, operar y mantener las instalaciones, así como cubrir todos los costos asociados a la construcción y operación de la central eléctrica.

En cuanto a la primera licitación realizada esta se hizo para una planta de carbón, considerando los siguientes aspectos:

- Estacionalidad, considerando que en Guatemala la época de lluvias es estacional y que hay períodos de «sequía», en los cuales los niveles de los embalses se reducen, es necesario tener una mezcla adecuada de tecnologías de generación, a fin de dar flexibilidad al sistema. Estabilidad en el Precio, considerando la volatilidad observada en los precios de los combustibles se consideró que era necesario considerar una fuente energética fósil que mostrase menos volatilidad en los precios. En el gráfico 9, trata de mostrarse este hecho:

GRÁFICO 9. *Evolución Historia Precios Combustibles Fósiles.*

- Seguridad en el suministro, se estimó que es una fuente energética más abundante a nivel internacional.

5. Plan de transmisión

Acciones en ejecución

A partir del Plan de Expansión de la Red de Transporte se espera:

- Definir las obras prioritarias para el sistema en el corto y mediano plazo.
- Definir las obras necesarias para el sistema en el largo plazo, acordes a los planes de generación y en armonía con las Políticas de Estado.
- Establecer los procesos de licitación pública para adjudicar la construcción y puesta en marcha de los proyectos para el corto mediano y largo plazo.
- Modelos de planificación de redes eléctricas y estudios eléctricos para análisis de sistemas de potencia.

De esa manera, los Objetivos del Plan de Expansión de la Red de Transporte son:

- Cumplir con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas en la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.

- Determinar las ampliaciones urgentes y necesarias en el Sistema Nacional Interconectado:
 - Que aumentan la capacidad de evacuación de la generación proyectada.
 - Que incrementan la confiabilidad, mejoran la calidad del suministro y minimizan la frecuencia y duración de las fallas.
- Incentivar las inversiones en nuevas centrales eléctricas de generación con base en recursos renovables, que se encuentran alejadas de los mayores centros de carga.
- Incentivar el cambio de la matriz energética, determinada en el Plan de Expansión de la Generación, ampliado el Sistema Nacional Interconectado conforme el Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

Se evaluó el costo beneficio de la implementación de un sistema mallado, la metodología consistió en determinar las ventajas de integrar el sistema de transporte con una topología mallada contra un caso de referencia (CASO BASE):

- Reducción del costo operativo del sistema, el cual toma en cuenta la composición de la generación para cada uno de los casos (red anillada contra Caso Base).
- Reducción de las pérdidas de transmisión.
- Reducción del costo de la operación térmica con derivados del petróleo.
- Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia desde cada anillo hacia el resto del SNI.

Conclusiones del plan de transmisión

El Plan de Transmisión, estima necesaria la construcción de 4 anillos:

- Anillo Occidental

El proyecto de mayor importancia de este anillo es Esperanza – Sololá – Las Cruces – GuateSur 230kV, debido a que aumenta la capacidad de transmisión en el área occidental la desde la interconexión Guatemala–México y también aporta el mismo beneficio desde el anillo Hidráulico. Proporciona disponibilidad adicional desde la Interconexión Guatemala – México y el anillo Hidráulico.
- Anillo Metro pacífico

El cual se estima que aportará Garantía de Suministro. El anillo Metro pacífico tiene como objetivo principal abastecer el centro de carga más grande del país, el cual es el departamento de Guatemala. Mediante el Anillo Metro pacífico será posible evacuar la generación térmica futura, debido a la logística de transporte y suministro de combustibles del Puerto Quetzal. Su capacidad de evacuación hacia los centros de consumo es de 1500MW.
- Anillo Hidráulico

Se estima que este anillo aportará Garantía en el precio del suministro. Se ubica principalmente en los departamentos de Alta Verapaz, Baja Verapaz,

Quiché y Huehuetenango. Las obras del Anillo Hidráulico busca promover las inversiones en generación en el área, las cuales garantizarán la competencia y estabilización de los precios de producción de la energía eléctrica, por el uso de los recursos renovables, en específico hídricos. La máxima capacidad de evacuación hacia los demás anillos es de 1572MW.

- Anillo Atlántico

Se estima que este anillo aporta Garantía de Suministro adicional y/o alterna. El anillo Atlántico contempla proyectos que se encuentran en construcción, en especial el proyecto SIEPAC. Fortalece el sistema nororiente del país, tomando en cuenta que en la actualidad es una red débil. Se aprovecha la ubicación estratégica de los puertos en el Atlántico para el abastecimiento de combustible, eliminando el costo del canal de Panamá y reduciendo las distancias desde los puntos de suministro. Con el aumento de la capacidad de transmisión hasta la costa Atlántica, se hace posible el desarrollo industrial y comercial de estos puertos, al existir una mayor disponibilidad de energía eléctrica.

6. Consideraciones finales

En el caso de Guatemala, fue necesario que ente regulador asumiera funciones de planificación para dar respuesta inmediata a las necesidades previstas en la demanda de energía y el ritmo de crecimiento de la oferta.

Como en toda reforma implementada, la reforma implementada en Guatemala, luego de 10 años de desempeño reflejó algunos cambios que eran necesarios implementar a fin de responder a la dinámica del mercado y del desarrollo del país, para que el sector eléctrico constituya una herramienta eficiente en el crecimiento económico de Guatemala. Hacia futuro, se espera alcanzar las metas trazadas en cuanto a sostenibilidad, medio ambiente y desarrollo para el país.

CAPÍTULO 12

SITUACIÓN DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL EN EL MERCADO BRASILEÑO. PRINCIPALES PROYECTOS PARA LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

JOSÉ CESÁRIO CECCHI

*Director de Comercialización y Transporte del Petróleo, de sus Derivados
y del Gas Natural
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural y Biocombustíveis (ANP, Brasil)*

TATHIANY RODRIGUES MOREIRA

*Especialista en Regulación del Petróleo y sus Derivados, del Etanol Combustible
y del Gas Natural
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural y Biocombustíveis (ANP, Brasil)*

1. Introducción

En Brasil, el crecimiento de la demanda de gas natural observado en los últimos años, como consecuencia del estímulo para que aumentase la entrada del gas en la matriz energética nacional, ha generado el surgimiento de la necesidad urgente de expandir la red de transporte con objeto de evitar que la red de gasoductos poco diversificada continúe constituyendo un obstáculo para el desarrollo de este mercado.

Es importante destacar el peculiar modelo adoptado para el sector eléctrico brasileño, el cual funciona de modo integrado y permite la transferencia de energía entre las diferentes regiones del territorio y cuya producción es predominantemente hídrica. Para complementar a las centrales hidroeléctricas, que constituyen la base, se instalaron centrales térmicas, de las cuales muchas operan con gas natural, para actuar como complemento, principalmente, en los períodos de consumo punta, en los cuales las centrales térmicas se ponen en funcionamiento siempre que el nivel de las reservas sea inferior al límite de seguridad establecido.

Debido a esa particularidad, se exige una mayor capacidad de planificación y coordinación, es más, se requieren acciones en relación con la oferta para garantizar el suministro de combustible, en el caso del gas natural, a fin de que las centrales térmicas operen siempre que sean accionadas, bajo pena de poner en riesgo la producción de electricidad de Brasil.

No obstante, el citado aumento que se observó en la demanda de gas natural no estuvo acompañado de un crecimiento compatible de la oferta interior ni de la oferta procedente de importaciones a través de los gasoductos de los países vecinos productores, especialmente de Bolivia.

Ante esta situación, se verificó, a partir de ensayos de disponibilidad de gas realizados por el Gestor Nacional del Sistema Eléctrico (ONS, siglas en portugués), que el gas era insuficiente para atender la totalidad de la demanda interna, por lo que resultaba necesaria la búsqueda de soluciones alternativas de suministro tanto para las centrales térmicas destinadas a la producción eléctrica, como para los segmentos industrial, residencial, de la automoción y otros.

De este modo, además de los esfuerzos destinados a aumentar la producción nacional y promover nuevos anuncios de licitación de los grupos de explotación, el inicio de las importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) se considera de gran relevancia para diversificar las fuentes de suministro y disminuir los riesgos de falta de energía. A pesar de los elevados costes asociados históricamente a la comercialización de GNL, se espera que esta modalidad restaure el equilibrio en las condiciones de oferta y demanda a corto plazo.

En este contexto, este artículo pretende presentar la situación actual del abastecimiento de la industria del gas natural en Brasil, exponiendo también los principales proyectos de infraestructura de transporte que se están implantando en el país.

Aparte de este apartado introductorio, el trabajo se divide en 6 apartados más. El segundo apartado describe la situación actual de la industria brasileña del gas natural, con el balance entre la oferta y la demanda de este recurso energético. Posteriormente, se expone la infraestructura brasileña de gasoductos de transporte, así como nuevos proyectos que se están desarrollando. El cuarto apartado presenta los proyectos del GNL que se están implantando en Brasil para flexibilizar la oferta de gas. A continuación, el quinto apartado aborda el marco institucional y regulador vigente actualmente en Brasil y las perspectivas del Proyecto de Ley para el gas natural, que se encuentra a trámite en el Congreso Nacional. Para concluir, se exponen las últimas consideraciones del análisis y, en último lugar, se cita la bibliografía consultada.

2. Situación actual de la industria del gas natural en Brasil

2.1. RESERVAS

Entre los años 1997 y 2007, las reservas analizadas de gas natural en Brasil presentaron una tasa media de crecimiento del 4,8 por 100 al año. Esas reservas están localizadas principalmente en el mar, en particular el equivalente al 81,3 por 100, y de ellas, aproximadamente el 46 por 100 de todas las reservas de este recurso energético en Brasil, se concentran en la Cuenca de Campos (Río de Janeiro). El 18,7 por 100 restante del volumen nacional de las reservas se encuentra en tierra firme, principalmente en el campo de Urucu (Amazonas), cuyos yacimientos terrestres suponen el 14,5 por 100 de las reservas nacionales analizadas, y en campos de producción en el Estado de Bahía.

En 2007 (cuadro 1), el volumen de las reservas analizadas de gas natural alcanzó los 365.700 millones de m³, lo cual supuso un aumento del 4,9 por 100 con respecto a 2006. Estas reservas analizadas representan aproximadamente el 62 por 100 de las reservas totales de gas natural en territorio brasileño, de cerca de 584.500 millones de m³ (ANP, 2008).

Actualmente, el indicador de reservas analizadas/producción (R/P) es de 25 años, mientras que en el año 2000 esta relación era de 21 años, como se puede comprobar a continuación en la tabla relativa a la evolución de las reservas analizadas de gas natural en Brasil.

CUADRO 1. *Reservas analizadas de gas natural en Brasil: 2000/2007*

RESERVAS ANALIZADAS (en millones de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688
	R/P (años)	21	20	20	26	24	21	24	25
	Tierra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558
	Gas asociado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764
	Gas no asociado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925

Fuente: ANP (2008).

Hay que destacar los recientes descubrimientos anunciados por PETROBRAS, empresa petrolífera de capital mayoritariamente estatal, los cuales aumentaron las expectativas de encontrar nuevas reservas de gas natural. En la zona de Tupi, por ejemplo, situada en la cuenca de Santos, se calcula que las nuevas reservas representen un volumen de 5.000 millones a 8.000 millones de barriles de petróleo y gas natural, lo cual, según especialistas, podría significar un aumento del 50 por 100 en las actuales reservas brasileñas.

2.2. PRODUCCIÓN

En lo que respecta a la producción nacional de gas natural, los datos referentes al mes de julio de 2008 indican un volumen producido de 60,4 millones de m³/día, un 20 por 100 más que el mismo período del año anterior. Esto se debe, principalmente, al inicio de la producción de campos *offshore* (en alta mar) localizados en la cuenca de Espírito Santo.

Se puede decir que la producción de gas, en el año 2008, se encuentra todavía bastante concentrada en los Estados de Río de Janeiro (40,4 por 100), Amazonas (17,5 por 100) y Bahía (15,9 por 100). El aumento de la producción en Espírito Santo elevó la participación de este Estado en la producción nacional de gas al 12,3 por 100, mientras que en 2007 fue del 5,3 por 100.

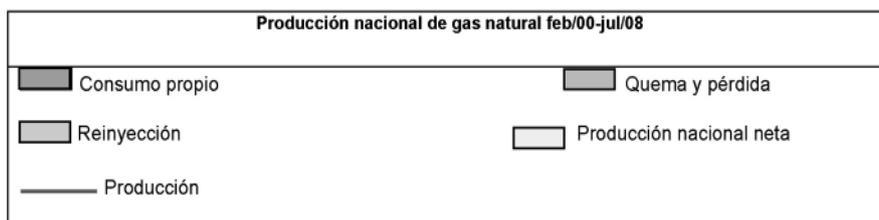
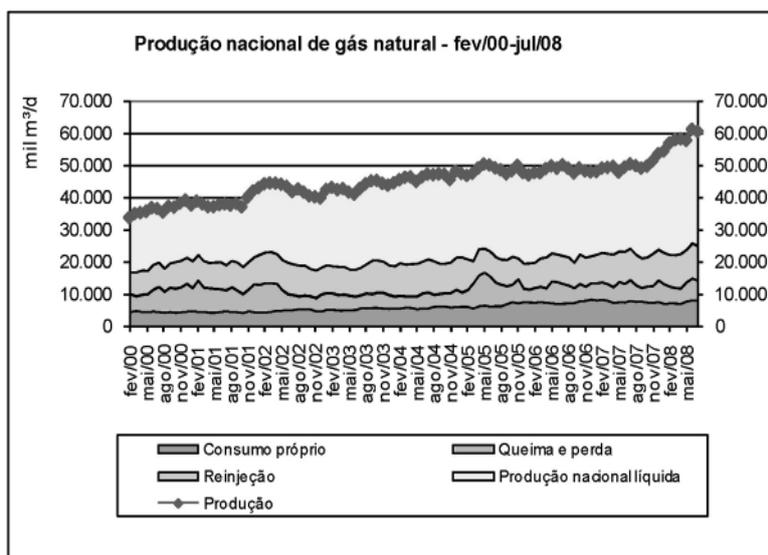
Los datos de julio de 2008 muestran también que el consumo propio en las zonas de producción fue de 8,2 millones de m³/día, la reinyección de gas alcanzó el volumen de 10,9 millones de m³/día y la proporción de quema y pérdida fue de 6,1 millones de m³/día, lo que supuso una producción nacional neta de

35,3 millones de m³/día, que equivale al 58,4 por 100 de la producción nacional total.

En los últimos doce meses, la producción nacional neta ha presentado un crecimiento significativo del 35 por 100, en relación con el aumento significativo en la cantidad total producida en este período.

Como media, la oferta de gas nacional al mercado para los meses de enero a julio de 2008 ha sido de 28,9 millones de m³/día, mientras que la media anual de 2007 fue de 21,8 millones de m³/día. El gráfico 1 muestra la producción nacional de gas natural, dividida por aplicación, en el período de 2000 a 2008 (ANP, 2008).

GRÁFICO 1. *Producción nacional de gas natural: 2000/2008*

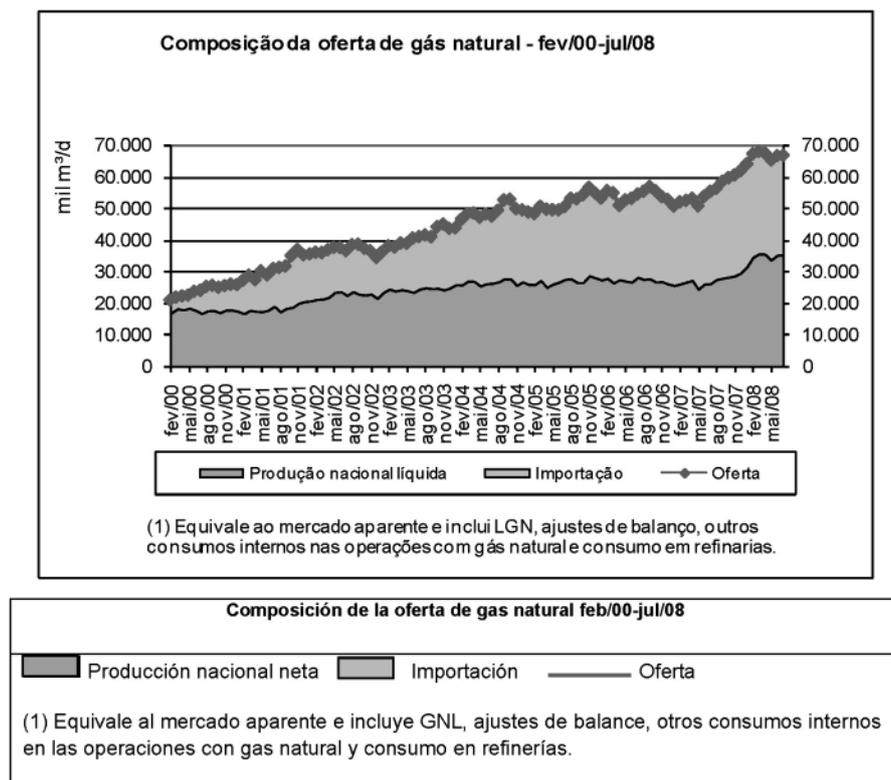


Fuente: ANP (2008).

Por otra parte, las importaciones de gas natural a través del Gasoducto Bolivia-Brasil (GASBOL), supusieron, en julio de 2008, 31,3 millones de m³/día. Si sumamos esto a la producción nacional neta de este mismo período, obtenemos como resultado una oferta total al mercado de aproximadamente 66,5 millones de m³/día (ANP, 2008).

El gráfico 2 presenta la evolución de la oferta de gas natural en Brasil entre los años 2000 y 2008.

GRÁFICO 2. *Composición de la oferta de gas natural en Brasil: 2000/2008*



Fuente: ANP (2008).

2.3. DEMANDA

Mediante el análisis de la demanda de gas natural en Brasil en el mes de julio de 2008, se observa que los segmentos de consumo industrial, de automoción, residencial, comercial, de producción de energía eléctrica, de coproducción y otros consumieron un total de 60 millones de m³/día. A su vez, el consumo en unidades de explotación y producción, absorción en unidades de procesamiento y en transporte y almacenamiento sumaron 13,5 millones de m³/día, constituyendo una demanda nacional de 73,4 millones de m³/día.

Respecto a la demanda por tipo de consumo, cabe decir que el sector industrial continúa siendo el mayor demandante de gas para su uso en los procesos de producción, con 35,7 millones de m³/día, y, en segunda posición, el sector

de producción de electricidad, con un consumo de 14 millones de m³/día en el período analizado (Ministerio de Minas y Energía de Brasil [MME], 2008).

2.4. BALANCE DEL GAS NATURAL

En los últimos años ha comenzado a manifestarse un desequilibrio en las condiciones de oferta y demanda de gas natural en Brasil. Esto se ha debido al lanzamiento de políticas destinadas a fomentar el uso del gas en distintos segmentos que tuvieron un gran impacto en el aumento de la demanda de este recurso energético, sin que se observara un crecimiento del volumen ofertado compatible con este nuevo panorama de consumo.

Considerando el objetivo de maximizar la utilización del GASBOL, de acuerdo con los compromisos asumidos por PETROBRAS de compra firme (*take-or-pay*) del 80 por 100¹ y de servicio firme de transporte (*ship-or-pay*) del 100 por 100², respectivamente, con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Gas TransBoliviano S.A. (GTB) en Bolivia y con la *Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)* en Brasil, esta empresa estatal brasileña mantuvo, entre los años 2003 y 2004, los precios del gas natural prácticamente inalterados (PETROBRAS, 2008).

Asimismo, la empresa instauró en 2004 el Programa de Masificación del Uso del Gas Natural, que contó con el apoyo tanto del Gobierno Federal, como de los Gobiernos de los Estados brasileños, los cuales concedieron incentivos fiscales a los clientes potenciales para estimular así la utilización del gas, confiando en que su precio seguiría siendo competitivo a medio plazo.

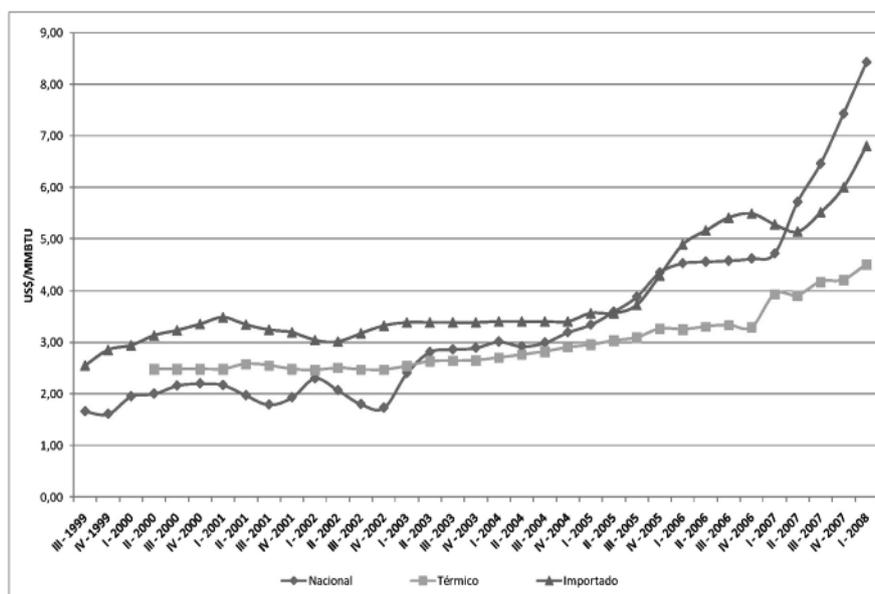
De este modo, se modificaron plantas industriales para hacer posible la utilización del gas natural como combustible, se construyeron centrales térmicas de gas y se transformaron automóviles para que usasen Gas Natural Vehicular (GNV), entre otras iniciativas.

Si, por un lado, este Programa contribuyó para mejorar la competitividad del gas natural en el país y su introducción en la matriz energética brasileña, por otro, aumentó el riesgo asociado a la imprevisibilidad de las variaciones en el precio de este recurso energético. En ese sentido, se ha observado en los últimos meses el debate público acerca de la necesidad de aumentar los precios del gas, con el objetivo de limitar el incentivo al crecimiento de este mercado, en virtud de la perspectiva de restricciones de la futura oferta. De hecho, en el último año se han producido aumentos significativos en dichos precios, lo que refleja la escasez de este producto en el mercado nacional, como se puede observar en el gráfico 3.

1 Una cláusula de compra firme (*take-or-pay*) obliga al comprador a pagar por el gas, incluso cuando éste no haya sido realmente consumido.

2 Los contratos de transporte normalmente contienen cláusulas de pago mínimo independientemente del volumen real transportado, conocidas en el mercado como servicio firme de transporte (*ship-or-pay*), que consisten en un encargo pagado en contrapartida a la reserva de capacidad en el gasoducto. Este tipo de encargo está relacionado con el servicio de transporte firme.

GRÁFICO 3. Precio en el City Gate del gas natural nacional, importado y del Programa PPT*, en USD/MMBTu (3er trimestre de 1999 – 1er trimestre de 2008)



* El Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), se creó mediante el Decreto n.º 3 371/2000, con el objetivo de fomentar la construcción de centrales termoeléctricas para promover una alternativa a la producción hidroeléctrica y, para ello, estableció, entre otras prerrogativas, precios de gas natural diferenciados para las centrales termoeléctricas incluidas en el Programa.

Fuente: Creación propia a partir de datos de PETROBRAS (2008).

En lo que se refiere a la oferta, tal y como se ha observado, su crecimiento en este período, aunque significativo, ha demostrado ser insuficiente para atender la totalidad de la demanda nacional. De este modo, destaca claramente la importancia del gas boliviano para satisfacer las necesidades de consumo de Brasil.

Es importante mencionar las peculiares características presentes en el modelo hidrotérmico del sector eléctrico brasileño. La energía producida es predominantemente hídrica, lo cual, por un lado, presenta ventajas derivadas de los beneficios obtenidos mediante tarifas moderadas, aunque, por otro lado, introduce una gran complejidad en el sistema energético del país, debido a la imprevisibilidad del régimen pluviométrico. Por tanto, como complemento al sistema hidrológico se instalaron las centrales termoeléctricas, para que fuesen activadas siempre que el nivel de las reservas fuese inferior al límite de seguridad establecido.

Recientemente, han tenido lugar episodios relacionados con el bajo nivel de las reservas hidráulicas. Estos provocaron una mayor necesidad de activar las centrales termoeléctricas que funcionan con gas natural, lo cual puso de manifiesto la imposibilidad de entregar el gas a estas centrales térmicas sin que se restringiese el consumo de otros segmentos consumidores.

Estos episodios han contribuido para reforzar la necesidad de establecer claramente el orden de prioridad de entrega del gas por tipo de consumidores en situaciones de contingencia. Dicha prioridad todavía no está regulada en ninguna norma específica, a pesar de que el Proyecto de Ley para el gas natural, a trámite en el Congreso Nacional, posee un dispositivo que contempla la regulación de un Plan de Contingencia encargado de establecer los consumos prioritarios³.

De este modo, con la intención de reducir el desequilibrio comprobado en las condiciones de oferta y demanda e, igualmente, disminuir la vulnerabilidad del gas importado, se comenzó a observar en Brasil la intensificación de la búsqueda de fuentes energéticas alternativas y de instrumentos hagan más flexible la oferta de gas, con el objetivo de garantizar el suministro continuo.

En este ámbito, PETROBRAS está poniendo en funcionamiento un Plan de Anticipación de la Producción de Gas Natural (PLANGÁS), compuesto por un conjunto de proyectos relacionados con la explotación y producción, tratamiento y transporte del gas natural en el sudeste del país, que tiene como objetivo el incremento de la oferta de gas natural de 15 millones de m³/día hasta 40 millones de m³/día a finales de 2008 y, posteriormente, hasta 55 millones de m³/día en 2010 (ANP, 2008b). Este Plan representará un aumento de 1.292 km de conductos de transporte, que aumentará en 121,8 millones m³/día la capacidad de distribución nacional. A éste se suman otros proyectos de ampliación y construcción de nuevos gasoductos que se encuentran actualmente en desarrollo.

Merece especial atención el hecho de que el PLANGÁS fuese incluido en el Plan de Aceleración del Crecimiento de Brasil (PAC), lanzado por el Gobierno Federal el 22 de enero de 2007. Este Plan se complementa con el PLANGÁS y el Proyecto Redes y representará un aumento de 2.117 km de conductos, con una capacidad de circulación prevista de 62,8 millones de m³/día, incluyendo en este volumen el interés del mercado por los aprovechamientos del GNL.

Las dos plantas de GNL construidas recientemente en Brasil y que se encuentran en fase de pruebas de puesta en marcha para el comienzo de su funcionamiento comercial, tienen el objetivo de flexibilizar la oferta de gas natural para atender principalmente la demanda térmica y están localizadas en Pecém (Ceará) y en la bahía de Guanabara (Río de Janeiro), con capacidad para regasificar, respectivamente, 7,0 millones de m³/día y 20,0 millones de m³/día (ANP, 2008b).

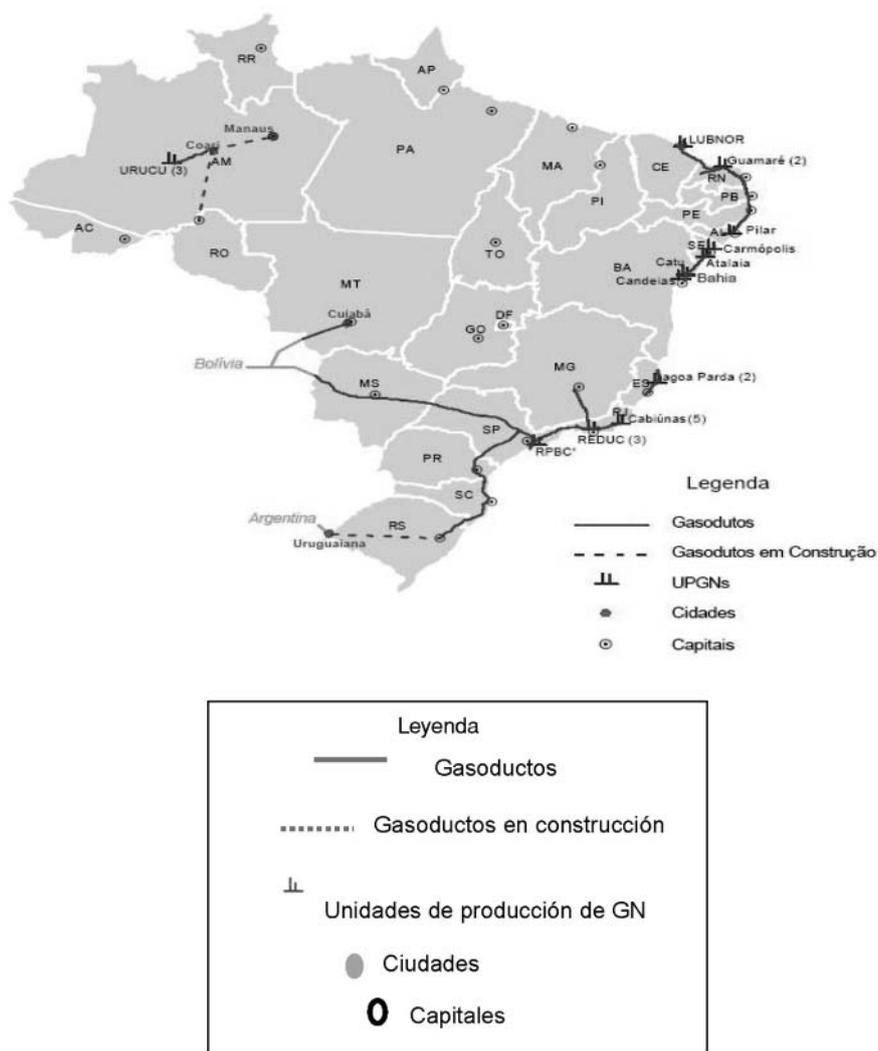
3. Infraestructura brasileña de gasoductos de transporte y nuevos proyectos

La infraestructura de distribución de gas natural existente en Brasil aún se considera incipiente y necesita considerables inversiones para la expansión de la

3 El Proyecto de Ley para el gas natural, PLC (Proyecto de Ley de la Cámara) n.º 90/ 2007, establece en su artículo 49 lo siguiente: «En situaciones consideradas de **contingencia en el abastecimiento de gas natural**, mediante propuesta del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y decreto del Presidente de la República, **las obligaciones de suministro de gas**, en actividades del ámbito de competencia de la Unión, y de prestación de servicio de transporte, objeto de contratos celebrados entre las partes, **podrán suspenderse, de conformidad con las directrices y políticas incluidas en el Plan de Contingencia**, de acuerdo con las disposiciones reglamentarias del Poder Ejecutivo».

red. Está compuesta por una red por la que hace circular gas natural de origen nacional y otra por la que circula producto importado, contando con un total de 5.433,2 km de red y capacidad para transportar 71,5 millones de m³/día, de los que el 45,9 por 100 son gestionados por PETROBRAS, a través de su empresa subsidiaria Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO). La parte restante es distribuida por nuevas empresas que se están introduciendo en el sector (ANP, 2008). El mapa 1 muestra la infraestructura brasileña de gasoductos de transporte.

MAPA 1. *Infraestructura brasileña de distribución de gas natural*



Fuente: ANP (2007).

Los gasoductos que transportan gas de origen nacional suman 2.533,2 km de extensión. Los que distribuyen el producto importado suman 2.900,0 km y están formados por: el GASBOL, gestionado por la TBG; el gasoducto Uruguaiana-Porto Alegre (tramos 1 y 3), gestionado por la *Transportadora Sul Brasileira* (TSB); y el gasoducto Lateral Cuiabá, gestionado por *Gasocidente*, totalizando un volumen de 35,3 millones de m³/día.

El GASBOL, que empezó a funcionar en 1999, es el mayor gasoducto de la red de transporte del país y posee una extensión de 3.150 kilómetros (557 km en suelo boliviano y 2.583 km en suelo brasileño), uniendo Santa Cruz de La Sierra (Bolivia) con Porto Alegre (Río Grande del Sur, Brasil). Esta infraestructura de conductos, con una capacidad de transporte de aproximadamente 30 millones de m³/día, en tuberías con diámetros comprendidos entre 16 y 32 pulgadas, está formada por dos tramos: el tramo norte, que une Corumbá (Mato Grosso del Sur) con Guararema (São Paulo) y el tramo sur, que une Campinas (São Paulo) con la Refinería Alberto Pasqualini (REFAP), ubicada en Canoas (Río Grande del Sur) (ANP, 2008). El mapa 2 muestra los tramos norte y sur del GASBOL.

MAPA 2. *Gasoducto Bolivia-Brasil*



Fuente: TBG.

Con la expectativa de incremento del mercado del gas natural, se están desarrollando varios proyectos para ampliar la infraestructura de transporte en el país que deberán entrar en funcionamiento hasta 2010. Entre estos proyectos destacan las iniciativas que forman parte del proyecto Redes y del PLANGÁS. El mapa 3 presenta la infraestructura de transporte prevista.

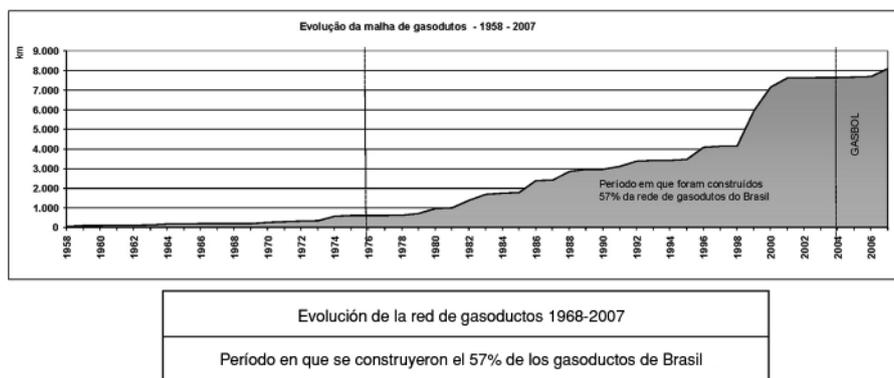
MAPA 3. *Infraestructura de transporte prevista*



Fuente: ANP.

Se puede observar, a partir del mapa 4, la expansión significativa de la red brasileña de gasoductos en el período comprendido entre los años 1958 y 2007.

MAPA 4. *Evolución de la red de gasoductos en Brasil (1958-2007)*



Fuente: ANP (2008).

4. Proyectos de GNL en Brasil

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, en paralelo con las políticas de aumento de la producción nacional, la importación de GNL ha pasado a representar una importante alternativa para aumentar la fiabilidad del suministro de gas natural en Brasil.

En ese sentido, desde la perspectiva del importador, el GNL constituye una importante alternativa al transporte por conductos, principalmente en los casos en que:

- existe inseguridad en relación con la entrega del gas en el volumen negociado con el país exportador;
- la red de transporte es todavía incipiente o inexistente;
- los conductos ya están funcionando al máximo de su capacidad;
- la demanda total de gas natural de un país se satisface mediante más de una fuente exportadora, en ocasiones mediante la utilización de distintas modalidades de transporte.

A pesar de los elevados costes asociados históricamente a la comercialización de GNL, se está comprobando que gradualmente esta alternativa comienza a hacerse posible en países como Brasil, por ejemplo, mediante la introducción de cambios en lo que respecta a contratos y precios.

En este contexto, el 24 de noviembre de 2006, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) publicó la Resolución n.º 4, la cual «establece directrices y recomienda acciones para la implantación de los Proyectos de Importación de Gas Natural Licuado (GNL), que estarán disponibles para el mercado brasileño con objeto de garantizar el suministro fiable, seguro y diversificado de gas natural».

Como ya se mencionó previamente, con vistas a la flexibilización de la oferta de gas natural, principalmente para garantizar el suministro al mercado eléctrico, cuando el nivel de las reservas hidroeléctricas indicasen una capacidad de producción insuficiente para cubrir la demanda, PETROBRAS construyó dos plantas de regasificación para la importación de GNL, ubicadas en Pecém (Ceará) y en la bahía de Guanabara (Río de Janeiro).

Desde el punto de vista técnico, se puede describir brevemente el Proyecto de GNL en Pecém como la agrupación de la instalación (i) de los medios para la recepción de GNL, regasificación y distribución de gas natural en el muelle 2 del puerto de Pecém; y (ii) del gasoducto que unirá entre sí las instalaciones en este puerto con la red existente de gasoductos de transporte (gasoducto Guamaré – Pecém / GASFOR), diseñado para distribuir 7 millones de m³/día (presión máxima de 100 kgf/cm²), con 20 pulgadas de diámetro y 19,1 km de extensión (ANP, 2008b).

En estos momentos, el Proyecto de GNL de la bahía de Guanabara incluye la instalación (i) de los medios necesarios para la recepción de GNL, la regasificación y distribución de gas natural en el muelle de GNL de la bahía del Guanabara; y (ii) del gasoducto que unirá entre sí las instalaciones del muelle con la estación de Campos Elíseos, diseñado para distribuir hasta 20 millones de m³/

día (presión máxima de 100 kgf/cm²), con 28 pulgadas de diámetro y 16 km de extensión (ANP, 2008b).

En lo que respecta a estos proyectos, la empresa beneficiaria de todos los activos de transporte de gas natural será la *Transportadora Associada de Gás S.A.* (TAG), subsidiaria de *Petrobras Gás S. A.* (GASPETRO), y PETROBRAS será la expedidora, responsable de la adquisición de GNL en el mercado internacional y del fletamento de buques cisterna. TRANSPETRO, a su vez, prestará servicios de gestión y mantenimiento a la TAG mediante la firma de un contrato de O&M (operación y mantenimiento) con esta transportadora (ANP, 2008b).

Por último, a pesar del carácter inédito que caracteriza a estos proyectos, habría que recordar que la primera experiencia brasileña de comercialización de GNL tuvo lugar en 2005 con la implantación del Proyecto Gemini, desarrollado conjuntamente por las empresas *White Martins Gases Industriais Ltda.*, PETROBRAS y *GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda.* En este contexto, PETROBRAS es la responsable del suministro del gas natural, mientras que *White Martins* se encarga de la gestión de la unidad de licuefacción, de su propiedad, y *GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás Ltda.* se hace cargo de las actividades de distribución y comercialización de GNL.

Dicho proyecto consiste en la producción de gas natural licuado en una planta de licuefacción situada en el término municipal de Paulínia (São Paulo), con una capacidad de 380.000 m³/día, y su posterior distribución y comercialización en regiones cuyas redes de distribución de gas canalizado están poco desarrolladas o son inexistentes. Esta iniciativa se dirige a clientes localizados en el Distrito Federal y en los Estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás y Paraná y se destina principalmente al mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP) (ANP, 2005).

5. El marco institucional y reglamentario brasileño

La actividad de transporte de gas natural se ha caracterizado tradicionalmente por ser un monopolio natural debido a las economías de escala generadas. Esta actividad contiene elementos que ponen en evidencia su carácter de industria de red: altos costes fijos irrecuperables, especificidad de los activos, largo plazo de amortización de las inversiones e interés económico y social, entre otros. Dichas características supusieron un obstáculo importante para la entrada de nuevos operadores al sector, en beneficio de la primera empresa que se estableció, provocando así una regulación expresa del monopolio.

En ese contexto, en lo referente a la regulación de la industria del gas natural, la Ley n.º 9 478, de 1997, conocida como Ley del petróleo, definió:

- la regulación del régimen tarifario indirecto;
- el acceso negociado a las instalaciones de transporte, y
- la separación de la actividad de transporte.

En su artículo 58, se faculta a cualquier interesado para usar los conductos de transporte de gas natural, correspondiendo a la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) la responsabilidad de:

- fijar la tarifa en caso de que no se llegue a un acuerdo entre las partes implicadas;
- comprobar si el valor acordado entre los operadores es compatible con el mercado, y
- regular la preferencia que se dará al propietario de las instalaciones con el objetivo de fomentar la máxima utilización de la infraestructura.

En el artículo 59 de esta misma Ley, se estableció que los conductos de transferencia pueden ser clasificados de nuevo por la ANP como conductos de transporte, en el caso de que se haya constatado interés por parte de terceros.

Es importante subrayar los procedimientos para la oferta y asignación de capacidad de transporte, resultante no sólo de la ampliación de los gasoductos existentes, sino también de la construcción de otros nuevos, los cuales se realizan mediante Concurso Público de Asignación de Capacidad (CPAC), de conformidad con la Instrucción de la ANP n.º 27/05.

Esta norma jurídica reguló el uso de las instalaciones de transporte por conductos de gas natural mediante la remuneración adecuada al transportador, estableciendo, en el título de su artículo 7, que «toda Capacidad Disponible de Transporte para la contratación del Servicio de Transporte Firme (STF) se ofertará y asignará según los procedimientos de Concurso Público de Asignación de Capacidad (CPAC)».

La iniciativa de adopción de CPAC pretendía compatibilizar la necesidad de inversiones para la expansión de la red de transporte de gas y, conforme preconiza la Ley n.º 9.478/97, fomentar la competencia en el suministro de este recurso energético para garantizar así condiciones justas y no discriminatorias de acceso a las redes de transporte.

El procedimiento de CPAC está compuesto por las siguientes fases:

- convocatoria para la recepción de manifestaciones de interés;
- recepción de las manifestaciones de interés;
- elaboración del proyecto;
- envío de las cartas de invitación relativas a la oferta de capacidad, tras la aprobación de la ANP, y publicación del pliego de condiciones;
- recepción y apertura de las propuestas definitivas;
- calificación de las propuestas definitivas;
- divulgación pública del resultado;
- firma de los contratos de transporte.

Las manifestaciones de interés constituyen el documento preliminar mediante el cual las empresas interesadas en contratar capacidad firme de transporte exponen sus intenciones en relación a los volúmenes, plazos, puntos o zonas de recepción y entrega. El transportador se basa en dichas manifestaciones para efectuar el cálculo adecuado de la demanda total por capacidad de transporte en

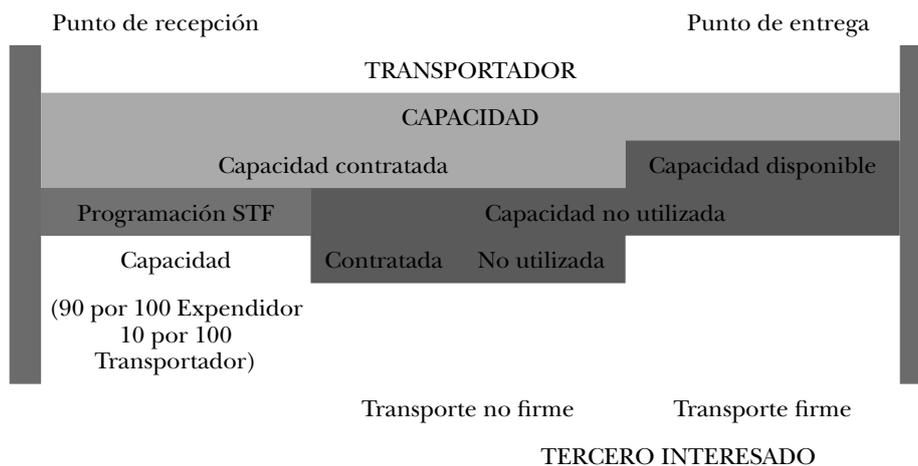
su área de actuación, contribuyendo para la definición del proyecto de expansión de la red (ANP, 2006).

El transportador debe, por tanto, permitir el acceso no discriminatorio a sus instalaciones, así como la conexión de éstas con otras instalaciones de transporte, excepto cuando la solicitud de servicio se refiera a instalaciones de transporte con menos de seis años de antigüedad desde el inicio de su actividad comercial.

Cabe señalar que el acceso de terceros se dará en la capacidad contratada no utilizada, a través del Servicio de Transporte Interrumpible (STI) o en la capacidad disponible, a través de STF o del STI.

La capacidad disponible se refiere a la capacidad total del conducto una vez descontada la capacidad contratada. Por otro lado, la capacidad no utilizada hace referencia a la capacidad contratada una vez descontada la parte proporcional que está siendo realmente utilizada (programada para el STF).

Esquemáticamente:



Además, en lo que se refiere a las disposiciones reglamentarias de libre acceso, se publicaron los siguientes:

- la Instrucción de la ANP n.º 28/05, la cual posibilita que el expedidor, titular de un contrato de servicio de transporte firme, ceda a un tercero no transportador, total o parcialmente, su capacidad contratada de transporte;
- la Instrucción de la ANP n.º 29/05, que regula los criterios para calcular las tarifas de transporte por conductos de gas natural.

Conviene mencionar que la Instrucción de la ANP n.º 29/05 determina que el transportador debe transferir, a los expedidores firmes, el 90 por 100 (noventa por ciento) del resultado de la venta de servicios de transporte interrumpibles, procedentes del uso de la capacidad no utilizada de transporte.

Propuesta de una ley para el gas natural

En los términos de la Ley n.º 9 478/97, el gas natural recibe el tratamiento no de una fuente de energía primaria competitiva, sino de un derivado del petróleo. Esta Ley ignora algunos puntos importantes para el desarrollo de la industria brasileña del gas natural. Este marco jurídico no define directrices claras en cuanto a las políticas para el sector, ni proporciona suficientes instrumentos para la regulación de la actividad de transporte, considerada como monopolio natural.

En este contexto, se toman decisiones de gran importancia por medio de instrucciones, resoluciones y otros actos jurídicos de la misma naturaleza, sin tener en consideración la visión estratégica que debe influir la toma de decisiones para una industria que asume una importancia cada vez mayor en la matriz energética del país.

Se observa, de este modo, la aparición de obstáculos que dificultan el desarrollo de un mercado verdaderamente competitivo, como, por ejemplo:

- el suministro de gas para el Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), asignado únicamente a un proveedor (PETROBRAS), así como el establecimiento de un precio cerrado y único para todas las centrales térmicas de este Programa;
- dificultad en el establecimiento de las tarifas de transporte que reflejen los costes de la actividad, tal como la distancia, en sustitución de las tarifas denominadas postales, constantes de los contratos vigentes;
- la posibilidad de creación, por parte de PETROBRAS, de empresas de transporte de gas natural.

En resumen, determinados aspectos considerados fundamentales para el proceso regulador y para el fortalecimiento del organismo regulador y de sus funciones no se encuentran regulados por la Ley de creación de la ANP. La ausencia de esos puntos dificulta el ejercicio de la regulación por parte de la Agencia, ya que ésta no dispone de algunos de los instrumentos jurídicos necesarios para la regulación del sector, específicamente de la industria de gas natural, y poder alcanzar el modelo implícito en la propia Ley n.º 9.478/97 para el funcionamiento del sector.

Entre los puntos principales desatendidos por la Ley del petróleo se pueden citar los siguientes:

- exigencia de separación jurídica, contable y de sociedades de las actividades que componen la cadena del gas natural;
- establecimiento de límites para la participación cruzada de los operadores y/o grupos económicos;
- exigencia de que la gestora de la actividad de transporte sea beneficiaria de los activos que gestiona;
- establecimiento de prioridades para atender la demanda de gas natural (criterios de reparto);
- liberación gradual de consumidores finales.

Por todo ello, actualmente se encuentra a trámite en el Congreso Nacional brasileño el Proyecto de Ley de la Cámara n.º 90/07, el cual versa sobre las actividades relativas al transporte de gas natural, así como sobre las actividades de tratamiento, procesamiento, almacenamiento, licuefacción, regasificación y comercialización de gas natural.

Se espera que esta Ley específica para el gas natural sea capaz de contener dispositivos que solventen las lagunas reguladoras existentes, contribuyendo así para aumentar la seguridad de los operadores y atraer las inversiones necesarias para el desarrollo de esta industria en Brasil.

6. Consideraciones finales

Teniendo en cuenta el crecimiento significativo observado en la industria brasileña del gas natural, con el aumento de su introducción en la matriz energética del país, del 5,4 por 100 en el año 2000, hasta más del 9 por 100 en 2007, comenzaron a producirse desequilibrios en las condiciones de oferta y demanda del mercado.

Esto se debió a que, a pesar del fuerte incentivo dirigido al aumento de la demanda interna de gas natural, el crecimiento de la oferta, tanto interna, como importada, no fue suficiente para atender la totalidad de la demanda nacional, lo cual se reflejó en restricciones en la oferta del producto y el consecuente impacto sobre sus precios.

Por tanto, ante la inestabilidad de la industria brasileña del gas natural, de inseguridades en cuanto al suministro de gas natural boliviano que, desde la nacionalización de los hidrocarburos en este país, en mayo de 2006, aumentaron la percepción de riesgo de suministro y los riesgos de volver a experimentar una crisis energética en Brasil, se han evaluado y puesto en práctica alternativas. Entre ellas, destacan las políticas de aumento de la producción nacional y las importaciones de GNL para el consumo térmico.

Paralelamente, se encuentran actualmente en construcción diversos proyectos de expansión de la red de transporte con el objetivo posibilitar el suministro a un mayor número de regiones en el país y, de este modo, fomentar el crecimiento del mercado del gas natural.

A la luz de los argumentos expuestos, se vuelve de suma importancia fortalecer el marco regulador brasileño con la aprobación de una ley específica para el gas natural, a fin de conseguir un acuerdo institucional más consistente y capaz de abarcar de manera adecuada las actividades implicadas en la cadena de valor del gas natural.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP. *Boletim Mensal do Gás Natural*, 2008. Disponible en: http://www.anp.gov.br/gas/gas_boletimmensal.asp. Consultado el 10 de noviembre de 2008.
- *Panorama Atual do Mercado de GNL*. Nota Técnica ANP n.º 001/2008-SCM, 14 de enero de 2008 (b).

- *Anuário Estatístico do Petróleo e do Gás Natural 2007 (ano base 2006)*, ANP, Rio de Janeiro, 2007.
 - *Metodologia de Cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital aplicável à Atividade de Transporte de Gás Natural no Brasil*. Nota Técnica ANP n.º 027/2006-SCM, 8 de noviembre de 2006.
 - *Considerações da SCM/ANP Quanto à Implantação de Unidade de Liquefação de Gás Natural no Município de Paulínia/SP – Projeto Gemini*. Nota Técnica ANP n.º 001/2005-SCM, 17 de febrero de 2005.
- MME. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Secretaria de Petróleo, Gas Natural y Combustibles Renovables. Departamento de Gas Natural. Edición 17, agosto, 2008.
- PETROBRAS. *Destaques Operacionais*. Gas & Energía. Disponible en: http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri. Consultado el 5 de mayo de 2008.

CAPÍTULO 13

LA REGULACIÓN DEL GAS NATURAL EN PORTUGAL. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE GAS NATURAL Y ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD

JORGE ESTEVES, ANTÓNIO DOMINGUES, NEUZA COSTA

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE, Portugal)

1. Introducción

El objeto principal del presente artículo consiste en señalar el primer año de gas en el cual se empezó a regular el acceso al Sistema Nacional de Gas Natural (SNGN). El inicio de la regulación del sector del gas natural en Portugal marcó también el inicio de la posibilidad de acceso a terceros a las grandes infraestructuras del SNGN, así como de una nueva forma de organización y funcionamiento del sistema con arreglo a reglas y principios transparentes, no discriminatorios y eficientes. Los principios adoptados en la regulación en Portugal asumieron como punto de partida las buenas prácticas aplicadas por distintos socios europeos con más experiencia en la regulación de los respectivos sectores del gas natural, pero sin dejar de optar por nuevas líneas de orientación adecuadas para las condiciones específicas del mercado portugués. En este contexto, se optó por la adopción de mecanismos de asignación de capacidad en las grandes infraestructuras del SNGN, asentado sobre procesos de programación con previsión de plazos de corta duración (ciclos anuales), y se intentó que la asignación de capacidad reflejase la demanda de manera eficiente y que la resolución de congestiones se basara en mecanismos de mercado. El artículo presta una atención especial al acceso a las infraestructuras, en particular, a la asignación de capacidad, puesto que se trata de un aspecto fundamental y crítico para el surgimiento de nuevos operadores y la implantación de un mercado competitivo.

2. Breve descripción del SNGN

El marco legislativo del Sistema Nacional de Gas Natural (SNGN) se fundamenta en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, que establece las normas comunes para el mercado interior del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea L 176 de 15.07.2003. Esta Directiva Europea regula la organización y funcionamiento del sector, el acceso al mercado, los principios fundamentales para el acceso a las infraestructuras, los criterios y procedimientos para otorgar autorizaciones de transporte, distribución, suministro y almacenamiento de gas natural.

Asimismo, a nivel europeo, el Reglamento (CE) n.º 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, establece normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

A nivel de la legislación portuguesa, el Decreto ley n.º 30/2006, de 15 de febrero, y el Decreto ley n.º 140/2006, de 26 de julio, transpusieron al régimen jurídico portugués la Directiva 2003/55/CE y estableció, así, las bases generales para:

- la organización y funcionamiento del SNGN,
- y las concesiones de las actividades de recepción, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de Gas Natural (GN), y organización de los mercados de GN.

En la década de los 80, se optó por el gas natural como fuente de energía primaria en Portugal y se materializó a través del Decreto ley n.º 374/89, de 25 de octubre, el cual empezó a regular, por primera vez, el régimen de importación, tratamiento, almacenamiento, transporte y distribución de gas natural en el territorio nacional. El inicio del suministro de GN en Portugal, a partir de la interconexión con España en Campo Maior, se produjo en 1996. El gráfico 1 refleja la evolución temporal del sector del gas natural en Portugal, desde su adopción, hasta la actualidad.

Las tres grandes infraestructuras de GN existentes en Portugal corresponden a la Red Nacional de Transporte de GN (RNTGN), la Terminal de Gas Natural Licuado (GNL) de Sines y el Almacén Subterráneo de Carriço.

La RNTGN corresponde a la concesión otorgada a REN Gasodutos, que realiza las actividades de gestor de la red de transporte y de gestor técnico global del SNGN. La RNTGN está compuesta por 1218 km de gasoductos, 68 estaciones de reducción de presión y medida [Estaciones de Regulación y Medida de Gas (GRMS)], 41 válvulas de seccionamiento y 46 estaciones de derivación.

A su vez, la terminal de GNL de Sines es una concesión de REN Atlântico que permite la recepción de buques metaneros con una capacidad de entre 40 000 y 165 000 m³ de GNL, incluye dos tanques de almacenamiento que proporcionan una capacidad total de 240 000 m³ de GNL y permite una capacidad de regasificación y emisión de 600 000 m³/h.

El almacén subterráneo de Carriço ha sido objeto de dos concesiones: una de REN Armazenagem, que también es gestor de las infraestructuras de superficie, y otra de Transgás Armazenagem. Se compone de tres cavidades de almacenamiento: una de Transgás Armazenagem, con una capacidad de almacenamiento de 31,7 Mm³ de GN, y las dos de REN Armazenagem, con una capacidad de almacenamiento de 89,4 Mm³.

El gráfico 2 muestra las grandes infraestructuras del SNGN, su capacidad y los movimientos de GN producidos en Portugal durante el año 2007.

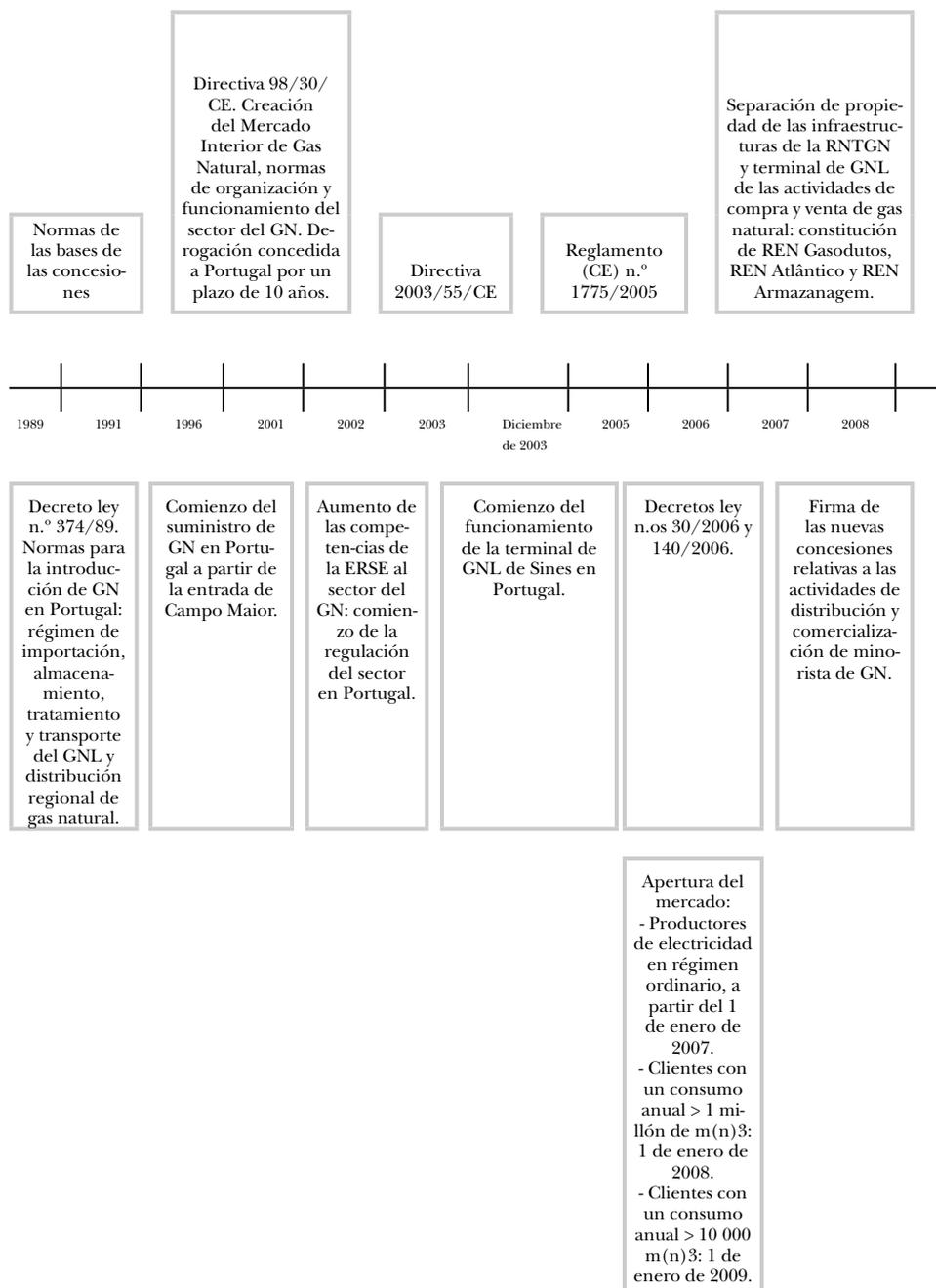
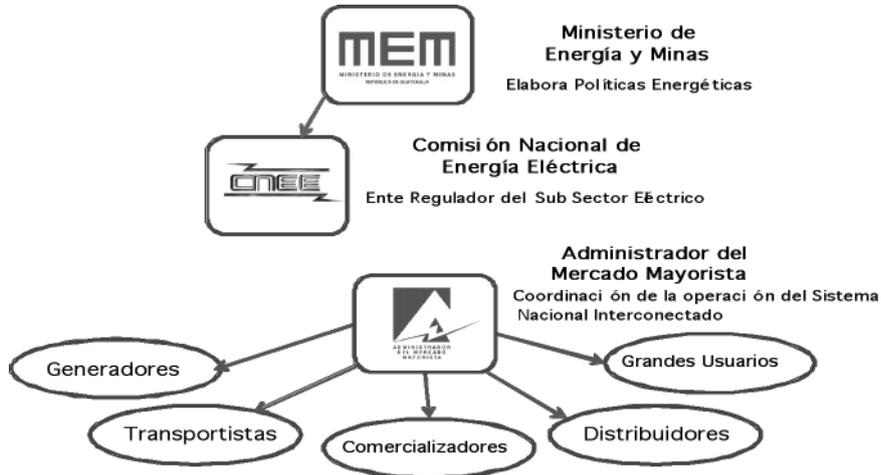
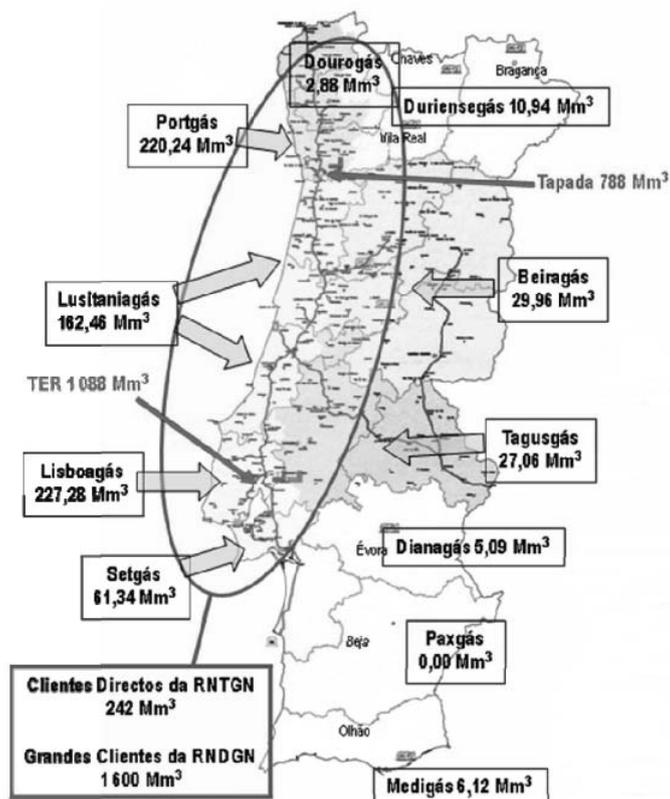
GRÁFICO 1. *Evolución temporal de la introducción del GN en Portugal*

GRÁFICO 2. *Grandes infraestructuras del SNGN y movimientos de GN en Portugal durante el año 2007*



Salida en 2007: 158 Mm ³	
Almacén subterráneo, en 2007: Total inyectado: 72 Mm ³ Total extraído: 105 Mm ³ Almacenamiento: 99 Mm ³	Consumo en 2007: Tapada 788 Mm ³ y TER 1 088 Mm ³
Entrada en 2007: 2 655 Mm ³	Entrada en 2007: 1 538 Mm ³

La red de distribución de gas natural, con una extensión total de 10 675 km, se ha concedido a diez gestores. El gráfico 3 muestra la división de los gestores de redes de distribución de gas natural de acuerdo con las áreas que les han sido adjudicadas en el espacio nacional y según el consumo agregado de sus clientes. El cuadro 1 desglosa la dimensión de la red de distribución por cada uno de los distintos gestores mencionados, al término de 2007.

GRÁFICO 3. *División de los gestores de las redes de distribución por el espacio nacional y distribución del consumo de GN en el año 2007*CUADRO 1. *Dimensión de la red de cada uno de los gestores de las redes de distribución de GN al término de 2007*

Gestor de la red de distribución	Red (km)
Beira	410
Alentejo	75
Duriense	205
Lisboa	3414
Lusitania	2376
Algarve	65
Porto	2425
Setúbal	1315
Tagus	390
Douro	28
Total	10675

Una ventaja de la introducción reciente de GN en Portugal es la existencia de un marco jurídico y reglamentario que ha permitido, esencialmente, una separación efectiva de propiedad (*ownership unbundling*) entre los concesionarios de las grandes infraestructuras y los comercializadores de GN.

Otro aspecto característico del SNGN es el importante peso relativo del consumo de las centrales electroproductoras (aproximadamente un 45 por 100) y el reducido consumo específico del sector doméstico (inferior al 20 por 100) del total de la demanda de GN.

En Portugal, el acceso a terceros a las infraestructuras del SNGN está regulado mediante la Directiva 2003/55/CE y los Decretos ley n.º 30/2006 y n.º 140/2006 y cumple lo establecido en los mismos.

Asimismo, se verifica que las grandes infraestructuras del SNGN están, en general, sobredimensionadas, por lo que, a corto plazo, no se prevé su congestión (a excepción del almacenamiento subterráneo).

El peso relativamente bajo de los costes asociados a las grandes infraestructuras del SNGN en la cadena de valor del GN lleva a considerar que, con un escenario de partida favorable de sobredimensionamiento, deberá realizarse una planificación dentro del plazo conveniente y una inversión efectiva en todas las infraestructuras que garantice el mantenimiento de esta situación de inexistencia de congestión sistemático de las infraestructuras del SNGN.

3. Marco reglamentario del SNGN

Las disposiciones reglamentarias del SNGN que son responsabilidad de la Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE) son el Reglamento de acceso a las redes, infraestructuras e interconectores (RARII), el Reglamento de gestión de las infraestructuras (ROI), el Reglamento de calidad de servicio (RQS), el Reglamento de relaciones comerciales (RCC) y el Reglamento tarifario (RT).

El RARII establece, de acuerdo con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, las condiciones y obligaciones para la utilización del derecho de acceso a todas las infraestructuras del SNGN que deberán cumplir las empresas reguladoras de gas natural y los clientes cualificados.

El ROI establece los criterios y procedimientos de gestión de los flujos de gas natural, la prestación de servicios de sistema y las condiciones técnicas que permiten la gestión de estos flujos por parte del gestor de la RNTGN, de los gestores de las infraestructuras de almacenamiento subterráneo de GN y del gestor de la terminal de GNL.

El RQS se aplica a todos los gestores, operadores del mercado y consumidores del sector del gas natural consagrando, en el ámbito de la calidad de servicio, obligaciones específicas de cumplimiento, información, supervisión y divulgación de información acordes con las actividades de cada gestor y operador.

El RCC enmarca el conjunto de materias necesarias para la definición de normas de relación comercial entre los distintos sujetos que intervienen en el sector del gas natural.

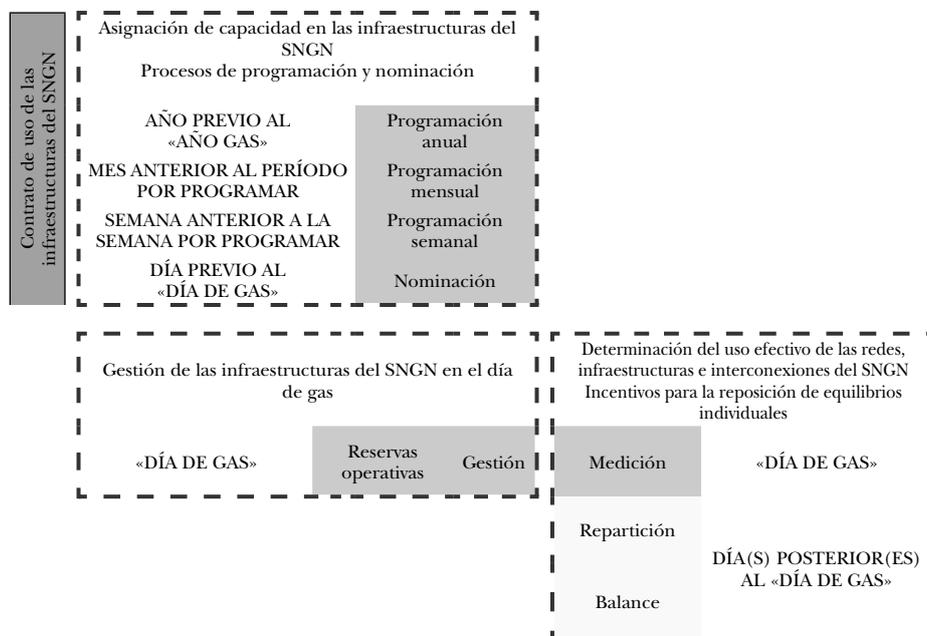
Por último, el RT establece los criterios y metodologías para determinar los beneficios permitidos a las empresas reguladas y la fijación de tarifas y precios para el gas natural que se aplicarán en el sector del gas natural.

Desde una perspectiva reglamentaria, el funcionamiento del SNGN depende del RARII, cuya aplicación, en el plazo previsto anterior al día de gas, establece la formalización del acceso y la asignación de capacidad en las infraestructuras de la Red Pública de Gas Natural (RPGN), a través de los contratos de utilización de las infraestructuras de la RPGN, de las programaciones anuales, mensuales, semanales y de las nominaciones. En ese mismo plazo, el ROI aborda la coordinación de las indisponibilidades de las infraestructuras del SNGN.

Durante el día de gas, el ROI establece el modo en que se desarrolla la gestión de las infraestructuras de la RPGN a través de disposiciones relativas a la programación de la operación, supervisión, intergestión, nuevas nominaciones, definición de las reservas operativas y procedimientos de comunicación. El ROI también contempla la gestión de las infraestructuras en situación de contingencia.

Los procesos que, desde el punto de vista del funcionamiento, se desarrollan en el plazo posterior al día de gas, se regulan en el RRC. Estos son: la medición, la lectura y la disponibilidad de datos, así como el desglose financiero, el cual incluye los procesos de repartición, balance y fomento para la reposición del equilibrio individual de los operadores de mercado. El gráfico 4 presenta las etapas principales del funcionamiento del SNGN previstas en los Reglamentos de la ERSE.

GRÁFICO 4. *Etapas principales del funcionamiento del SNGN previstas en los Reglamentos de la ERSE*



4. Principios de utilización de las infraestructuras y asignación de capacidad

La transparencia, la no discriminación, el derecho de acceso regulado a todas las infraestructuras del SNGN, así como la utilización de las infraestructuras sujetas al principio «usado o perdido» (*use it or lose it*) son los principios fundamentales que rigen la utilización de las infraestructuras del SNGN y la asignación de capacidad disponible para fines comerciales.

La transparencia se garantiza mediante la divulgación pública sistemática de toda la información relativa a las infraestructuras, en particular la información técnica de caracterización de las infraestructuras, capacidades, flujos medios mensuales, calidad de servicio y de los proyectos de inversiones.

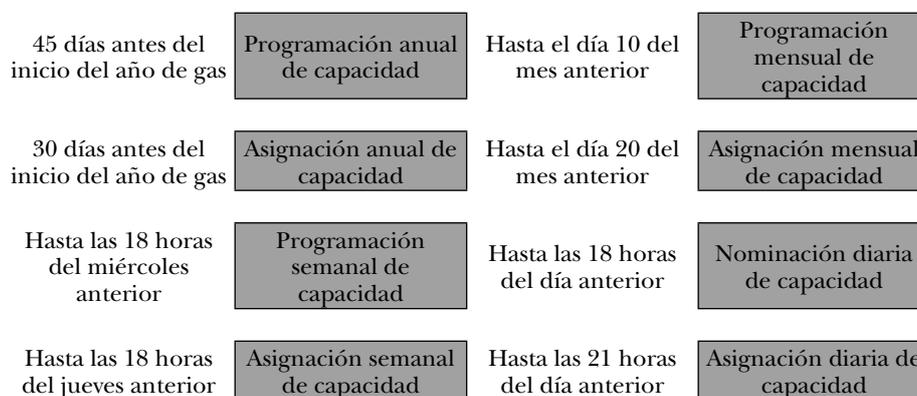
La no discriminación entre operadores es un fundamento básico de cualquier mercado competitivo que se garantiza mediante el derecho de acceso regulado de terceros a las infraestructuras del SNGN para todos los operadores del mercado.

A su vez, la utilización de las infraestructuras sujetas al principio «usado o perdido» corresponde a la obligación de utilización o a la liberación de una capacidad previamente asignada. De este modo, se mantiene la capacidad asignada en un proceso de programación siempre que el objeto de la programación o nominación se encuentre en el plazo previsto siguiente.

Un primer paso de todo el proceso consiste en calcular las capacidades disponibles para fines comerciales para su asignación, por parte de los gestores de las infraestructuras, a los operadores del mercado. De este modo, el RARII establece los procedimientos relativos a los estudios necesarios para la determinación de la capacidad de las infraestructuras que pueden usar libremente los operadores del mercado para fines comerciales y a modo de divulgación de los resultados obtenidos. La metodología¹ que se seguirá en los estudios anteriores deberá aprobarla la ERSE en la secuencia de la propuesta elaborada por el gestor de cada infraestructura. Los estudios que se realicen deberán mostrar, en los puntos relevantes de la RPGN, los valores de la capacidad técnica máxima, de la capacidad máxima efectiva considerando las restricciones técnicas, de la capacidad disponible para fines comerciales y de la capacidad prevista en la RNTGN y en la terminal de GNL de Sines, en el ámbito de los contratos de suministro de gas natural a largo plazo y en régimen de compra firme (*take or pay*), celebrados con anterioridad a la publicación de la Directiva 2003/55/CE. Asimismo, deberán identificar y justificar los principales congestionamientos previstos.

El gráfico 5 presenta las distintas etapas relativas al mecanismo de asignación de la capacidad en la RNTGN, identificando temporalmente las programaciones y nominaciones realizadas por los operadores del mercado y la posterior asignación de capacidad a cargo del gestor de la red de transporte.

¹ <http://www.erse.pt/vpt/entrada/gasnatural/regulamentos/RARII/subregulamentacao/>

GRÁFICO 5. *Mecanismo de asignación de la capacidad en la RNTGN*

De este modo, el mecanismo de asignación de capacidad se inicia con una programación anual 45 días antes del comienzo del año de gas, en el marco de la cual los operadores del mercado envían a los gestores de las infraestructuras la capacidad que prevén utilizar en todos los puntos de entrada y salida de las grandes infraestructuras del SNGN. Esta capacidad programada contiene un desglose mensual y los operadores del mercado deberán presentar justificantes sobre la necesidad de su programación. El proceso siguiente consiste en la asignación anual, en el cual los gestores de las infraestructuras asignan a los operadores del mercado las capacidades solicitadas, dando prioridad a las capacidades asociadas a los contratos de suministro de gas natural a largo plazo mencionados anteriormente y, posteriormente, se atribuirá la capacidad a los restantes operadores del mercado que participaron en la programación.

Mensualmente, hasta el día 12 del mes anterior, los operadores del mercado deben enviar a los gestores de las infraestructuras sus programaciones de capacidad mensual de la capacidad que prevén utilizar, con una previsión de tres meses y desglose por semanas. La asignación mensual da prioridad a las capacidades que, tras haber sido objeto de programación anual, sean confirmadas por los operadores del mercado en su programa mensual. Posteriormente, se asignan las capacidades de los operadores que superen el valor de capacidad asignado en la fase de programación anual, asociadas a los contratos de suministro de gas natural a largo plazo, y las restantes capacidades solicitadas.

La programación y la asignación semanal de capacidad se rigen por los mismos principios de las programaciones y asignaciones mensuales, incluyendo un desglose por días. El mecanismo de asignación de capacidad semanal da prioridad a las capacidades programadas y asignadas mensualmente, así como a las capacidades asociadas a los contratos de suministro a largo plazo. La asignación diaria de capacidad se realizará a través de las nominaciones diarias, que consisten en una confirmación de los operadores del mercado y su programación semanal. El mecanismo de asignación diaria se basa en las mismas prioridades que los mecanismos anteriores.

Está asociado a los procesos de programación y nominación, en los cuales se asigna capacidad en los puntos de entrada y salida de la RNTGN, un mecanismo de resolución de congestionamientos para los casos en los que las cantidades programadas o nominadas no sean factibles.

El mecanismo de resolución de congestionamientos prevé que la asignación de capacidad, en los casos en que las programaciones y nominaciones no sean viables, se realice mediante la celebración de concursos públicos de asignación de capacidad. Debido a que el almacén subterráneo es la única infraestructura del SNGN en la que se prevé la posibilidad de congestionamientos a corto plazo, el mecanismo de resolución de congestionamientos prevé que la asignación de capacidad, si se verificara una situación de declaración de inviabilidad de la programación o nominación en esta infraestructura, durante el período en cuestión, se efectuará de conformidad con las siguientes etapas:

- al haberse producido un proceso de programación anterior se asignará, prioritariamente, la capacidad firme que ya había sido asignada a los operadores en ese proceso de programación anterior que se encuentre dentro del límite de la capacidad disponible para fines comerciales y la capacidad restante se asignará posteriormente a través de un concurso público;
- el concurso público de asignación de capacidad deberá organizarlo el gestor de la red de transporte como parte de su actividad de gestión técnica global del SNGN, en coordinación con los gestores del almacén subterráneo;
- si la capacidad firme asignada a los operadores en el proceso anterior, en conjunto, es superior a la capacidad disponible para fines comerciales en el período en cuestión, únicamente se permitirá licitar en el concurso público de asignación de capacidad que se realice a los operadores a los que se les haya asignado capacidad firme en el proceso de programación anterior o mediante transferencia posterior o reventa a través del mercado secundario.

Las capacidades contempladas en los procesos de programación y nominación, así como los eventuales concursos públicos de capacidad, serán las capacidades disponibles para fines comerciales en los puntos de entrada y salida de RNTGN en cada momento. Estas capacidades se actualizarán para cada mes con un desglose semanal y para cada semana con un desglose diario, con arreglo a los procesos de programación mensual y semanal.

De conformidad con lo expuesto anteriormente, el acceso a las infraestructuras del SNGN se concreta en programaciones sucesivas que se suceden en intervalos de tiempo establecidos previamente. La asignación de capacidad resulta directamente de la propia programación.

La metodología para la asignación de capacidad en el SNGN, en términos conceptuales, es similar a lo que se denomina como plazo de suscripción abierto (*open subscription period*) en el ámbito del Grupo Europeo de Reguladores de Electricidad y Gas (*European Energy Regulators, ERGEG/CEER*). El *open subscription period* se menciona como una buena práctica en los documentos en discusión en el ámbito de los grupos de trabajo del ERGEG/CEER, en lo que respecta a los procesos de asignación de capacidad, con ventajas significativas de cara a los mo-

delos convencionales de reserva de capacidad y asignación mediante el principio «primero en tiempo, primero en derecho» (*first come, first served*). No obstante, la aplicación de metodologías de asignación de capacidad recurriendo al mecanismo referido exige un control exhaustivo por parte de la Regulación, en la medida en que su concretización puede recurrir, frecuentemente, a mecanismos de mercado, en particular concursos públicos de capacidad, en caso de que la capacidad solicitada supere la disponible para fines comerciales.

La ERSE también consideró fundamental que los operadores del mercado estuvieran obligados a mantener sus programaciones y nominaciones, las cuales deberán ser conformes con las estimaciones de demanda de las respectivas carteras de clientes. La finalidad de este procedimiento, al igual que la aplicación del principio «usado o perdido» en todas las fases de asignación de capacidad, consiste en garantizar la asignación de capacidad, de manera eficiente, a los operadores del mercado que efectivamente la necesitan.

5. Expectativas futuras

El período reglamentario establecido por la ERSE para el SNGN es de 3 años, con el primer año de gas comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de junio de 2008. En este primer año de gas, por primera vez, la ERSE estableció las tarifas de uso de la RNTGN, de la terminal de GNL y del almacén subterráneo. El calendario de apertura del mercado concedió a los productores de electricidad (a partir del 1 de enero de 2007) y a los clientes con un consumo anual superior a 1 Mm³ (a partir del 1 de enero de 2008) el derecho de poder escoger libremente su comercializador de GN.

El segundo año de gas está comprendido entre el 1 de julio de 2008 y el 30 de junio de 2009. En este segundo año del período regulador, además de las tarifas de uso de la RNTGN, de la terminal de GNL y del almacén subterráneo, la ERSE estableció las tarifas de uso de las redes de distribución y las tarifas de venta a los clientes finales (que incluyen el coste del componente de energía). El derecho de elección de comercializador se amplía, a partir del 1 de enero de 2009, a los clientes con un consumo anual superior a 10 000 m³. Las disposiciones reglamentarias publicadas por la ERSE pasan a aplicarse sin excepciones. Con la expectativa del inicio del funcionamiento del SNGN de manera completa a partir del 1 de julio de 2008, será posible, a partir de entonces, validar todas las opciones que comporta el modelo de regulación del SNGN, detectar los problemas que surjan eventualmente, encontrar las soluciones para su resolución y para la introducción de mejoras eventuales y comenzar a verificar situaciones de introducción de competencia en el suministro de gas natural en Portugal.

Al igual que en el mercado eléctrico, se considera que la dimensión del mercado portugués limita las posibilidades de su desarrollo, razón por la cual se apuesta por una ampliación del mercado. En este sentido, y al igual que sucede con el Mercado Ibérico de Electricidad, en una fase de construcción más avanzada, se hace una propuesta conjunta de los reguladores ibéricos para la construcción del MIBGAS, Mercado Ibérico del Gas Natural. A su vez, la Iniciativa Regional de Gas para la Región del Sur del ERGEG (Grupo de Reguladores Europeos de

Electricidad y Gas), pretende crear las condiciones para un Mercado Regional de gas natural para Portugal, España y el sur de Francia como un paso intermedio para la creación del mercado interior europeo de la energía.

CAPÍTULO 14

LA REGULACIÓN DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO

RAÚL YUNTA HUETE

Director de Gas de la Comisión Nacional de Energía (CNE, España)

1. Una breve introducción al gas natural licuado

La industria del gas natural se ha visto limitada geográficamente por la restricción de su transporte mediante gasoductos. El gas natural licuado, al que se dedica este capítulo, supone la generalización y la extensión del uso del gas natural como parte del menú energético.

Para hacer comprensible la industria del gas natural licuado y su regulación en un primer epígrafe se describe qué es el gas natural licuado desde el punto de vista físico así como se esboza qué se conoce como la cadena del gas natural. En un segundo epígrafe se trata acerca del mercado internacional del gas natural licuado. Posteriormente se enfoca el análisis en su situación en la Unión Europea y en España. Todo ello, sirve de base para comprender la regulación del mercado del gas natural licuado comentada en el subsiguiente epígrafe, mostrándose en el último de ellos los resultados obtenidos en el caso español.

Tal como se ha avanzado, a continuación se describe brevemente las características técnicas y de la industria del gas natural licuado.

El gas natural es un gas combustible formado principalmente por metano. A diferencia de otros gases combustibles, se encuentra en la naturaleza en yacimientos subterráneos, tanto terrestres como marinos, pudiendo estar o no asociado a yacimientos petrolíferos.

El gas natural es incoloro, no tóxico e inodoro; aunque, por seguridad, se le añaden sustancias odorizantes para facilitar su detección en caso de fuga. Su densidad es menor que la del aire.

Aunque también es utilizado como materia prima en la industria química, el principal uso del gas natural es como combustible. La combustión del gas natural ofrece numerosas ventajas medioambientales frente a otros combustibles fósiles, que pueden resumirse en dos: mayor rendimiento energético y menor contaminación del medio ambiente.

El aprovechamiento del gas natural por el consumidor final implica el correcto funcionamiento de una compleja cadena.

El primer eslabón de la cadena del gas lo constituye la producción de gas en el yacimiento subterráneo; ya sea terrestre o submarino. Una vez extraído el gas es preciso tratarlo. El tratamiento consiste en adecuar la composición del hidrocarburo gaseoso a las características que precisa para ser transportado o

comercializado. Esto es, consiste en reducir tanto el contenido en agua como el de otros componentes: gases ácidos, mercurio, hidrocarburos superiores al metano, nitrógeno, etc., antes de transportarlo por gasoducto.

El siguiente eslabón de la cadena del gas natural lo constituye su transporte. El transporte de gas se efectúa normalmente mediante gasoductos a presiones elevadas. Los gasoductos de transporte de gas natural están constituidos generalmente por tuberías enterradas de acero al carbono, unidas entre sí mediante soldaduras, y protegidas contra la corrosión. La capacidad de transporte de un gasoducto viene dada por la diferencia de presión entre sus extremos: a menor caída de presión, mayor es la capacidad de transporte. La capacidad de transporte depende en diferente grado del diámetro del gasoducto, del flujo de gas y de su longitud. Además, el transporte de gas precisa de otros elementos, tales como válvulas de seccionamiento, estaciones de medida, estaciones de regulación, de compresión, etc.

Un eslabón adicional de la cadena de gas lo constituyen los almacenamientos subterráneos. Estas instalaciones constituyen un activo muy importante para la adecuada cobertura de las variaciones de demanda.

Más eslabones en la cadena del suministro los constituyen las estaciones de regulación y medida así como las redes de distribución. Éstas permiten llegar al consumidor final a través de las conducciones finales; las denominadas acometidas e instalaciones receptoras de gas.

Por otro lado, si se analiza el coste de la cadena del gas, una característica relevante del transporte del gas natural es su elevado coste respecto a los hidrocarburos líquidos. Esta diferencia de costes por unidad energética transportada, que para distancias del orden de mil kilómetros es más del doble en el caso del gas natural con respecto al crudo y sus derivados, se acrecienta enormemente para mayores distancias. Para hacer plausible el transporte de gas natural a grandes distancias, o allende los mares, la tecnología ha concebido para el gas natural una peculiar forma de transporte: el Gas Natural Licuado (GNL).

El GNL es gas natural en fase líquida en lugar de gaseosa. Para obtener GNL se enfría el gas natural por debajo de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión prácticamente atmosférica. Este proceso se realiza en las llamadas plantas de licuación a las que llega el gas por gasoducto desde el yacimiento. En estas plantas se almacena el GNL en tanques criogénicos y se trasiega para su transporte a buques metaneros. Los buques metaneros, que constituyen unos almacenes criogénicos flotantes, transportan el GNL hasta los sistemas en los que va a ser consumido el gas natural. Esto es, una vez llegados al puerto de destino aportan su carga de GNL a los tanques de almacenamiento de las llamadas plantas de regasificación. En dichas plantas se transforma el GNL a fase gaseosa mediante la aportación de calor externo. El fluido que aporta el calor externo necesario para que se vaporice el GNL suele ser agua de mar. De esta forma el gas natural, ya de nuevo en fase gaseosa, se introduce en el sistema de transporte y distribución de gasoductos que conduce el gas hasta el consumidor final.

Este proceso se conoce como la cadena de transporte del GNL. Y, tiene sentido económico puesto que una unidad de volumen de GNL, equivale energéticamente a unas 600 unidades de volumen de gas natural en fase gaseosa.

Aunque sigue siendo un transporte mucho más oneroso que el de los hidrocarburos líquidos, en cualquier caso, permite el aprovechamiento de este recurso energético en mercados alejados de la producción.

2. Los mercados internacionales del gas natural licuado

Históricamente y aún hoy en día, una parte muy significativa de la demanda de gas es suministrada a través de contratos a largo plazo con una duración de hasta 20 ó 30 años. Así, en la actualidad, el porcentaje de contratos a corto plazo o *spot* de un comercializador suele ser inferior a un 10 por 100 de su cartera de aprovisionamientos. Además, los contratos de largo plazo suelen contener cláusulas del tipo *take or pay* o de compra garantizada. Esto es, se obliga al comprador a la retirada de una cantidad mínima de gas, de manera que aunque no la retire debe pagar por un cierto porcentaje que puede oscilar entre un 90 ó 95 por 100 de la totalidad contratada.

Este tipo de contratos garantizan al vendedor la retirada de una cantidad de gas determinada, y al comprador un determinado precio normalmente ligado al precio del petróleo y sus derivados. Esta forma de contratación ha permitido a los productores asegurar la rentabilidad de las inversiones efectuadas, así como la financiación de las nuevas.

Esta forma de contratación típica de los contratos de abastecimiento de gas natural es usada también en el caso del GNL.

Es en este punto necesario el volver a incidir que el sector del gas natural es un sector basado en red; ello evitará al lector el percibir una imagen distorsionada. Esto es, aunque en este capítulo se enfoque la atención en el GNL, algo más del 70 por 100 del gas comercializado en el mundo en 2007 se hizo a través de gasoducto en forma de gas natural (GN).

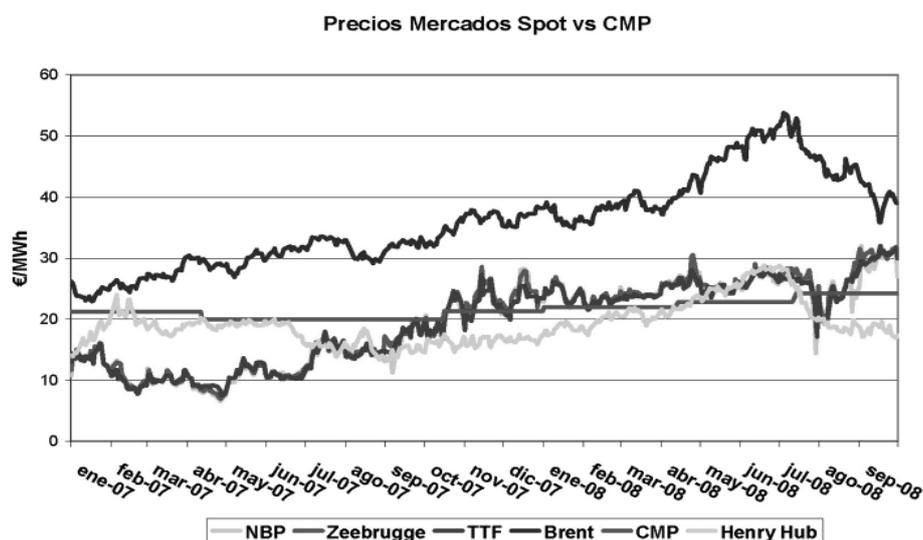
Continuando con la forma de contratación, a pesar de que la rentabilidad de las costosas infraestructuras de exploración, producción y licuación siga siendo generalmente asegurada mediante contratos de largo plazo de compra garantizada, a medida que la demanda de GNL se extienda y consolide, habrá infraestructuras que podrán desarrollarse sin tener un mercado final ya contratado y prefijado. El GNL lo permite, dado que su transporte no tiene por qué estar ligado a un trazado o ruta predeterminada como en el caso del gas transportado por gasoducto.

Por otro lado, tradicionalmente en el gas natural se han considerado diferentes mercados a nivel internacional: América en su cuenca atlántica, Europa junto lo que podría ser la cuenca mediterránea, y la zona de Asia y Pacífico. Estos mercados ligados a redes de gasoductos encuentran cada vez con mayor relevancia la incidencia de las aportaciones de GNL.

A su vez, los diferenciales de precios en los diversos mercados internacionales junto con la cada vez mayor versatilidad de destinos del GNL, promueve a que esta forma de transporte de gas natural arbitre entre mercados y haga cada vez más extenso el mercado relevante del gas natural.

Así, supuesto que no existan barreras contractuales que restrinjan la movilidad del GNL los precios de los diferentes mercados tenderán a converger. Sin embargo, esta situación aún no se da completamente. En el cuadro 1 se muestra la evolución de los precios del gas en los centros de comercio británico (NBP) y estadounidense (Henry Hub) con periodos de precios que distan entre ellos más que el coste del flete. Por ejemplo, de Trinidad y Tobago a Inglaterra o España el coste del flete en septiembre de 2008 es algo inferior a 2,5 €/MWh (1 \$/mmbtu), siendo la diferencia de precios del orden de 10 €/MWh. Es decir, el gas natural sigue presentando en la actualidad diversos mercados geográficos diferenciados.

GRÁFICO 1. Precios de los mercados internacionales de gas natural de corto plazo



Fuente: CNE

En cualquier caso, el GNL extiende el mercado geográfico relevante del gas natural e interconecta, cada vez en mayor medida, los diferentes mercados geográficos por lo que contribuye al arbitraje entre mercados y a su igualación de precios.

3. El gas natural licuado en la Unión Europea

La política energética en la Unión Europea se enmarca dentro de los tres objetivos energéticos europeos: competitividad, sostenibilidad y seguridad del suministro. A continuación, se examina el gas natural en la Unión Europea bajo el prisma de estos tres objetivos.

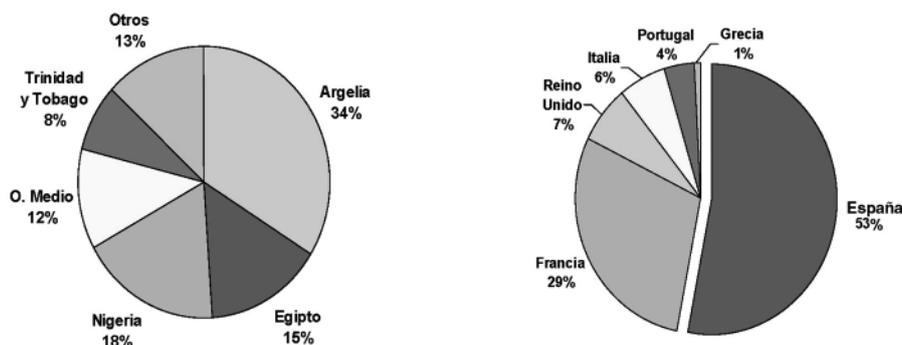
Para el logro del primero de los objetivos, disponer de una competencia efectiva, al ser el gas un sistema basado en red, la regulación impone el reconocimiento del derecho al uso de las infraestructuras de transporte y distribución por parte de las empresas que comercialicen gas.

Son muchos los obstáculos a salvar para disfrutar de una competencia efectiva; pero el principio regulatorio es básico y simple: el acceso no discriminatorio a las infraestructuras de transporte y distribución de gas natural. En el mapa 1 se muestra la red europea de gasoductos.

Muchas conclusiones se derivan simplemente de la observación de la red europea de transporte: la red centroeuropea es un sistema mallado y maduro, con gran número de interconexiones con los yacimientos de gas propios y con los países proveedores; los sistemas de gas más periféricos y menos interconectados han confiado el desarrollo de la industria del gas natural al GNL, tal es el caso de España; tres países son los principales proveedores europeos de gas, Rusia, Noruega y Argelia; etc.

Con referencia al objetivo energético de sostenibilidad y medioambiente, también pueden enumerarse multitud de ventajas del gas natural respecto a otros combustibles. Así, por ser un combustible gaseoso, el gas natural produce una menor cantidad de inquemados con respecto a otros combustibles, ya que permite un mayor contacto con el comburente durante el proceso, y no da lugar a restos líquidos o sólidos. También, la inexistencia de impurezas o residuos en su composición química, y especialmente de azufre, evita la emisión de SO_x y disminuye la emisión de NO_x (compuestos causantes de la lluvia ácida) así como la presencia de partículas sólidas, metales pesados, cenizas, etc. en los gases de combustión; todo ello, facilita su aprovechamiento. Asimismo, posee un bajo contenido en compuestos orgánicos volátiles, principales causantes de las nieblas urbanas y el aumento de la concentración de ozono a nivel del suelo. Además, por su baja relación carbono/hidrógeno, la cantidad de CO_2 producida por unidad de energía es la menor de los combustibles fósiles (un 25 por 100 inferior a la producida en la combustión del petróleo y un 45 por 100 inferior a la del carbón), por lo que su contribución al efecto invernadero es menor. Y, el mayor rendimiento energético de las turbinas de gas en las nuevas centrales de ciclo combinado permite un ahorro de energía entre el 15-45 por 100, y el impacto ambiental por emisión de contaminantes resulta mucho menor; así, se consigue reducir las emisiones de CO_2 casi a la tercera parte de una central térmica convencional, las de NO_x en un 85 por 100 (un 60 por 100 si comparamos con una central moderna) y eliminar totalmente la emisión de partículas y azufre.

Con respecto al tercer pilar u objetivo que soporta la política energética europea está el relativo a la seguridad del suministro. La Unión Europea en 2007 cubre un cuarto de su necesidad de energía primaria mediante gas natural. España aunque hace una década estaba muy distante de la media europea ya está próxima a dicho valor. Las previsiones apuntan a que la demanda de gas en Europa continuará aumentando hasta suponer el gas natural del orden de un 32 por 100 de la energía primaria consumida en 2030. Sin embargo, la producción europea autóctona disminuirá. En la actualidad, en torno al 40 por 100 de los aprovisionamientos de gas en la Unión Europa provienen del exterior; de tres suministradores principales: Rusia, Argelia y Noruega. En 2030 este valor estará

GRÁFICO 2. *Origen y destino respectivamente de los aprovisionamientos de GNL en la UE 27*

Fuente: Eurogas Annual Report 2006-2007.

Un país destaca como aprovisionador de GNL a Europa: Argelia. Y, un país sobresale como receptor de la mayor parte del GNL europeo: España.

4. El gas natural licuado en España

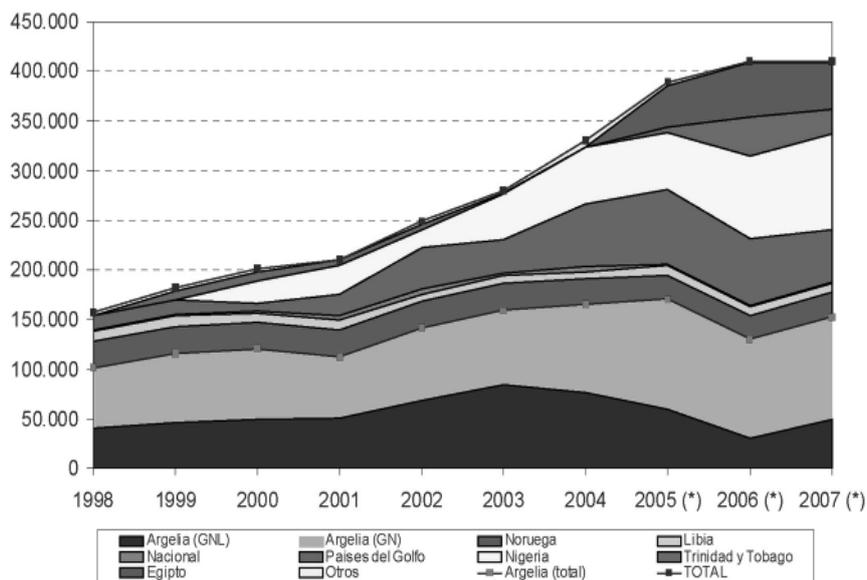
España, carece de yacimientos significativos de gas natural. Por consiguiente, todo su consumo debe ser suministrado mediante gas importado de otros países, ya sea mediante gasoductos o mediante GNL.

En el mapa 2 se muestra la red de infraestructuras de gas españolas. De la observación del mapa se puede inferir multitud de conclusiones; una de las más relevantes es la relevancia del GNL en el aprovisionamiento de gas a España. En la actualidad, existen seis plantas de regasificación en España (Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Reganosa), y una en Portugal (Sines). Además, tres nuevas plantas están previstas en la planificación de infraestructuras futuras: una en la península (El Musel) y dos en el archipiélago Canario (Tenerife y Gran Canaria).

Son variadas las razones que han impulsado a la industria gasista española al desarrollo de plantas de regasificación. La más relevante es la dificultad histórica en el desarrollo de gasoductos de interconexión con el resto de Europa. La ya clásica cita de España como isla energética se muestra más paradigmática en el caso del gas natural por su elevada proporción de GNL respecto a su aprovisionamiento de gas por gasoducto. Así, en 2007, el 69 por 100 de la demanda española fue suministrada mediante gas licuado. Sólo verdaderas islas, como Japón, superan este porcentaje.

En 2007, para una demanda de 35 millardos de metros cúbicos (bcm) la capacidad anual de regasificación de GNL española fue de 54 bcm, y 19 bcm la capacidad de entrada por gasoducto de interconexión. Aunque no es la demanda anual la que fija la necesidad de infraestructuras, en el invierno 2007-2008 la capacidad del sistema máxima anual fue de 2.166 GWh/día, habiendo sido la

GRÁFICO 3 Evolución anual de los aprovisionamientos de gas natural en España por país de origen en GWh/año



Fuente: CNE.

5. La regulación del gas natural licuado

A continuación se analiza la regulación del GNL a nivel europeo en primera instancia y profundizando posteriormente en la más avanzada regulación española

5.1. LA REGULACIÓN EUROPEA DEL GAS NATURAL LICUADO

La Directiva Europea 2003/55/EC reconoce a los terminales de GNL como parte de las infraestructuras a las que se reconoce un acceso de terceros regulado. No obstante, reconoce también la posibilidad de eximir de la obligación de acceso si se cumplen las condiciones establecidas dentro de su artículo 22. En la actualidad en Europa conviven plantas de regasificación de GNL de los dos tipos: con acceso de terceros regulados a las mismas y exentas de dicha obligación. El sistema retributivo de estas últimas es ajeno al régimen económico regulado y a riesgo de sus promotores.

Por otro lado, el reglamento europeo 1775/2005 que regula el acceso de terceros a las instalaciones de transporte de gas no aplica al GNL. Por ello las directrices de buena práctica del acceso de terceros a las infraestructuras de GNL que han sido desarrolladas por los reguladores europeos dentro de la asociación

ERGEG tienen, aún, carácter de cumplimiento voluntario. En cualquier caso, existen diversas aproximaciones en cuanto a cómo puede ser la regulación europea del GNL, que se encuentra aún en desarrollo.

5.2. LA REGULACIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO EN ESPAÑA

La regulación española de las plantas de regasificación de GNL no difiere en lo esencial de la del resto de infraestructuras de transporte. Esto es así, tanto en el desarrollo de estas infraestructuras, como en su retribución, o en el acceso a las mismas. Sin embargo, lógicamente, presenta peculiaridades derivadas de sus propias características técnicas. A continuación, se trazan las líneas principales de la regulación española del GNL.

La regulación española para el desarrollo de las infraestructuras de GNL

La construcción de las nuevas instalaciones de regasificación se halla regulada en la ley de hidrocarburos; la cual establece un dimensionamiento con carácter obligatorio de la capacidad de regasificación total.

El proceso de planificación contempla una serie de pasos: el primero de ellos, consiste en la elevación de propuestas de los agentes del sistema al Gestor Técnico del Sistema (GTS). El papel del GTS en España lo desempeña el transportista principal: ENAGAS. El GTS elabora un borrador de planificación que eleva al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio teniendo en cuenta la demanda prevista para el horizonte temporal considerado de diez años así como las propuestas de los agentes del sistema. Éste evalúa la conveniencia de construir cada una de las infraestructuras propuestas en el documento, teniendo en cuenta tanto criterios de seguridad de suministro como de eficiencia económica o sostenibilidad. Asimismo, se consideran las reflexiones y comentarios de las Comunidades Autónomas, que tienen en el ámbito de sus competencias, con el objeto de lograr una correcta coordinación con la planificación de la Administración central. Asimismo, la Comisión Nacional de Energía como regulador de los sistemas energéticos, emite su informe preceptivo a la propuesta de documento de planificación, recabando la opinión sobre el mismo de los Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos. Finalmente, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio elabora el documento final que aprueba el Gobierno.

En definitiva, el proceso de planificación seguido, garantiza la participación de todos los agentes y administraciones: el Gobierno como responsable de ejecutar las facultades de planificación en materia de hidrocarburos; las Comunidades Autónomas responsables, dentro del ámbito de sus competencias, de planificar en coordinación con la planificación realizada por el Gobierno; el Gestor Técnico del Sistema responsable de proponer el desarrollo de la red de gas natural; la Comisión Nacional de Energía mediante la elaboración de propuestas e informe; los agentes del sistema que deben facilitar la información necesaria para su elaboración, así como sus comentarios al efecto; y, el resto de organizaciones interesadas, consumidores, medioambiente, etc., representadas asimismo en el Consejo Consultivo de Hidrocarburos como organismo que asesora, al efecto, al regulador.

Finalmente, con las infraestructuras previstas en planificación, son los transportistas los que han de solicitar la autorización al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para construir las instalaciones contenidas en la precitada planificación.

El régimen económico en España de las plantas de GNL

Las infraestructuras de transporte de gas natural incluidas en planificación tienen asegurada una retribución reconocida una vez han sido puestas en servicio. La remuneración de las infraestructuras de transporte se reconoce para cada infraestructura de manera individual, generalmente mediante el empleo de costes estándares regulados. Dicha retribución, una vez reconocida, garantiza la retribución de los costes más una rentabilidad razonable, adecuada al riesgo asumido por el inversor. Las plantas de regasificación españolas, como activos integrantes del sistema de transporte, también son retribuidas conforme a estos principios.

La recuperación de las inversiones en las plantas de regasificación incluidas en la planificación se materializa a través del pago de los peajes que efectúan los comercializadores por el uso de estas infraestructuras. Es la materialización económica del acceso de terceros a la red. Así, tanto los costes de la inversión como los de operación se recuperan a través de tarifas de acceso reguladas. El sistema económico garantiza la recuperación de la remuneración reconocida. Y ello, incluso de manera independiente del uso de las instalaciones, dado que se considera preciso disponer de una cierta capacidad excedentaria, tanto por la correcta obertura de la demanda como para facilitar el libre acceso de nuevos comercializadores de gas, y, en definitiva, para disponer de un sistema más seguro.

Esta garantía se basa en un sistema de liquidaciones al que están sujetas las actividades reguladas. Éste, no es otra cosa que un sistema de cobros y pagos entre transportistas y distribuidores que garantiza que cada compañía que desempeña actividades reguladas alcanza la retribución reconocida por ello, independientemente de quién realice la facturación de los peajes.

En consecuencia, el sistema económico español de las plantas de regasificación provee una garantía total de recuperación de la inversión junto con una cierta rentabilidad.

Las tarifas de acceso que los usuarios de las plantas de regasificación abonan por los servicios prestados tienen una estructura y valores que son comunes para todas las plantas españolas independientemente de su propietario. Son tarifas reguladas ex-ante y generalmente son revisadas anualmente.

Existe una tarifa de acceso para cada servicio prestado por las infraestructuras de regasificación de GNL que se esboza a continuación.

- Primero: existe un peaje de regasificación con el que se facturan los servicios propios de regasificación (vaporización) del GNL. Comprende un término fijo por el caudal diario contratado expresado como $c\text{€}/(\text{kWh}/\text{día contratado})\cdot\text{mes}$. Y un término variable por la energía regasificada expresado en $c\text{€}/\text{kWh}$.

- Segundo: existe un peaje de descarga de buques que cuantifica el coste de este servicio. Comprende un término fijo por buque descargado €/buque. Y un término variable función de la energía descargada c€/kWh.
- Tercero: también se ha configurado un peaje de carga de cisternas. Esto es, en su caso, corresponden al uso de las infraestructuras existentes en las plantas de regasificación para la carga de camiones cisternas de GNL con destino a las plantas satélite. Las plantas satélite de GNL son pequeñas plantas de regasificación que no se encuentran conectadas a la red de transporte; esto es, en ubicaciones alejadas de ésta, y alimentan a un consumidor o a una pequeña red de distribución. Suelen ser utilizadas como precursoras de la red de gas natural. Los peajes de carga de cisternas también están compuestos de dos términos: uno fijo, función del caudal diario contratado expresado en c€/ (kWh/día contratado).mes, y un término variable, función de la energía cargada expresado en c€/kWh.
- Cuarto: corresponde al servicio de almacenamiento de GNL prestado en los tanques de almacenamiento de la planta de regasificación. En este sentido, es preciso resaltar que las plantas de regasificación de GNL representan la interfase entre un sistema discreto, basado en descargas puntuales de buques, con un sistema continuo basado en un flujo continuo de gas por gasoducto. De ahí, que los servicios de almacenamiento de GNL en planta sean tan relevantes. En el sistema español este peaje o canon se imputa sobre el exceso de cinco días de la capacidad diaria contratada de regasificación. Esto es, en el peaje de regasificación se incluye un servicio de almacenamiento correspondiente a cinco días de la capacidad de regasificación contratada. Este canon de almacenamiento de GNL consta sólo de un término variable expresado en €/MWh/día.
- Quinto: también se han cuantificado con peajes específicos otros servicios menos comunes. Tal es el caso del trasvase de GNL a buques; esto es, la carga de GNL a un buque desde los tanques de almacenamiento de GNL de una planta de regasificación. O la puesta en frío de buques con el GNL de una planta de regasificación. También en estos casos, se articula el peaje mediante dos términos: uno fijo, expresado en €/operación, y otro variable, función de la energía trasegada expresado en c€/kWh.

Por otro lado, las tarifas de acceso a la red de gas española son del tipo postal, es decir no tienen en cuenta el uso de la red de transporte que hacen los comercializadores cuando introducen el gas por un punto de entrada hasta llegar al consumo. En un sistema como el español en el que el flujo de gas predominante es de sur a norte, todo aquel usuario de la red que introduzca gas por un punto de entrada localizado en el norte contribuirá a un menor transporte y, en consecuencia, disminuirá las necesidades de refuerzo de red. Por consiguiente, parece adecuado dar señales económicas de tarifas de acceso más económicas a los que contribuyan a un mejor uso de la red. Son las llamadas señales de localización. Recientemente, en el sistema español, se han introducido pequeñas señales de localización, en el peaje de descarga de buques, de manera que las plantas situadas en el sur y Mediterráneo son más onerosas que las situadas en el norte, en el mar Cantábrico.

La regulación española relativa al acceso a las plantas de GNL.

A continuación se esbozan las características más importantes relativas a la regulación del acceso a las infraestructuras del GNL en España.

Como ya es conocido, la forma de introducir competencia en un sistema basado en red, esto es, que precisa de líneas o gasoductos para suministrar la demanda al consumidor final, es permitiendo su uso por parte de las compañías comercializadoras que quieren ofertar al consumidor la cobertura de su demanda. Así, se ha configurado la apertura a la competencia del sector de energía eléctrica o del gas natural.

La regulación relativa al acceso a las instalaciones de GNL en España no difiere en lo esencial de la del resto de infraestructuras de transporte. Características comunes a gasoductos y plantas de regasificación, en relación a cómo la regulación facilita el acceso a las citadas infraestructuras, se pueden encontrar en los requisitos de transparencia en la publicación de la capacidad. Así, los titulares de las instalaciones deben publicar cada tres meses la capacidad contratada y disponible de cada instalación, distinguiendo entre el largo y el corto plazo.

Asimismo, la normalización de las solicitudes de acceso facilita el uso de las infraestructuras por terceros. Por ello, la Comisión Nacional de la Energía desarrolló modelos estándares de solicitud que contienen el servicio, la cantidad y el periodo requerido para el acceso. Estas solicitudes se envían al operador de la instalación quien dispone de 24 días laborables para responder la petición formal, o de la mitad de este tiempo para el caso de que la solicitud esté dirigida al suministro de clientes ya existentes que cambien de comercializador.

Abundando en este sentido, conviene desde el punto de vista del fomento de la competencia propiciar la normalización de la totalidad del acceso. También, en los modelos de contrato de acceso propiamente dichos. La CNE ha desarrollado y tiene publicados modelos estándares de acceso a las infraestructuras. Y, también están tasados los tiempos máximos de firma de los contratos, siendo la CNE el ente encargado de la resolución de los conflictos que puedan derivarse de la denegación del acceso.

La denegación del acceso a las infraestructuras también se halla claramente tasada. Sólo tres razones pueden motivar la misma: la falta de capacidad de las infraestructuras, la ausencia de reciprocidad en el reconocimiento del acceso en el país de procedencia del comercializador, o las posibles dificultades económicas que puedan derivarse de la ejecución de las cláusulas de compra garantizada (*take or pay*) de los contratos de suministro con los proveedores. En caso de denegación, la notificación debe remitirse al usuario y a la CNE. Y, en caso de disconformidad, el usuario puede plantear un conflicto de acceso ante la CNE antes de un mes desde que se recibe la denegación, estando también tasado el tiempo de resolución del conflicto.

Por otro lado, el mecanismo por el que se otorga el acceso de terceros se configura atendiendo al orden cronológico de las solicitudes; esto es, se asigna capacidad a medida que se solicita, o como se conoce en la literatura sajona el criterio *first come, first served*. Este criterio de asignación de capacidad de transporte no es eficiente cuando dicha capacidad es escasa. Sin embargo, no es objetable

cuando existe capacidad ociosa que puede ser usada por cualquier comercializador interesado.

En este sentido, puede ocurrir que determinados transportistas promotores de infraestructuras, típicamente las plantas de regasificación son un ejemplo de ellas, apliquen este criterio de asignación cronológica de manera que sean las comercializadoras integradas verticalmente en el mismo grupo que las transportistas que desarrollan la citada infraestructura las que primero soliciten y obtengan, en consecuencia, la capacidad que se construya.

También aquí, la regulación puede servir como herramienta que fomente el acceso de terceros a la infraestructura.

La primera de las posibles herramientas consiste en el reparto de la capacidad entre contratos de corto y largo plazo. Así, en el sistema español se obliga a que al menos el 25 por 100 de la capacidad total de entrada se halle destinada a contratos a corto plazo (menos de dos años). Además, se impide que un solo usuario pueda contratar toda la capacidad de entrada de corto plazo. Y, con el fin de aumentar la liquidez, se añaden restricciones a la renovación de la contratación de dicha capacidad.

Una segunda herramienta consiste en el desarrollo de un mecanismo que pueda resolver las congestiones contractuales (que no físicas); esto es, cuando existe capacidad contratada en exceso (acaparada) con el objeto de expulsar a potenciales competidores. Es el mecanismo de “uso o pérdida de capacidad”. Éste se materializa en España de la siguiente forma: si después de seis meses la capacidad realmente utilizada se encontrare por debajo del 80 por 100 de la contratada, la capacidad contratada se reduciría automáticamente en el porcentaje no utilizado.

Una tercera medida que ayuda a evitar el acaparamiento de la capacidad en detrimento de terceros es el establecimiento de fianzas o avales financieros que comprometan al comercializador en el pago de la capacidad que reserve. Esta medida es particularmente útil para reserva de capacidades futuras que precisen desarrollo de red y que de otro modo podrían ser solicitadas en exceso si no existiera un compromiso financiero del usuario de la red con el transportista. En la regulación española esta medida regulatoria se materializa con una fianza de doce meses del término fijo de la tarifa aplicada al 85 por 100 de la capacidad contratada. Una vez que transcurre el primer año de contrato y éste ha sido utilizado en más de un 80 por 100 al menos durante un mes, se devuelve el aval. En otro caso, además de imponer al comercializador la pérdida de capacidad indicada en la medida previa, éste pierde la parte proporcional de la fianza.

En definitiva, una adecuada regulación del acceso de terceros a la red, así como un desarrollo completo de sus normas y procedimientos garantiza una seguridad jurídica plena. Esta condición es necesaria para la eliminación de barreras de entrada al sistema gasista y el logro de una competencia efectiva en beneficio del consumidor.

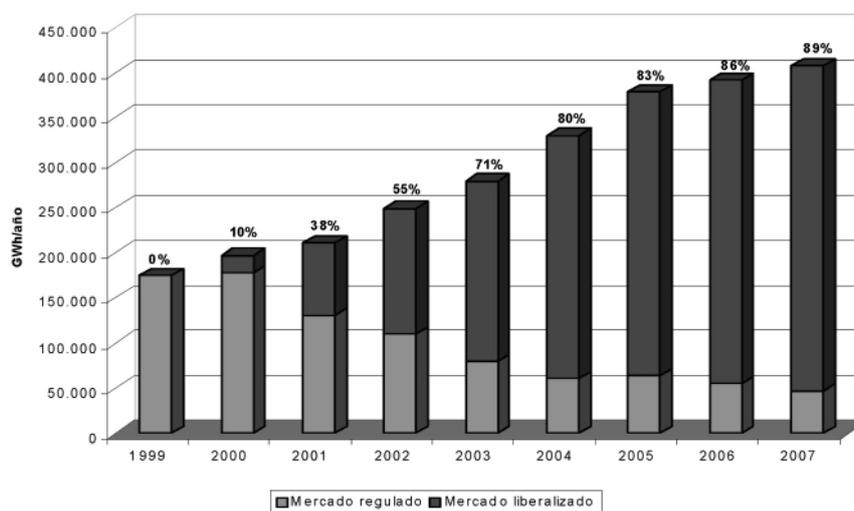
5. Los resultados obtenidos en España

En 1998, fecha de publicación de la ley de hidrocarburos e inicio de la liberalización del mercado gasista español, existía prácticamente una única empresa que en régimen de monopolio desempeñaba todas las actividades de aprovisionamiento, transporte, distribución y suministro. Las infraestructuras de acceso a la red (plantas y gasoductos) tenían sus capacidades copadas de modo que era inviable la entrada de nuevos agentes al sistema. Dos factores fueron clave para la apertura del mercado: el desarrollo de nuevas infraestructuras de entrada de GNL y la separación de actividades de transporte de las comerciales relacionadas con el suministro.

La incorporación de nuevas plantas de regasificación, el desarrollo de la red y una reglamentación activa y proclive a fomentar el acceso de terceros a la red ha permitido una entrada decidida de nuevos agentes que han utilizado las infraestructuras del sistema mediante el acceso de terceros tasado y regulado.

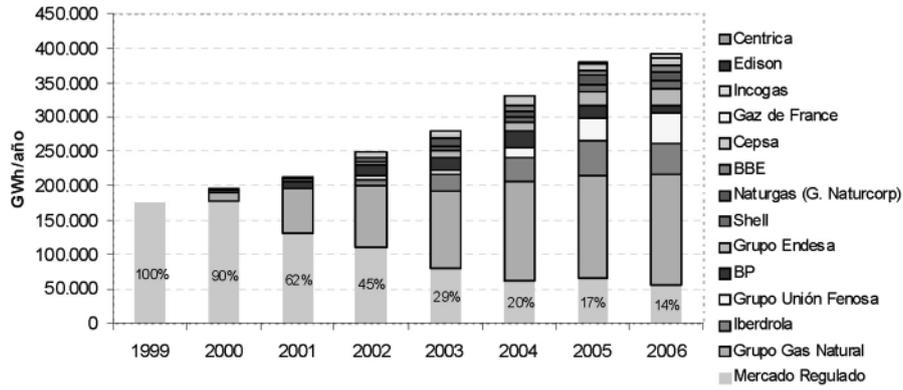
En el gráfico 4 se muestra el desarrollo del mercado liberalizado; esto es, el que haciendo uso de las infraestructuras mediante el pago de los peajes correspondientes, es el resultado del libre acuerdo de suministro entre el comercializador y cliente a precio libremente pactado entre ambos.

GRÁFICO 4. *Evolución de las ventas de gas en el mercado español del mercado liberalizado (a precio libre) del suministro regulado (precio impuesto)*



En el gráfico 5 se muestra la incorporación de nuevos agentes en el sistema a lo largo de los años de la liberalización, en el que se aprecia la disminución de la cuota de mercado del operador principal.

GRÁFICO 5. *Incorporación de agentes en el mercado gasista español a lo largo de los años en energía vendida*



En definitiva, dada la prácticamente ausencia de capacidad disponible en los gasoductos de entrada al sistema gasista español, las plantas de regasificación españolas han sido las que han soportado y posibilitado la entrada de nuevos agentes al mercado gasista español.

CAPÍTULO 15

NUEVO MARCO REGULATORIO PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

CARLOS SOLÉ MARTÍN

Director de Energía Eléctrica de la Comisión Nacional de Energía (CNE, España)

1. Introducción

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE), introdujo un nuevo marco normativo para el sector en España en el que se introduce competencia en la generación y comercialización y se mantiene el transporte y la distribución como actividades reguladas. En su Exposición de Motivos la LSE define a la actividad de distribución de electricidad como un monopolio natural y establece que su retribución será fijada administrativamente, evitándose así el posible abuso de las posiciones de dominio determinadas por la existencia de una única red, completándose esta noción de la actividad de distribución de energía eléctrica con el concepto de que la propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo y que la eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. El desarrollo de la red se configura sobre el principio de la autorización administrativa para la puesta en servicio de las nuevas instalaciones.

Así mismo, establece en su artículo 39 que la actividad de distribución «será objeto de ordenación atendiendo a la necesaria coordinación de su funcionamiento, a la normativa uniforme que se requiera, a su retribución conjunta y a las competencias autonómicas». Dicha ordenación, prosigue el referido artículo 39, «tendrá por objeto establecer y aplicar principios comunes que garanticen su adecuada relación con las restantes actividades eléctricas, determinar las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por dichas redes, establecer la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y la fijación de condiciones equiparables para todos los usuarios de la energía», indicando a continuación que la misma consistirá en «el establecimiento de la normativa básica, en la previsión del funcionamiento y desarrollo coordinado de las redes de distribución en el territorio nacional y en las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por las mismas».

También, en su artículo 16, la LSE establece que la retribución de la actividad de distribución que haya de corresponder a cada sujeto se establecerá reglamentariamente y atenderá a los siguientes criterios: costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, energía circulada, modelo que caracterice las zonas de distribución, los incentivos que correspondan por la calidad de servicio y la reducción de pérdidas, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.

Por tanto, el nivel retributivo que se fije administrativamente para cada empresa distribuidora habrá de estar relacionado con el nivel y la calidad con los que cada empresa satisfaga el cumplimiento de las obligaciones que la legislación establece al ejercicio de la actividad. Dicho de otro modo, si se pretende el cumplimiento de los objetivos básicos de la LSE relativos a la necesidad de garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y que el mismo se realice al menor coste, es preciso establecer de manera detallada el conjunto de obligaciones que las empresas distribuidoras han de satisfacer, y un nivel retributivo acorde con las mismas, así como también un procedimiento retributivo para la actividad conforme con su naturaleza.

En consecuencia, se impone la necesidad de completar la normativa básica exigible a las empresas distribuidoras de electricidad, de modo que queden recogidos todos los aspectos relativos al ejercicio de la misma en el ámbito de lo dispuesto en la LSE.

Como primer desarrollo normativo, en el año 1998 se aprobó el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Esta disposición define de forma precisa la actividad de distribución, los elementos constitutivos de la red de distribución, la forma de retribución de la actividad de distribución y los distintos sujetos a los que es de aplicación dicha forma de retribución, distinguiendo a estos efectos tres colectivos de distribuidores: a) las grandes empresas distribuidoras a las que les era de aplicación el marco regulatorio anterior a la LSE, b) las pequeñas empresas distribuidoras cuyas redes están conectadas a las de otro distribuidor y cuyo esquema retributivo se basa en una diferencia entre la tarifa que pagan al distribuidor al que se conectan y la tarifa que cobran a los consumidores a los que suministran y c) los nuevos distribuidores constituidos con posterioridad a la entrada en vigor de la LSE.

En el año 2003, la Comisión Nacional de Energía inició los trabajos con las empresas eléctricas del sector para desarrollar una nueva metodología de retribución de la actividad de distribución que resolviera las carencias y deficiencias que presentaba el marco regulatorio vigente en aquel momento, incorporando los avances habidos en los sistemas de gestión de los distribuidores, tanto en su aspecto económico como técnico.

El objetivo de este capítulo es conocer el detalle de esta evolución, comenzando por el análisis de las características del esquema retributivo inicial y las dificultades que presentaba, para en una segunda parte abordar los elementos esenciales en los que se basa la nueva regulación y las herramientas que sirven de soporte y apoyo a esta nueva metodología.

2. La actividad de distribución en España

La actividad de distribución, conforme a la definición de la LSE, es aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde la red de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad. Inicialmente en el año 1998, se estableció también que los distribuidores desempeñarían la función de venta de energía eléctrica a los consumidores que

permanecieran en la tarifa integral y no optaran por acudir al mercado a escoger a su suministrador.

Desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores españoles tienen la capacidad de elegir entre permanecer en la tarifa integral, que es una tarifa regulada por el Gobierno, siendo suministrados por el distribuidor en su papel de suministrador, o bien, pueden optar por acudir al mercado y ser suministrados por el comercializador que elijan libremente. A partir del 1 de enero de 2009 se suprimen las tarifas integrales y los distribuidores abandonan la función de suministradores de energía eléctrica a los consumidores, pasando a ser solamente el gestor de las redes de su propiedad.

Por tanto, la actividad de distribución es desempeñada por los distribuidores que son aquellas sociedades mercantiles que tienen por objeto distribuir energía eléctrica, construir, operar y mantener sus instalaciones.

El marco general para la actividad se resume con las siguientes características:

- Es un monopolio natural y no se permite la competencia entre empresas para el desarrollo de la red en una misma zona.
- Es una actividad regulada en sus términos técnicos y económicos. La administración aprueba los aspectos retributivos y las normas técnicas que utilizan los distribuidores.
- Las puestas en funcionamiento de las nuevas instalaciones está sometida a un proceso de autorización administrativa.
- El régimen de acceso de terceros sujetos a las infraestructuras de un distribuidor es regulado, a través de un sistema de peajes y los posibles conflictos que se produzcan entre el solicitante del acceso y el propietario de la red se plantean ante la Comisión Nacional de Energía.
- Las empresas distribuidoras tienen la obligación de presentar ante los Gobiernos regionales, las Comunidades Autónomas, con carácter anual, los planes de desarrollo de sus redes para un horizonte anual y plurianual.

Redes de distribución

También establece la LSE y su desarrollo normativo que las redes de distribución estarán constituidas por:

- Las líneas de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que, de acuerdo con las excepciones que contempla la normativa, se consideren integradas en la red de transporte.
- Los parques de tensión inferior a 220 kV
- Los transformadores de tensión de secundario inferior a 220 kV, salvo aquellos que sean propiedad de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» que se consideran integrados en la red de transporte.

- Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectados a redes de tensión inferior a 220 kV.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de las redes de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de los grupos de generación, las instalaciones de conexión de dichos grupos a las redes de distribución formadas por las posiciones de grupo y elementos asociados, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

Sujetos y dimensión

Con respecto a los sujetos que desarrollan la actividad de distribución, existen tres colectivos o grupos de empresas para los que la LSE establece un tratamiento distinto:

- las grandes empresas distribuidoras a las que les era de aplicación el marco regulatorio anterior a la LSE definido en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, conocido como marco legal y estable (MLE)
- los referidos en la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, que son pequeñas empresas distribuidoras cuyas redes están conectadas a las de otro distribuidor y cuyo esquema retributivo se basa en una diferencia entre la tarifa que pagan al distribuidor al que se conectan y la tarifa que cobran a los consumidores a los que suministran
- los nuevos distribuidores constituidos con posterioridad a la entrada en vigor de la LSE.

En términos cuantitativos, las características principales de la actividad son las siguientes:

- Existen cinco grandes empresas distribuidoras: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, EDP/Hidrocantábrico y Eon (antigua Electra de Viesgo); y del orden de 320 pequeñas empresas que distribuyen aproximadamente el 2,5% de la energía. En el mapa 1 se representa la distribución territorial y las zonas geográficas atendidas por cada una de las grandes empresas.
- Las redes de distribución totalizan unos 600.000 kilómetros de líneas, distribuidos por niveles de tensión. Las líneas del nivel de la baja tensión, inferior a 1.000 voltios, suman aproximadamente 300.000 kilómetros.
- La retribución anual de la actividad correspondiente a 2008 es de 4.420 millones de euros.
- El número total de suministros conectados a las redes de distribución es del orden de 26 millones y la energía total anual demandada de 265 TWh.

MAPA 1. Zonas geográficas de las empresas distribuidoras.



3. El antiguo esquema retributivo

La regulación retributiva de la actividad de distribución establecida en el año 1998, contempla la coexistencia de hasta tres esquemas retributivos: el de las empresas a las que era de aplicación el referido Marco Legal Estable, el de las empresas distribuidoras a las que es de aplicación la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/1997 y el de las nuevas empresas distribuidoras que puedan constituirse con posterioridad a la promulgación de dicha Ley 54/1997, que deben acogerse al sistema general.

Esquema retributivo general

El régimen retributivo general aplicado a las cinco grandes empresas distribuidoras, es heredero del anterior marco normativo para la actividad, conocido como «Marco Legal Estable». El enfoque del «Marco Legal Estable», en lo que a la retribución de la actividad se refiere, era de «regulación por coste de servicio».

La expresión general utilizada para el cálculo de la retribución total de la actividad es la siguiente:

$$R_n = R_{n-1} * (1 + IPC - X) * (1 + D * EF)$$

donde

R_n : retribución total de la actividad de distribución en el año «n»

IPC: tasa de inflación

D: crecimiento demanda

X: factor de productividad

EF: factor de eficiencia

Significa que la retribución global de la actividad para un año «n» es igual a la retribución del año anterior «n-1» actualizada por el IPC menos un factor de ganancia de productividad e incrementando esa retribución por el propio crecimiento de la actividad, medido por el crecimiento de la demanda afectado por un factor de eficiencia.

Esta retribución anual está destinada a cubrir la recuperación de las inversiones realizadas y las que debe realizar la empresa para garantizar el desarrollo de la actividad con la calidad adecuada y también para cubrir los costes de operación y mantenimiento, así como los de gestión comercial.

La cantidad anual global para la actividad, se reparte entre las cinco empresas aplicando un porcentaje, que es el resultado de combinar el pasado retributivo del que viene la empresa y la exigencia de eficiencia que debe ir ganando. Así, el porcentaje final que corresponde a una empresa se calcula ponderando otros dos porcentajes: el que resulta de la aplicación del marco regulatorio anterior, es decir la cuota de reparto que le correspondía a la empresa en el año 1997 en aplicación del MLE y, el segundo, la cuota que le corresponde en aplicación de un modelo de red de referencia que trata de medir el grado de adaptación de la red real de la empresa a la red ideal que diseña el modelo, de forma que las empresas con una red mejor adaptada a lo ideal tienen una mayor cuota de reparto. El mecanismo evoluciona en el tiempo de forma que en el cálculo de esa ponderación entre el pasado y el futuro, el peso del porcentaje MLE (pasado) va disminuyendo cada año y va aumentando el del modelo de red de referencia (futuro). La siguiente tabla representa los porcentajes finales de reparto resultantes para cada empresa desde el año 1997:

Empresas	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ENDESA	45,58%	38,20%	38,87%	43,72%	43,60%	40,12%	40,12%	40,12%	40,06%	40,06%	40,03%	44,44%
IBERDROLA	36,58%	38,14%	30,06%	37,25%	37,30%	36,94%	36,94%	36,94%	36,88%	36,88%	36,34%	33,67%
UNIÓN FENOSA	15,40%	18,47%	18,10%	16,17%	16,22%	16,92%	16,92%	16,91%	16,90%	16,89%	16,91%	15,67%
HIDROCANTABRICO/ EDP	2,48%	4,13%	3,92%	2,88%	2,89%	3,20%	3,20%	3,20%	3,18%	3,18%	3,45%	3,19%
VIESGO (E.ON)						2,82%	2,82%	2,82%	3,00%	2,99%	3,27%	3,03%

Esquema retributivo de los pequeños distribuidores

La LSE establece, para las pequeñas empresas distribuidoras, del orden de 320 que distribuyen alrededor del 2,5% de la energía, una prolongación de lo que venía siendo su esquema retributivo anterior.

Las redes de estas empresas, de carácter local, están conectadas a las redes de una de las cinco grandes empresas, lo que se conoce como el distribuidor de «aguas arriba» y es a través de él como adquieren la energía para atender a los consumidores conectados a sus redes. Así, anualmente el Gobierno publica una tarifa especial que es la que aplica el distribuidor de «aguas arriba» al pequeño distribuidor, siendo la retribución de éste el margen entre dicho pago y lo que recauda de sus consumidores.

Este esquema la LSE lo define como una regulación transitoria, estableciéndose que deberán incorporarse a su finalización, al sistema general.

Reflexiones sobre el antiguo modelo retributivo

El análisis de las características del antiguo modelo retributivo suscita las siguientes reflexiones:

- La retribución global versus retribución individual

El modelo retributivo de la distribución, que desarrolla en el año 1998 el ya citado Real Decreto 2819/1998, presenta como característica principal que prorroga esencialmente el marco regulatorio que tenían las empresas antes del inicio del proceso de liberalización, en el que la retribución de una empresa era el resultado del reparto de una «bolsa única» mediante unos criterios poco claros y que no obedecían a una metodología específica.

Si bien trataba de hacer evolucionar el reparto tradicional hacia un reparto que buscara afectar la retribución con criterios de eficiencia, seguía manteniendo el concepto de retribución global del sector frente al de individual de cada empresa. Esta característica supone que no es posible medir la eficiencia individual de las empresas y que las decisiones individuales de cada una de ellas no se trasladan a su retribución. No existe, por tanto, un incentivo claro para el desarrollo adecuado de la actividad.

Además, tampoco se contemplan las especificidades de cada empresa en su zona de distribución. Así por ejemplo, se podría dar una situación en la que la demanda global del sistema, parámetro relevante en el incremento de la retribución total, creciera en las zonas geográficas de distribución de dos empresas, permaneciendo constante o con menor crecimiento en las zonas de las otras tres empresas y sin embargo, todas ellas verían incrementada su retribución. Se daba con ello la paradoja de que para una empresa resultaba más favorable que el negocio de distribución creciera más en otras empresas, que en la propia, o que era mejor crecer por debajo de la media.

- Falta de control de las inversiones y los costes incurridos

Con este sistema de actualización global de la retribución, basado solamente en el crecimiento de la demanda afectado por un factor de eficiencia que no tenía una metodología de cálculo concreta y que durante el período 1998-2007 se fijó en el 30%, existía un desconocimiento completo para el regulador del detalle de los costes que realmente tenían las empresas para desarrollar su actividad, en términos de inversión y de costes operativos.

A pesar de la separación jurídica entre actividades reguladas (transporte y distribución) de las liberalizadas (producción y suministro), que impone la LSE, la falta de una información regulatoria de costes y un seguimiento individual de las empresas, facilitaba que pudieran existir transferencias de rentas entre las actividades, derivadas de la falta de criterios para la imputación de costes y servicios que podría tener una empresa distribuidora que perteneciera a un grupo empresarial en el que se desarrollan también otras actividades. Adicionalmente, tampoco permite este esquema conocer los costes derivados de las decisiones que pudieran adoptar las autoridades locales y las Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus competencias, cuando exigieran a una empresa actuaciones o la aplicación de unos criterios particulares para desarrollar infraestructuras de distribución en su territorio.

- No se contemplan objetivos de calidad y de reducción de pérdidas

A pesar de que uno de los criterios claramente definidos en la LSE como necesario para tener en cuenta al fijar la retribución de la actividad era la consideración de unas condiciones de calidad del servicio adecuadas para atender los suministros, el modelo retributivo no contemplaba una reducción de la retribución de la empresa cuando a nivel global de los suministros conectados a su red, no se alcanzaban unos valores mínimos aceptables de calidad. En el desarrollo normativo del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, si se contemplan compensaciones individuales a los consumidores que, en cómputo anual, no reciban el suministro con un mínimo de calidad en términos de número y duración de las interrupciones. Sin embargo, ese tratamiento, no afectaba a la retribución global de la empresa y se podría producir una situación en la que a una empresa le resultara rentable incumplir permanentemente la atención de un suministro individual, a cambio de compensar al consumidor. Tampoco el esquema retributivo contemplaba un incentivo para que el desarrollo de la red y su explotación atendieran a criterios de minimizar las pérdidas técnicas.

- Convivencia de distintos modelos regulatorios según el tamaño de las empresas

Aunque fuera de forma transitoria y la LSE ya preveía la incorporación de los pequeños distribuidores al esquema general de retribución, la convivencia de dos esquemas retributivos diferentes según el tamaño de las empresas, no resulta ser un marco regulatorio adecuado. Sin perjuicio de que en los detalles de una metodología retributiva se deban, y tengan, que considerar las particularidades de las empresas distribuidoras, tanto en lo que se refiere a las necesidades que pueda imponer el territorio, por ejemplo según la distinta orografía que se presente en las zonas geográficas, y también por el tamaño, el modelo retributivo de un gestor de redes de distribución, debe basarse esencialmente en los mismos principios.

En definitiva, las reflexiones sobre las características del antiguo modelo de retribución de la distribución, llevan a la necesidad de evolucionar el

marco regulatorio hacia un sistema basado en la captación de información detallada de las empresas y en el seguimiento y control de la eficiencia de las inversiones y los gastos de explotación, para poder conocer los detalles de las necesidades y actuaciones de las empresas que permitan contribuir a resolver el problema de la importante asimetría de la información que existe entre la que tienen las empresas, los regulados, y la que ponen a disposición del regulador.

4. Nueva metodología retributiva

En la definición de un modelo regulatorio, uno de los objetivos básicos que debe perseguir el regulador es la credibilidad del propio modelo ya que de ello dependerán las decisiones de los inversores y en último término el desarrollo de la actividad que se pretende regular.

En el caso del sector eléctrico y de la actividad de distribución en particular, que se sustenta sobre inversiones de largo plazo para el desarrollo de instalaciones de larga vida útil, además de la credibilidad resulta básico que la inversión encuentre unas condiciones adecuadas de estabilidad regulatoria.

Por otro lado, como en cualquier intervención del regulador, se debe buscar el equilibrio entre las señales a la inversión y el reconocimiento de los costes que se van a trasladar a los consumidores. Así, la remuneración de la empresa debe permitir la viabilidad económica y financiera de la misma y a su vez, debe ser la mínima posible para obtener la eficiencia económica del sistema en su conjunto.

En el caso de la actividad de distribución, el diseño del modelo regulatorio debe buscar que la empresa encuentre el equilibrio entre las inversiones, la operación y mantenimiento, la gestión técnica y la calidad del servicio con que se atiende a los suministros. La credibilidad y estabilidad del marco regulatorio incide en estos aspectos ya que si bien para mantener una calidad determinada es necesario incurrir en costes, si el clima que percibe la empresa es la inestabilidad y falta de rigor en la regulación, puede optar por sustituir una inversión que resulta necesaria por un gasto de explotación, aunque esto no fuera la decisión más eficiente, con el objetivo de no poner en riesgo el capital que requiere la inversión.

4.1. EL REAL DECRETO 222/2008, DE 18 DE FEBRERO

En febrero de 2008, tras varios años de trabajo impulsados por la Comisión Nacional de Energía, fue aprobada la normativa que sienta las bases de la nueva metodología retributiva y ordenación de la actividad de distribución en España.

La Exposición de Motivos de este Real Decreto establece sobre el régimen regulatorio vigente hasta entonces que:

«Dicho régimen adolece de importantes deficiencias derivadas, en primer lugar, del hecho de que los incrementos anuales de la retribución de la actividad de distribución eléctrica se establecen a nivel global para todo el conjunto de

empresas, sin considerar las especificidades propias de cada zona geográfica (en especial, las variaciones zonales de la demanda), lo que no retribuye adecuadamente la inversión en aquellas zonas en las que la demanda crece por encima de la media. Por otra parte, dicho régimen no tiene en cuenta incentivos orientados a la mejora de la calidad, ni a la reducción de pérdidas, necesarios para inducir a las empresas a invertir para la consecución de estos objetivos en beneficio de los consumidores (...) ...se propone una revisión del régimen económico de la actividad de distribución de energía eléctrica, de forma que se superen las mencionadas deficiencias y el modelo pueda ser aplicable también a los distribuidores acogidos hasta ahora a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre».

Los principios básicos sobre los que se asienta este nuevo modelo son los siguientes:

- La remuneración de cada empresa distribuidora se fijará de forma individual y atendiendo a períodos regulatorios de cuatro años. Se rompe el concepto de «bolsa única» que se reparte entre las empresas.
- Antes del inicio de cada período regulatorio se revisarán los parámetros que determinan la retribución de cada empresa en el período regulatorio, sobre la base de la información regulatoria de costes auditados, con el objetivo de que se asegure a las empresas una retribución adecuada por las inversiones necesarias para garantizar el suministro eléctrico de manera eficiente y al mínimo coste.
- Anualmente se realizará un seguimiento de las instalaciones de distribución, los niveles de calidad y los niveles de pérdidas de cada una de las empresas distribuidoras.
- Para el cálculo de la retribución de la actividad se empleará, como herramienta de contraste técnico, un Modelo de Red de Referencia que minimizará los costes de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas técnicas, manteniendo los requisitos de calidad de suministro establecidos y atendiendo a criterios de planificación eléctrica.
- La retribución de referencia de una empresa en un período regulatorio será la suma de la retribución de la inversión, la retribución de los costes de operación y mantenimiento y la de otros costes necesarios para desarrollar la actividad.
- La retribución de la inversión incluirá un término de amortización lineal del inmovilizado correspondiente a las instalaciones de distribución y un término de retribución del activo neto que se determinará con base en una tasa de retribución calculada, según el coste de capital medio ponderado (WACC en terminología anglosajona) representativo de la actividad de distribución.
- Los costes de operación y mantenimiento se calcularán aplicando, al inventario auditado de las instalaciones, los costes unitarios medios de operación y mantenimiento declarados, para estos conceptos, en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial.

- Los otros costes necesarios para desarrollar la actividad incluirán costes de gestión comercial relacionados con el acceso y conexión de los consumidores a las redes, los costes de la lectura de contadores y equipos de medida y los relativos a la planificación de las redes y la gestión de la energía.
- Dentro de cada período regulatorio, se determinará anualmente la retribución que corresponde a cada empresa conforme a la siguiente expresión:

$$R_n^i = (R_{n-1}^i - Q_{n-2}^i - P_{n-2}^i) \cdot (1 + IA_n) + Y_{n-1}^i + Q_{n-1}^i + P_{n-2}^i$$

donde:

R_n^i , es la retribución reconocida por la actividad de distribución a la empresa distribuidora i en el año n del período regulatorio.

Q_{n-2}^i es el incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i en el año n asociado al grado de cumplimiento durante el año $n-2$ de los objetivos establecidos para los índices de calidad del servicio.

P_{n-2}^i es el incentivo o penalización por reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i en el año n asociada al grado de cumplimiento de los objetivos establecidos para el año $n-2$.

IA_n es el índice de actualización del año n que se calculará según la siguiente fórmula:

$$IA_n = 0,2 \cdot (IPC_{n-1} - x) + 0,8 \cdot (IPRI_{n-1} - y)$$

donde,

IPC_{n-1} , es la variación del índice de precios de consumo calculado en cómputo interanual en el mes de octubre del año $n-1$.

$IPRI_{n-1}$, es la variación del índice de precios industriales de bienes de equipo calculado en cómputo interanual en el mes de octubre del año $n-1$.

x , y , factores de eficiencia que tomarán los valores de $x=80$ puntos básicos e $y=40$ puntos básicos para el período regulatorio 2009-2012.

Y_{n-1}^i , es la variación de la retribución reconocida a la empresa distribuidora i asociada al aumento de la actividad de distribución de dicho distribuidor durante el año $n-1$. Dicha variación de retribución reconocida incluirá el aumento de los costes de inversión, operación y mantenimiento y otros costes imputable al aumento de la demanda en abonado final.

Para el cálculo de los costes de inversión y operación y mantenimiento asociados al aumento de la actividad se utilizará el Modelo de Red de Referencia Incremental que define el Real Decreto.

4.2. LAS HERRAMIENTAS DE LA NUEVA METODOLOGÍA RETRIBUTIVA

Como se puede observar en el epígrafe anterior, los pilares del nuevo modelo regulatorio son la captación de información de los costes incurridos por las empresas distribuidoras y la supervisión y el control detallado del desarrollo de

la actividad. Para ello, el regulador se dota de dos herramientas esenciales: el modelo de red de referencia, que trata de obtener información sobre cuál es la optimización de desarrollo de la red que debería hacer una empresa para conseguir una red de distribución lo más adaptada posible a lo que sería una red ideal, y el sistema de captación de información de costes de las empresas, a través de una información regulatoria que consiga expresar los costes de forma homogénea. De esta forma, es posible obtener de las cinco grandes empresas distribuidoras, y también al nivel de las más de 300 pequeñas distribuidoras, información que sea homogénea para que luego sea comparable. Así cuando se solicite a una empresa, por ejemplo, que exprese cuál es su coste de operación y mantenimiento para una línea de 45.000 voltios, se tendrá la certeza de que luego toda la información de las cinco empresas es homogénea a la hora de utilizar técnicas comparativas de costes en el esquema retributivo de cada una de ellas.

A continuación se analizan con algo más de detalle cada una de estas herramientas:

a) La información regulatoria de costes

La definición de la información regulatoria de costes es el fruto del trabajo desarrollado por la Comisión Nacional de Energía con las empresas distribuidoras, orientado a definir la retribución necesaria y suficiente que permita aplicar la nueva metodología retributiva.

El alcance de esta información debe ser suficiente para permitir al regulador obtener, de todas y cada una de las empresas distribuidoras, información homogénea, objetiva y comparable en cuanto a los costes incurridos por cada una de ellas.

En el límite, una desagregación de los costes hasta sus últimos extremos podría llegar a permitir conocer los costes en los que incurren las empresas distribuidoras para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica para todos y cada uno de los consumidores conectados a sus respectivas redes. Tal grado de desagregación únicamente quedaría justificado si se pretendiese aplicar tarifas o peajes distintos para cada consumidor, que no es el caso. Por el contrario, una desagregación de costes nada o poco exigente, impediría al regulador acometer cualquier tipo de análisis sobre la eficiencia de los mismos. Por tanto, se ha hecho preciso diseñar una información regulatoria de costes que venga a cubrir las necesidades de información del regulador con el menor grado de desagregación posible, evitando recurrir a un desglose artificial de los costes. No obstante, necesidades futuras de información por parte del regulador se entiende que serían fácilmente implementables a partir de la desagregación y el nivel de detalle inicialmente planteado.

La Comisión Nacional de Energía dictó en 2006 su primera Circular de petición de información con el contenido de la información regulatoria de costes.

A través de unos formularios que las empresas pueden encontrar a través de la página web de la CNE (www.cne.es) y unas instrucciones para completar los datos, se recibe la información en la CNE.

En el desarrollo de esta herramienta fue necesario establecer con claridad los conceptos de coste que se querían extraer de la contabilidad de las empresas distribuidoras, así como los criterios de imputación correspondientes. No se trata por tanto de definir una nueva contabilidad regulatoria de la actividad sino más bien, que a través de la propia información de las empresas obtenida de la contabilidad económico financiera a la que están obligados y en su caso de su contabilidad analítica, expresar cada componente de coste en base a unos criterios comunes y homogéneos para todo el sector.

Por tanto, para desarrollar este trabajo hubo que definir con exactitud criterios de imputación, niveles de desagregación, definición de actividades y de las funciones desempeñadas en cada una de ellas. Así, se definieron dentro de los criterios contables: la vida útil de las instalaciones, los criterios de activación de gastos financieros y trabajos realizados en el inmovilizado, el tratamiento de la reposición de los equipos en cuanto a lo que se entiende por sustitución o renovación, ampliación, mejora o extensión y mantenimiento, el tratamiento de las instalaciones cedidas a las empresas, etc.

Para determinar el nivel de desagregación de la información se definieron tres categorías: tipo de actividad, tipo de instalaciones y ámbito geográfico. Dentro de las actividades se distingue entre la actividad de redes, actividad de gestión comercial, actividad de estructura y servicios y actividad de operaciones internas al grupo empresarial. A su vez, cada uno de estos niveles tiene sus subniveles de desagregación. Así, por ejemplo dentro de la actividad de redes se encuentran las funciones de planificación, construcción de nuevas instalaciones, mejora de redes, mantenimiento, centro de control y despachos de maniobras, etc.

También la desagregación por tipo de instalaciones incluye distintos niveles de tensión: instalaciones mayores de 36 kV, instalaciones entre 1 y 36 kV e instalaciones inferiores a 1 kV. Además, la desagregación por ámbito geográfico pretende conocer qué funciones, y costes asociados, son desarrolladas a nivel global de la empresa y cuales lo son en un ámbito provincial.

Una vez definido el nivel y profundidad de la desagregación, con el objetivo de asegurar que los costes declarados son homogéneos y comparables, también se tuvo que concretar y definir los conceptos que forman parte de las funciones incluidas en cada una de las actividades. Así, por ejemplo, dentro de la actividad de redes, se define la función «Mejorar redes de distribución» como *las acciones que suponen alargamiento de la vida útil de la instalación, o aumento de la capacidad. Estas actuaciones no llevan aparejadas incremento de unidades físicas (Km de líneas, potencia de transformación, número de posiciones, etc.). En el supuesto de que llevaran incrementos de unidades físicas se considerarían dentro de la función o tarea de construir.*

b) *El modelo de red de referencia*

Los modelos de red de referencia calculan una red para cada área de servicio y a partir de ella se determinan los costes eficientes de la distribución asociada.

Estos modelos de planificación estratégica construyen una red óptima minimizando los costes de inversión y de operación y mantenimiento, así como las pérdidas técnicas, considerando las adecuadas restricciones de fiabilidad y calidad

de suministro, y teniendo en cuenta la localización y la demanda de los consumidores en el área de servicio considerada. La metodología de retribución establecida en el Real Decreto 222/2008, de 28 de febrero, contempla la utilización de dos tipos de modelos: el modelo base cero que permite diseñar una red de referencia eficiente a partir de la ubicación de la demanda y de las instalaciones de transporte reales que alimentan las redes de distribución, sin tener en cuenta la red actual, y el modelo incremental que calcula a partir de la red actual los incrementos de red eficientes para suministrar los incrementos de demanda en un período de tiempo fijado.

Los resultados del modelo base cero permiten medir el nivel de adaptación de la red real de la empresa a lo que sería su red ideal. También está desarrollado con gran flexibilidad para poder realizar una optimización parcial, siendo capaz de diseñar, para aquellas instalaciones no inventariadas como son las redes de baja tensión, la red teórica partiendo de la localización real de los centros de transformación y/o las subestaciones de AT/MT y de la demanda; esto es, aplicar criterios homogéneos para obtener una aproximación de la red en aquellos grupos de instalaciones para los que no se tiene información a través de los inventarios.

Los resultados del modelo incremental permitirán al regulador conocer la expansión de la red técnica y económicamente eficiente que debe realizar una empresa en un período regulatorio, partiendo de las instalaciones reales, para satisfacer las nuevas demandas cumpliendo los niveles de calidad exigidos. De esta forma se obtiene información sobre el crecimiento de la actividad de la empresa y el reconocimiento de los costes eficientes que deben ser reconocidos en el período regulatorio.

En ambos casos, se aplican como herramientas válidas para el regulador, que le sean de utilidad para determinar la retribución de una empresa sobre la base del reconocimiento de costes eficientes y las actuaciones eficientes, sin menoscabo de que, en el análisis de los planes de expansión que presente la empresa al regulador, se puedan aceptar e incorporar al esquema retributivo el reconocimiento de desarrollos específicos que la empresa justifique como necesarios y que no pudieran ser detectados por el optimizador. Esto es, el nuevo esquema retributivo, no prevé que la retribución de una empresa para un período regulatorio se determine como el resultado matemático o científico de lo que resulte de un modelo, sino más bien que el regulador se dota de herramientas, los costes homogéneos y los resultados de lo que aporta un modelo que optimiza actuaciones, para determinar y estabilizar la retribución de una empresa durante un período.

El modelo retributivo funciona de forma que si durante el período regulatorio la empresa consigue obtener unos costes reales inferiores a los fijados por el regulador, se apropia de esa ganancia de eficiencia en esos años y pasará a compartirla con el consumidor en la revisión de los costes reconocidos que se haga para el siguiente período regulatorio.

Adicionalmente, el esquema retributivo contempla que, con el objeto de que la empresa actúe de forma homogénea durante el período de los cuatro años y no tenga incentivos a, por ejemplo, concentrar las inversiones al final del período,

el parámetro de crecimiento de actividad se va ajustando anualmente, teniendo en cuenta la evolución real de la empresa.

5. Conclusiones

La modificación introducida en el esquema retributivo y la ordenación de la actividad de distribución en España, con el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, supone una mejora relevante en la regulación de la actividad.

El avance de sustituir el concepto de «bolsa única» para la retribución de la actividad, por la definición de un punto de partida individual de cada empresa, se considera esencial para introducir incentivos al desarrollo adecuado de las redes de distribución. Ello permitirá evaluar individualmente la eficiencia de cada distribuidor y ajustar adecuadamente su retribución. También introduce una mejora desde el punto de vista del control y el seguimiento de la actividad, en términos del conocimiento de los costes y necesidades que presenta el negocio de distribución y las posibles transferencias de rentas entre actividades.

La metodología retributiva introducida a partir de febrero de 2008, se sustenta en el principio de la captación de información por parte del regulador y la utilización de dos herramientas que sean de utilidad para fijar y estabilizar la retribución de cada empresa durante un período regulatorio de cuatro años.

Respecto a la captación de información, las empresas distribuidoras deben presentar al regulador sus planes de expansión de la actividad, así como la declaración de los costes reales incurridos a partir de un modelo de definición de datos y conceptos homogéneo para todo el sector, definido en la información regulatoria de costes, que permite aplicar técnicas comparativas entre las empresas.

Las herramientas que se ponen a disposición del regulador van a ser los instrumentos de apoyo que se utilizarán para el conocimiento de lo realizado por la empresa y lo que se le va a exigir a futuro en términos de eficiencia, para que atienda el crecimiento esperado de la demanda en las condiciones de calidad adecuadas. Además de la información regulatoria de costes, que permitirá aplicar comparaciones y reconocer costes eficientes, la utilización de un modelo de red de referencia en sus aplicaciones «base cero» e «incremental», permiten obtener información de los desarrollos eficientes de la red.

Como elementos esenciales del cambio, el nuevo esquema retributivo también incorpora a la retribución de la empresa los incentivos a mantener una calidad adecuada de los suministros y a la reducción de las pérdidas técnicas.

Aunque este capítulo se ha dedicado a explicar los cambios en el esquema retributivo, también han sido introducidos otras pautas y desarrollos relevantes que aportan mejoras necesarias en la ordenación de la actividad, como son la definición de las funciones de los gestores de las redes de distribución y las bases para el desarrollo de la normativa técnica de segundo nivel, a través de los procedimientos de operación de distribución. Ello permitirá delimitar claramente las responsabilidades de cada sujeto en el desempeño de sus respectivas funciones y tareas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GÓMEZ SAN ROMÁN, Tomás (2007), «Regulación de la distribución de energía eléctrica en España: principios y mecanismos de distribución», *Economía Industrial*, núm. 364, págs. 113-124.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico (LSE).

Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Circular 1/2006, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información a remitir por las empresas distribuidoras a la Comisión Nacional de energía para el establecimiento de una nueva metodología de retribución a la actividad de distribución.

Comisión Nacional de Energía, Octubre de 2004. «Propuesta de metodología para la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica».

Comisión Nacional de Energía, Julio de 2007, «Informe 23/2007 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica».

Parte IV

Estructura, mecanismos y control de los mercados energéticos

CAPÍTULO 16

DESINTEGRACIÓN VERTICAL Y DERECHO DE ACCESO A LAS REDES

RAFAEL DURBÁN ROMERO

*Director de Relaciones Externas de la Comisión Nacional de la Energía (CNE, España),
y Secretario Ejecutivo de ARIAE*

RAFAEL GÓMEZ-ÉLVIRA GONZÁLEZ

Subdirector de Asuntos Europeos de la Comisión Nacional de la Energía (CNE, España)

1. Introducción

La desintegración vertical de los negocios energéticos y el derecho de acceso a las redes de electricidad y gas natural son aspectos esenciales de la regulación de estos servicios de red, fuertemente relacionados, que han condicionado y condicionarán el proceso de creación del Mercado Interior de la Energía (MIE) en la Unión Europea.

La creación del MIE se inicia en el año 1996 con la primera directiva sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad, si bien empieza a aplicarse a partir de 1997. El objetivo general, en un sentido muy amplio, era propiciar una mayor eficiencia en la realización de las actividades energéticas - en esta primera etapa se refería al sistema eléctrico - y la introducción de transparencia y trato no discriminatorio en el acceso y uso de la infraestructuras de red. El fin último desde la oferta era adecuar el suministro a las necesidades del consumidor a través de una mayor calidad del servicio, precios más competitivos y, en definitiva, una mejor adaptación del servicio a las necesidades del consumidor. Con este objetivo, se dotaba a los consumidores europeos de un instrumento de presión como es el derecho de elegir libremente suministrador, si bien este derecho se introducía de una forma gradual. Más adelante este hecho será analizado con más detalle. En realidad, la directiva mencionada se refería con mayor amplitud a las distintas actividades que conforman la cadena del suministro de electricidad, si bien en este artículo se hará una exposición más específica de los aspectos regulatorios relativos a la integración vertical de las actividades eléctricas y gasistas y el régimen de acceso de los usuarios a las redes de electricidad y gas natural.

Evidentemente, el proceso de creación del MIE en su formulación inicial ya se presumía como un proyecto muy ambicioso y todavía continua siéndolo ya que la realidad ha demostrado que queda todo un camino por recorrer. En este sentido, es evidente la constatación de una serie de factores que dificultan el avance de proceso como:

- La persistencia de mercados eminentemente nacionales con un alto grado de concentración horizontal. Adicionalmente, en distintos países todavía existen situaciones cuasi-monopolísticas con empresas integradas verticalmente que desarrollan el ciclo completo de las actividades.

- La falta de homogeneidad en la aplicación de las directivas y, por tanto, la heterogeneidad y divergencia de las regulaciones nacionales.
- La consideración de los países miembros de la seguridad de aprovisionamiento energético a nivel nacional.
- La ausencia de una política energética común, que ha sido el instrumento impulsor de todos los logros que se han producido en la Unión Europea. Concretamente, en el área de energía, muchas decisiones vinculantes, y que asumen los distintos países miembros, se adoptan en la medida en que afectan a una política ambiental, que sí tiene el carácter de política común en la Unión Europea.

El hecho evidente es que todos estos factores han lastrado el proceso y, por tanto, se puede decir que estamos todavía ante un largo camino por recorrer, en el que será inexcusable mejorar la regulación y conseguir un funcionamiento más eficiente tanto al nivel de los mercados nacionales como de su integración paulatina en un verdadero mercado interior europeo.

En lo que sigue se hará un recorrido sobre el marco regulatorio que se está desarrollando en la Unión Europea. Para empezar se hará referencia al primer paquete liberalizador, ciñéndonos al tratamiento que se aplica a la integración vertical (separación de actividades) y al acceso de los usuarios a las redes. Después se avanzará sobre cuáles son los requerimientos actuales para estos dos aspectos de la regulación y se abordarán algunos de los resultados obtenidos en más de doce años de construcción del MIE. A la vista de los mismos se finalizará exponiendo los motivos por los que la Comisión Europea, el Consejo Europeo y el Parlamento Europeo acometen en la actualidad un nuevo proceso para implantar un «tercer paquete» de directivas sobre mercado interior que hagan más eficiente el funcionamiento de los mercados nacionales y, sobre todo, propicien una mayor integración a nivel europeo.

Después se hará referencia al proceso seguido en el sistema energético español en lo relativo a la separación de actividades y al acceso de usuarios a las redes de electricidad y gas, derivado de la trasposición a la legislación nacional de lo propugnado por las Directivas Europeas.

Como más adelante se podrá apreciar, al menos en estos dos aspectos regulatorios, en el caso español se ha ido más lejos de lo establecido en la legislación europea. En la medida que como es sabido las directivas europeas están basadas en mecanismos de consenso, que se ciñen a unos requerimientos mínimos que puedan ser aceptados por todos los países miembros, esas exigencias u obligaciones mínimas ofrecen a los Estados miembros cierto margen para aplicar criterios «a la carta» propiciando un grado de heterogeneidad de las distintas regulaciones nacionales y una manifiesta ralentización del proceso que lleva a la convergencia.

2. El marco regulatorio en la Unión Europea. Formulación inicial del Mercado Interior de la Energía

El proceso de creación de un mercado interior de la energía en la Unión Europea se inicia con las directivas sobre normas comunes en el mercado interior de

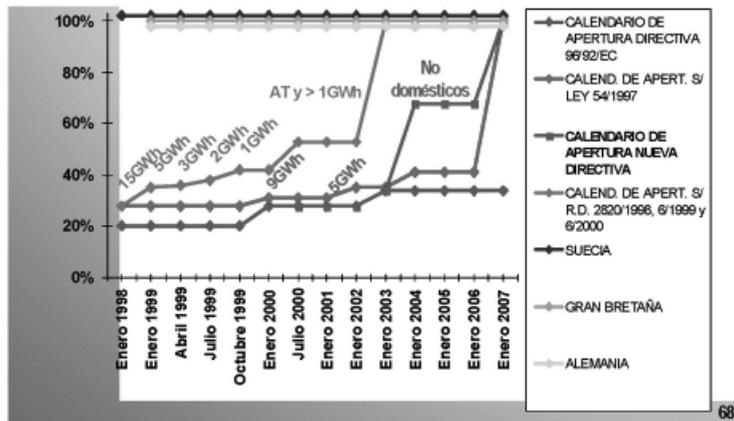
electricidad y gas natural de los años 1996 y 1998 respectivamente. Actualmente, las exigencias se ciñen a un «segundo» paquete de directivas del año 2003, si bien sus efectos plenos tuvieron lugar en julio del año 2007. Adicionalmente, en 2003 y 2005, se publicaron sendos reglamentos referidos a un aspecto muy importante como es el comercio transfronterizo de electricidad y gas natural respectivamente entre los distintos sistemas energéticos nacionales. Este desarrollo regulatorio prosigue en la actualidad con nuevas propuestas de la Comisión Europea integradas en el denominado «tercer paquete» legislativo, con la finalidad de superar las carencias mostradas en el funcionamiento, no solamente del MIE, sino también de los propios mercados nacionales.

La primera Directiva Europea 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (19 de diciembre de 1996), sobre normas comunes del mercado interior de electricidad, aborda la integración vertical de la actividad eléctrica imponiendo una separación funcional para las actividades reguladas de red. Concretamente, en lo que se refiere a la actividad del transporte, se introduce la figura del gestor de la red de transporte. En lo relativo a la separación entre las distintas actividades de la cadena energética solamente se exige una separación contable, tanto para la generación, transporte y distribución y el suministro. En el caso del gas natural, la Directiva Europea 98/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo (22 de junio de 1998) hace un tratamiento similar para la cadena energética, incluyendo en este caso el aprovisionamiento y el almacenamiento de gas. Ambas Directivas también otorgan amplios derechos a los Estados miembros para acceder a la información que se deriva de la contabilidad de las actividades de las empresas eléctricas y gasistas.

Respecto al acceso a las redes, la primera directiva europea considera dos opciones para los países miembros, que deberán escoger entre un acceso negociado o un acceso regulado. El acceso regulado (el más exigente) proporciona poco margen de discrecionalidad para el propietario de la red en la medida en que las condiciones de acceso y los precios de acceso son regulados, públicos, y aprobados por la autoridad competente en materia de precios. En cambio, en el acceso negociado se deja un margen de maniobra muy grande al propietario de la red para aplicar, con una cierta discrecionalidad, las normas de acceso y los precios en función de la capacidad de negociación del usuario que pretende acceder y usar la red.

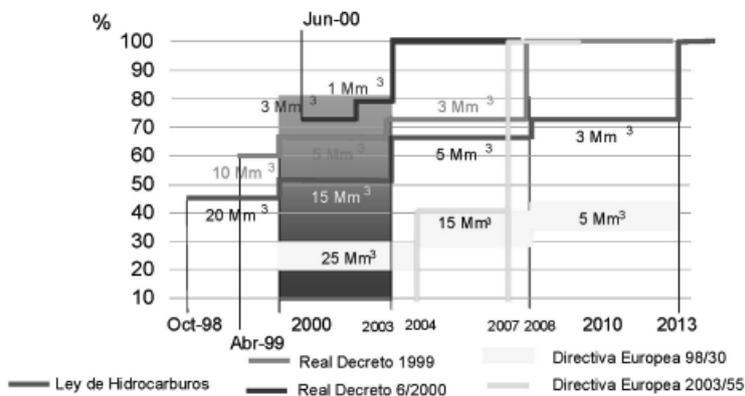
En cuanto al suministro final a los consumidores, se otorga como un instrumento clave de la introducción de competencia en los mercados nacionales la posibilidad de elegir libremente el suministrador de energía, tanto de electricidad como de gas natural. En este sentido, en las primeras directivas no se habla de una liberalización total, sino que se abre el mercado a partir de un determinado umbral de consumo tanto para los consumidores de electricidad como en el caso del gas natural. En el caso de la electricidad, se otorga de forma gradual ese derecho hasta llegar al final del proceso afectando a un 32 % de la demanda, que en ese momento se correspondía con el grupo de consumo superior a 9 GWh / año para el conjunto de la Unión Europea (gráfico 1).

GRÁFICO 1. Evolución de la elegibilidad en la UE vs España y otros países-Sector eléctrico



Este nivel, que se fijó para toda la Unión Europea, no quiere decir que sea el que corresponda a cada país miembro, sino que conlleva que la cuota de la demanda de todos los consumidores por encima de ese umbral de consumo en la Unión Europea, se aplique a cada país miembro, y que para cumplir con ese porcentaje, se determine un determinado nivel de consumo para acceder al mercado liberalizado. En el caso español, ese primer umbral fue de 15 GWh /año, más todo el consumo o toda la demanda de las empresas que utilizan la electricidad para la tracción del ferrocarril o el metropolitano (tal como se había generalizado en la Unión Europea), mientras que para el gas natural se estableció en 20 Mm³/año y para cualquier consumo de las centrales productoras de electricidad a partir del gas, las centrales de ciclo combinado. La apertura del mercado gasista en su formulación inicial debería terminar por afectar al final del proceso a un umbral de consumo de 5 Mm³/año (gráfico 2).

GRÁFICO 2. Evolución de la elegibilidad en la UE vs España-Sector del gas natural



En cuanto a los efectos que estas medidas podían tener en la interacción entre los mercados nacionales, las Directivas Europeas introducían una cautela sobre reciprocidad que venía a remediar las asimetrías que se podrían producir entre las legislaciones de los estados miembro, . Esto significaba que un comercializador de un país que iba a operar en otro país y que se encontraba con un determinado nivel de apertura del mercado a través de un determinado umbral de consumo, podía ejercer esa actividad si en su país se observaba la misma exigencia respecto al umbral de consumo.

Finalmente, este primer paquete de directivas sobre el mercado interior, ante la mayor complejidad en las relaciones tanto de operadores como de usuarios, establece la necesidad de tener una autoridad independiente para resolver los conflictos básicamente de acceso a las redes de electricidad y de gas natural que se planteen entre propietarios y usuarios. En este capítulo, también se contempla la exención del régimen de acceso de terceros a las redes (sistema ATR), cuando resulte afectada la capacidad y garantía de funcionamiento del sistema eléctrico, o en el caso del gas natural, la garantía del suministro a largo plazo, condicionada por la existencia y cumplimiento de contratos de aprovisionamiento *Take or Pay*.

3. Requerimientos actuales en la legislación europea. Segundo paquete de Directivas

En el proceso de aplicación por los Estados Miembros (en aquel momento EU-15) de estas primeras directivas se constató que había algunos aspectos que no funcionaban, persistiendo una excesiva heterogeneidad en unas regulaciones nacionales que no acaban por converger hacia un verdadero mercado integrado de la energía. Por esta razón, bajo la iniciativa de la Comisión Europea, la Unión Europea decide aplicar una «vuelta de tuerca» en la formulación de los criterios citados con anterioridad y pone en marcha un nuevo proceso que culmina en el año 2003 con la aprobación de dos directivas sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad y del gas natural que sustituyen a las anteriores de 1996 y 1998, respectivamente.

Las Directivas, 2003/54/CE, del Parlamento y del Consejo, de 26 de Junio, sobre Normas Comunes del Mercado Interior de la Electricidad y 2003/55/CE, del Parlamento y del Consejo, de 26 de Junio, sobre Normas Comunes del Mercado Interior del Gas, parten de la realidad de que la separación funcional no resulta eficaz para los fines perseguidos e introducen un requisito más exigente como es la separación legal o jurídica entre actividades reguladas y liberalizadas y funcional en determinadas actividades. Concretamente, se refuerza la figura del gestor de la red de transporte y se introduce la figura del gestor de la red de distribución, si bien ésta no es exigible hasta julio del año 2007. Y en cuanto a la actividad de suministro, se obliga a las empresas a que exista una separación contable para el servicio a clientes regulados y a clientes liberalizados. Estos son, en esencia, los requerimientos de estas directivas en cuanto a la separación de actividades.

En relación al derecho de acceso de terceros a la red, se constata que el ATR en su modalidad de negociado no había funcionado por la discrecionalidad

que otorgaba a los propietarios y operadores de la red a la hora de negociar los contratos de acceso y uso de la misma. En consecuencia, se obliga ya a todos los países miembros a introducir el régimen de ATR regulado, para el que se mantienen excepciones que se refieren al almacenamiento de gas natural, en el que se puede optar tanto por el sistema regulado como por el sistema negociado, y la consideración de «Merchant Lines» como exenciones del régimen de ATR y la concesión de derechos de uso privado a su propietarios. Adicionalmente se perpetúan las exenciones a la hora de aplicar estos criterios cuando se trata de grandes infraestructuras de gas natural o de gas natural licuado, sobre todo en el almacenamiento, en la medida que debe evitarse riesgos respecto a la seguridad de suministro o en el propio funcionamiento del sistema.

Respecto a la apertura de los mercados minoristas, el «segundo paquete» de directivas da un paso decisivo imponiendo un requisito común a todos los países miembros para que abran los mercados a todos los consumidores sin excepción, y liberalicen sus mercados nacionales de electricidad y gas natural a todos los consumidores no domésticos con fecha de julio del año 2004 y extiendan ese derecho a todos los consumidores domésticos en julio del año 2007, hitos que ya se han producido.

4. Resultados tras la implantación del segundo paquete legislativo (Directivas de 2003)

Tras la implantación de este segundo paquete de directivas se inicia en el año 2005 una valoración en la Unión Europea sobre el grado de eficacia alcanzado. A estos efectos, la Comisión Europea acomete un estudio sobre cómo ha operado la competencia en los mercados de electricidad y gas natural en cada uno de los países miembros en el contexto del proceso de creación de MIE en la Unión Europea. En enero de 2007, la Comisión Europea hace público los resultados de este informe, que se denominó «*Sector Inquiry Report*», llegando a la conclusión de que los consumidores y las empresas son los grandes perjudicados cuando los mercados de gas y electricidad son ineficientes y costosos. Entre los problemas concretos identificados por la CE figuran los altos niveles de concentración del mercado, la fuerte integración vertical de los sectores, que lleva a un acceso desigual a la infraestructura y a una insuficiente inversión en ésta, así como la posible colusión entre operadores establecidos para repartirse los mercados.

En concreto, la CE destaca los siguientes problemas encontrados:

- El alto grado de concentración en mercados que siguen siendo eminentemente nacionales (gráficos 3 y 4) representa un problema importante y el examen a fondo de las fusiones futuras es esencial para asegurarse de que la situación no empeore.
- Asimismo, la Comisión se mostrará vigilante respecto a la colusión entre operadores establecidos para repartirse los mercados, que representa una de las amenazas más graves para la competencia y que, por consiguiente, sigue siendo una prioridad de la aplicación de acciones antimonopolio.

GRÁFICO 3. *La mayoría de las empresas incumbentes venden gas casi exclusivamente en su mercado histórico. Fuente: Sector Inquiry Report 2005 / 2006*

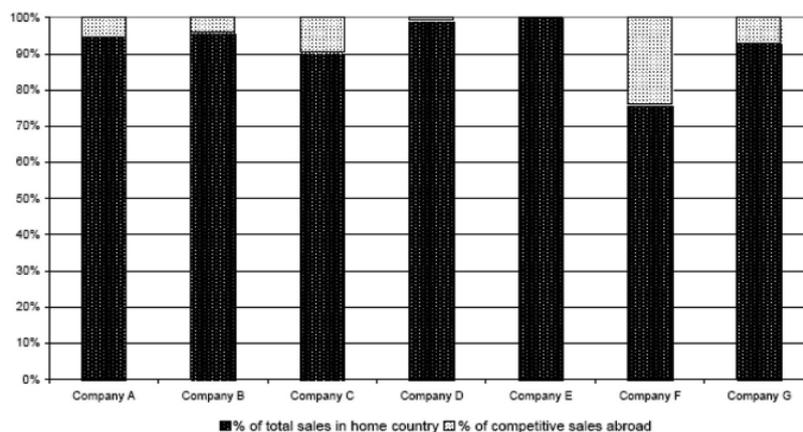
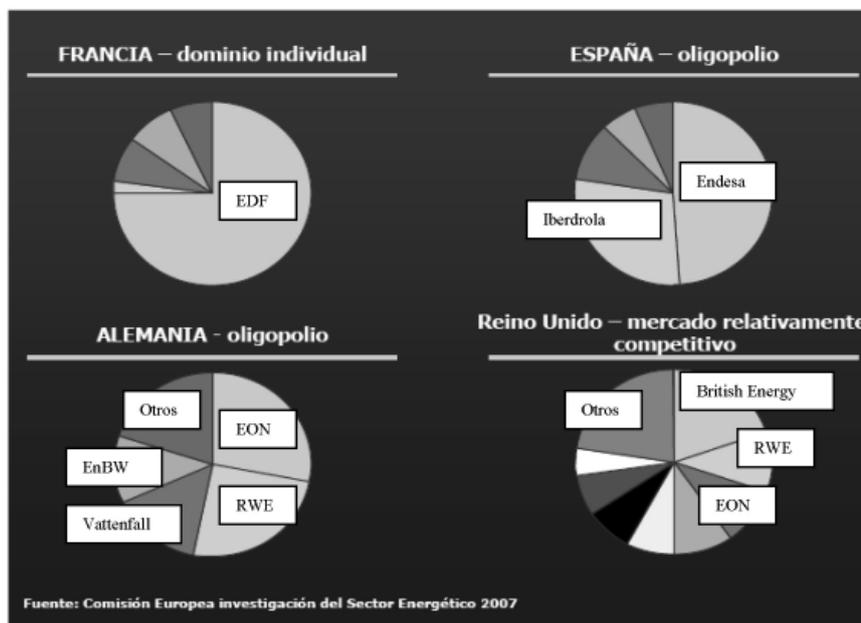


GRÁFICO 4. *Generación eléctrica sigue concentrada en pocos agentes*



- La investigación sectorial ha determinado la existencia de numerosas deficiencias generales en el marco reglamentario de los mercados de gas y electricidad como la falta de transparencia, y la formación ineficiente de precios.

- Por otro lado, la integración vertical entre las actividades empresariales liberalizadas (suministro y producción) y las infraestructuras agudiza los problemas de competencia al establecer un acceso desigual a información esencial del mercado. La integración vertical, en la configuración actual y con las opciones que se dan a los países miembros, muestra una falta de separación efectiva entre las redes y el negocio de la generación, producción o suministro, afectando de forma crítica al propio funcionamiento del sistema de acceso de terceros a la red (ATR).
- La falta de acceso a infraestructuras, tales como redes de transmisión y distribución e instalaciones de almacenamiento, puede llevar a problemas de competencia, en particular en el acceso transfronterizo, (que impidan la integración del mercado).
- La falta, o retraso, de inversión por parte de empresas de transmisión con empresas de suministro integradas verticalmente, que impide la integración del mercado, suscita seria preocupación. Existe una falta de capacidad física de las interconexiones, problema que se ve agravado por regulaciones que no aprovechan de forma eficiente la escasa capacidad disponible.

En enero de 2007, la Comisión Europea, a partir del análisis de la aplicación de ese segundo paquete legislativo, también hace pública una propuesta sobre distintas acciones encaminadas hacia una política común energética en la Unión Europea. Este informe, conocido como «Revisión Estratégica de la Energía» propone un conjunto muy amplio de medidas pero, concretamente, en lo que se refiere al mercado interior de la energía, lo que hace es trasladar al Consejo y al Parlamento Europeos la necesidad de separar de forma efectiva el transporte y la operación de la red de las actividades de generación, producción o aprovisionamiento y suministro. En este contexto, la Comisión Europea también incide en la necesidad de reforzar las competencias de los organismos reguladores y en la necesidad de crear un regulador europeo con una función específica que es la de controlar, coordinar y supervisar los aspectos relacionados con el comercio transfronterizo de energía entre Estados Miembros. Dicho «regulador europeo» vendría a cubrir el vacío regulatorio actual derivado de que, al final, el comercio transfronterizo depende de dos regulaciones nacionales (la de los sistemas interconectados), con un tratamiento no homogéneo del comercio transfronterizo, y cuyas competencias en la materia además recaen en un caso en el propio regulador y en el otro caso en el gobierno. Finalmente, los gobiernos nacionales reaccionaron ante el temor de que esta propuesta diera lugar a la creación de un regulador energético «fuerte» en la UE y en la actualidad se trabaja en la creación de una Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER).

5. Propuestas de la Comisión Europea para un tercer paquete de directivas

El objetivo que se plantea en la Unión Europea mediante la implantación de este tercer paquete legislativo, respecto a la separación de actividades, es establecer un criterio eficaz de separación que fomente la competencia en los mercados europeos, evitándose de esta manera que los intereses de un grupo empresarial

en las distintas actividades de generación, producción y suministro, colisionen con los propios intereses del transporte. En la medida que los intereses del transporte afectan más al funcionamiento de un sistema y no al de una empresa, es importante establecer una separación eficiente de esta actividad fomentando los niveles adecuados de inversión en infraestructuras. Por otra parte, es necesario también garantizar una gestión del acceso más transparente y no discriminatoria a la red para nuevos operadores. A fin de conseguir estos objetivos, la Comisión Europea apostó por la separación de propiedad para la actividad del transporte como mejor opción, si bien también propuso la opción ISO (*Independent System Operator*) como segunda alternativa.

A propuesta de la Comisión Europea, también se ha estudiado la necesidad de introducir este criterio de separación de la propiedad de forma paralela tanto en el sector de la electricidad como el sector del gas natural, dada la gran simetría en el funcionamiento de ambos sectores, en la Unión Europea. Concretamente, en el marco de este proceso de análisis, el ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) órgano consultivo en materia de regulación energética de la Comisión Europea, e integrado por los máximos responsables de los organismos de regulación nacional de la UE-27, también comparte el criterio de aplicar esta misma regulación a los dos sectores. La Comisión Nacional de Energía de España también apoyó esta propuesta en línea con la posición del ERGEG.

En cuanto a la aplicación de este criterio de separación de propiedad, se aplicaría tanto a empresas de titularidad pública como de titularidad privada y afectaría sólo al transporte. Este requerimiento no sería exigible por tanto a la distribución, en la medida que se aprecia que las normas de separación jurídica y funcional de los gestores de la red de distribución parecen ser suficientes. En lo que se refiere al alcance de aplicación de este criterio de separación efectiva de la propiedad, se aplica al ámbito de la Unión Europea, pero la Comisión Europea ha propuesto que no sólo se refiera a las empresas europeas sino a cualquier empresa que no siendo europea pretenda adquirir una red de transporte en el territorio de la Unión Europea.

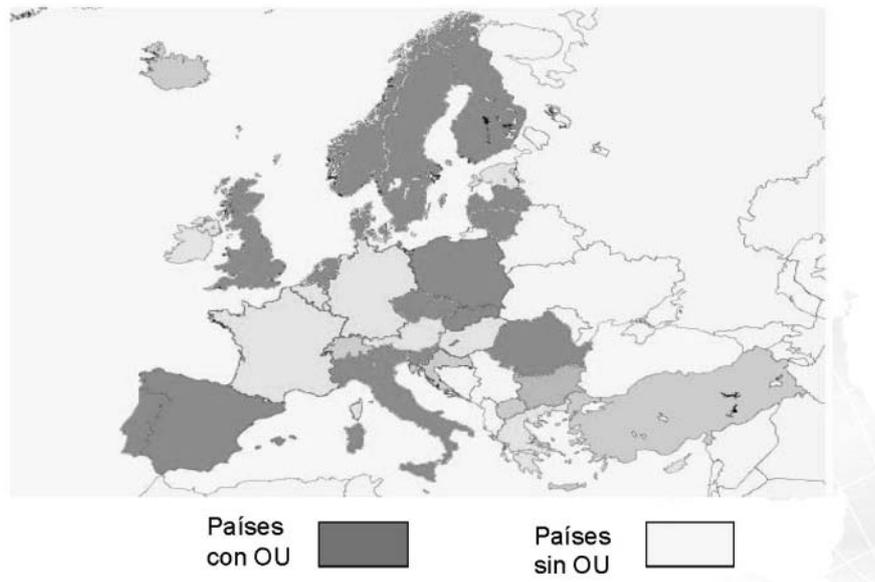
La adopción de esta medida se sumaría a lo ya contemplado por las directivas en vigor (2003) sobre la figura del gestor de la red de transporte, reforzando con requisitos más estrictos y de esta forma soslayando la colisión entre las funciones del gestor de la red de transporte y los intereses que son propios de los negocios de generación, producción o de suministro.

Como ya se ha mencionado, en la propuesta para un tercer paquete de directivas sobre mercado interior, la Comisión Europea ha apostado fuertemente por la separación de propiedad en su nivel más estricto; requerimiento que obligaría a aquellos grupos empresariales que desarrollen líneas de negocio a través de distintas filiales (generación, transporte, distribución y suministro) a enajenar sus activos de transporte y sacarlos de esa estructura vertical. No obstante, la Comisión Europea era consciente de que países no menores, como Francia y Alemania, eran reacios a aceptar este criterio. Por esta razón, se propuso una segunda opción a esa separación de propiedad que es la creación de un operador independiente del sistema de transporte (*Independent System Operator*-modelo ISO).

Esta alternativa a una completa separación de propiedad, el modelo ISO, conlleva la pérdida por parte del grupo verticalmente integrado de la operación y gestión del sistema que pasaría a una empresa totalmente independiente. El modelo ISO en principio también se aplicaría tanto para el mercado eléctrico como del gas. En el caso del mercado del gas, adicionalmente a lo establecido para la red de transporte, se considera también un gestor único o diferenciado para la red de almacenamiento. Para estos operadores de las redes de transporte o almacenamiento se propugna que sean aprobados por la Comisión Europea, a partir de una designación por cada Estado miembro a propuesta del propietario de la red, es decir, el origen nace en una propuesta del propietario de la red pero, evidentemente, después hay un filtro de decisiones que, digamos, pueden salvar cualquier medida discriminatoria o interesada.

En el gráfico 5, se muestra los países que en la actualidad ya contemplan en su regulación la separación de propiedad para el transporte. La adopción del criterio de separación de propiedad (*Ownership unbundling*) no es apoyado por países relevantes en la UE como son Francia y Alemania.

GRÁFICO 5. *Estados Miembros con separación de propiedad para el transporte- Ownership Unbundling (OU)*



6. El marco regulatorio español

6.1. INTRODUCCIÓN

La primera consideración que el marco regulatorio español hacia de la separación de actividades y del acceso de terceros a la red (Régimen de ATR), se establecía en la Ley 54 / 1997, del Sector Eléctrico, mediante un sistema de separación jurídica y acceso regulado a la red, cuando en Europa, como se ha visto en apartados anteriores, se exigía una separación contable, y un régimen opcional de acceso negociado o regulado a las redes. Más concretamente, en el caso español ya se exigía una separación legal entre empresas que desarrollan actividades reguladas y aquellas sometidas a la libre competencia. De acuerdo con nuestro modelo, las actividades liberalizadas son la generación y suministro al consumidor final a través de la figura del comercializador, mientras que las actividades reguladas serían el transporte, la distribución y, con carácter transitorio, el suministro a consumidores regulados. Dentro de las actividades reguladas se exige una separación contable de las distintas actividades, y ya en ese año se crea la figura del gestor de la red de transporte, que es Red Eléctrica de España desde aquel momento.

En cuanto al acceso de terceros a la red, se opta por un acceso regulado, es decir, en condiciones no discriminatorias, precios publicados mediante tarifas aprobadas por el Gobierno, y se da la opción del acceso a ese mercado liberalizado, usando ese derecho de acceso a la red de transporte y de distribución, a los clientes con un consumo anual superior a 15 GWh /año o bien con demandas para tracción eléctrica (ferrocarril o metropolitano) cualquiera que sea su nivel de consumo.

CUADRO 1. *Mercado eléctrico: calendario de liberalización de los mercados minoristas*

Marco Jurídico	Fecha efecto	Niveles de consumo año anterior	Apertura Mercado
Ley 54/1997	01/01/1998	Superior a 15 GWh	26 % 713 sumin./ 43.733
RD 2820/1998	01/01/1999	Superior a 5 GWh	33,4 % 2.286 sumin. / 56.291
	01/04/1999	Superior a 3 GWh	37 % 3.809 sumin. / 62.331
	01/07/1999	Superior a 2 GWh	39,6 % 5.582 sumin. /66.713
	01/10/1999	Superior a 1 GWh	43,4 % 10.083 sumin./ 73.053
RD-L 6/1999	01/07/2000	Tensión de suministro superior a 1000 V	52,3 % 65.000 sumin./ 88.000
RD-L 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100 % 20.429.224 sumin./ 168.414

En el cuadro 1 se muestra el calendario seguido en el proceso de apertura del mercado eléctrico, donde se aprecia el adelanto de las fechas previstas en la Ley del Sector Eléctrico mediante sucesivos Decretos que han ido acortando el proceso de liberalización y otorgamiento del derecho de elegir suministrador a los consumidores españoles. De esta forma, en enero del año 2003 se extiende ese derecho a todos los consumidores, alcanzado la plena liberalización de los mercados minoristas con cuatro años de adelanto con respecto a lo que establecía la segunda directiva europea aprobada en el 2003 y, que como se ha indicado antes, se establecía julio del año 2007 como fecha límite para este objetivo.

Un proceso similar, pero posterior en el tiempo, concernía al marco regulatorio aplicable al sector gasista, establecido por la Ley 34/11998, del Sector de Hidrocarburos, con criterios similares para la separación jurídica entre actividades liberalizadas (aprovisionamiento y comercialización del gas a clientes cualificados) y actividades reguladas (regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y, con carácter transitorio, el suministro de gas a consumidores regulados por parte de la empresa distribuidora).

En el cuadro 2, se muestra el calendario seguido en el proceso de apertura del mercado gasista, donde se aprecia el adelanto de las fechas previstas en la Ley del Sector de Hidrocarburos, que al igual que para la electricidad, mediante sucesivos Decretos se ha ido acortando el proceso de otorgamiento del derecho de elegir suministrador a los consumidores españoles. De igual forma, en enero del año 2003 se extiende ese derecho a todos los consumidores, con cuatro años de adelanto a lo que establecía la segunda directiva europea de Normas Comunes del Mercado Interior del Gas, aprobada en el 2003, que como se ha indicado antes, establecía julio del año 2007, como fecha límite para este objetivo.

CUADRO 2. *Mercado del gas natural: calendario de liberalización de los mercados minoristas*

Marco Jurídico	Fecha efecto	Niveles de consumo año anterior	Apertura Teórica Mercado
Ley 34/1998	07/10/1998	Superior a 20 Mm ³	45 %
RD-L 6/1999	16/04/1999	Superior a 10 Mm ³	60 %
RD-L 6/1999	01/01/2000	Superior a 5 Mm ³	67 %
	01/07/2000	Superior a 3 Mm ³	71,8 % 733 sum. / 107742 Mte
	01/01/2002	Superior a 1 Mm ³	79% 2048 sum. / 118.474 Mte
RD-L 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100 % 4.800.000 sumin. / 203.995Mte

En cuanto a la aplicación actual del régimen de separación de actividades y gestión de las actividades de red, la legislación española tuvo que trasponer a su ordenamiento lo establecido por las directivas europeas de 2003, mediante una nuevas Leyes 17/2007 y 12/2007 que modificaban la Ley 54/1997 y la Ley 34/1998 respectivamente. En cuanto a la separación de actividades se reafirma –porque de alguna manera ya eso se estaba cumpliendo– que las sociedades que desarrollan actividades reguladas no pueden tomar participaciones en empresas que desarrollen actividades liberalizadas o de libre competencia. Ahora bien, se permite que dentro de un mismo *holding* haya filiales, es decir, personas jurídicas distintas, que puedan desarrollar de forma específica actividades reguladas o actividades en competencia siempre que exista la adecuada separación legal y funcional, como se ha reflejado con anterioridad. Adicionalmente, se introduce el gestor de la red de distribución, figura de nueva creación en nuestro sistema regulatorio, y que corresponde al propietario de la red de distribución. Se insiste, siguiendo también la directiva, en la separación del negocio de distribución de la comercialización del suministro.

En cuanto al suministro de electricidad y de gas natural al consumidor final, el derecho español ha debido trasladar a la legislación específica de la energía lo establecido en las anteriores directivas, y que se han sustanciado en la modificación de las leyes sectoriales de electricidad y de hidrocarburos, mediante la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

La nueva normativa introduce cambios en la caracterización del suministro para los consumidores españoles. Así, se establece que los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, con la colaboración de las Comunidades Autónomas. Los consumidores que se determine tendrán derecho al suministro de energía eléctrica a precios que podrán ser fijados por el Gobierno y tendrán la consideración de tarifas de último recurso. En esta misma línea, se establece para el suministro de gas natural.

Por tanto, una parte de los consumidores españoles tendrán una única opción de suministro a través de las empresas comercializadoras con las que podrán pactar libremente los precios del suministro de electricidad y de gas natural, mientras que para otros, los de bajo nivel de consumo y los consumidores domésticos, se mantendrán dos opciones, una acudiendo al libre mercado y otra accediendo al denominado suministro de último recurso contratado con comercializadores de último recurso designados por la Administración. La actividad de distribución queda asignada a agentes que tienen como objeto social exclusivo el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las redes de distribución.

En este aspecto, el concepto de suministro de último recurso que aparece en nuestra legislación como un derecho para determinados grupos de consumido-

res, es distinto al modelo seguido en el Reino Unido, en el que no se estipula como una opción del consumidor, sino como una salvaguarda para el caso de incapacidad económica (situación de quiebra) de un comercializador para cumplir el contrato de suministro libremente pactado con un determinado consumidor. En este caso, la regulación prevé la designación de un comercializador que por defecto, deberá atender este suministro, y de forma temporal, hasta que los consumidores afectados seleccionen un nuevo comercializador.

6.2. UNA VISIÓN ACTUALIZADA DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS CONSUMIDORES ESPAÑOLES EN EL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD Y DE GAS NATURAL

- *El suministro de electricidad*

La primera opción del consumidor consiste en ser suministrado en el mercado regulado a través del distribuidor y una segunda opción es ser suministrado por un comercializador (si bien contrata solo la energía) mientras que con el distribuidor contrata el acceso y uso de la red, por lo que satisface el peaje o tarifa de acceso. Considerando estas opciones, la evolución del suministro de electricidad a los consumidores españoles desde enero 2003, hasta periodos más recientes, año 2007 y primer semestre del 2008, puede ser descrita en términos cuantitativos, como recoge el cuadro 3.

- *El suministro liberalizado*

Al finalizar el primer semestre de 2008, aproximadamente 1.900.000 puntos de suministro eran provisionados en el mercado liberalizado a través del comercializador. Esto supone un acusado incremento del 5,7 % respecto al total de los suministros que habían accedido al mercado liberalizado en el trimestre anterior, y un valor similar del 5,6 % en términos interanuales. En general, la tasa de participación y el número de suministros para los consumidores en el mercado liberalizado, estuvo incrementándose desde su inicio hasta diciembre de 2005 (retroceso por fuerte incremento de los precios de generación). En diciembre de 2007 empieza a recuperarse en términos moderados (cuadro 3).

Respecto a la fidelización, la misma, por número de suministros, se situó en el 78%, bajando este índice hasta el 67 %, si se establece en términos de energía suministrada.

CUADRO 3. *Grado de liberalización de las redes eléctricas (Porcentaje de suministros que contratan acceso a la red-30 de junio de 2008)*

Participación suministros contrato ATR sobre total de suministros por redes de distribución de electricidad. (30.06.08)							
Grupo empresarial de distribución	Mercado regulado		Mercado liberalizado		Mercado Total		Mercado ATR s/ mercado total (%)
	No. Sum.	%	No. Sum.	%	No. Sum.	%	
Endesa	8.618.768	37,01	1.085.805	59,57	9.704.573	38,64	11,19
Iberdrola	10.103.137	43,38	490.577	26,91	10.593.714	42,19	4,63
Unión Fenosa	3.464.398	14,88	156.303	8,57	3.620.701	14,42	4,32
Hidroeléctrica del Cantábrico	539.789	2,32	74.358	4,08	614.147	2,45	12,11
Viesgo	563.162	2,42	15.819	0,87	578.981	2,31	2,73
Todos los grupos EE	23.289.254	100,00	1.822.862	100,00	25.112.116	100,00	7,26

Fuente: Información de las empresas y elaboración de la CNE.

- *El suministro de gas natural*

Al igual que en el sector eléctrico, la primera opción del consumidor es el suministro regulado. En este caso, el consumidor contrata con la empresa distribuidora y paga por la totalidad del suministro la tarifa integral. Una segunda opción corresponde al suministro en el mercado liberalizado. En este caso, el precio del gas natural se negocia libremente con un suministrador o comercializador quien internaliza en el precio final ofertado al consumidor, el coste del peaje o tarifa de acceso. Considerando estas opciones, la evolución del suministro de gas natural a los consumidores españoles desde enero 2003, hasta periodos más recientes, año 2007 y primer semestre del 2008, puede ser descrita en términos cuantitativos, mediante el cuadro 4.

- *El suministro liberalizado*

Al finalizar el primer semestre de 2008, casi tres millones de puntos de suministro se aprovisionaban a través de comercializadores de gas natural y, continúa ascendiendo la tasa de acceso al mercado liberalizado.

En términos globales, la fidelización en términos de número de suministros se situó en el 75,7 %, bajando este índice hasta el 57,6 %, si se establece en términos de energía suministrada.

CUADRO 4 *Grado de liberalización de las redes gasistas (Porcentaje de suministros que contratan acceso a la red-30 de junio de 2008)*

Participación suministros con contrato ATR sobre total de suministros por redes de distribución de gas natural. (30.06.08)							
Grupo empresarial de distribución	Mercado regulado		Mercado ATR liberalizado		Mercado Total		Mercado ATR s/ mercado total (%)
	No. Sum.	%	No. Sum.	%	No. Sum.	%	
Gas Natural	3.425.478	88,97	2.350.861	78,78	5.776.339	84,52	40,70
Naturgas Energía Distribución	127.854	3,32	552.657	18,52	680.511	9,96	81,21
ENDESA	296.703	7,71	80.377	2,69	377.080	5,52	21,32
Todos los grupos EE	3.850.035	100,00	2.983.895	100,00	6.833.930	100,00	43,66

Fuente: Información de las empresas y elaboración de la CNE.

6.3. EVOLUCIÓN DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN ELÉCTRICA Y GASISTA. UNA VISIÓN COMPARADA

Una visión comparada de la contratación de los suministro de electricidad y de gas natural pone de manifiesto una evolución más positiva en el mercado liberalizado de gas natural. No obstante, en el primer semestre de 2008 se aprecia una tendencia ascendente del nivel de acceso de los consumidores en ambos mercados (cuadros 5 y 6).

CUADRO 5. *La evolución comparada de los suministros regulados y liberalizados de electricidad y de gas natural (Por numero de suministros). Información actualizada a 30 de junio de 2008)*

Desglose del numero de suministros según su aprovisionamiento en los mercados regulado y liberalizado de energía (30.06.08)							
Numero de puntos de suministro	Mercado regulado		Mercado ATR liberalizado		Mercado Total		Mercado ATR s/ mercado total (%)
	No. Sum.	%	No. Sum.	%	No. Sum.	%	
Suministro de electricidad	23.289.254	85,8	1.822.862	37,9	25.112.116	78,6	7,26
Suministro de gas natural	3.850.035	14,2	2.983.895	62,1	6.833.930	21,4	43,66
Todos los suministros de Elec & Gas natural	27.139.289	100,0	4.806.757	100,0	31.946.046	100,0	15,05

Fuente: Información de las empresas y elaboración de la CNE.

CUADRO 6. *La evolución comparada de los suministros regulados y liberalizados de electricidad y de gas natural (Por energía suministrada). Información actualizada a 30 de junio de 2008)*

Desglose de la energía suministrada en los mercados regulado y liberalizado de electricidad y de gas natural (30.06.08)							
Suministro de energía	Mercado regulado		Mercado ATR liberalizado		Mercado Total		Mercado ATR s/ mercado total (%)
	Energía (Gwh)	%	Energía (Gwh)	%	Energía (Gwh)	%	
Suministro de electricidad	82.321	83,4	41.065	21,2	123.386	42,2	33,28
Suministro de gas natural	16.378	16,6	152.362	78,8	168.768	57,8	90,30
Todos los suministros de Elec & Gas natural	98.697	100,0	193.457	100,0	292.154	100,0	66.22

Fuente: Información de las empresas y elaboración de la CNE.

7. La integración vertical y la separación de propiedad en el marco regulatorio español

La separación de propiedad aplicada al sistema de transporte se ha traducido que en el caso español a que Red Eléctrica de España (REE), empresa transportista y que también asume la función regulada de Operador del Sistema Eléctrico, se convierta en la única empresa transportista de electricidad, dado que en tres años tendrá que adquirir el 100% de los activos de transporte. Adicionalmente, en el accionariado de Red Eléctrica la participación máxima de cualquier agente o socio se ha limitado al 5%, reduciéndose al 3% para el ejercicio de derechos políticos y al 1% en el caso de las empresas eléctricas. Esto quiere decir que Red Eléctrica cumple con lo que conlleva la separación de propiedad, es decir, que no existen intereses de cierto valor o cierta dimensión de las empresas eléctricas con actividades de generación y suministro en el accionariado y, por tanto, en el funcionamiento de Red Eléctrica como operador y planificador de la red de transporte. En este sentido, se asigna Red Eléctrica la función regulada de operación del sistema y que también asume la gestión de la red de transporte, para lo que se exige la adecuada separación contable y funcional.

En el sector del gas, la aplicación del criterio de separación de propiedad se produce en términos muy análogos a lo expresado para el sector eléctrico. En este caso, ENAGAS como empresa transportista relevante pero no única, asume también la función regulada de Gestión Técnica del Sistema, estando la participación de las empresas gasistas en su capital social condicionada a límites de propiedad y ejercicio de derechos políticos establecida en términos similares que los indicados para el transportista eléctrico.

8. Conclusiones

Se puede apreciar que, con carácter general, en la Unión Europea se considera la separación de propiedad como factor clave para reforzar los niveles de competencia tanto en los mercados nacionales como para favorecer la integración energética en un mercado más amplio como es la Unión Europea.

La Comisión Europea plantea dos opciones para la separación de actividades de manera efectiva (gráfico 6).

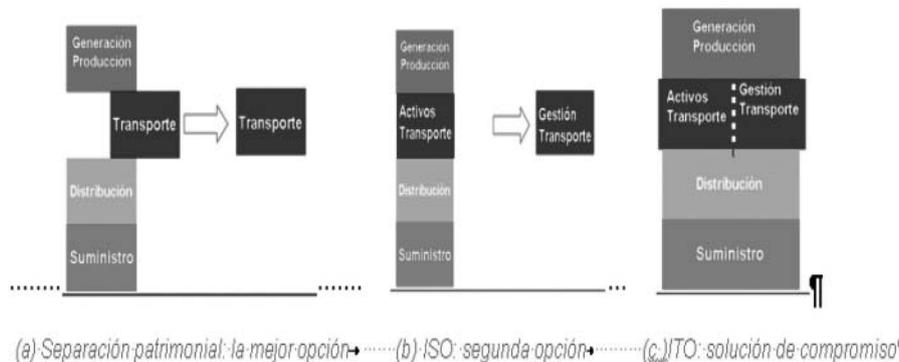
- *La primera opción preferida por la Comisión Europea se corresponde con la separación de propiedad. Según este esquema, se establece que el propietario de la red de transporte será el que se encargue de la operación del sistema de transporte. La separación de propiedad exige que el propietario de la red de transporte no tenga intereses o derechos sobre empresas que desarrollen actividades liberalizadas, esto es, producción, generación y suministro al consumidor final.*

Las razones por las que la Comisión Europea prefiere la separación de propiedad se basan en la evaluación del impacto demostrado en los países donde se ha implantado, como es el caso de España.

Los resultados de esta evaluación demuestran que:

- La separación de propiedad favorece una *mayor inversión en las redes*, independientemente de los intereses comerciales del resto de agentes del sector eléctrico.
- Los *ingresos procedentes de las congestiones* que són reinvertidos en las interconexiones son el doble para los operadores con separación de propiedad que los verticalmente integrados
- Además, al contrario de lo que algunos países alegan, no se han producido impactos negativos en los *precios de las acciones* de estas compañías.

GRÁFICO 12. *Alternativas para una separación efectiva de la actividad de transporte*



- *La segunda opción que admite la Comisión Europea es el denominado como modelo «ISO», (Independent System Operator).*

Es decir, los Estados Miembros podrán derogar la obligación de separación de propiedad siempre que se designe un operador del sistema independiente del propietario de la red de transporte. De esta manera se permite mantener la propiedad de los activos de transporte en la compañía vertical-

mente integrada pero cediendo la operación técnica y comercial de estos activos a un operador independiente.

Esta opción necesitaría de un incremento del control regulatorio y reglas adicionales que aseguren la independencia en la operación de las redes.

La Comisión Europea propone además medidas de control a las inversiones de países no comunitarios a causa de la relevancia que tiene la operación del sistema de transporte de gas y electricidad para el bienestar, la competitividad y seguridad de Europa.

Por eso, los sistemas de transporte o gestores de redes de transporte en Europa no han de ser controlados por personas procedentes de terceros países. Si bien se tendrán que tener en cuenta las obligaciones establecidas en los tratados internacionales.

El regulador nacional ha de certificar el gestor de la red de transporte tras su designación por los gobiernos nacionales, con la posterior revisión de la CE.

Como se muestra en el gráfico 6, en el complejo proceso de negociación de las propuestas de la Comisión Europea para un tercer paquete legislativo sobre mercado interior, *el Consejo Europeo ha propuesto la figura del Independent Transmission Operator (ITO) como tercera opción válida para garantizar una separación efectiva de la actividad de transporte. El modelo ITO seguiría permitiendo al grupo verticalmente integrado retener tanto los activos de transporte como la operación y gestión del sistema de transporte, si bien los requerimientos actuales de separación legal y funcional se verían endurecidos mediante una regulación más severa y nuevos mecanismos de control y supervisión.*

Finalmente, se destaca que la regulación energética en España, ya desde sus primeros pasos con la Ley 54/1997 y Ley 34/1998, ha fomentado una separación efectiva de la actividad de transporte que ha ido siempre mucho más allá de lo que en este sentido ha venido estableciendo la Legislación Comunitaria. En el caso de la distribución de electricidad y gas natural, los requerimientos establecidos por las directivas en vigor (2003) eran transpuestos en julio de 2007 a través de las Leyes 17/2007 y 12/2007 ya mencionadas.

En lo que respecta al proceso de liberalización (apertura gradual) de la demanda, en enero de 2003 se reconocía el derecho a todos los consumidores peninsulares de elegir su suministrador de gas y electricidad. Este derecho llegó al ciudadano con más de cuatro años de adelanto con respecto al calendario establecido por las Directivas 2003/54/EC y 2003/55/EC todavía en vigor.

CAPÍTULO 17

COMPETENCIA ECONÓMICA O REGULACIÓN

FRANCISCO A. DE LA ISLA CORRY

Director de la Comisión Reguladora de Energía (CNE, México)

1. Introducción

En términos generales, la eficiencia económica es un concepto que asocia el uso de insumos para la obtención de bienes o servicios. Se habla de eficiencia económica cuando, dada una cantidad de recursos, se obtiene el monto máximo de producto; alternatively cuando se produce una cantidad determinada de un bien al menor costo posible. Lo anterior, siempre que todos los demás factores que pudieran afectar los resultados, permanezcan constantes o *ceteris paribus*. Entre éstos se puede citar la tecnología, la calidad y disponibilidad de los recursos así como las condiciones de precios y de producción.

En teoría económica el modelo de competencia perfecta, visualizada como la interacción de numerosos productores y consumidores que actúan de manera independiente, pero donde ninguno puede afectar el precio de un mercado con sus decisiones de producción y consumo, asegura la mejor asignación de los recursos al alcance de la sociedad, esto es, la mayor eficiencia y, consecuentemente, el más alto nivel de bienestar económico para el núcleo social. En cambio los monopolios, o productores únicos de un bien o servicio para un mercado, logran obtener el mayor nivel de riqueza para sí mismos al utilizar su poder de mercado para extraer rentas extraordinarias de los consumidores.

Por su naturaleza estratégica, el sector energético ha operado a través de monopolios, en su mayoría públicos, sujetos a regulación por parte del gobierno. Esto se debe a que durante mucho tiempo se tuvo la percepción de que la producción y abastecimiento de energéticos, tareas que demandaban inversiones cuantiosas, debían ser llevados a cabo por monopolios, ya que así se lograban mayores eficiencias y, de manera paralela, se aseguraba un mejor control sobre la actividad. El modelo se consolidó a través de protecciones legales que impidieron la entrada de otros participantes. No obstante lo anterior, existen segmentos dentro del sector que operan a través de los denominados monopolios naturales, es decir, entidades productivas que, dadas las condiciones tecnológicas con que operan, lo hacen de manera más eficiente que dos o más empresas.

Es la presencia de estos monopolios la que hace socialmente deseable la regulación económica y técnica de sus prácticas. Se les regula para moderar su poder de mercado sobre sus usuarios; para lograr menores precios que los que aplicarían estos agentes en ausencia de controles y asegurar que, como consecuencia de dichos precios, no se deteriore la calidad de servicio. A lo largo de la historia, el alcance de la regulación sobre la industria eléctrica y de combustibles ha variado en la medida en que ha cambiado la percepción de qué es un monopolio y de

qué suerte de intervención gubernamental puede brindar el mayor bienestar económico para la sociedad. En varios países el modelo regulador ha transitado del control de productores integrados a

- la separación de sus distintas actividades;
- regulación de aquellas con características de monopolio natural, y
- eliminar barreras de entrada e introducir competencia en las actividades restantes.

Idealmente, la regulación debería orientarse a inducir la mayor eficiencia económica posible en la actividad regulada. No siempre es así. Con frecuencia es instrumento de objetivos políticos. Usualmente estos se traducen en subsidios que inducen consumos superiores a los socialmente deseables, distrayendo recursos de otras actividades. Pero ésta no es la única deficiencia de la regulación. Por su propia naturaleza, se ve mermada por la vasta diferencia en la calidad y cantidad de información con que cuenta el regulador respecto de la empresa regulada (información asimétrica). Lo que es cierto sobre la información también lo es respecto del contraste en los recursos con que cuentan uno y otro. También es común que se regulen industrias que no lo requieren o que se les controle en demasía, ocasionando costos mayores que los beneficios que se persiguen. La regulación es, pues, una herramienta que requiere claridad de fines y de una evaluación constante, a efecto de que contribuya a la eficiencia económica y no se convierta en lastre para las actividades productivas y costo excesivo para los consumidores y contribuyentes.

Desde el punto de vista de la eficiencia económica, este escrito abordará el alcance y conveniencia de la regulación y la competencia en el sector energético, sus límites y algunas experiencias en México de regulaciones exitosas y otras mal concebidas. Por último, y también desde la perspectiva de la eficiencia económica en dicho sector, se revisará brevemente el efecto de los subsidios sobre el bienestar de algunas de las modalidades tradicionales.

2 Necesidad de regular monopolios

Para ilustrar esta aserción se compara la eficiencia en la asignación de recursos de dos modelos de organización industrial: competencia perfecta y monopolio. El primero es una abstracción del entorno productivo que se vivió durante la Revolución Industrial. Imagínense centenares de productores operando en talleres pequeños con condiciones tecnológicas similares. La mayor parte de éstos abastecían las ciudades con volúmenes de manufacturas relativamente bajos, y orientaban sus decisiones de producción con base en las señales de mercado imperantes: a mayor precio, mayor oferta; a menor precio, menor oferta; por su parte, los consumidores demandaban más o menos en sentido contrario al cambio en el precio. Aunque guiados por el objetivo de maximizar sus propias ganancias, ningún fabricante tenía el tamaño suficiente para poder determinar o afectar el precio. La «mano invisible» que describía Adam Smith, guiaba los esfuerzos individuales para alcanzar la mayor riqueza posible para la sociedad.

recursos para la sociedad, sea por la existencia de monopolios, fallas de mercado, etc. Teóricamente, el regulador debe fijar un precio tal que el productor incremente su oferta hasta maximizar el beneficio social.

En la práctica, como se plantea más adelante, la regulación tradicional descrita arriba conlleva altos costos y, en ocasiones, resulta ineficaz. Las mejores prácticas reguladoras actuales se guían por otra perspectiva: bajo el supuesto de que la mejor asignación de recursos o mayor eficiencia económica se logra a través del modelo de competencia perfecta, antes que regular se prefiere inducir mayor eficiencia a través de la desregulación, es decir, eliminar todas las barreras a la entrada de nuevos agentes a una actividad en particular. Lo anterior, claro está, siempre que la actividad que se pretenda desregular tenga potencial competitivo. Estas conclusiones se han alcanzado a partir de una comprensión más precisa de lo que es un monopolio y la evidencia de que es más eficiente la interacción competitiva de los productores en el mercado que la mejor regulación. ¿Por qué? Se ha observado que la competencia entre empresas fomenta que éstas inviertan en reducir sus costos, ofrecer nuevos y mejores productos o servicios, brinden mejores condiciones crediticias, contratos más adaptados a las necesidades específicas o del cliente, entre otros. Este esfuerzo responde a la necesidad que tiene cada competidor de asegurarse una mayor porción del mercado o, al menos, mantener su cuota, para aumentar o preservar sus ganancias. La dinámica por la supervivencia económica o por incrementar las utilidades de la empresa, sustentada en la capacidad del consumidor o usuario de elegir libremente su proveedor, provee mejores condiciones para aquél. Por el contrario, cuando una empresa no enfrenta competencia alguna (por ejemplo cuando hay restricciones jurídicas que impiden la concurrencia de otras firmas), no tiene incentivos para mejorar sus productos, reducir sus costos para disminuir sus precios o brindar mejores tratos a sus usuarios. Su renta está garantizada. El papel del regulador en este escenario es fijar un precio menor que el que fijaría libremente un monopolista e inducirlo a mejorar la calidad de su producto o servicio empresa, mediante incentivos favorables o la amenaza de sanciones. Sin embargo, el resultado no es comparable al de un mercado competitivo.

Se reitera que tiene sentido privilegiar la competencia sobre la regulación cuando la actividad en cuestión tiene potencial competitivo. Forzar el concurso de más participantes en donde no es viable, como en el caso de los monopolios naturales, tiene efectos adversos sobre la eficiencia. Por tanto, conviene distinguir qué actividades deben ser reguladas. Ya se explicó que por décadas el sector energético estuvo formado por empresas constituidas para asumir todas las actividades que conformaban el suministro. En el sector eléctrico dichas empresas se encargaban de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica de manera exclusiva. En los hidrocarburos era frecuente que un solo producto tuviera el control de la producción o la importación de combustibles, su conducción hasta los mercados y su venta. En muchos casos, estas empresas operaban con exclusividad porque así favorecían el control de precios y comercial del sector por el gobierno, habida cuenta de la importancia estratégica y social de la actividad. En otros, el productor era protegido de la competencia porque se le consideraba *monopolio natural*, por lo que resultaba esencial preservarlo como oferente único para asegurar que alcanzara todas las eficiencias resultado de su escala y condiciones tecnológicas de producción.

Estos paradigmas se abandonaron a medida que resultaron evidentes los altos costos y baja calidad de la producción, que usualmente ameritaban subsidios o inyecciones de capital. También fue claro que constituían cotos de poder para grupos políticos, los dirigentes de las empresas y las organizaciones sindicales. Del examen de estos casos se dedujo la falsedad de que los monopolios energéticos requirieran integrar y administrar todas las funciones propias de la actividad. Fue más y más evidente que la producción de hidrocarburos y la generación eléctrica, así como la comercialización de estos bienes, podían ser realizadas con mayor efectividad por varias empresas, de manera competitiva. Sólo algunas actividades merecen ser consideradas monopolios, tales como la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Las conclusiones sobre la estructura industrial del sector energético, así como de otras industrias, es que la regulación debe concentrarse sólo en:

- los monopolios legales, es decir, aquéllos que por algún ordenamiento jurídico sustantivo se reservan a alguna entidad de manera exclusiva;
- los monopolios naturales, denominados así porque su estructura de costos les permite producir más económicamente un producto o servicio que dos o más empresas de manera conjunta, y
- en cuanto a las actividades con potencial competitivo, el regulador debe eliminar los obstáculos que impidan la entrada de nuevos participantes, a la vez que asegurar condiciones equitativas para todos los concurrentes.

3. Regulación del monopolio natural

La capacidad de producir un bien o servicio a menor costo que dos o más empresas conjuntamente, puede ocurrir con o sin rendimientos crecientes a escala. Cuando un agente produce con costos promedio decrecientes a lo largo del rango relevante de oferta, se habla de un monopolio natural fuerte. El monopolio con costos promedio crecientes para ese mismo rango, que produce a menor costo que dos empresas se conoce como monopolio natural débil. Lo esencial es que, en el rango relevante de producción, éste se logre a menor costo que mediante dos o más empresas. Por ejemplo, el transporte de gas natural se comporta como monopolio natural hasta que la demanda alcanza la capacidad de diseño del ducto, incluida la compresión posible. Aumentos adicionales de demanda pueden ser atendidos a menor costo por un nuevo participante, ya que el ducto establecido enfrentaría costos incrementales muy superiores para atender esa demanda. Otro factor a considerar en la definición de un monopolio natural es la viabilidad del cambio tecnológico. Tómese como ejemplo el caso de las redes telefónicas fijas: mientras no se desarrollaron los sistemas celulares, dichas redes fueron reguladas en distintos ámbitos: tarifas, condiciones de servicio y programas de inversión, entre otros; ahora diversos segmentos de mercado enfrentan una competencia vigorosa por parte de empresas que prestan el servicio por vía celular o la internet. Puede decirse entonces que mientras más propicio sea el ámbito productivo para mejoras tecnológicas, menores las probabilidades de que sea factible un monopolio natural. En síntesis, determinar que una actividad es un monopolio natural y por tanto merece ser regulada, requiere una valoración amplia e informada.

Una vez que se ha identificado una actividad como monopolio natural, ¿por qué interesa regularla? La razón fundamental se explicó arriba: para fijar un precio menor que el que aplicaría el monopolio en ausencia de regulación, lo que representa un mayor beneficio para los consumidores. Otra disciplina para el monopolio es imponerle un régimen de calidad; de lo contrario procurará disminuir los estándares de calidad de servicio o de producto cuando el regulador limite los precios que pueda cobrar a sus clientes o usuarios. También se requiere de regulación cuando la estructura de costos de la empresa arroja los mayores beneficios sociales (costos promedio decrecientes) en un rango de producción determinado. Contrariamente a las áreas con potencial competitivo, promover la participación de otros agentes en una actividad con características de monopolio natural puede representar pérdida de recursos, ya que en el rango relevante de oferta dicho monopolio producirá al menor costo los bienes y servicios que la sociedad requiera. Esto es de importancia en el sector energético porque muchas inversiones en actividades con características de monopolio natural representan costos hundidos, esto quiere decir que en caso de malograrse a través de la competencia, son irrecuperables. Por lo anterior, dichas inversiones deben protegerse mediante barreras de entrada necesarias hasta que alcancen su potencial productivo eficiente.

Uno de los mayores problemas que enfrenta el regulador en el ejercicio de sus funciones es determinar el precio y tarifas de bienes y servicios sujetos a regulación, en niveles que maximicen el bienestar social. A falta de un mercado que establezca precios y tarifas por la interacción de oferta y demanda, el regulador debe conformar estos cobros a partir de costos, parámetros, referentes, etc. Cuando se trata de precios de productos, el ejercicio es relativamente más simple. Para fijar el precio el regulador puede elegir entre diversos esquemas que responden a objetivos distintos. Cuando se persigue controlar las ganancias del monopolio, una alternativa es fijar el precio a partir de los costos de producción más una tasa de rentabilidad que el regulador considere razonable. En este caso la mayor dificultad estriba en conocer los costos reales de producción. Una vía distinta es establecer un precio que permita al monopolio competir con sustitutos cercanos. Otro esquema es determinar un descuento o sobreprecio de dicho bien respecto de sus sustitutos con miras a estimular o frenar la demanda del mismo. En situaciones en que el monopolio es de naturaleza legal y su producto se negocia en los mercados internacionales, el precio de estos mercados puede servir como referente para el producto regulado; inclusive permitiría la competencia de éste en el mercado internacional o en el interno, dependiendo del balance de comercio exterior de ese producto en particular.

Cuando el ente regulado es un monopolio natural proveedor de servicios, tal como un sistema de distribución de electricidad o de gas, la regulación debe sortear más y mayores obstáculos. En primer lugar, los servicios no tienen sustitutos suficientemente cercanos y, en su caso, las infraestructuras mantienen características particulares y sirven mercados con conformaciones únicas. En segundo lugar, el regulador debe cumplir su labor con una significativa deficiencia de información respecto de la empresa regulada. Esta última conoce en todo detalle sus costos, riesgos y mercado; por el contrario el regulador tiene a su alcance la información que le brinda la empresa regulada sobre dichos rubros, esenciales para fijar el precio a la actividad regulada. Owen y Braeutigam

(1978, p.4) ofrecen sus impresiones al respecto: «La habilidad de controlar el flujo de información al agente regulador es un elemento crucial para afectar decisiones. Las agencias pueden ser orientadas en la dirección deseada poniendo a su disposición hechos seleccionados cuidadosamente». Por ejemplo, en la regulación de costo de servicio, el monopolista puede aprovechar dichas ventajas y los incentivos de esta modalidad reguladora para sobreinvertir o brindar información insuficiente o confusa, de manera que las tarifas resultantes le permitan alcanzar beneficios mayores que los pretendidos por la autoridad. Considérese, por ejemplo la dificultad de precisar cuánto vale una red óptima de distribución de gas; más aún determinar a partir de registros contables si la inversión del permisionario en particular no es excesiva o costosa en exceso. Otra materia compleja es la definición precisa de la depreciación: no es posible determinar con exactitud la vida útil de infraestructura relevante. También debe tomarse en cuenta la complejidad de identificar manipulaciones de los estados financieros a través de transferencias con empresas relacionadas o entre actividades reguladas y no reguladas, por ejemplo. La rentabilidad sobre la inversión que autoriza el regulador es otro aspecto controvertible de la regulación de precios y materia constante de litigio entre el regulador, la empresa regulada y los usuarios. ¿Qué rendimiento es suficiente para atraer inversión y, al mismo tiempo, no obsequiar rentas extraordinarias? Existen métodos (Discounted Cash Flow Analysis, Capital Asset Pricing Model) que permiten estimar de manera objetiva un retorno. No obstante el resultado es habitualmente disputado por regulados y consumidores. Las diferencias pueden derivarse de las muestras para estimar dicha rentabilidad, de los instrumentos financieros que se utilizan en los cálculos, en decidir sobre costos de capital históricos o proyecciones, la proporción razonable de deuda a capital, la estimación del riesgo implícito en el régimen de regulación, entre otras (Ver Berg y Tschirhart, 1988; pp. 305-307).

Frente a estas complicaciones el regulador puede auxiliarse de análisis comparativos con otras empresas o de herramientas como la «empresa modelo», construcción teórica de una empresa eficiente, para establecer los precios del monopolio. Es posible, de manera similar, estimar los costos marginales de la prestación del servicio y, en el caso de monopolios naturales fuertes¹; recuperar los diferenciales con el costo medio a través de cargos fijos asignados con base en criterios económicos de eficiencia. En cualquier caso, estos instrumentos ofrecen aproximaciones distintas a los objetivos de la regulación, pero distan de ser perfectos.

Es indudable que, en su esfuerzo por determinar el precio adecuado al monopolio, la autoridad enfrenta una batalla desigual. El ente regulado tiene a su disposición recursos considerables para cuestionar, impugnar o demandar las decisiones del regulador. Por su parte, este último se ve limitado por restricciones presupuestales, rigideces operativas y la carga de trabajo. El desbalance de fuerzas resta efectividad a la acción de la autoridad. Los demás grandes conceptos de la regulación, la calidad de servicio, el acceso a los servicios y la obligación de prestar éstos, demandan también la atención y los recursos del regulador. La magnitud de la fiscalización exige el uso de análisis aleatorios e incentivos (re-

¹ Recuérdese que este tipo de monopolio opera con costos decrecientes, lo que implica que el costo marginal de producción es menor que el costo medio.

compensas y penalizaciones), que alienten el cumplimiento de las reglas y alivien la carga reguladora para el fiscalizador y también para la empresa, aunque con limitaciones.

4. Costo de la regulación

Si bien es cierto que la regulación pretende corregir las fallas de mercado e inducir una mejor asignación de recursos en las actividades que controla, también lo es que esta labor implica costos para la sociedad en su conjunto. Ya se comentó arriba sobre los resultados imperfectos en materia de precios, calidad y demás ámbitos, como resultado de la vigilancia del regulador. Otros inconvenientes tienen que ver con la gestión de las reglas que norman las actividades reguladas y su cumplimiento. En primera instancia, se debe considerar el monto de recursos empeñados en el diseño del marco jurídico con el que se pretende corregir la imperfección de mercado o monopolio. En segundo lugar, desde luego, los montos presupuestales asignados a la institución reguladora. Como tercero, los costos que deberán sufragar los entes regulados para cumplir con las obligaciones derivadas del marco jurídico: tanto los directos como los derivados de la distracción de capacidades que deben destinarse a la observancia de la regulación. En cuarto sitio podemos incluir los gastos en que incurren los consumidores o usuarios para demandar la aplicación de las reglas u oponerse a ellas. Es de destacarse que el costo de la actividad reguladora depende del diseño de ésta y sus objetivos: algunos esquemas como la regulación de costos de servicio, preocupados por lograr resultados exhaustivos, demandan desembolsos particularmente onerosos de todos los involucrados: regulador, regulado y consumidores. En ocasiones el costo de una intervención del regulador es tan elevado para la empresa regulada o los consumidores que se prefiere tolerar la situación hasta que resulte insostenible. Otros inconvenientes de la regulación están relacionados con el diseño y rigidez de la misma: en virtud de que es un instrumento de intervención sujeto a imperfecciones, un diseño equivocado puede ocasionar efectos indeseables y costos elevados; también debe tomarse en cuenta que las actividades reguladas evolucionan constantemente, como el resto de la economía, mientras que las normas que las rigen no se adecuan al mismo ritmo, lo que puede propiciar ineficiencias; por último debe tenerse en mente en este recuento de costos la falibilidad del regulador, sea por la falta de información o incompetencia.

A los costos anteriores se suma la captura del regulador. Este término se refiere al cambio de objetivos de la autoridad: de procurar el bien común a apoyar los intereses de la empresa regulada. Este término puede ampliarse a políticas públicas que contravienen los objetivos del regulador, o bien a presiones directas sobre éste por parte de órganos de gobierno, grupos de interés, medios, etc. La intervención de estos poderes constituidos y fácticos puede desvirtuar la labor de la institución reguladora en beneficio de éstos, y con ello convertirse en un costo social no desdeñable por todas sus implicaciones.

La reflexión central sobre los costos de la regulación es que conviene tener en mente que ésta debe ser un instrumento para atender las fallas de mercado y los monopolios en la medida que los beneficios que se obtengan de su intervención sean mayores que sus costos, vistos de una manera amplia. De ninguna manera

puede argumentarse que la regulación debe aplicarse de manera ciega, aún a pesar de que exista un monopolio natural en toda la extensión de la palabra. A manera de ejemplo, considérese el caso de una distribuidora eléctrica que, dadas sus condiciones de operación y la demanda que enfrenta, puede aplicar un precio que le permite sustraer una renta moderada de los consumidores. Si para ello se estima que la regulación representa un costo mayor que dicha renta, dado que se requiere crear una institución *ex profeso*, dotarla de un presupuesto importante, diseñar e instrumentar la regulación y que existen riesgos de que la intervención reguladora no sea muy certera, entonces ésta carece de sentido económico.

Ahora bien, esta amplia enumeración de los límites de la regulación no quiere decir que la introducción de competencia es siempre preferible a la intervención del regulador. Como se sabe, empresas en entornos competitivos realizan prácticas monopólicas cuando logran y ejercen poder de mercado, se coluden con otros agentes, aprovechan alguna falla de mercado, entre otras, que ocasionan pérdidas en bienestar. La literatura sobre el tema es vasta. Para mitigar y prevenir estas acciones, los gobiernos han creado instituciones que vigilan el proceso de competencia. Claro está que el regulador de los monopolios del sector energético enfrenta el problema inverso, ya que el poder de mercado es de origen, sea porque se trata de un monopolio legal o natural. En cualquier caso, el regulador deberá evaluar cuidadosamente con qué objetivo y cuándo intervenir en pro de la competencia, con qué ritmo y, en su caso, evaluando distintos esquemas de intervención. Ignorar estas precauciones puede ocasionar costos superiores a los beneficios de promover competencia en las actividades objeto de regulación.

Uno de los riesgos de inducir competencia es procurar ésta en áreas económicas con características de monopolio natural. En ocasiones, la fe ciega en las capacidades del mercado para alcanzar eficiencia económica ha llevado a eliminar barreras de entrada en industrias que no han desarrollado aún la escala necesaria para aprovechar los beneficios potenciales de sus ventajas tecnológicas. Nuevos entrantes entorpecen la expansión del monopolio natural al grado que se logra satisfacer la demanda a un costo mayor al que hubiera alcanzado una sola empresa; se genera sobrecapacidad que no puede ser absorbida por el mercado, o se produce la quiebra de algún participante y la pérdida definitiva de inversiones. Otro desacierto es abrir espacios a la competencia en espacios regulados, es decir, se permite a inversionistas competir sin restricciones con la empresa regulada. El problema que enfrenta esta última es no poder competir en igualdad de condiciones con los nuevos entrantes, porque está sujeta a costos de cumplimiento de objetivos establecidos por el regulador (garantías financieras como incentivo para alcanzar objetivos de cobertura de usuarios) y rigideces normativas (solicitar aprobación del regulador para ofrecer tarifas distintas de las reguladas, prohibición de aplicar subsidios cruzados). El daño sobre el regulado es mayor en la medida que sus obligaciones son más costosas o impiden una pronta reacción ante la amenaza competitiva.

También es probable que la introducción de competencia ocasione un deterioro de la calidad de servicio. Cuando esta interacción conlleva reducciones de tarifas por debajo del costo marginal de prestar el servicio, la empresa monopólica tenderá a compensar la reducción en ingresos con reducciones en los costos de operación y mantenimiento. En caso de que la competencia

sea persistente, la menor inversión o gasto repercutirá sobre la confiabilidad y continuidad del servicio; eventualmente también sobre la seguridad. Hay que agregar que varios de los inconvenientes que puede acarrear la introducción poco cuidadosa de competencia en una actividad con características de monopolio natural, pueden concurrir en un mismo escenario, ocasionando costos sociales importantes.

5. Experiencias en el sector energético

Desde su Constitución Política, México reserva al Estado la propiedad de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo. Se encomienda a Petróleos Mexicanos, empresa 100 por 100 en manos del Estado, la exploración, explotación, proceso y refinación de hidrocarburos, así como otras actividades relacionadas. En muchos casos, el alcance de esta exclusividad comprende inclusive la importación y comercialización. Este monopolio legal implica la necesidad de establecer el precio y los términos de venta de los combustibles. La regulación de esta estructura ha seguido dos vertientes: la aplicable a gas natural y la que rige a los demás hidrocarburos. En el primer caso, mediante una reforma estructural la industria se fraccionó en diversas actividades: venta de primera mano por Petróleos Mexicanos, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y comercio exterior. Sólo la venta de primera mano quedó clasificada como actividad reservada al Estado; las restantes se abrieron a la participación privada. La desagregación hizo posible separar las actividades con potencial competitivo (comercialización, comercio exterior) de los monopolios legales (venta de primera mano) y naturales (transporte, almacenamiento y distribución). De manera paralela se eliminaron barreras de entrada a las distintas actividades y se fijaron reglas que permitieran la competencia donde ésta fuese posible. Por ejemplo, se desreguló por completo la comercialización del gas; se eliminaron requisitos de permiso previo y aranceles para la importación y exportación del gas y, entre otros, se estableció la obligación de brindar acceso a los monopolios naturales: redes y sistemas de almacenamiento. Se diseñó una regulación expresa para cada una de las actividades monopólicas, lo que posibilitó nuevos espacios para la competencia y reglas que incentivan el uso eficiente de la infraestructura. La nueva estructura industrial de gas natural ha atraído inversiones privadas importantes que han apoyado la transformación de la industria, desde una red de distribución mucho mayor hasta la expansión significativa del transporte de libre acceso a terceros.

En materia de precios, los fundamentos para regular el precio del gas son similares que para los demás combustibles: a partir de una referencia internacional relevante, ajustada por costos de transporte. Para el gas natural la referencia es Henry Hub, en Louisiana, un mercado que sirve para determinar el precio de contratos en otros mercados, de largo plazo o gas natural licuado, entre otros. Esta cotización, diaria o mensual, se corrige mediante los diferenciales históricos entre Henry Hub y el sur de Texas y un factor que estima el costo de transporte del sur de Texas a la interconexión con el sistema de gasoductos de Pemex. Como resultado se fija el precio máximo, diario y mensual del gas. Este modelo tiene la ventaja de reproducir con bastante precisión los costos que enfrentaría un

agente interesado en importar gas natural al país. Este vínculo entre los precios internos y externos es congruente con otras medidas. La consistencia de objetivos entre la metodología de precios y las demás acciones en pro de la competencia (obligación de libre acceso a ductos, liberación del comercio exterior y de la comercialización del combustible), integran un entorno favorable para el desarrollo de otras fuentes de suministro en México y la conformación de un mercado competitivo de este hidrocarburo en el país, lo que en sí mismo es una disciplina al comportamiento del productor monopólico. La consistencia de la regulación con las condiciones de competencia en el mercado norteamericano ha favorecido la creación de 15 interconexiones fronterizas entre México y los Estados Unidos, con capacidad de 3,254 Mpcd de importación y 750 de exportación. Asimismo se han construido 2 terminales de regasificación en ambas costas y otra viene en camino. Esta infraestructura, realizada por capitales privados, ha potenciado la integración de México con otros mercados y la cobertura del gas natural en territorio nacional. El conjunto de inversiones orientadas al mercado externo permitirá, por una parte importar 27 por 100 del consumo no petrolero de gas en el país durante 2008. Por otra parte, se prevé realizar exportaciones por más de mil millones de pies cúbicos en 2009².

Este esquema de regulación, aplicado por un ente regulador autónomo (la Comisión Reguladora de Energía) creado *ex profeso*, ha sido el más exitoso. Los demás combustibles no han corrido la misma suerte. El ente responsable de definir las reglas para estos hidrocarburos, con excepción del gas licuado de petróleo, es la autoridad hacendaria. Como es previsible, a pesar de que existen criterios de fijación de precios para todos los combustibles, con frecuencia se privilegian objetivos recaudatorios, medidas de control de inflación o decisiones políticas. El escenario de precios no es propicio para integrar el mercado mexicano al internacional; además por disposición constitucional la empresa del Estado opera como monopolio en el suministro de estos hidrocarburos. Ello implica la obligación de satisfacer la demanda de estos productos en las condiciones estipuladas por la Secretaría de Hacienda. Este mandamiento tiene altos costos para Petróleos Mexicanos en términos de los recursos que debe emplear para asegurar el abasto y, a menudo, pérdidas significativas porque los costos del suministro exceden los precios fijados. En cuanto a desarrollo de la actividad, las restricciones presupuestales impuestas a la empresa ocasionan inversiones subóptimas en infraestructura. Asimismo, se siguen esquemas de auto regulación técnica que están supeditados a prioridades de gasto. Gracias a lo anterior son frecuentes los daños al ambiente y terceros por derrames de combustible e incidentes, así como pérdidas millonarias por reparación del daño e, incluso, hurto. Otro efecto de este modelo errático de regulación es la distorsión de los precios relativos de los combustibles. Este desarreglo condiciona también los patrones de consumo a nivel residencial, comercial e industrial y presiona ulteriormente las finanzas de Petróleos Mexicanos.

El contraste entre este esquema regulador y el aplicado en gas natural es notable. Los saldos en modernización de la industria, desarrollo de infraestructura y finanzas públicas son particularmente negativos para el modelo de suministrador único. En cambio, la regulación de actividades monopólicas y eliminar barreras

² Prospectiva del mercado de gas natural 2007-2016.

de entrada al resto de las actividades relacionadas ha transformado una industria letárgica en un modelo exitoso de desarrollo industrial.

En otro ámbito, la regulación de los monopolios naturales en México transparenta otros ángulos de la competencia y la regulación. En la industria de gas natural, se consideran actividades sujetas a regulación el transporte, almacenamiento y distribución del hidrocarburo. Todas se someten a regulación de tarifas, calidad de servicio, y acceso abierto, pero se distinguen por particularidades del acceso. El transporte, por ejemplo, no brinda exclusividad alguna para una ruta específica. El mercado determina qué proyecto(s) se realiza(n). A fin de evitar que el transportista abuse de su poder de mercado, se le prohíbe adquirir gas para comercializarlo. Asimismo, se establecen reglas de transparencia sobre la asignación de capacidad y tarifas negociadas a efecto de brindar las mismas condiciones a todos los interesados. En contraparte, al distribuidor se aseguran doce años de derechos exclusivos para aprovechar una zona geográfica determinada, si bien dicha exclusividad no limita el derecho de particulares para constituir una sociedad de autoabastecimiento dentro de dicha zona geográfica. Como se ha observado en otros países, el libre acceso a las infraestructuras ha beneficiado a los usuarios con mayor transparencia, certidumbre y menores precios que los ofrecidos en los modelos de abasto integrados. A través de la reserva de capacidad, de temporadas abiertas para la asignación de dicha capacidad en nuevos proyectos, se ha logrado ampliar la inversión en ductos, la cobertura y diversidad del suministro.

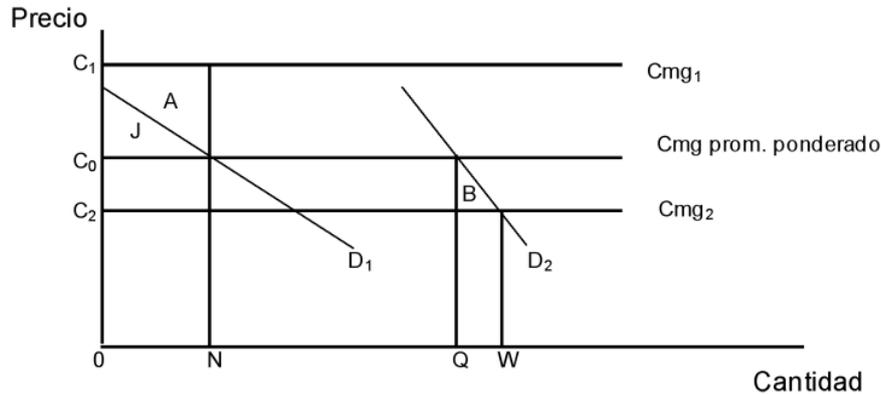
El modelo, sin embargo, también tiene problemas de diseño. La posibilidad de desarrollar sociedades de autoabastecimiento dentro de las zonas geográficas de distribución ha generado ineficiencias en la asignación de recursos. En un caso, a poco tiempo de que se otorgó un permiso de distribución, se desarrolló una fuerte competencia con una sociedad de autoabastecimiento. Ésta fue agresiva para contratar a un número importante de usuarios industriales. Por su parte, el distribuidor diseñó su red para servir un volumen mucho mayor que el que pudo sumar con base en sus tarifas reguladas. El sobredimensionamiento de la red respecto de la demanda reduce su competitividad aún más. También debe hacer frente a las obligaciones contraídas como ganador de la licitación para desarrollar la zona geográfica, tales como lograr una meta de usuarios residenciales a cambio de una penalización pecuniaria, y a las rigideces del ambiente regulado. El escenario es inequitativo: la sociedad de autoabastecimiento sólo está sujeta a regulaciones técnicas y de seguridad, en tanto que el distribuidor debe actuar dentro de confines estrechos: no puede ofrecer tarifas flexibles hasta recibir autorización del regulador; no puede aplicar subsidios cruzados; no puede ofrecer tarifas por debajo del costo variable de prestación del servicio; no puede proponer condiciones de servicio, crédito o pago distintas de las establecidas en su permiso. En los hechos, además, la sociedad de autoabastecimiento es en realidad un distribuidor que opera sin regulación. Como se aprecia, la apuesta procompetitiva de la regulación no analizó suficientemente los problemas que afrontaría un ente regulado en un contexto de competencia. Tampoco se consideró que modificar el régimen de regulación en el país es tardado y complejo, por lo que el problema difícilmente podrá resolverse en un plazo razonable. Mientras tanto, los pequeños usuarios del distribuidor pagan mayores tarifas y sus accionistas observan pérdidas o menores utilidades. En breve, un par de conclusiones al respecto:

- no es eficiente promover competencia en escenarios en que conviven entes regulados con desregulados, es decir, debe asegurarse que la competencia se desarrolle en condiciones equitativas; y
- los monopolios naturales deben alcanzar una escala adecuada para desarrollar su potencial.

6. Eficiencia económica y subsidios

Estas líneas sobre la conveniencia de regular una actividad económica o promover mayor competencia, como ya se señaló, pretenden identificar la solución más eficiente desde el punto de vista económico. El análisis de eficiencia económica puede ampliarse a otras formas de intervención de la autoridad. Los subsidios son una herramienta muy socorrida por el gobierno para asignar recursos de manera pronta a un objetivo. Con frecuencia se utilizan para atender necesidades consideradas apremiantes de la población más pobre; otras veces para alentar el consumo de un bien sobre otros. Los subsidios al consumo, por ejemplo, son recursos que la autoridad determina entregar, directa o indirectamente, a un grupo de consumidores de un producto específico con el objetivo de fijar un menor precio por unidad consumida de ese bien. Otro caso es el subsidio cruzado, en el que un grupo de consumidores subvenciona a otro grupo, por decisión de autoridad o como estrategia de una empresa.

Los subsidios cruzados son comunes en la regulación de servicios públicos: el regulador procura apoyar a grupos de usuarios que considera menos favorecidos (*v.gr.*, usuarios residenciales), con tarifas por debajo de los costos de prestación del servicio, y compensa el déficit resultante con mayores cobros a otros usuarios, tales como comercio e industria. Otra variante es que el regulado procure tarifas que benefician a los usuarios que representan mayor valor para la empresa, como un consumidor de grandes volúmenes, a costa de los usuarios residenciales. Esta práctica es frecuente también en industrias competitivas. Para analizar los efectos sobre la eficiencia de los subsidios cruzados entre consumidores urbanos y rurales, véase a continuación en el gráfico 2 el ejercicio propuesto por Turvey. Por decisión del regulador todos los usuarios deberán pagar una tarifa equivalente al costo marginal promedio ponderado (C_{mg} ponderado). A este precio, los usuarios urbanos adquirirían Q ($<W$) y los rurales N (>0). En ausencia del subsidio cruzado, las tarifas se determinarían con base en los costos marginales de prestación del servicio para cada grupo de consumidores: los usuarios urbanos y rurales adquirirían W y cero, respectivamente. En este caso, la ganancia social respecto del escenario en que el precio es igual a C_{mg} ponderado está representada por las áreas A (diferencia entre la reducción de costos por eliminar la demanda $0R$ y el valor de esa demanda para los consumidores rurales) y B (diferencia entre los costos adicionales derivados de producir Q en vez de W y el valor adicional para los clientes urbanos de consumir W). Inclusive, los urbanos pueden compensar a los rurales por su pérdida (área J), ya que ellos se benefician del menor precio $C_2 < C_0$.

GRÁFICO 2. *Eficiencia en subsidios cruzados*

Este ejercicio muestra que los subsidios cruzados decretados por la autoridad pueden representar costos en eficiencia muy superiores a los beneficios que se alcanzan con la aplicación del subsidio. Eventualmente, análisis de esta naturaleza deben servir para explorar otro tipo de soluciones que mejoren la asignación de recursos.

Otro campo fértil para la evaluación de la eficiencia de políticas en materia de energía, y también en general, son los subsidios al consumo. Comúnmente están perfilados a subvencionar grupos determinados de consumidores, como es el caso de las transferencias en la factura eléctrica a clases pobres o personas de edad avanzada o las políticas de fomento al consumo de determinados combustibles. El efecto del subsidio directo al consumo del bien X es reducir su precio relativamente a otros bienes, lo que genera una mayor demanda de X y menor demanda de sus sustitutos. A efecto de analizar el impacto de esta medida, la teoría económica parte de una condición de equilibrio general, esto es que todos los mercados registran un precio que iguala oferta y demanda. A partir de esta hipótesis el subsidio representa una mayor asignación de recursos de la sociedad para satisfacer la mayor demanda de X derivada del apoyo (menor precio). Esto necesariamente significa que dichos recursos se extraen de otras actividades, lo que contraerá la oferta de esos bienes en relación con lo producido en condiciones de equilibrio.

La aplicación del subsidio no responde a criterios de eficiencia económica. Por lo regular atiende a una determinación política que puede o no estar sustentada en consideraciones sociales. Lo deseable es que al menos sí tenga fundamento en una condición social, como la determinación de electrificar comunidades apartadas o sostener el costo de la canasta básica. Esto es importante porque los subsidios de esta naturaleza hacen uso de recursos mayores que los beneficios que derrama, lo que es económicamente ineficiente. Por ejemplo, parte de los subsidios beneficia a grupos que no forman parte del grupo objetivo, como es el caso de los apoyos generalizados a determinados productos. Inclusive, en oca-

siones las clases privilegiadas capturan una porción significativa de los recursos asignados al subsidio debido a su mayor capacidad de compra respecto de los sectores sociales que se pretende apoyar. Un efecto adicional de las subvenciones al consumo es que penalizan los precios relativos de los bienes sustitutos y esta menor competitividad afecta el desarrollo de estas actividades respecto de lo que la sociedad determinó deseable en ausencia de dichas transferencias.

¿Por qué, entonces, esta modalidad de transferencias económicas es tan favorecida? Además de orientarse a un producto o servicio específico que puede ser objeto de una decisión política, una razón importante es que puede instrumentarse con mayor prontitud que otras alternativas de apoyo y no demanda altos costos administrativos. Por lo mismo, es un mecanismo efectivo para atender situaciones que precisan una atención urgente. En virtud de que puede instrumentarse con rapidez, puede aplicarse sin transparentar de antemano su costo. Esta opacidad facilita su uso como primer recurso, en vista de que en el momento de su instrumentación inicial no es fácilmente cuantificable ni comparable con otros programas con los que debería competir por recursos presupuestales.

Un caso emblemático de este tipo de apoyos es el gas licuado de petróleo o gas LP. De acuerdo con la última Prospectiva del gas licuado de petróleo, publicada por la Secretaría de Energía, el hidrocarburo se consume en alrededor de 70 por 100 de los hogares en el país. Petróleos Mexicanos detenta el monopolio legal de la producción y comercio exterior del gas LP, es decir, es el único proveedor de la molécula; las importaciones sumaron más de 20 por 100 del consumo durante 2007. El insumo se transporta a través de una incipiente red de ductos y un vasto sistema de autotanques privados. La inmensa mayoría de la distribución se realiza por ruedas. Dada su importancia como combustible de uso común a nivel residencial, el precio al público del gas LP ha estado sujeto a control de precios por décadas, por lo que el combustible no refleja las condiciones del mercado.

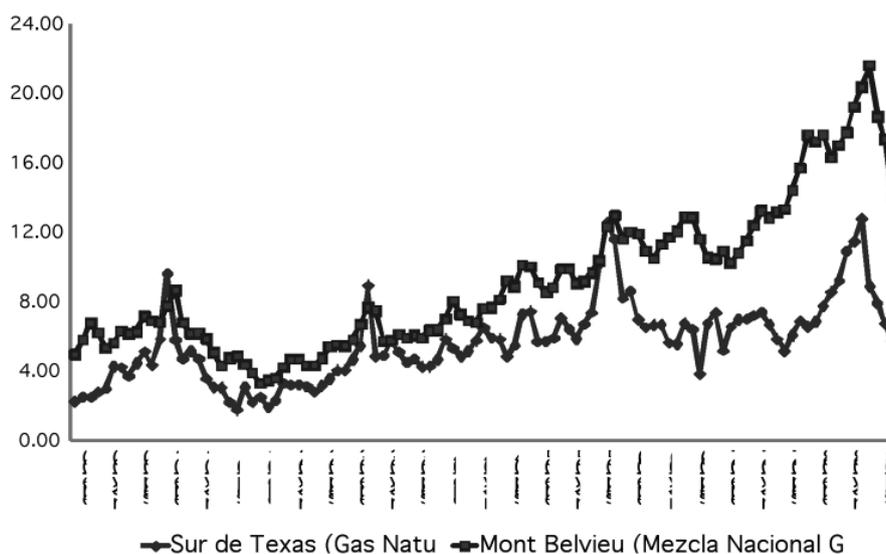
Por el contrario, el gas natural, competidor cercano del gas LP, ha seguido las cotizaciones de la referencia internacional. A pesar de ello, el gas natural ha sido históricamente más competitivo (gráfico 3).

Esta ventaja se ha reducido durante 2008, ya que el precio al público del gas licuado de petróleo no ha experimentado la acusada volatilidad del mercado petrolero, al grado que es más económico en zonas donde es favorecido por condiciones de logística. En consecuencia, los distribuidoras de gas natural en estas zonas enfrentan pérdidas de usuarios y la afectación de sus programas de crecimiento.

En los últimos años, El subsidio al gas LP ha significado un desembolso cuantioso de recursos para el Estado, sea a través de Petróleos Mexicanos o la hacienda pública. En el periodo 2003-2007, sumó 2 mil quinientos millones de dólares, aproximadamente; sólo en el periodo enero-noviembre de 2008 el costo fiscal de este subsidio alcanzó cerca de 2 mil millones de dólares. Sería de esperarse que cantidades tan importantes causen beneficios sociales y redistributivos destacables. En realidad, no es así. De la población beneficiada, únicamente 25 por 100 corresponde a los cinco deciles más pobres del país. Los grupos más marginados en zonas rurales consumen leña, segundo combustible en importancia a nivel residencial. Los mayores consumidores de gas LP en el país son las

clases acomodadas, la industria, el comercio y algunas modalidades de transporte público. Aunque no puede negarse que núcleos urbanos pobres se benefician del subsidio, directa e indirectamente, sí se puede afirmar que el costo de este esquema de regulador es sumamente alto para sus escasos resultados. Ni siquiera es políticamente rentable, ya que la población lo asume como un derecho, dada su poca visibilidad. Además de lo anterior, este subsidio tiene efectos colaterales importantes. Ha propiciado mayor consumo de gas LP, lo que representa más importaciones a precio de mercado en virtud de que la plataforma de producción de líquidos derivados del petróleo está decayendo rápidamente. El resultante deterioro de la balanza comercial, además, fortalece los estados financieros de distribuidores que adquieren el combustible en el mercado internacional para su venta a Petróleos Mexicanos, con objeto de que éste lo revenda, una vez internado, al precio subsidiado. De manera adicional la distorsión sobre precios relativos desincentiva la contratación de gas natural y, en algunos casos, afecta el desarrollo de la infraestructura de distribución de este último. Ello, a pesar de que el gas natural es un combustible ecológicamente más limpio y sin apoyo fiscal alguno, que en condiciones de mercado aventaja al gas LP en precio.

GRÁFICO 3. *Precios de Referencia de Gas Natural y Gas LP*
(USD/MMBtu)



Los subsidios, pues, ocasionan distorsiones significativas que trascienden la industria o grupo de consumidores beneficiados. En todos los casos, son políticas públicas ineficientes, porque su instrumentación requiere de más recursos que los efectivamente transferidos. En algunos, como los subsidios generalizados al consumo, resultan muy costosos e ineficaces. La teoría económica y el sentido común proponen que subsidios del tipo cruzado o al consumo sean sustituidos por transferencias directas a la población objetivo, que representan un menor

costo y brindan a estos consumidores libertad para destinar los apoyos a sus mayores necesidades, no al consumo de un producto específico, lo que evita buena parte de las distorsiones. Con los avances tecnológicos actuales puede diseñarse un sistema de transferencias focalizadas a un costo muy razonable. Los padrones de beneficiarios elaborados a propósito pueden ser auditados para asegurar los objetivos planteados. Permiten además la autoselección de los agentes y de un control riguroso de los montos trasladados mediante mecanismos electrónicos igualmente verificables (*v.gr.* tarjetas electrónicas).

7. Conclusiones

La regulación puede adoptar muchas formas y servir distintos objetivos. Desde el punto de vista económico, sólo se justifica regular actividades dominadas por monopolios naturales y legales; y a estos últimos sólo cuando es inviable eliminar las restricciones jurídicas que los sostienen. La regulación es una actividad onerosa. En tal virtud, es preciso vigilar que sus beneficios superen a los costos, para lo cual se requiere un análisis amplio de los efectos de la intervención. Esta visión implica concebir reglas flexibles que se adapten a las condiciones cambiantes de la industria. Los desarrollos más modernos, de hecho, avanzan hacia el diseño de mecanismos de incentivos en sustitución de esquemas tradicionales de vigilancia, rígidos y exhaustivos.

No se debe perder de vista que la regulación responde, con frecuencia, a presiones de grupos de interés que pretenden obtener rentas a través de la arquitectura normativa. También es oportuno tener en mente la falibilidad de la autoridad reguladora, sea por error u omisión involuntarios, por la asimetría de información y recursos respecto del regulado o porque es capturada por agentes económicos interesados. En vista de lo anterior, la regulación debe aplicarse cuando es estrictamente necesaria. El regulador debe identificar aquellos segmentos de la industria con potencial competitivo y eliminar barreras de entrada, así como crear condiciones de competencia equitativas para todos los participantes. Así se logrará una mayor eficiencia en la asignación de recursos. La experiencia de las últimas décadas en varios países valida este principio de acción: los monopolios verticalmente integrados del sector energético han sido transformados en actividades separadas, algunas de las cuales se regulan aún, por tratarse de monopolios naturales, y otras que se han convertido en espacios disputables. Aún en México, donde imperan las grandes empresas energéticas, auténticos monopolios de Estado, se han logrado avances en ese sentido, notablemente en la industria de gas natural.

De manera similar, la autoridad debe tomar conciencia de los efectos de la aplicación de subsidios sobre la eficiencia económica. Con independencia de su estructura particular, ocasionan distorsiones indeseables y demandan más recursos de los que se transfieren efectivamente, por lo que su aplicación implica una pérdida de bienestar para la sociedad. Los subsidios generalizados son particularmente ineficientes: con frecuencia tienen costos fiscales regresivos e impactan la asignación de recursos de productos relacionados. Por ello es fundamental que, de determinarse la necesidad de un apoyo a un determinado grupo, se realicen esfuerzos de focalización que aseguren el menor costo social. Los avances

tecnológicos permiten hoy realizar transferencias directas a los grupos objetivo con costos muy moderados. Además de su instrumentación económica, este tipo de reasignaciones son relativamente menos distorsionantes que otros esquemas de subvención.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Coase, R. H., (1946), *The marginal cost controversy*, *Economica*.
- Coase, R. H., (1970), *The Theory of Public Utility Pricing and Its Application*, *The Bell Journal of Economics and Management Science*.
- Joskow, Paul L., (1989), *Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electric Power Industry*, *Brookings Papers on Economic Activity, Microeconomics*.
- Kahn, Alfred E. (1988), *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, Cambridge, Massachusetts Institute of Technology.
- Laffont, Jean Jacques y Jean Tirole, (1994), *A theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge, The MIT Press.
- Mussa, Michael y Sherwin Rosen, (1978), *Monopoly and Product Quality*, Chicago, *Journal of Economic Theory*.
- Owen, Bruce, y Ronald R. Braeutigam, (1978), *The Regulation Game: Strategic Use of the Administrative Process*, Cambridge, Ballinger.
- Schmalensee, Richard, (1979), *The Control of Natural Monopolies*, Lexington, Lexington Books.
- Turvey, Ralph, (1968), *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply, An Essay in Applied Welfare Economics*, London, George Allen and Unwin.
- Secretaría de Energía, (2007), *Prospectiva del mercado de gas natural 2007-2016*, México.
- (2007), *Prospectiva del mercado de gas licuado de petróleo 2007-2016*, México.

CAPÍTULO 18

POLÍTICA DE SUBSIDIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

FRANCISCO ANTONIO MÉNDEZ

Superintendente de Electricidad (SIE, República Dominicana)

1. Esquemas de Subsidios Aplicados en el Sector Eléctrico Dominicano

1.1. INTRODUCCIÓN

La intervención del Estado en el funcionamiento de los mercados por medio de subsidios ha sido ampliamente objetada por los efectos que tiene sobre la eficiencia económica y la sostenibilidad del gasto público.

Sin embargo, en el sector eléctrico es común la existencia de subsidios, por considerarse este servicio un bien público cuyo acceso generalizado es de alto interés político, económico y social.

En República Dominicana hay una larga experiencia en la aplicación de subsidios en el sector eléctrico. Independientemente del régimen de propiedad vigente o del modelo regulatorio aplicado, desde el año 1974 han existido motivaciones para subsidiar la industria eléctrica. Las principales han sido:

- complementar la capacidad de pago de usuarios socialmente marginados,
- promover la universalización del acceso al servicio,
- facilitar la transición de los usuarios al nuevo esquema de la reforma,
- mitigar los efectos sociales de crisis económicas,
- promover la instalación de generación en zonas geográficas aisladas, para incentivar el desarrollo de actividades de interés nacional, y
- promover el uso de determinadas tecnologías.

Desde el año 1974, como resultado de la cuadruplicación de los precios del petróleo en 1973, en República Dominicana se inicia la aplicación de una política de subsidios a los combustibles. En esos momentos el sector eléctrico estaba verticalmente integrado en la empresa estatal denominada Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). Uno de los efectos negativos de dicha decisión fue el incremento de la dependencia de esta empresa del Presupuesto de la Nación y en la incapacidad de endeudamiento del Estado para llevar a cabo sus planes de expansión.

En el momento que se inicia la reforma del sector eléctrico con la capitalización de la CDE en 1997, el Gobierno entregaba recursos financieros directamente

a la empresa, y a los clientes se les facturaba un ajuste de la tarifa por concepto de combustible.

Como resultado del proceso de capitalización, en el año 1999 el sector distribución pasa a ser administrado por Unión FENOSA y AES Corporation. En ese momento se inicia la aplicación de un esquema tarifario de transición, establecido mediante la Resolución SEIC 237-98 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, modificada posteriormente por la SEIC-112-99.

Con la reforma del sector eléctrico, en República Dominicana se da inicio al establecimiento de nuevos subsidios. Entre éstas se destacan:

- Subsidios Directos en Tarifa
- Subvenciones a las Empresas Distribuidoras
- Subsidio Geográfico
- Subsidio Indirecto en la Compra de Combustible

1.2. SUBSIDIO DIRECTO EN TARIFA

El régimen tarifario contemplado a raíz de la reforma del sector eléctrico dominicano era, en esencia, el mismo régimen vigente cuando el sistema eléctrico estaba verticalmente integrado y era de propiedad estatal.

En este régimen, los cargos por energía eran indexados en función de las variaciones de los costos de compra de las empresas distribuidoras, mientras que el resto de los cargos tarifarios se indexaban tomando en cuenta los incrementos en la tasa de cambio del peso dominicano y la inflación, tanto local como norteamericana.

El único subsidio contemplado en este esquema tarifario era un subsidio cruzado entre los usuarios industriales (los cuales pagaban una tarifa superior a la tarifa eficiente) y los usuarios residenciales con consumo inferior a los 300 Kwh, quienes pagaban una tarifa inferior a los costos.

En el mes de febrero del año 2000 se había acumulado un incremento de 9 por 100 en los cargos tarifarios con respecto a los valores base, originado principalmente por el aumento de los precios internacionales del petróleo. Ante este incremento, la Superintendencia de Electricidad (SIE), establece valores máximos en la tarifa a aplicar por las empresas distribuidoras, especificando que la diferencia entre los valores máximos y los precios indexados serán pagados por el Gobierno Dominicano a cada Empresa Distribuidora. Como a finales de ese mismo año los montos acumulados por este concepto eran elevados, se decidió, mediante la resolución SEIC-283-00, establecer un subsidio a los combustibles para la generación de electricidad que beneficiaba exclusivamente a las empresas generadoras.

Durante el período comprendido entre inicios del año 2000 y septiembre del año 2002, los usuarios no percibieron los aumentos que debieron producirse en la tarifa como consecuencia de las variaciones en la inflación y los costos de generación.

En septiembre del año 2002 la Superintendencia de Electricidad emite la resolución SIE-31-2002, por medio de la cual se modificó el esquema tarifario vigente, eliminando el subsidio directo en tarifa y modificando la estructura tarifaria, aumentando la tarifa a los usuarios residenciales y reduciendo la que percibían los usuarios comerciales e industriales. Con este cambio de esquema tarifario se pretendía que la tarifa percibida por los usuarios reflejara las variaciones en los costos de las empresas distribuidoras.

Sin embargo, en marzo del año 2003, mediante Decreto del Poder Ejecutivo, se establece el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE), una compensación económica que el Gobierno pagaría a las empresas distribuidoras con la finalidad de evitar que los usuarios residenciales con consumo inferior a 300 KWh-mes percibieran parte del incremento de los precios de los combustibles. Convendrá prestar cierta atención a este fondo.

Aunque el FETE es un subsidio concebido originalmente para amortiguar el impacto de las variaciones de los precios de los combustibles en las tarifas de los usuarios residenciales, su beneficio se extendió a todos los usuarios, independientemente de su nivel de consumo, como resultado de la crisis económica nacional de los años 2003 y 2004, que devaluó la moneda en alrededor del 150 por 100.

Este subsidio opera como fondo de compensación y se alimenta de recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación. Sin embargo, el mecanismo de implementación contempla también que algunas categorías de usuarios aporten al FETE si se producen reducciones en los precios de los combustibles que los lleven a niveles inferiores a los existentes al momento de la primera variación ascendente.

El mecanismo para pagarle a las empresas distribuidoras es el siguiente: Las empresas envían una factura detallada a la Superintendencia de Electricidad, que es verificada y afectada por un índice de cobranza fijado en 95 por 100. La Superintendencia mediante resolución establece el monto a pagar y remite la documentación a la Secretaría de Estado de Hacienda (SEH) solicitando el pago de la compensación.

Como resultado del Decreto que estableció el FETE la Superintendencia de Electricidad empezó a manejar dos tarifas: La aplicada y la indexada. La primera es la que las empresas distribuidoras usan para cobrar el servicio, y la segunda, la que reconoce los ingresos de las empresas y que calcula la SIE, mensualmente, incorporando las variaciones de los precios de los combustibles.

Desde mediados del año 2007, el aumento en los precios internacionales del petróleo ha provocado un incremento en el subsidio por concepto del FETE de alrededor de US\$400 millones anuales, lo cual ha impactado negativamente las finanzas públicas y la sostenibilidad de las empresas distribuidoras. Para el 2008 el FETE excederá la suma de US\$450 millones.¹

¹ Este monto equivale a alrededor del 40 por 100 de la facturación total de las Empresas Distribuidoras a sus usuarios regulares durante el año 2008.

1.3. SUBVENCIONES A LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Debido a los elevados niveles de pérdidas de energía con que operan las empresas distribuidoras, estas tradicionalmente han tenido que manejarse en medio de grandes déficit financieros.

En el pasado, esta situación produjo una ruptura en la cadena de pagos del sector, que impidió que las empresas generadoras cobraran sus facturas de venta de energía a las empresas distribuidoras, imposibilitando en consecuencia la compra de combustible para generación, con el consecuente aumento en el desabastecimiento.

Ante esta situación, el Gobierno se vio en la necesidad de incluir regularmente en su presupuesto anual de gastos, aportaciones presupuestales para cubrir el déficit operativo de las empresas distribuidoras y para permitirle a las mismas realizar inversiones en reducción de pérdidas.

Durante el período 2005-2007 estas transferencias para cubrir el déficit operativo y las inversiones de las empresas distribuidoras han representado un sacrificio fiscal superior a los US\$1,000 millones, monto equivalente al 35 por 100 de la facturación de estas empresas a sus usuarios regulares durante dicho período.

La reducción de estos aportes a niveles razonables tanto para el Gobierno como para las empresas distribuidoras requiere una mejora de la capacidad de estas últimas para facturar y cobrar la energía que compran, situación que se ha verificado en los últimos años, aunque no al ritmo esperado.

1.4. SUBSIDIO GEOGRÁFICO PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE APAGONES (PRA)

Mediante el Decreto 1080-01, de fecha 03 de Noviembre de 2001, se crea el Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA) con el propósito de incentivar, conjuntamente con las empresas distribuidoras, las condiciones para la prestación y mejoría del servicio de energía eléctrica y facilitar los arreglos de pagos entre las empresas distribuidoras y los usuarios de los barrios marginados que pertenezcan a este programa.

Como parte de este esquema, en agosto del año 2002 el Gobierno Dominicano acordó con las empresas distribuidoras, suplir el costo del 75 por 100 de la energía suministrada a una serie de comunidades urbanas y suburbanas marginadas pertenecientes al PRA. El objetivo de este acuerdo era facilitar el acceso al servicio eléctrico de los habitantes de estas comunidades consideradas carenciadas. Por su parte, las empresas distribuidoras se comprometieron a cubrir el 25 por 100 restante del costo de la energía suministrada, y a facturar un monto fijo a los usuarios, independientemente del consumo de los mismos.

A través de los años este programa ha sido ampliamente criticado, debido a que se ha evidenciado que el mismo beneficia a usuarios que, por su nivel socio-económico, poseen la capacidad de pagar el costo del servicio eléctrico.

Durante el año 2007 el subsidio asociado a este programa ascendió a la suma de US\$118 millones.²

1.5. SUBSIDIO CRUZADO EN TARIFA

Los distintos ajustes que se han realizado en la tarifa eléctrica, desde finales del 2003 hasta enero del 2006, han tenido como consecuencia un esquema de subsidio cruzado, por medio del cual usuarios residenciales con consumo superior a los 700 Kwh-mes, así como los usuarios comerciales e industriales pagan una tarifa que supera en más de un 100 por 100 la que pagan los usuarios con consumo inferior a los 300 Kwh-mes.

Este subsidio produce distorsiones en el mercado, ya que penaliza a los grandes usuarios comerciales e industriales con una tarifa superior a los costos, incentivándolos a desconectarse de la red o adquirir la energía directamente en el mercado eléctrico mayorista.

1.6. SUBSIDIO A LA OFERTA

En el sector eléctrico dominicano existen varios mecanismos por medio de los cuales se subsidia la producción de electricidad. La mayor parte de estos esquemas están asociados a exenciones impositivas de distintos alcances, entre las que se encuentran:

- *La Ley de Hidrocarburos 112/00 y la Ley 495/06:* contemplan exenciones impositivas para el combustible utilizado en la generación de electricidad por los auto-productores de capacidad superior a 15 MW y por las empresas generadoras del sistema eléctrico interconectado. Durante el año 2007 estas exenciones representaron un sacrificio fiscal cercano a los US\$200 millones.
- *La Ley de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales:* establece exenciones impositivas a los generadores del régimen especial:
 - Exenciones al impuesto sobre la renta
 - Reducción al impuesto al financiamiento externo
 - Primas en el precio de la energía producida por fuentes alternativas.

2. Deficiencias Esquemas de Subsidios Aplicados

La experiencia en Republica Dominicana nos ha enseñado que la forma como se han aplicado los esquemas de subsidios en el sector eléctrico ha provocado los siguientes resultados:

- Presión del gasto público
- Distorsiones en las decisiones de los agentes económicos

² El subsidio al PRA equivale a 30 por 100 del subsidio total destinado a Zonas No PRA, y alrededor del 10 por 100 de la facturación total a las Zonas No PRA.

- Insostenibilidad financiera y poca autonomía de la industria, haciendo depender sus ingresos de las disponibilidades del fisco.
- Incrementos desproporcionados en algunos bloques tarifarios, lo que incentiva el uso de fuentes alternativas, la desconexión de la red o el uso fraudulento de la electricidad.

Estos riesgos se han acentuado debido a algunas deficiencias en los esquemas de subsidios aplicados en el sector eléctrico dominicano. Como consecuencia, a través del tiempo, estos subsidios han agravado la crisis dentro del sector, produciendo la acumulación de grandes deudas del Gobierno con las empresas distribuidoras y de estas con las empresas generadoras. Por tal razón, se entiende que ha llegado el momento de iniciar una revisión de los esquemas de subsidios en el sector, para superar el círculo vicioso de las finanzas del sector eléctrico.

Un ejemplo de estas deficiencias se advierte en la generalización de subsidios que estaban supuestos a ser focalizados, alcanzando en ocasiones niveles fiscalmente insostenibles.

Una muestra de esta afirmación se encuentra en el caso del PRA, que en un principio se creó con la finalidad de facilitar el acceso al servicio eléctrico en barrios marginados o carenciados, sin embargo se puede observar como el mismo se ha desnaturalizado al punto de incluir sectores que no se corresponden con las características socioeconómicas a las que este estaba dirigido. Además, este programa ha incentivado una migración considerable de negocios, muchos de ellos de alto consumo, hacia esos sectores, con el objeto de recibir los beneficios de tarifas fijas y a un nivel inferior al del resto del mercado. Hoy en día, el gobierno ha iniciado un plan de desmonte de este programa, por lo insostenible y desvirtuado del mismo.

Una situación similar afecta al FETE, ya que fue creado inicialmente para favorecer a los usuarios de bajo consumo en el sector residencial. No obstante, a través del tiempo, el subsidio fue extendido a los usuarios de bajo consumo en el sector comercial y, luego, a todos los usuarios. Actualmente este subsidio beneficia a todos los consumidores del servicio, lo que demanda mensualmente gran cantidad de dinero del Estado.

Otro elemento que se ha puesto de manifiesto, es el efecto contraproducente de los subsidios cruzados, cuando los mismos no se manejan adecuadamente. En el sector eléctrico dominicano éstos han constituido uno de los principales incentivos para los usuarios industriales procurar, por todos los medios a su alcance, el acceso al mercado liberalizado, provocando la migración de usuarios de las carteras de las empresas distribuidoras.

3. Estrategia de Corrección Política de Subsidios

Gran parte de las deficiencias que han afectado los esquemas de subsidio aplicados en el sector eléctrico dominicano tiene su origen en la inexistencia de una política integral de subsidios que abarque los distintos objetivos sociales y económicos, minimizando las distorsiones sobre la dinámica del mercado.

Debido a la importante gravitación que han tenido los subsidios al sector eléctrico sobre las finanzas públicas de la República Dominicana, se hace impostergable el diseño de una política de subsidios que logre satisfacer los objetivos sociales del Gobierno, pero evitando que los mismos alcancen niveles que atenten contra la sostenibilidad fiscal.

Tomando este objetivo como punto de partida, la nueva política de subsidios debe poner un énfasis especial en la focalización, procurando que cada programa aplicado beneficie sólo a los usuarios a los que el mismo esté destinado. Asimismo, debe evitar que los subsidios aplicados alteren significativamente las condiciones del mercado, afectando la eficiencia del mismo.

Por otro lado, el diseño de una política de subsidios en el mercado eléctrico dominicano debe tomar en cuenta la situación de vulnerabilidad financiera en la que se encuentran las empresas distribuidoras, consecuencia de los altos niveles de pérdidas no técnicas con las que las mismas operan.

En principio, se propone una política integral de subsidios en donde se destaquen los siguientes aspectos:

- Debe estar armonizada con los planes de reducción de pérdidas de las empresas distribuidoras.
- Las readecuaciones tarifarias deben ir acompañadas de mejoras en la calidad del servicio.
- Los planes de reorientación de los subsidios deben ir asociados a los incrementos en las recaudaciones de las empresas y a mejoras en los niveles de sostenibilidad financiera de las empresas distribuidoras.

Entre las medidas específicas que se contemplan dentro de esta estrategia de corrección de subsidios se han identificado las siguientes:

- Focalizar escalonadamente en el tiempo el subsidio directo en tarifa hasta llevarlo a los usuarios con consumo menor a 100 KWh-mes.
- Reducir gradualmente los subsidios cruzados
- Eliminación del subsidio geográfico a los barrios del PRA, sustituyéndolo por un subsidio focalizado en función de la condición socio-económica del beneficiario.

Un factor fundamental para la implementación de esta política de subsidios es la aplicación de un nuevo esquema tarifario, en el cual se transparenten los costos eficientes de abastecimiento para cada tipo de usuario, incorporando los subsidios como un elemento externo, establecido en función de los objetivos sociales del Gobierno.

Este esquema tarifario de transición deberá tener las siguientes características:

- La estructura tarifaria tendrá como punto de partida precios eficientes para cada nivel de tensión, en función de los costos incrementales de desarrollo.

- A los precios eficientes se les incorporará un factor de pérdidas en exceso para compensar las ineficiencias de la industria.
- Se diseñará un esquema de subsidio directo en tarifa que produzca pocas distorsiones y que sea fiscalmente sostenible, focalizado en aquellos usuarios con un nivel de consumo inferior a un determinado umbral (100 o 200 KWh/mes).
- Se establecerán subsidios cruzados entre los usuarios residenciales de las distintas empresas distribuidoras, eliminando las diferencias de precios entre las distintas zonas de concesión.

Actualmente se está llevando a cabo el diseño de este esquema tarifario de transición, el cual deberá entrar en vigencia durante el año 2009. Con la puesta en marcha de este régimen tarifario, el FETE deberá reducirse significativamente, beneficiando únicamente a los usuarios con menor nivel de consumo.

Por otro lado, las autoridades gubernamentales están realizando los estudios necesarios para incorporar al mercado regular a los usuarios del Programa de Reducción de Apagones. Como parte de esta iniciativa se contempla disponer de mecanismos de transferencia directa de recursos para los usuarios con menor nivel de ingreso, con la finalidad de mitigar el impacto que tendrá sobre los mismos el incremento en su factura eléctrica.

La adopción de estas medidas dará coherencia al régimen de subsidios vigente en el sector eléctrico dominicano, lo cual tendrá un impacto importante en la eficiencia de la industria y reducirá sus niveles de incidencia sobre las finanzas públicas.

CAPÍTULO 19

SUPERVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

RAFAEL DE GRACIA NAVARRO

*Director Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario
de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP, Panamá)*

1. Introducción

Este documento trata de ilustrar de manera simplificada los mecanismos de supervisión del mercado eléctrico en la República de Panamá. Este mercado experimentó una transformación radical en el año 1998, cuando pasó de un control estatal totalmente integrado a una separación vertical de actividades: generación, transmisión y distribución, y una segregación horizontal de las actividades de generación y distribución, con el fin de mitigar el riesgo de poder de mercado. El sector privado adquirió la propiedad de aproximadamente el 50 por 100 de los activos de las empresas de generación y distribución y el control gerencial de las mismas. El Estado mantuvo la propiedad total y control de la única empresa de transmisión.

Las leyes sectoriales que constituyen el fundamento jurídico del nuevo mercado eléctrico son las siguientes:

- Ley 26 de 29 de enero de 1996 modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006. Por el cual se reestructura el Ente Regulador de los Servicios Públicos.
- Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de Electricidad.
- Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, por el cual se modifican algunos Artículos de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004. Que establece un régimen de Incentivos para el Fomento de Sistemas de Generación Hidroeléctrica y de otras Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, y dicta otras disposiciones.
- Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006 que reorganiza la estructura y atribuciones del Ente Regulador de los Servicios Públicos y dicta otras disposiciones

El Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), hoy Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), emite resoluciones, dentro del marco legal establecido, con el fin de promulgar reglas detalladas para el debido funcionamiento y control del mercado eléctrico. Algunas resoluciones relacionadas con la supervisión del mercado eléctrico son las que siguen:

- Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998, por la cual se aprueban las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad.

- Resolución JD-947 de 10 de agosto de 1998, por la cual se aprueba el Reglamento de Operación y sus consiguientes modificaciones.
- Resolución JD-5612 de 14 de abril de 2005, que aprueba el Reglamento de Transmisión, modificado por las resoluciones JD-5351, JD-5352 y JD-5353, todas del 14 de junio de 2005.
- Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones que aprueban las Reglas de Compra-Venta de Potencia y Energía.

2. Estructura del mercado eléctrico

Uno de los criterios fundamentales de la reestructuración del mercado eléctrico ha sido la separación vertical de sus actividades principales. La generación o producción de la energía es una actividad no regulada en lo que a precios se refiere y está sujeta a libre competencia en y por el mercado. La transmisión, o conducción de la energía desde los centros de producción a los centros de consumo es una actividad regulada en los aspectos de precios y calidad. Así mismo, la distribución y la comercialización constituyen también actividades reguladas en precio y calidad.

La *generación* es una actividad no regulada, sujeta a los riesgos de mercado y se supervisa, verificando el cumplimiento de los Reglamentos Operativos y Comerciales. El acceso de una persona natural o jurídica a la producción de energía eléctrica es totalmente libre mediante concesiones para la generación hidroeléctrica o geotermoeléctrica, y licencias para la generación de otros tipos de fuentes incluyendo la térmica y la eólica, siempre sujetas al cumplimiento de requerimientos técnicos y ambientales.

El plan de expansión de la generación es referencial, no mandatorio. El tipo, tamaño y ubicación de las plantas generadoras son decididos por los inversionistas.

Las normativas relativas a la generación son de tres tipos:

- Legales
 - Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus reglamentaciones
 - Ley 45 de 4 de agosto de 2004
- Operativas
 - Reglamento de Operación
 - Reglamento de Transmisión
- Comerciales
 - Reglas de Compra
 - Reglas Comerciales
 - Metodologías Específicas

En el año 2006 se detectaron algunos vacíos legales que habían dado lugar al acaparamiento de las concesiones hidroeléctricas, sin desarrollar los proyectos de manera razonable y a la vez impidiendo que otros inversionistas serios llevaran a cabo los mismos. Se tomaron medidas correctivas mediante la cancelación

de unas 29 concesiones y la reglamentación de nuevos procedimientos para la expedición de licencias (AN No.1021-Elec) y concesiones (AN No.631-Elec, AN No. 203-Elec).

Dentro de la elaboración del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional, se incluye el Plan de Expansión de la Generación, con carácter indicativo, en el cual se analiza los diferentes proyectos candidatos, representando las principales tecnologías con potencial de incorporarse al Parque de Generación Nacional/Regional

La transmisión es una actividad regulada y se desarrolla con base en estrictos criterios que abarcan el acceso, la expansión, la operación, las tarifas, la calidad de servicio, etc. El plan de Expansión de Transmisión es de obligatorio cumplimiento y define los Proyectos que se comprometen para ser desarrollados por la Empresa de Transmisión, S.A (ETESA). El Pliego Tarifario de Transmisión define la remuneración que tendrá la Empresa de Transmisión por el servicio, basado en costos eficientes y en los criterios aprobados por la ASEP.

Las principales normativas que afectan a la Transmisión son:

- Legales
 - Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus reglamentaciones
 - Ley 45 de 4 de agosto de 2004
- Operativas
 - Reglamento de Operación
 - Reglamento de Transmisión
 - Normas de Calidad
- Comerciales
 - Pliego Tarifario de Transmisión

La *distribución* es una actividad regulada. Para su control se supervisan parámetros establecidos y se regula con mucho detalle la calidad y el precio del servicio al usuario final.

Desde la perspectiva regulatoria, las empresas responsables por el servicio de distribución no tienen la obligación de presentar un Plan de Expansión. Sin embargo, deben desarrollar todas las inversiones que garanticen los niveles de cobertura y calidad a que están comprometidas mediante los respectivos contratos de concesión. El Pliego Tarifario de Distribución define la remuneración a que tendrán derecho las Empresas de Distribución por el servicio, basado en costos eficientes y en los criterios aprobados por la ASEP.

3. Normas de Calidad Técnica

Las normas de calidad técnica, cuyo cumplimiento es obligatorio por parte de las empresas de distribución, cubren los siguientes aspectos:

- Alumbrado Público
- Sistema de Medición
- Tensión

- Parpadeo y Armónicas
- Confiabilidad

Existen normas para el *alumbrado* de calles y avenidas de uso público. No incluye parques ni pasos peatonales. Estas normas establecen un nivel de iluminación dependiendo de áreas, tipo de vías y clase de pavimentos. La ASEP verifica que las luminarias estén encendidas durante el periodo nocturno, y apagadas durante el periodo diurno. Se penalizan todas las luminarias encontradas apagadas si sobrepasa el 2 por 100 del total de luminarias inspeccionadas en una semana, con 10.00 balboas cada una.

Las normas de *medición* exigen un periodo máximo de certificación de calibración de 5 años para medidores electromecánicos existentes, de 10 años para medidores electromecánicos nuevos, de 3.5 años para medidores electrónicos existentes y de 7.5 años para medidores electrónicos nuevos. Se exige un registro detallado de los instrumentos de medición en uso y un plan anual de verificación. Los límites de error permitidos son de 2 por 100 para medidores electromecánicos y de 0.5 por 100 para medidores electrónicos.

En materia de *tensión*, se establecen límites permisibles del voltaje nominal, que varían por zona: urbana + 5 por 100, rural + 7 por 100 y aislada + 8 por 100. Las empresas de distribución tienen la obligación de analizar 1 por 100 de los clientes semestralmente, seleccionados al azar. Aproximadamente 7,000 mediciones por semestre, durante un periodo mínimo de 7 días continuos, en intervalos de 15 minutos. Se penaliza si existe incumplimiento en más del 5 por 100 del total de registros.

Los niveles de distorsión de *parpadeo y armónicas* en media y baja tensión no deben superar el 5 por 100 del periodo de medición.

Los indicadores de *confiabilidad* son determinados de manera individual para cada cliente. Los valores tolerables en materia de interrupciones son para las zonas urbanas de 6 interrupciones por año con una duración total de 8.76 horas para el mismo periodo. Para las áreas rurales, la tolerancia es de 10 interrupciones por año, con una duración total de 43,80 horas durante el mismo periodo.

El incumplimiento de las normas técnicas conlleva compensaciones tarifarias automáticas a favor de los clientes afectados.

4. Normas de Calidad Comercial

Las normas de calidad comercial, cuyo cumplimiento es obligatorio por parte de las empresas de distribución, cubren los siguientes aspectos:

- Reposición del suministro después de una interrupción individual
- Conexión del servicio eléctrico y el medidor
- Restablecimiento del servicio cuando haya sido suspendido por falta de pago
- Estimaciones en la facturación
- Reclamaciones por inconvenientes en la facturación
- Información a los clientes por interrupciones programadas

- Reclamaciones por inconvenientes de tensión
- Reclamaciones por funcionamiento del medidor

El *tiempo permitido de reposición del suministro* después de una interrupción individual varía con la densidad de las zonas, según se ilustra a continuación:

Muy Alta	Alta	Intermedia	Baja	Muy Baja
3 horas	4 Horas	4 Horas	6 Horas	24 Horas

Para la *conexión del servicio eléctrico y el medidor*, que no requiera adiciones o modificaciones a la red eléctrica, los tiempos máximos dependen de la densidad de la zona y son como sigue:

Muy Alta	Alta	Intermedia	Baja	Muy Baja
3 Días hábiles	3 Días hábiles	3 Días hábiles	5 Días hábiles	10 Días hábiles

El tiempo máximo de *restablecimiento del servicio cuando haya sido suspendido por falta de pago*, a partir de la cancelación de la deuda son 24 horas para zonas de densidad muy alta, alta e intermedia, y de 48 horas para densidad baja y muy baja.

La cantidad permitida de *estimaciones en la facturación* en un año calendario son de 2 facturas para zonas de densidad muy alta, alta e intermedia, y de 3 facturas para densidad baja y muy baja.

El tiempo máximo para responder a *reclamaciones por inconvenientes en la facturación* es de 30 días para todas las áreas.

Las empresas distribuidoras deberán *informar a los clientes de las interrupciones programadas*, mediante la prensa o teléfono, con una anticipación no mayor de 3 días en las zonas de muy baja densidad y de 2 días para todas las demás zonas.

En caso de *reclamaciones por inconvenientes de tensión*, personal técnico de la empresa deberá inspeccionar las instalaciones del cliente dentro de un plazo entre 8 y 15 días, dependiendo de la densidad de la zona. Si el problema no se soluciona dentro de un plazo de 5 días, después de la visita al sitio, se deberá realizar una medición al menos 36 horas. Si existe incumplimiento, deberá compensarse al cliente de acuerdo a lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico, hasta que el inconveniente haya sido solucionado.

En caso de *reclamaciones por funcionamiento del medidor*, la empresa debe inspeccionar el medidor dentro de un plazo entre 5 y 15 días, dependiendo de la densidad de la zona, y responder la reclamación dentro de un plazo máximo de 30 días.

En general, el incumplimiento de las normas comerciales conlleva compensaciones tarifarias automáticas a favor de los clientes afectados.

5. Estructura tarifaria vigente

La estructura tarifaria está diseñada para reflejar los costos reales por nivel de tensión. La tarifa de baja tensión, para usuarios conectados en voltajes menores de 600 voltios, se clasifica a su vez en baja tensión simple (BTS), aquéllos cuya demanda es igual o inferior a 15 kilovatios, y baja tensión con demanda (BTD) para usuarios con demanda superior a 15 kilovatios. La tarifa de media tensión (MTD) es para clientes conectados a voltajes entre 600 y 115,000 voltios, y por último la tarifa de alta tensión (ATD) para usuarios conectados en voltajes superiores a 115,000 voltios. Adicionalmente se dispone de tarifas horarias (BTH, MTH Y ATH), con carácter opcional, para clientes que consumen solamente en horas fuera de punta, de 5:00 de la tarde a 9:00 de la mañana.

Las tarifas incluyen cargos fijos y variables, que básicamente son:

- Cargo por Generación
- Cargo por Transmisión
- Cargo por Comercialización y Distribución
- Cargo por Alumbrado Público

Los costos de *generación* incluyen la compra de potencia y energía, en sus dos modalidades, vía contratos de abastecimientos y compra en el mercado ocasional, y los servicios asociados al funcionamiento del Mercado Mayorista

Los costos de *transmisión* comprenden el uso de las redes de transmisión, el servicio de Operación Integrada (Centro Nacional de Despacho e Hidrometeorología) y las pérdidas de energía en las redes de transmisión.

Los costos de *distribución* (incluyendo el alumbrado público) abarcan los costos de capital de la red, costos de operación y mantenimiento de la red, administración y pérdidas en la red

Los costos de *comercialización* están asociados a lectura de la medición, facturación y envío, gestión de cobro, atención al cliente y costos del equipo medición.

Los regímenes tarifarios de transmisión y distribución, así como las estructuras básicas correspondientes, son revisadas cada cuatro años. Las tarifas de transmisión son ajustadas anualmente con base en los indicadores de escalamiento y el cumplimiento real del plan de expansión de transmisión. Las tarifas de distribución están sujetas a dos tipos de ajuste. El primero, con periodicidad semestral, toma en cuenta los indicadores de escalamiento y los costos de la compra de energía reales en períodos previos y la previsión de estos costos para el siguiente semestre. El segundo ajuste es de carácter mensual que se basa en las diferencias entre el costo real del combustible en un mes dado y el costo contemplado para ese mismo mes en la tarifa básica.

6. Mecanismos de supervisión de la generación

Además de la ASEP, existen dos organismos con responsabilidad o funciones relacionadas con la supervisión de la actividad de la generación de electricidad, que son la Comisión de Política Energética (COPE) y el Centro Nacional de Des-

pacho (CND). La primera tiene que ver con el diseño y puesta en práctica de las políticas en materia de energía, que rigen fundamentalmente la expansión del parque de generación. El segundo lleva a cabo la operación del mercado eléctrico mediante el despacho de las diferentes unidades con base en el mérito económico de las mismas, y al mismo tiempo vigila el cumplimiento del Reglamento de Operación y las Reglas Comerciales que rigen el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad.

La ASEP se apoya en el Comité de Vigilancia del Mercado Mayorista, para evaluar periódicamente el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, de manera de hacer los ajustes necesarios para corregir imperfecciones o mejorar normas.

Otras responsabilidades básicas de la ASEP son el trámite de solicitudes de concesiones y licencias para la construcción y operación de centrales de generación y la reglamentación y supervisión de los actos de libre competencia para la compra de potencia y/o energía por parte de las empresas de distribución.

7. Mecanismos de supervisión de la transmisión

Los principales instrumentos para la supervisión de la actividad de transmisión son el Plan de Expansión de Transmisión y el Reglamento de Transmisión. El primero es elaborado anualmente por ETESA, quien a su vez lo somete a la consideración y aprobación de la ASEP. Este plan, una vez aprobado, es de obligatorio cumplimiento por parte de ETESA, y constituye un elemento importante para el establecimiento de los cargos por uso de la red de transmisión por parte de los agentes de mercado. El segundo, el Reglamento de Transmisión es elaborado y revisado periódicamente por la ASEP, y su versión final es promulgada después de una audiencia pública en la que se recogen los comentarios y sugerencias de los agentes del mercado de electricidad y del público en general.

El Reglamento de Transmisión establece básicamente las normas de calidad, el acceso al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Régimen Tarifario que rigen la actividad de transmisión.

Adicionalmente, el CND está obligado a informar a la ASEP acerca de todo evento o perturbación que ocurre en el SIN, con descripción de las posibles causas y efectos de tal evento, de manera que la ASEP pueda establecer, si es del caso, las responsabilidades de tal evento.

8. Mecanismos de supervisión de la distribución

El principal instrumento para la supervisión de la actividad de distribución/comercialización es el Reglamento de Distribución y Comercialización que es elaborado y revisado cada cuatro años por la ASEP. Para estas revisiones periódicas, la ASEP convoca audiencias públicas con el fin de recabar comentarios y opiniones de los agentes de mercado y del público en general. El contenido fundamental de este reglamento son las normas de calidad y el régimen tarifario que rigen la actividad de distribución/comercialización.

Adicionalmente, la ASEP dispone de una Base Metodológica para la supervisión y análisis de los incumplimientos de la calidad técnica del servicio y una base de datos de activos eficientes, que tiene como propósito evaluar los activos nuevos de las empresas distribuidoras e incorporarlos en las bases tarifarias con base en costos eficientes.

La ASEP realiza además, de tiempo en tiempo, encuestas sobre calidad del servicio, muestreos de calidad de voltaje y de medición, inspecciones del alumbrado público y auditorías del sistema de facturación.

CAPÍTULO 20

SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE ESTACIONES DE SERVICIO EN ÁREAS MICRO

PEDRO MIRAS SALAMANCA

Director de Petróleo de la Comisión Nacional de Energía de España (CNE, España)
Consejero de la Corporación de Reservas Estratégicas (España)

1. Introducción

La supervisión de mercados es una actividad de extraordinaria importancia para la sociedad. Sin embargo, la línea que separa supervisión de intervención resulta, en ciertos casos, muy tenue. Por ello, la clave es desarrollar las actividades de supervisión sin provocar intervención. Los mercados liberalizados se caracterizan porque funcionan de manera independiente, lo cual no significa que las autoridades no tengan un papel que representar, sino que han de ser muy cuidadosas para no contaminar la propia esencia de estos mercados. En este texto se harán reflexiones adicionales acerca de este tema.

En primer lugar hay que explicar que en España y, por medio de la CNE, se ha desarrollado la supervisión como consecuencia del proceso de liberalización del mercado petrolero que se llevó a cabo entre 1986 y 1992. Conviene recordar que el sector petrolero español es hoy una actividad totalmente liberalizada, pero relativamente reciente. En el año 1985, el negocio petrolero era un monopolio y todas las actividades estaban controladas por el Estado. En ese momento se inició un proceso de liberalización como consecuencia de un doble impulso. Por un lado, la propia voluntad de las autoridades españolas (regulatorias y políticas), pero, por otro, como una exigencia previa al ingreso de nuestro país en la Unión Europea. Esta doble fuerza, interior y exterior, obligó a un esfuerzo extraordinario en un período bastante corto de tiempo –7 años– en el cual se transformó un sector totalmente estatal en otro completamente liberalizado.

Sin embargo, en ese momento y, como consecuencia de la profunda reflexión global que significó el proceso de liberalización, surgió la idea de no permitir que los mercados funcionen sin una mínima vigilancia, por lo que empezó a plantearse una agenda de supervisión que se encuentra ahora mismo en su punto más maduro. Los inicios se circunscribieron a una supervisión muy general, que llevaban a cabo los ministerios. Sin embargo, en el año 1998 surge la Comisión Nacional de Energía con funciones específicas de supervisión y de forma novedosa en los mercados petroleros. Los primeros pasos para esta institución de nueva creación fueron también de contenido muy global, iniciando, después, una evolución hasta culminar en el actual programa de supervisión que abarca aspectos macros, más tradicionales, y entornos micro –mucho más novedosos–, que permiten ver si los mercados están funcionando correctamente. Este camino lo han seguido también en otros países. Así, los organismos reguladores de

Estados Unidos tienen desarrollados proyectos de supervisión en áreas micro de estaciones de servicio del estilo al que se realiza por la CNE en España.

2. El programa de supervisión

Debe recordarse, en primer lugar, que los mercados de estaciones de servicio son unos mercados muy similares en todo el mundo, en todos los mercados liberalizados, y que se indexan a una serie de variables conocidas por todos que reflejan la evolución de los mercados internacionales. No hay mercados liberalizados de estaciones de servicio que no sigan lo que está ocurriendo en los mercados internacionales.

Con una formación de precios que es conocida y utilizada por todos los agentes, es preciso tener en cuenta que los cambios de precios que realiza el operador principal, se siguen de forma mimética por el resto de compañías, con lo cual existe, de manera también natural, una alineación de precios. Esto, en principio, no necesariamente tiene que llevar a considerar que exista un problema de competencia. Lo que hay que ver es cuando esa alineación de precios deja de ser un movimiento natural para convertirse en algo no soportado para la evolución de las variables de referencia y la estructura del mercado local, lo cual, solamente se puede detectar en análisis de entornos micro.

En los entornos macro, los porcentajes globales y los seguimientos a nivel nacional sirven como indicadores, pero no dan idea de si realmente está ocurriendo un problema. Éste es el fundamento de este programa de supervisión, avalado, a su vez, en su concepción teórica, por la Comisión Europea y por las autoridades de competencia comunitarias, cuando aseguran que los mercados de estaciones de servicio son básicamente locales. Esta afirmación resulta fácil de entender, desde el punto de vista del consumidor que, como se demuestra, no es capaz de recorrer muchos kilómetros para repostar en una estación de servicio que esté más lejana por razón del precio, sino que se mueve en un entorno relativamente cercano, que además produce efectos de interferencia entre áreas solapadas y, por lo menos en el caso español, con crecientes matices regionales.

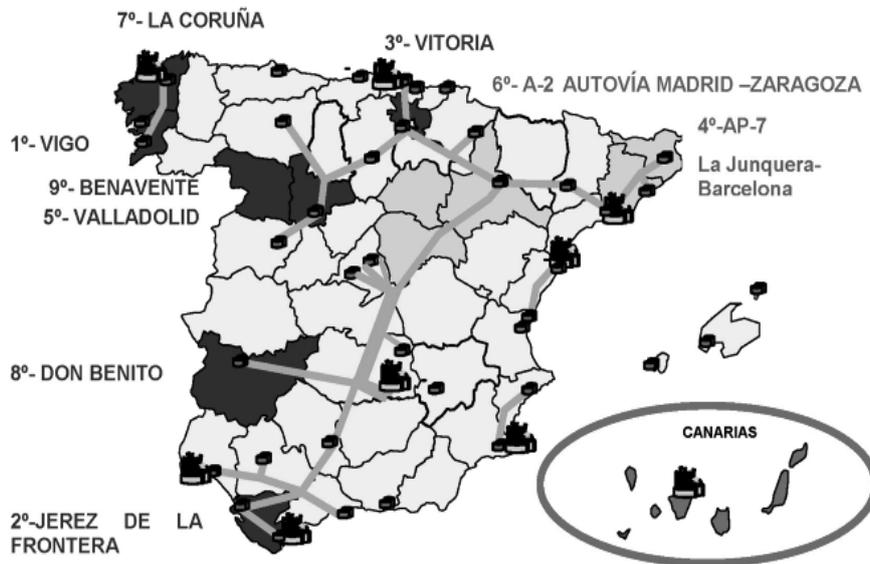
Teniendo en cuenta todo esto, el programa de supervisión micro en estaciones de servicio en España tiene las siguientes características:

En primer lugar, se basa en la importancia de tener información precisa de precios. El trabajo más importante en los primeros años de la Comisión Nacional de Energía en el área de petróleo ha sido conseguir tener información antes que poder analizar la misma. En la CNE, en estos momentos, y de acuerdo con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se dispone de toda la información que se necesita para analizar lo que está ocurriendo en los mercados de estaciones de servicio, información que, en parte, está disponible también para el sector. En estos momentos, en España se están recibiendo por vía telemática los precios de las aproximadamente 8.600 estaciones de servicio, información, ésta, que se vuelca en las páginas *web* del Ministerio, siendo su acceso público, haciendo posible saber cualquier precio de cualquier estación en cualquier momento para todos los usuarios. La CNE utiliza también esa base de datos para sus análisis micro.

La operativa del programa de supervisión supone una periodicidad mensual de análisis de los entornos. Un informe típico se inicia con la selección de un área geográfica que responde a criterios de sustitución en el sentido de qué alternativas reales de precio tendría un automovilista a la hora de repostar. También se tiene en cuenta la propiedad de la estación de servicio dado que no es lo mismo el comportamiento si una estación de servicio es propiedad de una gran petrolera que si es independiente o del tipo abanderada con suministro en exclusiva. Otros criterios son: grado de concentración, tipología, número de operadores, la homogeneidad de suministro desde el punto de vista logístico o si se trata de entornos urbanos, carretera o autopista.

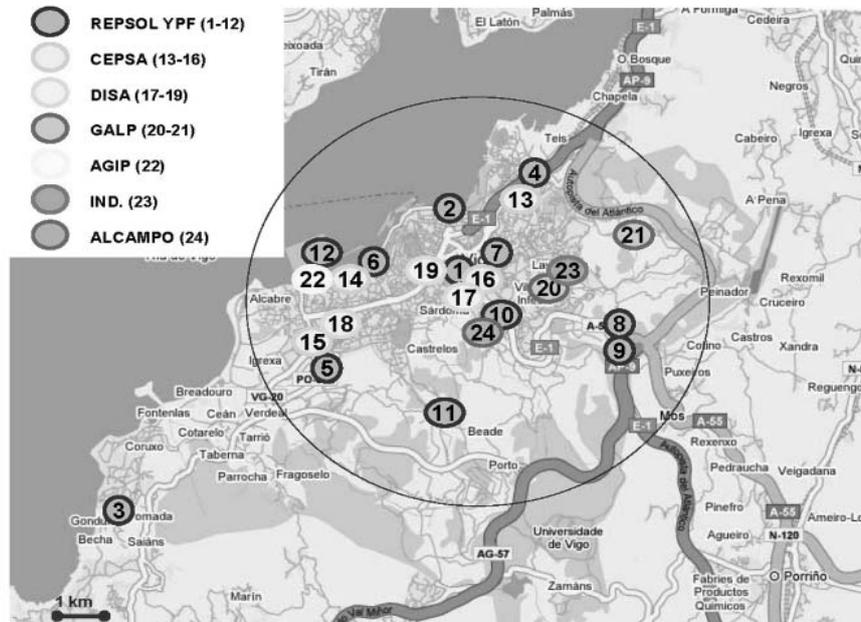
Así, a diciembre de 2008 se han analizado 642 instalaciones de suministro, lo que supone prácticamente el 7,5 por 100 de la red nacional. El reparto de las áreas analizado hasta el momento es bastante heterogéneo, presentando todo tipo de vínculos, desde estaciones de servicio propiedad de compañías petroleras hasta estaciones de servicio que son operadas por independientes, hipermercados, y de prácticamente todos los operadores que funcionan en el mercado español. Están representadas áreas urbanas, entornos rurales, carreteras y autopistas (mapas 1 y 2).

MAPA 1. Áreas geográficas estudiadas en 2008



Los informes son públicos y están disponibles en la página *web* de la CNE para entornos urbanos como la zona de Vigo, la de Vitoria, Jerez de la Frontera y Valladolid, de autopistas en Cataluña, entornos rurales como Benavente y Don Benito, carreteras como la autovía Madrid-Zaragoza o un seguimiento especial de las Islas Canarias, donde se hace un análisis independiente, individualizado y constante.

MAPA 2. Área de Vigo



Los informes analizan qué ocurre cada día en los precios de cada instalación y elaboran un *ranking* diario de precios de las mismas. También abordan cómo se comporta la competencia intermarca, qué estaciones de servicio inician la subida o bajada de precios antes que el resto, cuáles les siguen y qué cadencia tiene este movimiento. Se estudia también la política intramarca en cuanto al comportamiento diferencial de las estaciones de servicio abanderadas o propiedad, criterios de fijación de precios y si esos criterios son razonables o no. Adicionalmente se desarrolla un análisis comparativo del área en cuestión con las medias nacionales, viendo si esos comportamientos son muy distintos. Con ello, se obtienen conclusiones sobre cómo se ha comportado esa área concreta en el período de estudio.

A nivel agregado se pueden destacar algunas conclusiones obtenidas hasta el momento del mercado español de estaciones de servicio.

Por lo pronto, en España se puede hablar de prácticamente 2 céntimos de euro –prácticamente 3 centavos de dólar– para la gasolina y para el gasóleo, como dispersión promedio, que no se reproduce exactamente igual en todas las áreas (gráficos 1 y 2). En segundo lugar, en general, en España hay más alternativas de precio para la gasolina que para el gasóleo. Se ha comprobado, también, algo que resulta bastante intuitivo y es que, normalmente, el precio más frecuente se encuentra más cercano al máximo diario. Hay más estaciones de servicio que se alinean en el precio más alto que en el precio más bajo, lo cual permitirá reflexionar sobre si la situación de competencia a nivel global es lo suficientemente desa-

rollada. Se concluye, también, que la presencia de los hipermercados es relevante en el sentido de que normalmente marcan los precios más bajos pero, siempre, después de descuentos; en los casos en los que no hay descuentos asociados a consumo en tiendas no suele ocurrir así, marcando los precios más altos.

GRÁFICO 1. *Análisis variables para gasolina 97*

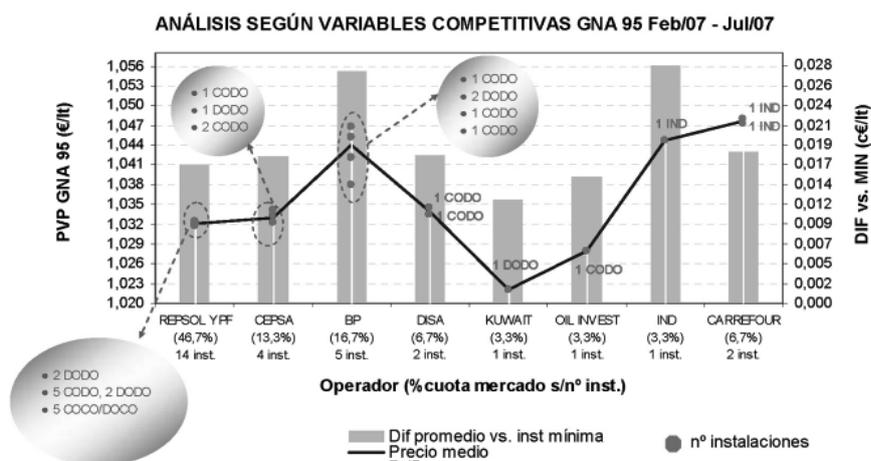
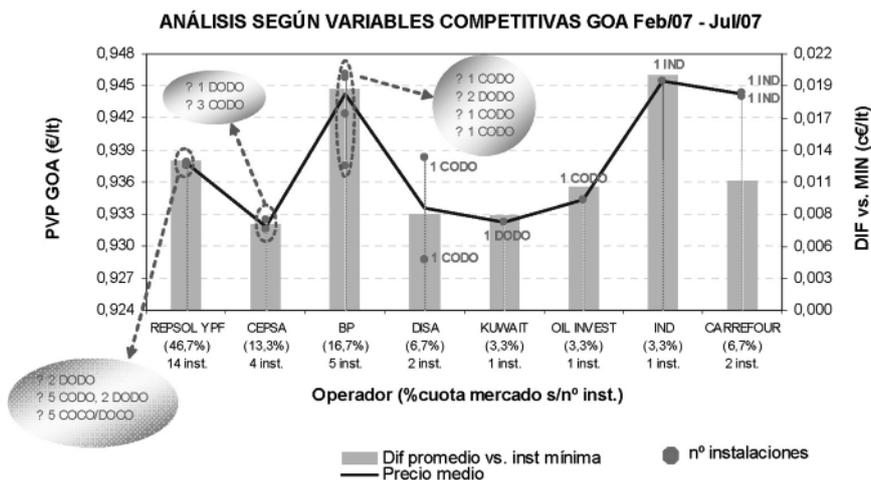


GRÁFICO 2. *Análisis variables para gasóleo*



Pero lo importante no es el análisis en si mismo, sino las consecuencias del mismo. En concreto, es lo siguiente. Existen tres vías de actuación, una vez publicados los informes. La primera vía es que si los estudios no muestran un comportamiento anómalo, simplemente se aloja el informe en la página *web* de la CNE. Esta acción es muy relevante porque, aún más importante que los propios resultados de los informes es que los operadores sean conscientes de que se están vigilando las áreas de forma regular. Esto ya es bueno por si mismo ya que el hecho de que las compañías sepan que la supervisión va a ser constante y que puede tener consecuencias de tipo administrativo (procedimientos sancionadores) les desincentiva a iniciar comportamientos irregulares.

En segundo lugar, es posible que a raíz de este análisis tan profundo se encuentren problemas de otro tipo, en concreto de falta de envío de información o problemas de índole de seguridad o calidad. Según la regulación española, ésto obliga a abrir un expediente sancionador. Por ello, a raíz de estos informes, se han abierto ya treinta expedientes sancionadores por falta de envío de precios y algunos más por otros conceptos. También ésto vuelve a ser un mensaje de cara al mercado en el sentido de que el cumplimiento de la normativa sectorial va a ser comprobado.

Por último, en el caso de encontrar prácticas restrictivas de competencia, la operativa es el envío a la Comisión Nacional de la Competencia, que es quien instruye estos asuntos en España, junto con el informe y opinión de la CNE, con su punto de vista sectorial. Por último, toda esta información permite elaborar el informe anual sobre la situación del mercado de estaciones de servicio en España. De la suma de todos estos análisis se concluirá si es preciso proponer medidas regulatorias que amplíen la situación de competencia en estos mercados o no, cosa que sin estos trabajos sería completamente imposible.

3. Conclusiones

La primera es que el acceso a la información es fundamental. En España se ha dedicado mucho esfuerzo, no sólo desde el regulador sino también desde otras autoridades, a conseguir que todos los operadores envíen la información sectorial necesaria, correcta y fiable. En la Comisión Nacional de Energía, quizás, se ha dedicado, en los primeros tiempos, más esfuerzo a conseguir la información que a analizarla.

El segundo aspecto es que es necesaria la continuidad. Estos análisis tienen mucho valor cuando se disponen de series largas. Es muy difícil con una serie corta de precios saber si ha ocurrido algo extraño o no y solamente cuando hay una larga trayectoria se puede ver si unos comportamientos están justificados.

Tercero y, en este tercero hay que insistir, la publicidad es lo más importante. Lo más efectivo es que los operadores sepan que el regulador está pendiente, que el regulador está revisando, que tiene criterios técnicos claros, conocidos, transparentes y predecibles, y que va a estar alerta ante cualquier anomalía del mercado que aparezca. Lo mejor que puede ocurrir es que, después de tener un amplio programa, como éste, de análisis, se llegue a la conclusión de que no existen problemas y que el mercado funciona.

Cuarto, los expedientes sancionadores son consecuencia inevitable, al menos al principio, de esta supervisión tan extensa que debería ir remitiendo con el tiempo.

Quinta y última conclusión, la cooperación y compartir experiencias también es muy importante. No todos los reguladores tienen competencias en el área de petróleo, aunque algunos empiezan a tenerlas. En consecuencia el camino que ha recorrido la CNE es compatible con el que harán otras instituciones. Las experiencias son perfectamente extrapolables y es importante conocer y compartir las mismas.

Para terminar, una última reflexión: los mercados deben funcionar y no se puede confundir supervisión con intervención. Éste es un riesgo muy serio e importante porque no es deseable interferir en el libre funcionamiento de los mercados que deben buscar su eficiencia por sí solos. Tan solo es preciso actuar como garantía de que no se vulneran los principios generales que los rigen. Éste debe ser el objeto principal y único de la supervisión.

CAPÍTULO 21

MECANISMOS DE CONTRATACIÓN A PLAZO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MARÍA JESÚS MARTÍN MARTÍNEZ

*Directora de Regulación y Competencia de la Comisión Nacional de Energía
(CNE, España)*

1. Aspectos conceptuales

La liberalización del sector eléctrico y, en particular, la determinación de precios de contado (o precios *spot*) mediante mecanismos de mercado, ha ido acompañada del consecuente desarrollo de la contratación a plazo, o en términos generales de la contratación de derivados, al tener éstos como función principal la cobertura de riesgos. La evolución de los mercados spot de electricidad han mostrado la volatilidad de los precios de dicha commodity cuando se determina a través de mecanismos de mercado, esto es, a través de la interacción de la oferta y la demanda.

En particular, en el caso de la electricidad, dicha volatilidad es mayor que en otras mercancías energéticas por la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad, que implica que no se pueden utilizar los inventarios como instrumento de amortiguación de los efectos de shocks inesperados de demanda y oferta (por ejemplo, reducción de la capacidad de generación o importación). La imposibilidad de recurrir a *stocks* para suavizar las fluctuaciones de demanda impide su intercambio entre distintos momentos del tiempo e implica la necesidad de que oferta y demanda sean iguales en tiempo real. La incertidumbre asociada a la demanda (influenciada por variables como la actividad económica y la temperatura) y a la capacidad instalada disponible (hidraulicidad, indisponibilidades de los grupos, abastecimiento y precios de los combustibles), junto con la no almacenabilidad de la energía, incrementa la volatilidad de los precios de la electricidad.

En este entorno de liberalización y, en particular, con la eliminación de las tarifas al consumidor final, surgen los riesgos de precio en la contratación de la electricidad y la necesidad de los agentes, por tanto, de cubrir dichos riesgos mediante los instrumentos disponibles. En contraste, si el consumidor dispone de precios regulados (tarifas al consumidor final) que son fijados administrativamente, y no fluctúan a cambios en la demanda y oferta, los agentes que participan en dicho mercado regulado no tendrán la necesidad de cobertura de riesgos, ni requerirán la utilización de derivados energéticos.

Los derivados son instrumentos financieros (contratos) cuyo valor depende implícita o explícitamente del valor de otro activo (activo subyacente) en la fecha de vencimiento. En el caso de los derivados de electricidad desarrollados

en el mercado Ibérico, el subyacente es el precio spot negociado en el mercado OMEL.

Las dos principales funciones de los mercados de derivados son, por una parte, la gestión de riesgos, mediante la reducción de la exposición al riesgo de aquellos agentes que quieren transferirlo a otros agentes que están dispuestos a asumirlo, y, por otra parte, revelan precios, permitiendo agregar información sobre las expectativas de las condiciones de demanda y oferta en un momento del tiempo futuro.

En primer lugar, el derivado permite cubrir riesgos, transfiriéndolos hacia otros agentes que estén dispuestos a asumirlo. El agente que transfiere el riesgo consigue una disminución del riesgo a cambio de perder determinadas oportunidades de beneficios adicionales que podría obtener en el caso que el precio se mueva en la dirección opuesta a sus expectativas. Por el contrario, el agente que acepta el riesgo perderá si se cumplen las expectativas de la contraparte.

En segundo lugar, el mercado de derivados al aglutinar a diferentes tipos de agentes que negocian en función de sus expectativas de precios, permite agregar información, de forma que se generan señales de precios futuros, y por tanto, los mercados de derivados realizan una función de «descubrimiento de precios» (*price discovery*), aportando señales del valor de la mercancía en fechas futuras.

En el ámbito del mercado Ibérico de electricidad (MIBEL), cabe destacar los siguientes instrumentos derivados con subyacente el precio OMEL: los futuros negociados en el mercado organizado gestionado por el OMIP (Operador de Mercado a Plazo-Polo Portugués), los contratos a plazo (*forwards*), las opciones de compra de capacidad de generación de los operadores de mayor tamaño, adquiridas en subastas de emisiones primarias de energía y, por último, los contratos bilaterales de energía para suministro a tarifa a través de subastas CESUR (subastas de energía para el suministro de último recurso).

Todos estos instrumentos pueden tener liquidación financiera (liquidación por diferencias) o liquidación física, esto es, con entrega física del subyacente (el kWh negociado).

1.1. MERCADO A PLAZO BILATERAL (OTC) VERSUS MERCADO ORGANIZADO DE FUTUROS

Los contratos de derivados pueden negociarse bien en mercados organizados o en mercados no organizados (mercados OTC).

Los mercados no organizados son mercados bilaterales, en los que los propios agentes realizan la búsqueda de potenciales contrapartes. Al objeto de reducir los costes de búsqueda e incrementar su liquidez, los mercados OTC pueden organizarse alrededor de agencias de intermediación («*brokers*») que se caracterizan por no tomar posiciones propias y únicamente facilitan la búsqueda de contraparte y/o alrededor de agentes que toman posiciones propias («*dealers*»). Estos últimos suelen ser grandes bancos de inversión que están dispuestos a ofrecer precios de compra y venta al resto de agentes que participan en el mercado. Cabe señalar que los mercados OTC, al surgir por las propias necesidades de contratación de

los agentes, suponen un elemento de innovación y de fomento del desarrollo de la propia contratación a plazo y que puede conllevar a una competencia sobre los mercados organizados. En líneas generales, los mercados OTC están sujetos a una regulación menor que la que se registra en los mercados organizados y en algunos casos a una regulación cuasi inexistente.

Una de las principales características de los mercados organizados es la estandarización de los contratos que se negocian en ellos. Por otra parte, un mercado organizado se caracteriza por estar compuesto de una plataforma de negociación y de una Cámara de Contrapartida.

La plataforma de negociación es el mecanismo en el que los diferentes agentes participantes introducen sus órdenes y éstas resultan casadas produciéndose, por tanto, una transacción. La mayoría de las plataformas de negociación existentes en la actualidad son electrónicas (frente a los mercados de viva voz, *open outcry* en su terminología anglosajona).

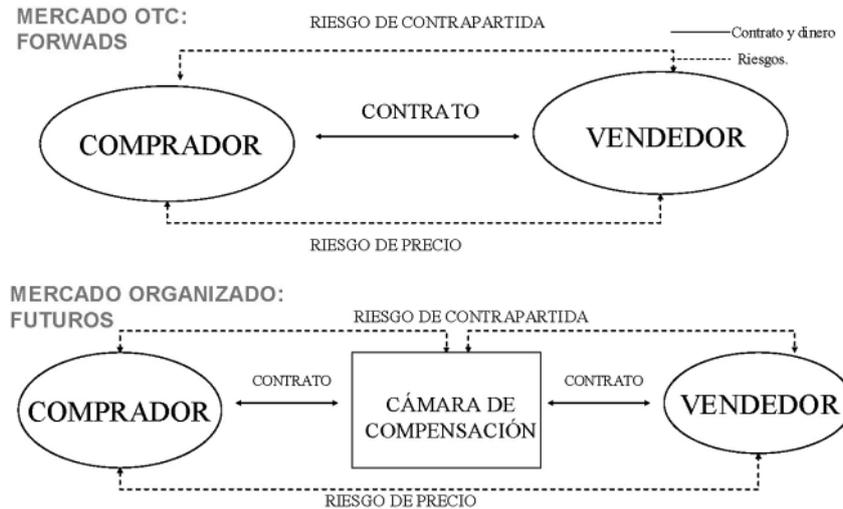
La Cámara de Contrapartida juega un papel relevante en cualquier mercado organizado, debido a que se interpone entre el comprador y el vendedor, de forma que la Cámara se convierte en vendedor para cada uno de los compradores y se convierte en comprador para cada uno de los vendedores, de esta forma los agentes compradores y vendedores, no soportan riesgo de crédito (incumplimiento o fallido) ya que su contrapartida no es ningún otro agente, sino la propia Cámara de Contrapartida del mercado. La interposición de la Cámara en las transacciones facilita, a su vez, que los agentes puedan deshacer las posiciones, ya que no tienen que ceder el contrato original a un tercero sino que simplemente realizando la operación contraria en el mercado cancelan su posición inicial.

La Cámara de Contrapartida establece una serie de requisitos y condiciones al objeto de tener la capacidad de asumir el riesgo de crédito de todos los participantes en el mercado. En primer lugar, para operar en un mercado organizado, los agentes deben ser miembros del mismo. Por ello, el mercado exigirá unos requisitos crediticios mínimos a los agentes. Una vez realizada una transacción, se exige una garantía inicial a los agentes. Asimismo, diariamente se calcula el valor de la posición del agente (*mark to market*) y en el caso que dicha posición genere un nivel de pérdidas superior a la garantía depositada, la Cámara de Contrapartida puede exigir el depósito de garantías adicionales (*margin call*). En el caso de fallido de uno de los miembros del mercado, la Cámara de Contrapartida aplicará procedimientos excepcionales, tales como el uso de garantías extraordinarias depositadas por los miembros del mercado al objeto de garantizar el capital de la propia Cámara.

Los mercados organizados son mercados regulados que requieren de la correspondiente autorización administrativa por parte del regulador correspondiente de cada país, y al que, en líneas generales, se les imponen una serie de requisitos, como la aprobación previa de los contratos que se negocian, así como requisitos de información a publicar y facilitar al regulador e incluso el establecimiento de unidades de supervisión del funcionamiento de mercado propias o la necesidad de imponer límites al tamaño de las posiciones de agentes individuales.

En el gráfico 1 se muestra las diferencias entre la negociación a plazo en un mercado OTC y en un mercado organizado.

GRÁFICO 1. Mercado a plazo bilateral (OTC) vs. Mercado Organizado de futuros



1.2. LIQUIDACIÓN FÍSICA VS. LIQUIDACIÓN FINANCIERA

Los contratos a plazo pueden tener liquidación física (entrega física del subyacente) o liquidación financiera (liquidación por diferencias entre el precio a plazo pactado y el precio *spot* en la fecha de vencimiento).

En el caso de un contrato *forward*/futuro con liquidación física, el día del vencimiento del contrato, el vendedor entrega al comprador el activo subyacente –en el caso de la electricidad el kWh– al precio establecido en el contrato, independientemente del precio de mercado al que esté cotizando en ese momento. Los agentes que participan en esta operación con entrega física deben estar, a su vez, sujetos a las correspondientes reglas para participar en el mercado *spot*, necesariamente físico.

Si el contrato *forward*/futuro tiene liquidación financiera, llegado el vencimiento, el contrato se liquida por la diferencia entre el precio pactado en el contrato y el precio de mercado en el momento del vencimiento. En un contrato con liquidación por diferencias no hay entrega física en la fecha de vencimiento del contrato sino únicamente intercambio de flujos financieros. En particular, el comprador pagará al vendedor el precio pactado y el vendedor al comprador, el valor económico del subyacente (precio *spot*) en el momento del vencimiento del contrato. El efecto neto de dicha operación será la diferencia de flujos económicos. Si el precio a plazo es superior al precio *spot*, el comprador pagará al vendedor la diferencia entre el precio a plazo y el *spot*. Análogamente, si el precio a plazo es inferior al precio *spot*, el vendedor pagará al comprador la diferencia entre el precio a plazo y el *spot*.

En el caso de un contrato a plazo con liquidación por diferencias, si además, simultáneamente se realiza una operación en el mercado spot (de compra o de venta), se obtiene un resultado equivalente al de adquirir un contrato a plazo con entrega física (de compra o de venta). Análogamente, si se desea eliminar la entrega física de un contrato a plazo con entrega física, y disponer de un contrato meramente por diferencias, bastaría con realizar la operación contraria del contrato a plazo, diariamente en el mercado spot, para deshacer la posición física del contrato a plazo. En definitiva, un contrato con entrega física no es más que un contrato a plazo por diferencias y una operación diaria en el mercado spot, durante el periodo de entrega del contrato.

1.3. TIPOLOGÍA DE AGENTES

En líneas generales, se pueden identificar tres tipos de agentes que participan en los mercados de derivados: coberturistas, especuladores y arbitrajistas.

Los coberturistas (*hedgers*) son aquellos agentes que realizan operaciones con derivados, al objeto de eliminar parcial o totalmente riesgos similares a los que registran en sus posiciones en el mercado al contado o en sus posiciones del activo físico. Este tipo de agente está expuesto a las fluctuaciones del precio del activo físico en el mercado al contado, y al objeto de reducir o eliminar dicha exposición participa en el mercado de derivados. Por ejemplo, comprando o vendiendo contratos de futuros sobre el subyacente que le genera el riesgo. Un comercializador de electricidad, tiene exposición al riesgo del precio en el mercado *spot*. En el caso que el precio en el mercado *spot* aumente y no pueda repercutir dichos incrementos a su cliente final, sus beneficios disminuirán. Una posible estrategia de cobertura es la compra de contratos de futuros, al objeto de eliminar dicha exposición a las fluctuaciones del precio *spot*. En el caso que el precio *spot* aumente, las pérdidas (mayores costes de adquisición) por dicho incremento en el precio del mercado *spot* se cancelarán con los beneficios que obtenga de su posición en el mercado de futuros. Análogamente, un productor está expuesto a una disminución del precio *spot* y puede mitigar o eliminar dicha exposición, vendiendo contratos de futuros. Mediante las operaciones en el mercado de futuros, estos agentes (consumidor, comercializador y productor) están transfiriendo el riesgo a otros participantes, que pueden ser coberturistas o especuladores. La cobertura de riesgos es la principal razón para la negociación de contratos derivados.

Se entiende por «especuladores» aquellos agentes que toman posiciones en los mercados de derivados al objeto de incrementar su exposición al riesgo. Es decir, toman posiciones de compra o venta, no por razones de cobertura sino para incrementar su exposición al riesgo al objeto de beneficiarse de los incrementos o decrementos de la cotización, por ejemplo, de contratos de futuros. En el caso que el especulador tenga expectativas de incrementos de precios, tomará posiciones de compra (posiciones largas) en el contrato de futuros, mientras que en el caso que considere que existen expectativas de disminuciones en la cotización tomará posiciones de venta (posiciones cortas). Mientras el coberturista tiene por objetivo estabilizar sus costes o ingresos, el objetivo del especulador es incrementar sus beneficios en el caso que sus expectativas de tendencias de precios se cumplan.

Los especuladores, al estar dispuestos a soportar riesgos, juegan un papel clave en el mercado de futuros. De hecho, en el caso que sólo existiera un único tipo de agentes, todos ellos con objeto de transferir riesgos (por ejemplo, un mercado en el que sólo existieran productores que pretenden cubrir sus riesgos de disminuciones en el precio *spot*), difícilmente se podrían realizar transacciones. Por tanto, los especuladores aportan liquidez a los mercados de futuros, estando dispuestos a asumir riesgos que los coberturistas pretenden transferir.

Los «arbitrajistas» son agentes que toman posiciones contrarias en activos idénticos o muy similares que se negocian en dos mercados diferentes, al objeto de beneficiarse de posibles ineficiencias en la formación de precios de un mismo instrumento en dos mercados diferentes. La existencia de este tipo de agentes, elimina, por tanto, las ineficiencias que puedan existir (oportunidades de arbitraje), asegurando que las cotizaciones en ambos mercados son consistentes entre ellas. Este tipo de agentes garantizan el cumplimiento de la ley de único precio, que establece que el precio de un mismo bien que se negocie en mercados diferentes debe ser el mismo. El arbitraje se genera cuando un agente observa que un activo tiene precios diferentes en lugares distintos y, por tanto, procede a comprar en uno de ellos y a vender en el otro para aprovecharse de ese diferencial. Por tanto, la base del arbitraje está en la observación de diferencias de precios en mercados diferentes mientras que la base de la especulación está en la expectativa de una diferencia de precios entre dos momentos del tiempo en el mismo mercado

Para que un mercado a plazo o, en general, un mercado de derivados funcione de forma adecuada es necesario que coexistan los tres tipos de agentes. De hecho los precios de los contratos de futuros o contratos a plazo se determinarán a partir de la interacción entre lo que estén dispuestos a pagar los coberturistas para reducir o eliminar su riesgo y lo que requieran los especuladores para soportar dicho riesgo, además de las expectativas de precios en fechas futuras.

1.4. EFECTOS DE LA CONTRATACIÓN A PLAZO

Como ya se ha indicado anteriormente, la función principal de los mercados a plazo, y, en general, de los derivados de electricidad, es que constituyen una herramienta eficaz para la cobertura de riesgo de precio del mercado diario. Permiten trasladar riesgos desde los agentes más aversos al riesgo hacia aquellos que quieran asumirlo. En principio, si existe volatilidad del precio hay una necesidad potencial de contratación a plazo. La contratación en el mercado a plazo permite a los agentes cubrirse contra las fluctuaciones de precios o les permite obtener un beneficio asumiendo un riesgo si sus expectativas son las correctas (especuladores) o tomar ventajas de las hipotéticas oportunidades de arbitraje (arbitrajistas). Los especuladores proporcionan liquidez al mercado porque asumen riesgos que los agentes más aversos quieren evitar. La posibilidad de cubrir riesgos permite a la economía funcionar más eficientemente.

Una segunda función de los mercados a plazo es que juegan un papel importante de agregación de información y de revelación de precios futuros y, por tanto, implícitamente agregan las expectativas de los agentes respecto a la demanda y la capacidad de producción futura.

En tercer lugar, los precios de los derivados se utilizan como referencia para muchas transacciones físicas, y, por tanto, la manipulación del mercado a plazo puede afectar al precio *spot* que los consumidores pagan y que los intermediarios y productores reciben.

Sobre este aspecto, existe una amplia literatura académica relativa al efecto que los mercados a plazo tienen sobre el nivel de competencia de los mercados *spot*. El argumento más frecuente relativo a que el mercado a plazo fomenta la competencia en el mercado *spot* es el siguiente. Si se supone que en el mercado operan pocos generadores y que éstos compiten en cantidades (competencia a la Cournot), la cantidad óptima (cantidad de Cournot), que cada uno ofrece al mercado, es aquella en la que su ingreso marginal se iguala a su coste marginal. Suponiendo que el coste marginal es cero, un generador produce hasta que el ingreso que obtiene por vender una unidad adicional, compensa el efecto de la bajada del precio producido por el aumento de la producción en sus unidades inframarginales (unidades que antes vendía a un precio mayor y que pasa a vender a un precio menor). Cuando existe un mercado a plazo, un generador puede vender un determinado volumen de producto, en una determinada fecha futura (vencimiento) a un precio fijo. Llegado el vencimiento, el generador tendrá menores incentivos a reducir la cantidad para incrementar los precios ya que la subida de precios afecta a menos unidades inframarginales. En particular, la energía previamente comprometida en el contrato a plazo no se verá afectada por el hipotético aumento de precios que pudiera ocurrir en el mercado *spot*, ante la disminución de la producción del generador.

Sin embargo, este primer argumento adopta una visión estática y no tiene en cuenta el mecanismo de formación de precios de la energía vendida en el contrato a plazo. Es decir, si el generador tiene en cuenta que los precios del mercado *spot* sirven como referencia para los contratos a plazo, resulta interesante retirar cantidad para mantener los precios altos y así obtener contratos a plazo mejores. Al considerar este efecto, el comportamiento de los generadores que contratan a plazo coincide con el comportamiento de los agentes que no tienen contratos a plazo. Según este segundo argumento, la contratación a plazo no tiene efecto competitivo sobre la formación de precios en el mercado *spot*, debido al vínculo entre el precio *spot* y el de los contratos a plazo, incluso cuando los generadores estén completamente cubiertos por contratos a largo plazo.

No obstante, otros estudios (Allaz y Vila (1993)) argumentan que la existencia de mercados a plazo favorece la competencia, no por el hecho de que los generadores no tengan en cuenta que el incremento de la producción reduce también los precios de la energía ya comprometida, sino porque abre la posibilidad de anticiparse y abastecer el mercado antes que el rival.

El desarrollo de la negociación de instrumentos derivados depende de distintos factores. En primer lugar, el subyacente, el precio *spot*, debe ser una referencia creíble, no susceptible de manipulación por parte de los agentes, y debe ser una variable que responda, tanto a condicionantes económicos como a aspectos técnicos (variabilidad de la oferta y la demanda, precios de los combustibles, producible hidráulico, etc.). En segundo lugar, debido a que la negociación de activos derivados surge como respuesta a la necesidad de gestionar el riesgo de precio

y de volumen, fundamentalmente, debe existir una variable volátil que genere incertidumbre entre los distintos agentes del sector eléctrico. En tercer lugar, los agentes deben tener distintos perfiles frente al riesgo de precio y de volumen. Por último, aunque no menos importante, la regulación debe ser estable en el tiempo y no dificultar las señales de precio en el mercado.

2. Mecanismos de subastas de electricidad en España

En España hasta una fecha reciente no se ha iniciado una negociación de activos derivados de electricidad. El desarrollo de los mercados derivados de energía y, en particular, de la electricidad está estrechamente relacionado con la evolución regulatoria del sector, con el diseño de los mercados de generación eléctrica y con la creación de necesidades de cobertura de riesgo por parte de los agentes participantes en los mercados. Los mercados e instrumentos derivados de electricidad surgen como respuesta a las necesidades de los agentes de cubrir sus riesgos en un entorno liberalizado. Destacan, por una parte, el mercado organizado de futuros ibérico y las subastas gestionadas por el OMIP y, por otra parte, las subastas reguladas de emisiones primarias y las subastas CESUR. En cada caso se especifica el papel supervisor que desempeña la CNE en dichos procesos.

2.1. MERCADO DE FUTUROS DE OMIP

En la península ibérica, el Mercado organizado de futuros eléctricos gestionado por el Operador del Mercado-Polo Portugués (OMIP) y su Cámara de Compensación (OMIClear) comenzó a funcionar en julio de 2006, en aplicación del Convenio Internacional de Santiago de Compostela de octubre de 2004, firmado por los Gobiernos de Portugal y de España. En dicho mercado organizado de futuros de electricidad se registra tanto negociación diaria en mercado continuo, como negociación en subastas semanales de adquisición obligatoria de energía para los distribuidores y el comercializador de último recurso portugués. Dichas subastas obligatorias tienen como objetivo, tal y como establece el Convenio, fomentar transitoriamente la liquidez del mercado continuo de OMIP.

Asimismo, en el mercado gestionado por el OMIP se registran operaciones en continuo. Es un mercado en el que se negocian tanto contratos de futuros con entrega física como financieros. Actualmente, únicamente se negocian productos carga base con diferentes periodos de entrega donde el subyacente es precio *spot* del mercado español.

Aparte de las ventajas implícitas a todo mercado organizado de futuros (eliminación del riesgo de contrapartida, etc.), el mercado gestionado por el OMIP permite la participación de todos aquellos agentes que cumplan con los requisitos exigidos en la normativa del mercado, permitiendo obtener un instrumento de gestión y cobertura de riesgo de precios. Asimismo, dicho mercado proporciona información sobre los precios de electricidad a distintos plazos de entrega, lo que facilita las decisiones de contratación e inversión a plazo de energía de los agentes. Los mercados a plazo, por una parte, proporcionan a los agentes, información que revela precios futuros esperados, a través de las curvas *forward* y de

futuros disponibles. En efecto, los mercados a plazo y de futuros, al establecer precios referidos a una entrega futura, facilitan a compradores y a vendedores la determinación o el «descubrimiento» del precio («*price discovery*») de mercancías en los mercados físicos, tales como la electricidad o del gas natural, en una fecha futura, conectando, por tanto, ambos tipos de agentes (compradores y vendedores). A los contratos de futuros negociados en el mercado organizado del OMIP, se añade el OTC financiero intermediado, desde 1999, principalmente por dos *brokers* en la península ibérica, además de las operaciones OTC registradas en el mercado gestionado por el OMIP desde su puesta en funcionamiento en julio de 2006.

2.2. SUBASTAS DE ENERGÍA: EMISIONES PRIMARIAS Y SUBASTAS CESUR

Una subasta es un mecanismo de mercado que cuenta con un conjunto explícito de criterios que determinan la asignación de recursos y los precios, basándose en las pujas presentadas por los participantes»

El diseño de la subasta es importante porque incidirá en el resultado de la subasta (uno o más adjudicatarios, mitigará en mayor o menor medida la estructura de pujas en ronda inicial, revelará más o menos información, etc.) y afectará la experiencia de los ganadores (para otras subastas).

Existen diferentes tipos de subastas: subastas de viva voz (abiertas), subastas a sobre cerrado de una sola ronda, subastas de múltiples rondas y productos de precio ascendente (EPE) y descendente (CESUR). Cabe destacar que hay un *trade-off* entre las ventajas que aporta una subasta abierta en múltiples rondas respecto a una subasta de sobre cerrado, en cuanto a la mayor información que se proporciona a los agentes, lo que mitiga el problema de la «maldición del ganador», y el mayor coste de gestión que representa una subasta en múltiples rondas, generalmente de tipo telemática y con un organizador especializado que desarrolle las reglas, el contrato marco, la calificación de los agentes y la gestión de la subasta.

No obstante, los detalles técnicos de un tipo concreto de subasta no deben desviar el objetivo de que cualquier tipo de subasta es un mecanismo de mercado, y que su definición concreta pretende conseguir que las transacciones se realicen en un contexto lo más competitivo posible.

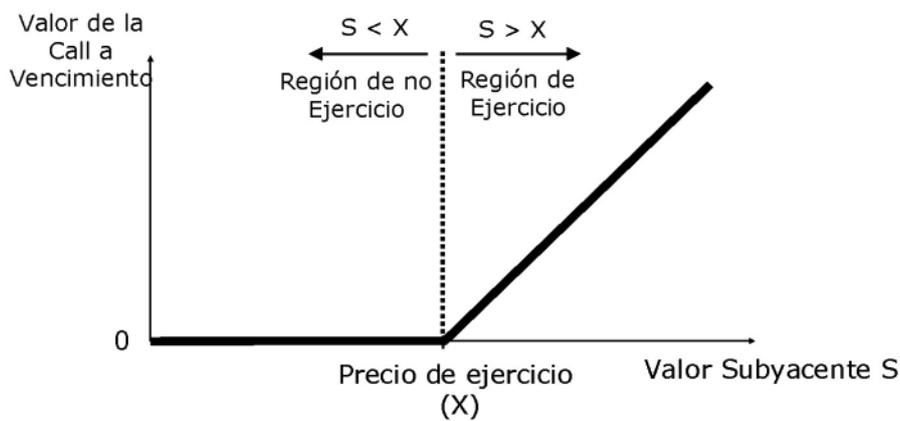
Desde junio de 2007 se han desarrollado nuevos mecanismos de contratación a plazo de energía eléctrica basados en subastas obligatorias en España. En particular, las emisiones primarias de energía (EPE) y las subastas de contratos de energía para suministro de último recurso (subastas CESUR).

a) *Mecanismo de Subastas de Emisiones Primarias*

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, estableció las cinco primeras emisiones primarias de energía (EPE), con entrega física. Dichas emisiones primarias de energía consisten en subastas de opciones de compra de energía. Las emisiones primarias de energía son equivalentes a una opción de compra (*call*), a

través de la cual se subasta de «forma virtual» y obligatoria parte de la capacidad de Endesa e Iberdrola. Los adjudicatarios adquieren un derecho a disponer de la capacidad de producción de energía eléctrica, por el que pagan una prima. Llegado el vencimiento de la opción, el adjudicatario si decide ejercer la opción, paga un precio por la energía obtenida (precio de ejercicio, establecido con anterioridad en el contrato). En el gráfico 2 se muestra la zona de ejercicio de una opción de compra (call) a fecha de vencimiento.

GRÁFICO 2. Opción de compra: Valor a fecha de vencimiento : $\max(S-X, 0)$



Las subastas de emisiones primarias de energía son mecanismos de mercado, reguladas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITC), supervisadas por la Comisión Nacional de Energía y organizadas y ejecutadas por una entidad especializada e independiente. Dichas subastas son telemáticas, se desarrollan en múltiples rondas a precio ascendente. Su equilibrio se obtiene cuando la demanda iguala o es inferior a la oferta objeto de la subasta, en su caso, a un precio superior al precio de reserva. Estas subastas de capacidad virtual (*Virtual Power Plant-VPP*) han sido ejecutadas ampliamente en Europa, introducidas, por una parte, de forma obligatoria por motivos de competencia, tanto por la Comisión Europea como por las correspondientes Autoridades de Competencia nacionales. Por otra parte, han sido utilizadas de forma voluntaria por empresas subastadoras, a efectos de asegurarse la venta de su capacidad en condiciones de mercado. En el cuadro 1 se muestran algunos ejemplos de VPP en Europa y sus características específicas.

CUADRO 1. *Experiencias europeas de subastas virtuales de capacidad (VPP)*

Características	EDF	Electrabel	DONG Energy	REN / EDP (Subasta conjunta)
Inicio Subastas	Septiembre 2001	Diciembre 2003	Noviembre 2005	Enero 2008
Nº Subastas celebradas	31 subastas (última: feb. 2009)	7 subastas (última: mayo 2005)	10 subastas (última: feb. 2008)	2 subastas (última: mar. 2008)
Tipo de subasta	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Tipología de productos (**)	Base (3, 6, 12, 24, 36 y 48 meses) Punta (3, 6, 12, 24 y 36 meses) PPA (Power Purchase Agreement)	Base (3, 6, 12, 24, y 36 meses) Punta (3, 6, 12, 24 y 36 meses)	Base (3, 12 y 36 meses)	Base (1 mes, 3 meses)
Precio de ejercicio	Fijo	Fijo	Indexado	Fijo
Nominación	Después mercado diario	- Opciones base: antes mercado diario - Opciones punta: después mercado diario	Antes o después mercado diario	Después mercado diario
Restricciones nominación	Sin restricciones	Sin restricciones	- Antes mercado diario: sin restricciones - Después mercado diario: nominación por bloques	Sin restricciones
Referencia de último precio de ejercicio (€/MWh)	Base: 10 €/MWh Punta: 56 €/MWh	Base: 12 €/MWh Punta: 29 €/MWh	3 meses: 42,31 €/MWh	56,0 €/MWh

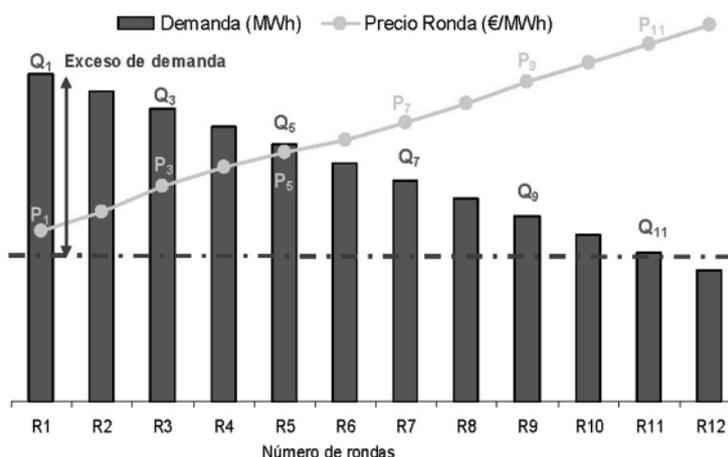
(**) En Powernext, Nordpool y EEX se negocian contratos de futuros, tanto de base como de punta, de corto y largo plazo (hasta 6 años)

Fuente: CNE a partir de información de las compañías.

Las subastas de emisiones primarias de energía son subastas de reloj a precio ascendente. En rondas sucesivas, los postores establecen cantidades demandadas para unos precios dados en cada ronda por el organizador de la subasta. El precio aumenta de una ronda a otra, de acuerdo con una regla propuesta por el Organizador de la subasta.

La dinámica consiste en que los postores reciben información al final de cada ronda sobre los precios de cada producto y observan como reacciona la demanda ante aumentos de precios. Los postores pueden ajustar su estrategia según la información que aparece de una ronda a otra. Dentro de cada tipo de producto (base y punta) se establece la curva de indiferencia o relación de precios entre productos con distinto periodo de entrega. Dicha relación de precios es estable y se determina exógenamente a la subasta. Los precios de salida, los precios de reserva (nivel de precio por debajo del cual el vendedor no está obligado a vender) y los precios de equilibrio, se sitúan a lo largo de las curvas de indiferencia fijadas de acuerdo con una metodología de valoración de opciones confidencial. Los postores ronda a ronda van retirando o desplazando sus ofertas de compra hacia productos con distinta entrega. Dentro de las reglas de la subasta se determinan restricciones a las pujas, entre otras: los postores no pueden incrementar su demanda (en términos de potencia trimestral equivalente) en respuesta a aumentos de precios; las pujas deben satisfacer las restricciones financieras impuestas por sus garantías. Los productos base y punta se subastan en procesos simultáneos y cierran de forma independiente. La subasta se cierra cuando la demanda no excede la oferta en ningún producto (base / punta) y, en su caso, se haya alcanzado el precio de reserva. Para cada producto subastado, el precio de cierre es uniforme, esto es, todos los adjudicatarios pagan el mismo precio por la prima de la opción. En gráfico 3 resume el desarrollo de la subasta a precio ascendente en múltiples rondas del tipo EPE.

GRÁFICO 3. *Funcionamiento de la subasta EPE (un producto)*
Subasta precio ascendente (VPP)



El objetivo para el que fueron determinadas dichas subastas es el de fomentar la contratación a plazo y la entrada de nuevos agentes en el mercado de producción, que adquieran la capacidad de generación de Endesa e Iberdrola, que obligatoriamente están obligados a vender en subasta. Por tanto, se pretende lograr un objetivo de competencia en el mercado eléctrico, tal y como señala la normativa, al reducirse en la práctica la capacidad de generación de los operadores con mayor cuota de mercado y, por otra parte, desarrollar la contratación a plazo, debido a que las empresas que participen como demandantes tendrán incentivo a cubrir los riesgos asociados a la adquisición de las opciones.

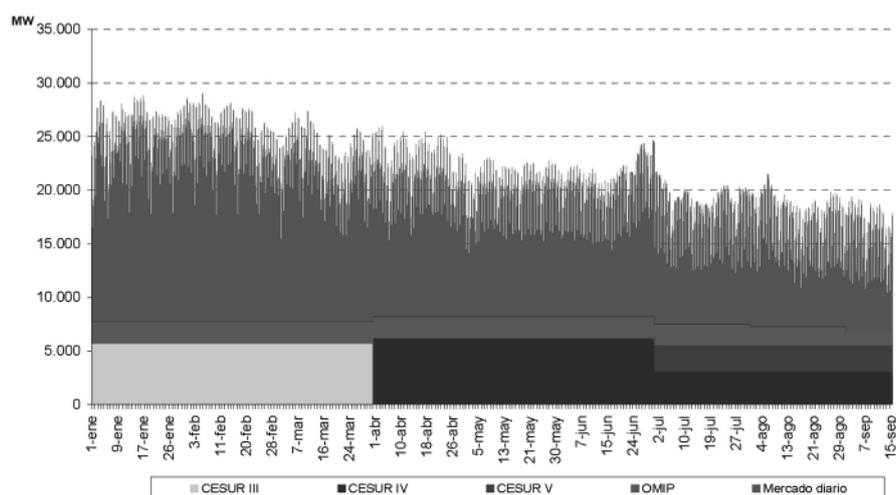
El Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía ha establecido un calendario para la celebración de dos subastas adicionales, con liquidación por diferencias en lugar de por entrega física. Esta característica de la subasta lleva a que el ejercicio de la opción sea automático: Si el precio del mercado diario es superior al precio de ejercicio los vendedores pagan la diferencia al poseedor de la opción. En definitiva el tenedor de la opción recibirá: el precio mercado diario menos el precio de ejercicio (siempre que esta diferencia sea positiva). Si el agente quiere la energía: comprará la energía en el mercado diario (oferta de compra precio aceptante en la sesión D-1). El resultado es la recepción de la energía el día D, su coste es la prima de la opción (pagada con anterioridad) más el precio de ejercicio.

b) Mecanismo de subastas de compra de energía por los distribuidores-subastas CESUR

Las subastas para la adquisición de energía eléctrica por parte de las distribuidoras para el suministro a tarifa (subastas CESUR) son un mecanismo para la contratación a plazo de energía de los distribuidores y del comercializador de

último recurso, que se suma a las subastas OMIP y a la adquisición de energía en el mercado *spot*. Dichas subastas han fomentado la entrada de nuevos agentes en el mercado y han contribuido al desarrollo de otras formas de contratación a plazo. En el futuro dicho mecanismo de mercado servirá, tal y como indica la Orden ITC/400/2007, para determinar de forma estable el valor de la adquisición de la energía que se incluya en las tarifas de último recurso, que entrarán en funcionamiento, previsiblemente, el próximo 1 de julio de 2009. Este mecanismo de mercado contribuirá a mitigar o evitar que se generen futuros déficit tarifario ex post, porque el precio resultante de la subasta será una referencia del coste de la energía que se incluya en la tarifa de último recurso. El gráfico 4 muestra a modo de ejemplo la cartera de compras de energía contratada en distintos mecanismos de negociación de energía por los distribuidores desde el 1 de enero al 15 de septiembre de 2008.

GRÁFICO 4. *Cartera de compras de energía de las distribuidoras compras horarias de las distribuidoras*
(del 1 de enero al 15 de septiembre de 2008)



Fuentes: OMEL, OMIP, NERA.

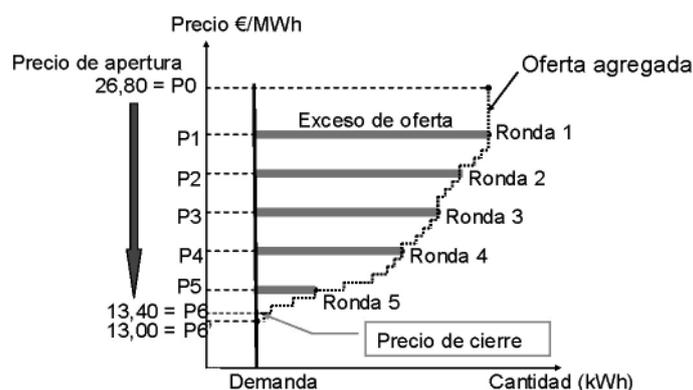
Dichas subastas CESUR están reguladas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITC), supervisadas por la Comisión Nacional de Energía y organizadas y ejecutadas por una entidad especializada e independiente. Los distribuidores están obligados a adquirir determinados volúmenes de energía en dichas subastas. Los agentes vendedores o postores deben cumplir con determinados requisitos establecidos en el proceso de calificación para poder participar en la subasta. Dichas subastas son telemáticas, se desarrollan en múltiples rondas a precio descendente. Su equilibrio se obtiene cuando la oferta iguala a la demanda objeto de la subasta. Se aplican distintos mecanismos de protección de la subasta a efectos de procurar un diseño de subasta lo más competitivo posible.

En el gráfico 5 se muestra un ejemplo de la dinámica de una subasta en múltiples rondas a precio descendente de un solo producto, donde la regla de activi-

dad consiste en que los oferentes sólo pueden mantener o disminuir la cantidad ofertada entre rondas para cada disminución de precios.

En la actualidad se han realizado subastas de uno y dos productos (trimestral y semestral punta y base). En el caso de subastas de dos productos, las cantidades objeto de subasta se establecen exógenamente, de acuerdo con las ofertas indicativas de los agentes calificados en la misma y los postores, ronda a ronda, deciden para cada tipo de producto subastado retirar o trasladar bloques de oferta en función de una regla endógena de precios. La regla de precios es fijada regulatoriamente en función del exceso de oferta de ambos productos. Determinadas reglas sobre una posible reducción de demanda objeto de subasta, sobre la información comunicada a los postores sobre el rango del exceso de oferta en cada ronda o sobre el establecimiento de *load caps* en la participación de los agentes, son salvaguardas que pueden utilizarse para garantizar que la subasta sea competitiva teniendo en cuenta las características de la estructura de mercado mayorista en España.

GRÁFICO 5. Dinámica de subasta de reloj descendente en múltiples rondas (1 producto)



2.3. INTERRELACIÓN DE LOS DISTINTOS MECANISMOS DE CONTRATACIÓN EN SUBASTAS DE ENERGÍA. RESULTADOS INICIALES

Cabe indicar que se dispone de referencias de precios a plazo cada vez más líquidos. Un efecto de la aparición de todos estos mecanismos de contratación a plazo es su contribución sobre la liquidez del mercado de futuros, y especialmente el OTC financiero de energía eléctrica en España.

Se constata un impacto positivo en la negociación de los instrumentos derivados de electricidad con la aparición de las subastas de energía a plazo (OMIP, CESUR y EPE). En particular, en dichas subastas de energía a plazo, los agentes que participan en las mismas (los compradores y los vendedores) utilizan instrumentos a plazo, fundamentalmente, a través de operaciones OTC, aunque, también, a través de negociación en mercado organizado de futuros, para cubrir las posiciones abiertas que hayan resultado en las subastas.

Asimismo, otro efecto ha sido la entrada nuevos agentes a los diferentes mecanismos de contratación a plazo. Debido a las sinergias generadas entre los distintos mecanismos de contratación de energía, nuevos agentes participantes en EPE han mostrado a su vez su interés en participar en CESUR, lo que ha llevado a que dicha subasta, a su vez, haya sido más competitiva. Lo mismo es aplicable al mercado continuo de OMIP.

En el caso de las subastas CESUR, una parte del riesgo asociado a las compras de energía de las distribuidoras es soportado por los vendedores, que podrán gestionarlo en los mercados a plazo, promoviendo la competencia en el mercado, eliminando discriminaciones con los comercializadores de mercado libre, mejorando la formación de los precios, y facilitando la confección de las tarifas reguladas y la cobertura de riesgo a un precio transparente y líquido.

3. Supervisión de los mecanismos de contratación a plazo

3.1. SUPERVISIÓN DE SUBASTAS DE ENERGÍA

La CNE tiene un papel significativo en la supervisión de todos estos mecanismos de subastas de energía.

En el ámbito del Consejo de Reguladores del MIBEL, la CNE realiza de forma coordinada junto con el resto de miembros del Consejo de Reguladores la supervisión del mercado de futuros gestionado por OMIP. En este contexto, la CNE supervisa el cumplimiento de las obligaciones de compra por los distribuidores españoles en las subastas gestionadas por OMIP.

Por otra parte, la CNE es la entidad responsable de supervisar que el procedimiento de las subastas EPE y CESUR se realice de forma competitiva, transparente y no discriminatoria, conforme a la normativa vigente. Después de cada subasta debe elaborar un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que debe ser remitido a la Secretaría General de Energía.

Para el desarrollo de las labores de supervisión que la CNE tiene encomendadas sobre el proceso de subastas EPE y subastas CESUR, ha establecido un procedimiento específico para la supervisión de este tipo de mecanismos de contratación a plazo, basados en subastas reguladas, que consta de las siguientes fases:

- *Supervisión ex ante.*

La CNE, a partir de los requerimientos de información solicitados a las Entidades Gestoras de las subastas en cada fase de la subasta, la presencia física en las sesiones informativas, el análisis de las posibles incidencias y la revisión de los documentos en las páginas web de las subastas, de acuerdo con lo establecido en la correspondiente norma de cada subasta, supervisa que se permita la participación en las subastas a todos aquellos agentes que estén interesados en participar, y que se cumplan las condiciones de participación establecidas en la norma que aplica a dichas subastas de energía. En particular, se supervisan los procesos de registro, precalificación y calificación de los agentes, los aspectos técnicos del procedimiento de subasta y los productos a subastar, así como el procedimiento de constitución de

garantías presubasta, a partir de la información proporcionada por las entidades gestoras de las subastas.

- *Supervisión durante la celebración de la subasta:*

La CNE verifica que los procedimientos establecidos en las Reglas de la subasta se cumplan y que la subasta sea transparente, competitiva y no discriminatoria. Dicha validación se realiza con la actuación *on line* en las subastas, el análisis de la información y de los informes solicitados a las Entidades Gestoras de las subastas, dentro del período de tiempo autorizado por el MITyC para validar las subastas.

- *Supervisión ex post:*

La CNE realiza cuestionarios a los distintos agentes participantes en las subastas, bien directamente o bien a través de las Entidades Gestoras de las subastas. Asimismo, monitoriza el cumplimiento de las obligaciones contractuales derivadas de las subastas EPE y CESUR, a partir de información proporcionada por OMEL, elabora los informes de supervisión sobre el desarrollo de las subastas y de propuesta de mejoras a las mismas (no públicos en la web de la CNE por disponer de información confidencial de las subastas), y realiza el seguimiento de la nominación de la energía (subastas EPE y subastas CESUR) y de la interrelación entre los distintos mecanismos de contratación a plazo.

3.2. RETO DE LA SUPERVISIÓN SECTORIAL Y FINANCIERA DE LA CONTRATACIÓN BILATERAL NO ORGANIZADA

En paralelo al desarrollo de los mecanismos de contratación a plazo (mercado de futuros del MIBEL gestionado por OMIP, subastas EPE, subastas CESUR), el mercado no organizado o mercado OTC ha incrementado notablemente su volumen de negociación. De hecho, el mercado OTC tiene un volumen de negociación superior al volumen de negociación en el mercado continuo del mercado gestionado por OMIP.

En la actualidad puede considerarse que el mercado OTC es un mercado con mayor liquidez que el mercado de futuros de OMIP. Como consecuencia de ello, el mercado OTC está desarrollando un papel relevante en la formación de precios a plazo de electricidad que puede influir tanto en las cotizaciones de los contratos negociados en OMIP, como en la formación de precios en las subastas EPE y en las subastas CESUR.

La relación entre mercados organizados de futuros y mercados OTC, e incluso el mayor tamaño del mercado OTC sobre el mercado organizado, es una situación común en otros mercados internacionales al negociarse en ellos contratos con grandes similitudes e incluso contratos equivalentes.

La supervisión del correcto funcionamiento de los mercados, y de la correcta formación de los precios de energía es una tarea primordial del supervisor energético. Sin embargo, una condición necesaria para poder realizar las tareas de supervisión de forma adecuada es que el supervisor sectorial disponga de la suficiente información respecto al proceso de formación de dichos precios.

La capacidad de supervisión de los mercados a plazo de energía difiere en función, no del producto en sí mismo, sino de las características particulares de la contratación, como puede ser, por una parte, del tipo de liquidación del contrato (física o financiera) y, por otra parte, del tipo de mercado en el que se negocia dicho contrato (mercado organizado o no organizado).

La existencia de una asimetría en la capacidad de supervisión de los mercados a plazo en función de estas dos características es, sin duda, un aspecto relevante en la tarea de la supervisión de los mercados de energía, a la que se enfrentan los reguladores sectoriales energéticos europeos.

Por una parte, la naturaleza financiera de los contratos de derivados energéticos y la equivalencia entre contratos a plazo con entrega física y la realización simultánea de operaciones a plazo financieras junto a operaciones en el mercado *spot* a vencimiento del contrato a plazo, lleva a una necesaria cooperación entre el supervisor financiero y el supervisor energético, a efecto de seguimiento y supervisión de los mercados derivados de energía. Por una parte, la naturaleza de las operaciones en los mercados derivados de energía es, sin duda, financiera aunque, por otra parte, el subyacente de dichos contratos es el kWh.

Por otra parte, un tema de debate tanto en Europa como en Estados Unidos es que los organismos reguladores sectoriales encargados de la supervisión de los mercados energéticos no disponen del mismo acceso a la información en el caso de mercados organizados (mercados regulados) que en el caso de mercados no organizados. En estos últimos, la información es limitada y en algunos casos insuficiente para la realización de una supervisión efectiva.

En conclusión, el reto para los reguladores-supervisores energéticos será disponer de la información necesaria sobre derivados de energía que permitan realizar una supervisión completa de los mercados de energía, teniendo en cuenta que los requerimientos informacionales del supervisor no deberían afectar la liquidez de los mercados.

La energía como factor de cohesión a escala regional iberoamericana. He aquí un anhelo –o más bien una necesidad– que inspira el sentido fundacional de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía, ARIAE, y al que responde también la obra que aquí se ofrece.

Este libro –que aspira a ser un pedacito más en la labor de ARIAE– se nutre originariamente de una buena parte de las intervenciones, aunque no todas por razones editoriales, de la XII Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía celebrada en San Luis de Potosí (México) en abril de 2008.

La obra articula sus 21 capítulos en cuatro partes: «Las instituciones reguladoras y los desafíos supranacionales»; «Regulación y desarrollo sostenible»; «Desarrollo de las infraestructuras y seguridad energética», y «Estructura, mecanismos y control de los mercados energéticos». A lo largo de estas páginas encontrará el lector un conjunto de estudios rigurosos –y actuales– sobre los temas de la regulación energética desde una óptica iberoamericana.

CM 9080221

ISBN 978-94-470-2210-4



9 788447 032136