

Fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico:
Experiencia internacional en el análisis de casos
Diego Bondorevsky y Carlos A. Romero
Texto de Discusión N° 35 A
ISBN N° 987-519-098-5
(Diciembre 2001)

CEER
Centro de Estudios Económicos de la Regulación
Universidad Argentina de la Empresa
Lima 717, 1° piso
C1073AAO BUENOS AIRES, ARGENTINA
Teléfono: 54-11-43797693
Fax: 54-11-43797588
E-mail: ceer@uade.edu.ar
<http://www.uade.edu.ar/economia/ceer>

(Por favor, mire las últimas páginas de este documento por una lista de los Textos de Discusión y de la Working Paper Series del CEER e información concerniente a suscripciones).

El Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER), es una organización dedicada al análisis de la regulación de los servicios públicos. El CEER es apoyado financieramente por el Banco Mundial, los Entes Reguladores de Agua y Electricidad de la República Argentina, y la Universidad Argentina de la Empresa (Buenos Aires), donde el CEER tiene su sede.

Autoridades del CEER:

Ing. Eduardo Cevallo, Presidente Ente Tripartito de Obras y Servicios Sanitarios. Lic. Enrique Devoto, Vicepresidente Primero Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Dr. Antonio Estache, World Bank Institute, Dr. Carlos Newland, Rector Universidad Argentina de la Empresa (UADE), Dr. Omar Chisari, Decano Facultad de Ciencias Económicas (UADE).

Director: Dr. Diego Petrecollo

INVESTIGADORES: Lic. Diego Bondorevsky, Dr. Omar Chisari, Lic. Gustavo Ferro, Dr. Diego Petrecollo, Dr. Martín Rodríguez Pardina, Lic. Carlos Romero, Lic. Christian Ruzzier,.

AYUDANTES DE INVESTIGACIÓN: Lic. Iván Canay, Lic. Mauricio Roitman, Lic. Mariano Runco

CEER Serie de Textos de Discusión
Fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico:
Experiencia internacional en el análisis de casos
Diego Bondorevsky y Carlos A. Romero
Texto de Discusión N° 35
ISBN N°
(Diciembre 2001)
JEL N°: L4, G34

Resumen:

El objetivo del presente reporte es analizar los casos de fusiones y adquisiciones de empresas del sector eléctrico que se han registrado en sistemas ya desregulados total o parcialmente. Para ello, se investigan los fundamentos utilizados por las agencias reguladoras y de defensa de la competencia y los resultados finales de casos de Europa, Estados Unidos y Latinoamérica.

Abstract:

The purpose of this paper is to analyze merger and acquisition cases in the electricity sector registered in totally or partially deregulated systems. With this intention, we analyze the arguments put forward by regulatory and competition agencies and the final outcomes of cases in Europe, the United States and Latin America.

Pertenencia profesional de los autores:

Diego Bondorevsky, Centro de Estudios Económicos de la Regulación, UADE.

Carlos A. Romero, Dpto. de Economía y Finanzas y Centro de Estudios Económicos de la Regulación, UADE

Dbondorevsky@uade.edu.ar

Cromero@uade.edu.ar

CEER

Centro de Estudios Económicos de la Regulación

Universidad Argentina de la Empresa

Lima 717, 1° piso

C1073AAO Buenos Aires, Argentina

Teléfono: 54-11-43797693

Fax: 54-11-43797588

E-mail: ceer@uade.edu.ar

<http://www.uade.edu.ar/economia/ceer>

1 INTRODUCCIÓN

Los beneficios de la desregulación en el sector eléctrico podrán hacerse efectivos siempre y cuando los actores de la industria no puedan ejercer poder de mercado.

Uno de los principales objetivos al momento de decidir desregular el sector eléctrico fue el de introducir competencia en todas las etapas donde fuera posible, específicamente en generación y comercialización. Este objetivo inicial se vería amenazado si los agentes tienden a coludir o fusionarse y de esa manera conseguir una posición dominante que les permitiría afectar los precios de mercado y de esta manera obtener mayores beneficios. Para mantener en funcionamiento un mercado competitivo es necesario contar entonces con mecanismos que permitan evaluar correctamente en qué medida se ve afectado el interés público cuando se producen fusiones o adquisiciones en el sector eléctrico.

Dado que la política de defensa de la competencia local puede utilizar gran cantidad de argumentos usuales correspondientes a experiencias en diversos países, el objetivo del presente reporte es analizar los casos de fusiones y adquisiciones de empresas del sector eléctrico que se han registrado en sistemas ya desregulados total o parcialmente. Para ello, se investigarán los fundamentos utilizados y los resultados finales de casos de Europa, Estados Unidos y Latinoamérica y se considerará cuidadosamente la posibilidad de extrapolar dicha experiencia a la Argentina y al sector eléctrico en particular.

El mercado eléctrico de generación presenta características peculiares que demandan un análisis aislado de su comportamiento a fin de analizar el poder de mercado de las firmas participantes. Entre otras variables particulares de este sector encontramos: un producto no almacenable y homogéneo como la electricidad, fuertes economías de red, demanda de corto plazo relativamente inelástica y un sistema centralizado de fijación de precios.

Para este fin, el análisis profundizará en el estudio de las variables más importantes a tener en cuenta en fusiones en el sector eléctrico. Análisis del producto: potencia y energía. Análisis de mercados relevantes para la definición de “participación de mercado”: mercado horario, geográfico, de potencia y de energía, spot y de contratos; disponibilidad de sustitutos (si hay sustitutos el mercado relevante es más amplio y, por ejemplo, es posible argumentar que el poder de mercado en una franja horaria está disciplinado porque los consumidores pasan a consumir en otra hora). Asimismo, se establecerán los aspectos relevantes a considerar, por un lado, en los mercados de contratos, y por otro lado, en los mercados o formas de transacción que se anticipen para la industria (por ejemplo, presencia de comercializadores).

Por otro lado, el estudio de fusiones en una industria como la eléctrica obliga a observar sus consecuencias en la integración vertical de la industria. Los casos de la mayoría de los países analizados tratan este impacto en cada uno de los segmentos de la industria, como así también en la integración entre la generación de electricidad y el transporte y producción de gas. El riesgo de la integración vertical se presenta ante las posibilidades de la denegación de acceso a una instalación esencial, como también al potencial aumento deliberado de los costos de las firmas rivales, la coordinación anti-competitiva y la evasión regulatoria. Como alternativas a estos problemas se analizarán los casos la regulación de acceso abierto a tarifa regulada y en Estados Unidos la creación de operadores del despacho independientes a la firma fusionada (ISOs)

El trabajo presentará casos de paliativos propuestos por las agencias reguladoras o de defensa de la competencia a los casos donde la fusión implique una obstrucción a la competencia en ese mercado. Con ese fin se analizarán diversas propuestas como la desinversión en activos,

la de liberar capacidad en reserva o la instalación de períodos de “open season” como en Estados Unidos.

Cuando se analiza los mercados eléctricos mayoristas con el fin de detectar posibles casos de antitrust, el Tribunal de Defensa de la Competencia de España (2001) considera que la primera variable que determina el comportamiento de las empresas en el mercado es su capacidad de generación medida en términos relativos con respecto a sus competidores y con respecto a la demanda, esto es, la cuota de generación. A mayores niveles de capacidad de generación y a mayor distancia del inmediato competidor, mayores posibilidades de actuar como empresa líder y, por lo tanto, mayores posibilidades de que el resultado de equilibrio se aproxime al resultado de equilibrio de monopolio.

La segunda variable de interés a la hora de analizar el comportamiento de los operadores de generación en el mercado es la variable tecnológica que, en este mercado, viene medida por la composición del parque tecnológico o “mix” de generación. En el caso de una estructura de mercado con varios operadores de similares capacidades, aquel que tenga la mayor ventaja tecnológica, en este caso fundamentalmente el agua, menores precios de oferta podrá fijar. Esto en principio, puede conllevar un precio de equilibrio más cercano al precio competitivo, sin embargo, a igualdad de cuotas de generación, le otorga al titular de las tecnologías más eficientes un poder de mercado sobre sus competidores que puede utilizar para expulsarlos del mercado.

El mismo Tribunal manifiesta que cada una de las distintas tecnologías de producción presenta especificidades propias que le confieren un valor diferenciados de las demás. Una primera distinción cabe establecer entre los que el sector denomina centrales de base o centrales modulables. Las primeras, compuesta entre otras por centrales nucleares, se caracterizan por altos costos fijos de puesta en funcionamiento en relación a los variables dependientes del costo del combustible, y una vez que entran en funcionamiento lo razonable es mantenerlas así hasta el momento de recargar su combustible. También se encuentran dentro de este grupo las centrales hídricas de pasada (en contraposición a las de embalse) que funcionarán siempre que exista caudal para ello.

El resto de las centrales de generación entran en la clasificación de modulables, esto es son centrales que técnicamente pueden ser paradas y puesta en marcha sin restricciones sustanciales. Las diferencias entre unas y otras se centra fundamentalmente en sus distintos costos marginales. Al ser técnicamente modulables se las caracteriza como centrales retirables ya que su propietario puede retirarlas del sistema según su estrategia de producción. Esto sucede cuando al retirar una central del sistema se consigue que se incorpore otra que fijará un precio en el mercado mayorista superior al que habría determinado la central retirada. Como toda la energía se retribuye a ese precio, si el titular tenía otras centrales produciendo, habrá conseguido un mayor precio para toda la energía generada en el sistema.

El resultado final del comportamiento de los mercados eléctricos mayoristas dependerá, entre otras variables, de la existencia de empresas con poder de mercado, de las estrategias seguidas por cada uno, de las tecnologías de producción de cada operador y de la posición relativa de cada agente en la red del sistema. Como han indicado Borenstein et al. (1999) la medición de poder de mercado o el índice Herfindahl-Hirschman (HHI), puede no ser tan representativo en este caso. Las medidas de concentración como el HHI indican la concentración actual de las ventas o la capacidad. Sin embargo, en la industria eléctrica, aunque una firma pueda tener un relativamente pequeño “market share” para un dado nivel de demanda, puede darse el caso que si

esa firma reduce su producto, ninguna otra firma pueda ser capaz de reemplazar esa oferta dado el costo, la capacidad de generación o las restricciones de la red de transmisión.

Para tener en cuenta los aspectos particulares de la industria, se presenta como herramienta de gran utilidad para el análisis de la concentración del sector, los métodos computados de simulación del mercado eléctrico. Al contrario de los casos de HHI, que son utilizados para una etapa de “screening”, las simulaciones sirven para una etapa más avanzada de análisis. Estos modelos permiten visualizar con mayor facilidad la posibilidad de tomar decisiones en forma estratégica por parte de las firmas que son capaces de afectar los precios de mercado.

El trabajo se estructura de la siguiente forma. La sección 2 considera la normativa y experiencias referidas Estados Unidos. En la sección 3 se analizan los casos de la Comunidad Económica Europea y la de sus países miembros. En la sección 4 se tratan los casos latinoamericanos. Finalmente en las conclusiones se realiza un resumen de las lecciones de los casos analizados.

2 ESTADOS UNIDOS

Consideraciones Generales

Las autoridades regulatorias de Estados Unidos, tanto en el ámbito federal como estadual establecieron mecanismos para analizar la consistencia de fusiones y adquisiciones con el funcionamiento de mercados competitivos.

Sin embargo, se debe notar que la regulación de la industria eléctrica en Estados Unidos ha fundamentalmente intentado remediar situaciones que podían crear o profundizar el ejercicio de poder de mercado, pero no casos donde esa situación corrientemente existía. No sido hasta recientemente que tanto las comisiones estatales como el FERC han intentando tratar casos de poder de mercado existente (Binz y Frankena, 1998).

Específicamente, las fusiones de empresas del sector eléctrico, deben solicitarse de acuerdo a los términos de la sección 203 de la Federal Power Act (FPA). El organismo de aplicación es la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Cuando se trata de grupos también hay que tener en cuenta el Public Utility Holding Company Act (PUHCA).

El peso de la prueba para demostrar que la fusión es consistente con el interés público recae sobre los solicitantes. Asimismo, si alguien presenta oposición debe presentar evidencia alternativa. Sin embargo, que la oposición no presente evidencia adecuadamente no significa que no haya daño a la competencia. Adicionalmente, el personal técnico de la comisión presenta su propia evidencia.

En primera instancia, los solicitantes presentan los estudios requeridos por el Department of Justice (1997) en las Horizontal Merger Guidelines (HMG) y el análisis del Appendix A del Merger Policy Statement -Order 592 (MPS) elaborado por el FERC (1996).

La Comisión evalúa los análisis presentados por los solicitantes y por terceros que se presenten dentro del marco establecido por los procedimientos. Si del primer “screening” no se superan los límites establecidos en las HMG y la Comisión no observa otros factores que puedan afectar la competencia, la fusión es aprobada.

Asimismo, si se superan los límites de las HMG la Comisión evalúa si es necesario seguir adelante con el análisis del Merger Policy Statement o aprueba directamente si considera que no hay efectos adversos.

En casos más complicados, la Comisión puede solicitar una audiencia. En estas audiencias participan los solicitantes, los oponentes, la fiscalía (staff de la Comisión). La decisión en primera instancia queda a cargo de un juez (“presiding judge”). Luego de tomada la decisión sobre la base de las presentaciones de las partes la Comisión actúa como una segunda instancia de oficio.

La aprobación de la fusión por parte de la Comisión puede estar sujeta a algunas condiciones que deben cumplir las empresas como paso previo. Algunos de estos remedios pueden ser la venta de plantas generadoras, y/o el traspaso de líneas de transmisión a transportistas independientes, entre otras medidas de mitigación.

Por otra parte, la Comisión también suele solicitar que se intente realizar acuerdos en forma privada entre los solicitantes y los oponentes (“Agreement Hearing”) sobre medidas de mitigación.

La industria eléctrica norteamericana esta integrada por más de 3300 empresas (públicas, privadas y cooperativas) encargadas de producción, transporte, distribución y comercialización. Está organizada en distintos niveles para garantizar la operación coordinada y la confiabilidad del suministro. Existen 5 grandes áreas interconectadas, 9 consejos regionales de confiabilidad (Southern Electric Reliability Council y Electric Reliability Council of Texas, entre otros), 20 “pools” (por ejemplo, Southwest Power Pool, New York Power Pool, New England Power Pool, Pennsylvania-New Jersey-Maryland Power Pool, Mid-Continent Area Power Pool y Mid-America Interconnected Network) y 157 áreas de control.

Una característica importante del sector es que no hay restricciones a la integración vertical de la industria eléctrica, salvo las que provienen como medidas de mitigación de potencial comportamiento anticompetitivo correspondientes a fusiones solicitadas.

Cada región tiene una Comisión que se encarga de la regulación. Por ejemplo, la introducción de competencia en el segmento minorista, la obligación de formar una transportista independiente (ISO) encargada de operar la red es jurisdicción de estas Comisiones regionales y no de la FERC cuyo ámbito es el federal.

Actualmente, la industria eléctrica está siendo reestructurada a nivel regional, aunque con diferente grado de avance en cada una de las regiones¹. Básicamente, la tendencia es crear mercados eléctricos más competitivos a través de la desregulación minorista. Para ello, se crean sistemas de despacho descentralizados (por ejemplo, el Power Exchange en California) y requerimientos de “divestiture” de la transmisión y su operación por una ISO. Junto con esto generalmente se establece un criterio de acceso abierto a las redes de transmisión y distribución.

La capacidad instalada total es de 705.324 MW (1995) de los cuales 14% es nuclear, 11% hidroeléctrica y 8.7% ciclo combinados o turbo-gas. La gran mayoría utilizan carbón como insumo (53% del consumo combustible).

El marco básico para evaluar los efectos competitivos de fusiones en Estados Unidos lo brindan las HMG y el MPS. De acuerdo con las HMG se debe evaluar para cada caso considerado, si la fusión implica aumento de concentración, efectos negativos sobre la competencia, si la entrada de nuevos competidores compensa los efectos adversos, si se generan ganancias de eficiencia que no se pueden obtener por otros medios y si la viabilidad de algunas de las firmas está comprometida en caso de no realizarse la fusión.

¹ Binz, Feiler y McFadden (1997) comparan los avances de la reestructuración para cada uno de los Estados.

En primer lugar, se deben delinear los mercados relevantes, tanto en cuanto a productos como a la extensión geográfica. El criterio para determinar el producto (o área geográfica) relevante consiste en simular que pasaría si un “monopolista hipotético” incrementa los precios de los productos de las firmas que se fusionan. El incremento debe ser pequeño, significativo y permanente. Luego, se consideran la reacción de los potenciales compradores teniendo en cuenta básicamente:

1. Evidencia que los compradores cambian hacia la compra de otros productos (o en otras áreas geográficas) en respuesta al cambio en los precios relativos
2. Evidencia que los vendedores tomen decisiones sobre la base de la sustitución entre productos (o compras en diferentes localidades) que harían los compradores.
3. La influencia de la competencia en segmento “downstream” sobre la producción de los compradores
4. Los plazos y costos para que se produzca la sustitución entre productos (o zonas).

En general, el “test del monopolio hipotético” se hace hasta encontrar productos (o localidades) sustitutos que impidan hacer ganancias significativas a partir de un aumento del 5% del precio.

En segundo lugar, se identifican las firmas que participan en el mercado relevante. Se incluyen las empresas que actualmente producen o venden, incluyendo empresas integradas verticalmente y las firmas que entrarían al mercado (entrantes no comprometidos) aún considerando el incremento de precios que surge del test del monopolista hipotético. Adicionalmente se requiere que los costos hundidos, de entrada y salida, sean poco significativos.

En tercer lugar se computan las participaciones de mercado de las firmas identificadas y posteriormente se calcula la concentración utilizando el índice de Herfindhal-Hirschman (HHI). En el punto siguiente se detalla el uso de este índice para analizar fusiones.

En cuarto lugar, se toman los efectos adversos sobre la competencia. Dado que la pérdida de bienestar es creciente con el HHI, mayor concentración de mercado afectaría la probabilidad que una firma o un grupo puedan ejercitar poder de mercado. Para ello se observa la posibilidad que las firmas a través de la interacción coordinada (explícita o implícita) afecten negativamente a los consumidores. Estos efectos negativos se contrapesan con ganancias de eficiencia que no podrían ser obtenidas en caso de no realizarse la fusión (por ejemplo, la fusión de dos competidores de alto costo podría transformarse en una empresa de bajo costo).

En quinto lugar, se estudia la posibilidad de entrada (comprometida) de nuevos competidores, dentro de un período determinado, luego de hecha efectiva de la fusión. Esta entrada podría compensar los efectos adversos ya que la empresa fusionada no podría mantener el incremento de precios.

Por último se considera un argumento adicional que tiene que ver con la viabilidad de las firmas, o partes de las mismas, que no afectarían la performance del mercado en la situación post-fusión.

Las HMG se aplican en todo tipo de fusiones horizontales. A los efectos de la industria eléctrica, es necesario un estudio más detallado que surge del Apéndice A del MPS. Dicho apéndice establece una serie pautas que permiten profundizar el análisis, y adecuarlo a las características del mercado eléctrico, de los impactos mencionados en las HMG.

Adicionalmente, la Comisión considera el uso de modelos estratégicos y que representen los flujos a través de las líneas de transmisión como alternativa al análisis anterior. Especialmente, para adecuar los estudios a la reestructuración de los mercados eléctricos que estaba comenzando al momento de publicarse el MPS.

El análisis de los casos se concentra principalmente en las discusiones sobre los efectos de la concentración en el segmento de generación (efectos horizontales). Además, se comentan algunos efectos causados por la integración vertical (efectos verticales) de las empresas, ya sea hacia adelante (transmisión en alta tensión) o hacia atrás (provisión de gas natural).

Casos de interés²

2.1.1 Commonwealth Edison Company (COMED) y PECO Energy Company (PECO)³

COMED y PECO solicitan la fusión bajo la aplicación de la sección 203 de la FPA. Las empresas se transformarían en subsidiarias de una subsidiaria existente de PECO, Exelon Corporation. Consecuentemente Exelon se transformará en la controladora.

COMED es propietaria de 9.214 MW de capacidad de generación nuclear, ya que vendió toda su capacidad no nuclear a Mission Energy Inc. y realizó una serie de PPA para asegurar su provisión de energía en Illinois. Tiene líneas de transmisión cuyo control compromete transferir a Midwest ISO (independientemente de la fusión).

PECO es proveedor de electricidad y gas en Pennsylvania. Junto con sus subsidiarias es propietaria de 9.500 MW de capacidad de generación térmica, hidroeléctrica y nuclear. Además tiene el 50% en AmerGen Energy Company que opera unidades de generación a lo largo de EEUU (especialmente nucleares).

COMED y PECO no están directamente interconectadas, pero contrataron capacidad de transmisión. El más importante es un acuerdo por 10 años de 300 MW. Los solicitantes se comprometen a realizar una reorganización interna del negocio dividiendo verticalmente sus actividades de distribución, transmisión y generación. También se comprometen a no venderse mutuamente energía a menos que la Comisión lo autorice y en tal caso a precios de mercado (una especie de “Chinese Wall” entre los distintos segmentos).

Los solicitantes identifican a las ventas de energía no-firme como el producto relevante y usan capacidad económica y disponible como medidas. Utilizan el análisis del Apéndice A. En lugar de utilizar el sistema lambda, utilizan un rango de precios entre \$15 y \$100 por MWh. En 10 de los 11 períodos considerados (super-pico, pico y valle para verano, invierno y resto y super-super-pico en verano). Los HHI están en un rango post-fusión desde 4.395 a 5.671 con variaciones desde 179 a 297. Argumentan que los límites se superan por el tratamiento de los 300 MW acordados entre COMED y PECO.

Con respecto a los efectos verticales correspondientes a transmisión y generación, los solicitantes mencionan que no generan ningún impacto sobre la competencia. Esto se debe a que

² Algunos de estos casos están citados en Chisari et al (2000)

³ FERC #61.036, “Commonwealth Edison Co. y PECO Energy Co.: Order Authorizing Merger”, 12/abril/2000.

COMED maneja plantas de base (nucleares) y que PECO porque su despacho está dentro del área de una ISO.

La Comisión considera que no hay problemas competitivos derivados de la concentración en generación. Tampoco considera necesario que se deshagan del contrato de 300 MW. Si bien los HHI superan los límites no observan ninguna estrategia factible que produzca como resultado un aumento en los precios de mercado. Las razones son:

1. Para la mayor parte de las horas del año la curva de oferta es achatada por lo tanto ocultar capacidad no aumentaría significativamente los precios
2. Para aquellas horas en que podría aumentar exitosamente los precios COMED tendría que utilizar capacidad nuclear de bajo costo
3. La única generación de COMED es nuclear que es difícil de manejar para ocultar capacidad durante los periodos más beneficiosos.

Con respecto a los efectos verticales, la Comisión concuerda con los argumentos de los solicitantes.

2.1.2 American Electric Power Company (AEP) y Central and South West Corporation (CSW)⁴

AEP es una utility con 7 subsidiarias en Kentucky, Michigan, Ohio, Tennessee, Virginia y West Virginia con unos 3 millones de clientes. También es propietaria de AES generating Company, que tiene 38 plantas con 23800 MW de capacidad y 22000 millas de líneas de transmisión. CSW es propietaria de 4 compañías con 1.7 millones de clientes en Arkansas, Louisiana, Oklahoma y Texas.

Los dos sistemas no están directamente interconectados. Las empresas han obtenido derechos de transmisión firme por 250MW a través de subsidiarias de Ameren Corporation.

Comprometen:

1. vender 550 MW de capacidad de generación,
2. limitar los contratos de capacidad firme de generación a 250 MW,
3. programar capacidad disponible en ERCOT y SPP sobre la base de primero entrado,
4. otorgar prioridad en SPP a las importaciones no-firmes,
5. declinar prioridad en las transferencias de AEP a CSW por un periodo de 4 años,
6. adoptar medidas de protección a los clientes y
7. integrar una comisión con funciones relacionadas con servicios de transmisión, seguridad y confiabilidad de la red y control de responsabilidades.

La Comisión decretó la realización de una audiencia porque la fusión propuesta sobrepasó los límites de las medidas de screening en algunos mercados y porque existe la posibilidad de que haya problemas de acceso a competidores en transmisión. En la audiencia hubo acuerdos privados entre los peticionarios y empresas que realizaron oposiciones para que las retiren.

⁴ FERC #61.242, “American Electric Power Co., y Central and South West Corp.: Opinion and Order Reversing in Part, Affirming in Part, Vacating in part and Modifying in part the Initial Decision”, Opinion No.242, 15/marzo/2000.

Sobre los efectos en el mercado de generación, AEP y CSW identifican a la energía no-firme y a la capacidad de corto plazo como los productos relevantes (Medida de capacidad económica) y a los consumidores directamente interconectados como los potencialmente afectados. A su vez, definen 58 mercados relevantes (metodología del Apéndice A de la Orden #592) y evalúan la concentración sobre 10 períodos (Super-pico, pico y valle para verano, invierno y resto y un período de super-super-pico en verano). Los resultados exceden los límites en algunas áreas y períodos, pero argumentan que se debe básicamente a las transferencias de 250 MW de AEP a CSW (que incluso harían bajar el precio final por ser energía más barata) y proponen vender 550 MW en las áreas de SPP y ERCOT.

Se acepta la propuesta de venta como aceptable aunque no se la considera un remedio efectivo.

2.1.3 Ohio Edison Company, Pennsylvania Power Company, Cleveland Electric Illuminating Company y Toledo Edison Company⁵

Para investigar los efectos sobre la competencia de la fusión solicitada por los peticionarios la comisión ofreció 2 opciones: audiencia, o que los peticionantes presenten propuestas que remedien un potencial poder de mercado

Con respecto al efecto sobre las tarifas, la comisión ordenó que las empresas inicien negociaciones con los clientes mayoristas que no habían acordado previamente (principalmente las municipalidades de Pennsylvania).

Los peticionarios eligen la segunda opción y presentan un análisis revisado (el presentado originalmente fue duramente criticado) dentro del marco del Apéndice A y proponen ciertas medidas de mitigación. Algunos comentaristas se oponen a la propuesta de mitigación porque no incluye la creación de una ISO ni la venta de unidades de generación.

El análisis del Apéndice A agregó un cambio de supuesto sobre el uso del sistema de transmisión por terceros y la utilización del sistema Lambda para calcular los precios de la energía. Por su parte, los cálculos de concentración exceden los límites para los mercados relevantes. Para mitigar estos efectos proponen mantener el mismo sistema de prioridad de reserva y corte de energía existente en la situación pre-fusión y aseguran que no se operará el sistema de tal manera que impida el acceso de terceros.

Sin embargo, la principal preocupación yace en la posibilidad que la firma fusionada pueda manejar estratégicamente la generación y la capacidad de transmisión para ejercer poder de mercado. Por lo tanto, la comisión establece la creación de un ISO. Asimismo, el ISO garantizaría el principio de acceso abierto.

⁵ FERC #61.110, "Ohio Edison Co., Pennsylvania Power Co., Cleveland Electric Illuminating Co. and Toledo Edison Co.: Order Conditionally Authorizing Proposed Merger", 29/octubre/1997.

2.1.4 Atlantic City Electric Company (Atlantic) y Delmarva Power & Light Company (Delmarva)⁶

Atlantic y Delmarva proponen fusionarse en una nueva compañía, Conectiv Holding, de la cual ambas serán subsidiarias. Ambas empresas están conectadas a través del sistema de alta tensión operadas por PJM.

Atlantic enfrenta una demanda máxima de 2.042 MW (1995), es propietaria de 1.679 MW de generación y tiene contratos por 670 MW. Representa 4.2% de la capacidad total de PJM. También es propietaria de 963 millas de transmisión en New Jersey.

Delamarva provee electricidad minorista a 437 mil conexiones en Delaware, Maryland y Virginia y 100 mil clientes de gas en Delaware y 10 clientes mayoristas de electricidad. Su demanda máxima fue de 2.364 MW en 1995. Es propietaria de 2.728 MW de generación y tiene contratos por 105 MW, con una participación de 5% en PJM. Además, maneja 1.508 millas de líneas de transmisión.

Los solicitantes realizan su análisis de concentración considerando capacidad de corto y largo plazo y energía no-firme. Con respecto a capacidad de largo, establecen que no hay barreras a la entrada y que no tienen capacidad para imponerlas. Con respecto a capacidad de corto, analizan la capacidad no comprometida y encuentran que ninguna de las empresas tiene capacidad no-comprometida durante el período 1998-2001.

Con respecto a energía no-firme, en la primera etapa se analiza el destino geográfico y concluyen que deberían ser incluidos todos los consumidores potenciales de PJM. Reconocen que hay restricciones a flujos en el este de PJM bajo ciertas condiciones y en períodos limitados de tiempo. En la segunda etapa se identifican los potenciales competidores a través del test de precio de entrega (aquellos que pueden entregar energía a no más del 5% del precio de mercado) y encuentran que todas las unidades de generación en PJM y 1700 MW de NYPP son potenciales competidores, realizando un exhaustivo análisis de la estimación de los costos de generación y transporte asignados así como de congestión.

Del análisis de concentración surge que con respecto a la capacidad económica no se producirían efectos anti-competitivos (HHI 835-1021 con cambios de 70-32 para los peores escenarios). La Comisión critica parcialmente la metodología por la forma de considerar generación que no viene de utilities y una restricción de transporte. Se hacen los ajustes correspondientes que producen cambios en HHI mayores de 100 sólo en 3 de 14 escenarios propuestos. Con respecto a la capacidad económica, suponen que la generación de bajo costo es utilizada de base y para contratos y que la restante capacidad está disponible para ventas. Los solicitantes no tienen capacidad económica disponible (en algunos casos el cambio del HHI es negativo). La participación más alta que encontraron fue 3.1%. Para la capacidad total el HHI post-fusión es de 1616 (cambio de 68).

Este análisis se consideró suficiente para autorizar la fusión.

2.1.5 San Diego Gas & Electric Company (SDGE), Enova Energy Inc. (EEI), Enova

⁶ FERC #61.126, "Atlantic City Electric Co. and Delmarva Power & Light Co.: Order Approving Merger", 30/julio/1997.

*corporation (Enova) y Pacific Enterprises (Pacific)*⁷

Las empresas solicitantes proponen crear NEWCO como empresa madre y dejar Enova y Pacific como subsidiarias de la misma.

Enova es el grupo que engloba a SDGE, opera generación distribución y transmisión y comercializa energía en California, y EEI, un trader. Por su parte, Pacific es un grupo emparentado con Southern California Gas Company (Socalgas), distribuidor de gas y propietaria de QFs por 1.6 MW) y subsidiarias como Pacific Enrgy, QFs por 182 MW de capacidad (de los cuales se comprometen a vender 88.5 MW).

Los solicitantes mencionan que no hay efectos verticales porque la venta de gas está regulada en California de tal manera que no pueden discriminar. Lo mismo pasa con la transmisión que maneja SDGE que inclusive será transferida a una ISO.

En generación, el máximo cambio en el HHI es de 16. Sin embargo mencionan que SDGE pueden ejercitar poder de mercado dentro de la cuenca de San Diego pero que esta situación no se ve afectada adicionalmente por la fusión.

Terceros mencionan que el mercado relevante para potenciales efectos anti-competitivos es la generación a gas del sur de California. Sugieren que la comisión imponga condiciones sobre:

1. La entrega de gas a competidores en igualdad de condiciones
2. Transparencia respecto a oferta, precios y disponibilidad de transporte de gas
3. Incrementar capacidad de transporte de gas no manejada por Socalgas.

La Comisión realiza su propia evaluación de los efectos verticales. Señalan dos problemas, 1) denegar acceso y aumentar costos de rivales y 2) coordinación anti-competitiva. El producto relevante es gas entregado en el upstream y energía en el downstream (porque no tiene capacidad disponible). El mercado geográfico es el sur de California. Socalgas entrega el 96% (excluyendo QFs). No habría entrada de nuevos proveedores dentro del período relevante.

Socalgas tiene el 60% de participación de la capacidad económica⁸. Los compradores no tienen muchas alternativas (HHI superior a 1800). Entonces, mayores costos del gas afectarían el precio mayorista de la electricidad (inclusive con la operación del PX de California). Aún tomando en cuenta una hipótesis de máxima respecto a las importaciones, Socalgas tendría 30% del mercado (con un mercado moderadamente concentrado). Adicionalmente, parece poco probable la entrada de competidores downstream.

Como resultado del análisis surge la necesidad de determinar una serie de medidas que mitiguen los efectos anti-competitivos: Enova y SDGE deben presentar códigos de práctica para evitar el uso inapropiado de información de mercado, deben revisar sus compromisos respecto a restricciones y requerimientos, deben separar las compras de gas para generación de las destinadas al mercado minorista. La fusión sería aprobada si los solicitantes presentan una adecuada propuesta con medidas de mitigación.

⁷ FERC #s/n, “San Diego Gas & Electric Co., Enova Energy Inc., Enova Corp. y Pacific Enterprises: Order Conditionally Approving Disposition of facilities, Dismissing Complaint as Moot, and Denying Request for Consolidation”, 25/junio/1997.

⁸ Capacidad con costo variable menor al 5% por encima del precios del mercado.

2.1.6 Wisconsin Electric Power Company (WEPCO), Northern States Power Company Minnesota (NSPM), Northern States Power Company Wisconsin (NSPW) y Cenergy Inc.⁹

Los peticionantes solicitan la fusión. WEPCO es una de las más grandes utilities de MAIN y la más grande en WUMS. NSPM brinda el servicio minorista y mayorista en Minnesota, Dakota Norte y Sur. NSPW lo hace en Wisconsin y Upper Peninsula de Michigan. Cenergy es una trader propiedad de NSP. La nueva compañía se llamaría Primergy Corporation.

La energía fluye a WUMS desde MAIN (sur) y MAPP (oeste). La línea (345 kV con capacidad de 700/1200 MW) que conecta MAPP y WUMS es propiedad de NSP en la jurisdicción de MAPP (100%) y de WEPCO en la jurisdicción de WUMS (52%). La conexión entre MAIN y WUMS son 3 líneas de 345 kV (1000 MW) de las cuales 2 son propiedad de WEPCO en el área de WUMS. La parte correspondiente a MAIN es 100% propiedad de Commonwealth Edison Company.

La Comisión presenta 4 objeciones generales:

1. Primergy controlaría la interconexión MAPP/WUMS que es esencial en el mercado mayorista de WUMS
2. El mercado de generación se volvería muy concentrado
3. La relación de Primergy con MAPP y MAIN podría usarse de manera anti-competitiva
4. Las tarifas de acceso abierto no parecen mitigar los daños a la competencia en el área.

Los peticionantes realizan el análisis del mercado utilizando la metodología tradicional (HHI) y simulaciones basadas en un modelo computado. De las simulaciones surge que Primergy no podría manipular el mercado. Con respecto al HHI, se produce un aumento debido a la fusión de 671 (HHI 2283) con una participación conjunta del 36.9% en ventas de energía.

Opositores presentan cálculos de HHI para varios productos relevantes que muestran cambios de HHI en un rango de 300 a 2200. Con respecto a las simulaciones mencionan la limitada utilidad del mismo y el hecho que no puede predecir comportamiento anti-competitivo en el mercado de capacidad. Por otra parte, los precios en WUMS aumentarían, lo cual sería suficiente para demostrar que la fusión no es consistente con el interés público.

En una primera instancia se autorizó la fusión sujeto al cumplimiento de la creación de una ISO, y otros compromisos menores. El juez argumentó que el HHI no es determinante, que las simulaciones de los solicitantes fueron correctas y que no podrían ejercitar poder de mercado para impedir la entrada de nuevos competidores ya que no controla la transmisión.

La fiscalía critica en general la posición del juez, y además, si bien está de acuerdo con la creación de una ISO, ésta debería ser independiente y no manejada por los solicitantes como fue aprobado.

Los solicitantes cambian de opinión y aceptan una ISO independiente y con criterios certificados por el NERC.

⁹ FERC #61.158, "Wisconsin Electric Power Co., Northern States Power Co. (Minnesota), Northern States Power Co. (Wisconsin) y Cenergy Inc.: Opinion and Order on Initial Decision and on requests for Rehearing and Request for Preparation of an Environmental Impact Statement", Opinion #413, 14/mayo/1997.

La comisión revierte la decisión inicial del juez, sobre la base de las críticas de la fiscalía y los oponentes (e inclusive los propios HHI de los solicitantes). Con respecto al modelo, menciona que no es ampliamente aceptado, que es ad hoc pero que explícitamente deja en claro que resulta una herramienta útil y recomienda su uso en el futuro. Además deja en claro que el uso de la interface MAPP/WUMS podría hacerse en forma estratégica despachando primero a los generadores de WUMS. En definitiva, se rechaza que la fusión sea compatible con el interés público pero al mismo tiempo se cree que hay medidas que mitigan los efectos anti-competitivos. Se envía el caso a una corte de negociación.

2.1.7 *Baltimore Gas and Electric Company (BGEC) y Potomac Electric Power Company (PEPCO)*¹⁰

BGEC sirve el área de la ciudad de Baltimore y algunos condados de Maryland. En Maryland opera 10 unidades de generación con 6789 MW de capacidad instalada. PEPCO sirve el área de Washington DC y es propietaria de 50 plantas de generación de 6576 MW de capacidad. Los peticionantes proponen la formación de una nueva empresa: Constellation Energy Corporation que asumirá los contratos de compra, venta e intercambio de energía.

Hay acuerdo en que el área relevante es PJM porque las restricciones de transporte no afectan la interconexión con otras áreas. BGEC y PEPCO presentan evidencia para mostrar que la capacidad económica disponible es la medida adecuada para determinar participación de mercado. El cambio en el HHI es menor de 100 en un mercado moderadamente concentrado (HHI: 1640). Adicionalmente presentan un HHI calculado con ventas de energía con una variación de 45. Por otra parte mencionan que el 30% de la energía del sistema es importada y por lo tanto deberían ser consideradas en el cálculo. La participación conjunta es de 12.72%.

Los cálculos presentados por la fiscalía muestran valores de HHI indicando que se trata de una fusión que origina preocupación respecto a los efectos sobre la competencia. Las medidas consideradas fueron: capacidad total, capacidad económica y capacidad marginal. La fiscalía menciona que las importaciones sólo compiten con una porción del mercado y que están limitados por la capacidad de transmisión que manejan BGEC y PEPCO. Calculan que la participación de mercado estaría entre 22 y 34%. Concluyen que la fusión debería ser condicional a la venta de 3600 MW de generación y un aumento de 1700 MW de transmisión o la venta de 4400 MW de generación y un upgrade de 900 MW de transmisión. Posteriormente requieren la separación de 2400 MW de generación para que el valor de cambio del HHI sea menor a 100.

Los peticionantes mencionan que sus unidades de generación son utilizadas para servir el mercado local y no entran en el mercado mayorista, situación que es tomada en cuenta por la fiscalía. BGEC tiene 10% del mercado a un precio promedio de \$20 por MWh mientras que PEPCO tiene un 2% a 40 \$/MWh.

De la discusión se concluye que no se superan los límites marcados por las Guidelines cuando el despacho produce precios de hasta 19 \$/MWh pero que a partir de ese valor se superan en algunos casos (19/20 \$/MWh 108, 20/21 \$/MWh 130, 21/22 \$/MWh 130). Sin embargo esta situación sólo se presenta en el 18% del tiempo cubierto por el análisis. Pero, al considerar

¹⁰ FERC #61.027, 1997, "Baltimore Gas and Electric Co. y Potomac electric Power Co.: Opinion and Order Authorizing Proposed Merger", Opinion No. 412, 16/abril/1997.

importaciones, con supuestos conservadores, no se observa concentración. En estas condiciones se decide aprobar la fusión.

2.1.8 Enron Power Marketing Inc.(Enron Mktg), Portland General Electric Company (Portland Elec) y Cook Inlet Energy Supply Ltd. Partnership (Cook)¹¹

Enron Mktg es una subsidiaria de Enron Corporation (Enron). Enron es una firma integrada que se dedica principalmente al negocio del Gas, sin embargo tiene participación (menor al 50%) en firmas de generación y co-generación eléctrica. Portland Elec es la única subsidiaria eléctrica de Portland General Corporation (Portland). Portland Elec opera en Oregon (45% del total de clientes residenciales). Portland tiene participación en algunas generadoras.

La propuesta es que Portland Elec y Cook se vuelvan subsidiarias de Enron.

Se presentaron a la audiencia gran número de empresas, asociaciones civiles y organismos públicos. Las protestas están centradas básicamente en el efecto de la fusión sobre el mercado mayorista y especialmente sobre la posibilidad de ejercer poder de mercado a través del manejo de la transmisión. Adicionalmente se discuten las definiciones relevantes de mercado (habría importante intercambio con el mercado de California) y producto (energía según Burbank) relevante para el análisis de mercado. Bonneville por su parte está preocupada por los efectos sobre la competencia minorista.

Según la Comisión la fusión no tendría poder de mercado en transmisión. Entonces, sólo podría generar poder horizontal de mercado por:

1. consolidación de la propiedad de generadoras (Enron y Portland Elec) y
2. consolidación del control de generación a través de arreglos contractuales (Enron Mktg y Cook).

Además, podría generar poder de mercado vertical en la provisión de insumos (gas) a competidores en generación por parte de Enron.

Portland Elec tiene acceso a 3743 MW de capacidad firme de los cuales 2757 MW son propios y el resto, contratos. La demanda máxima proyectada para 2004 superaría la capacidad comprometida. Enron, por su parte, es propietaria de 333 MW en California (co-generación y eólica) de los cuales sólo 2 MW no están comprometidos a largo plazo. El mercado más pequeño considerado es de unos 60000 MW. Enron Mktg tiene contratos de corto pero muy poco de largo plazo y ninguno en el WSCC. No podría ejercer poder de mercado a través de los contratos de corto plazo no serían renovados si Enron Mktg vende la energía a precios muy altos. Prácticamente no hay cambios en la capacidad (no comprometida) entre la situación pre y post-fusión.

Los peticionantes realizan cálculos utilizando la metodología "Hub and Spoke". De los HHI surge que bajo todas las definiciones de mercado la participación post-fusión nunca excede del 9%. En algunos casos el HHI es de 2000 pero el cambio no es importante.

¹¹ FERC #61.179, 1997, "Enron Power Marketing Inc., Portland General Electric Co. y Cook Inlet Energy Supply Ltd. Partnership: Order Approving Merger, Accepting for Filing Proposed Changes to Market-Based Rate Schedules, and Denying Request for Hearing", 26/febrero/1997.

Con respecto a la operación de gasoductos por parte de Enron, la provisión sigue un criterio de acceso abierto y además existen otros gasoductos alternativos. Por lo tanto, la comisión establece que Enron no podría ejercer poder de mercado a través de la provisión de insumos a competidores en generación.

2.1.9 Destec energy Inc. (Destec) y NGC Corporation¹²

Destec, perteneciente al grupo Dow, posee activos de generación y reservas de gas natural. DPS (Destec Power Services) una public utility vende electricidad en el mercado mayorista en ERCOT (Texas), PG&E (California) y también en el mercado minorista. Destec, a su vez, posee indirectamente 50% de Commonwealth Atlantic, una public utility y generador eléctrico.

Son accionistas de NGC: BG, NOVA y Chevron. Sus subsidiarias principales son Electric Clearinghouse, una public utility y vendedora mayorista de electricidad, Natural Gas Cl., Ozark Gas, y Kansas Gas Supply que son compañías de transporte de gas, fundamentalmente mediante gasoductos.

NGC será fusionada en Destec Energy. Esta será la corporación sobreviviente y será subsidiaria de NGC Corporation. Los peticionantes solicitan la aprobación de la disposición de instalaciones jurisdiccionales vía una transferencia del control desde Destec Energy a NGC.

Para tal fin, los peticionantes analizan los efectos de la concentración horizontal y aquellos de la integración vertical dados por un lado entre generación y transmisión, y por el otro lado, los dados en la integración entre un generador eléctrico con un productor y transportador de gas natural.

La preocupación de la Comisión está referida a que la consolidación de instalaciones de generación que sirven un mismo mercado geográfico pueda crear un poder de mercado significativo en esos mercados. Los peticionantes identifican cuatro regiones donde se puede suscitar lo anterior: Virginia, Texas, el sudeste y California.

En Virginia el incremento el HHI analizado por los peticionantes es de 10 puntos. Por su parte, en Texas, Dow (controlante de Destec Energy) propone una desinversión en generación que baja los niveles de concentración en el mercado. En el sudeste, específicamente en Florida, el análisis hecho por los peticionantes demuestra incrementos en el HHI menores o iguales a 10 puntos. En California los incrementos son de aproximadamente 20 puntos.

La Comisión considera que el potencial incremento del poder de mercado es como máximo *de minimis* y esta por debajo de las indicativas de las Guidelines.

Por otro lado, los dos potenciales problemas referentes a la integración vertical están dados por:

1. la consolidación de generadores de electricidad (NGC y Destec), con dueños de reservas de gas (Destec) y con gasoductos en áreas de producción (NGC)
2. la consolidación de un transportador de gas NGC con un generador de electricidad (Destec)

¹² FERC #61.373, 1997, "Destec energy, Inc. y NGC Corporation: Order Approving Disposition of Jurisdictional Facilities", 25/junio/1997.

Los peticionantes no tratan en su apelación estos problemas, pero, de todas formas la Comisión estima que la fusión no implicará ninguno de estos problemas. Aparte, no hubo ningún reclamo de terceros.

2.1.10 PG&E Corporation, Valero Energy Corporation (Valero) y Valero Power Services Company (VPSC)¹³

PG&E y Valero proponen su fusión. PG&E sirve 4.5 millones de clientes en California. Mediante sus subsidiarias tiene activos de generación, gasoductos interestaduais y almacenamiento de gas en Texas. Alguna de los gasoductos los comparte societariamente con Valero.

Valero se desenvuelve en el negocio del gas natural (almacenamiento, procesamiento, transporte y comercialización principalmente en Texas). También Valero produce, transporta, distribuye y comercializa electricidad mediante VPSC.

Los peticionantes se comprometen a disponer de las instalaciones de VPSC a PG&E.

La Comisión evaluó que esta fusión no traía aparejado problemas anticompetitivos en generación en los mercados geográficos abarcados por la fusión. La Comisión aprobó los análisis de concentración horizontal en generación realizados por los peticionantes en los cuales el HHI permanece sin cambios en los mercados de influencia de las dos empresas.

Con respecto a la posibilidad de retirar capacidad de generación con el fin de aumentar el precio, la Comisión concordó con los peticionantes de que el impacto de VPSC en despreciable en el volumen de ventas y que su fusión con PG&E no traerá problemas anticompetitivos. El producto relevante para determinar la concentración horizontal ha sido la energía no firme, ya que VPS no controla capacidad no comprometida de energía.

Con respecto a transmisión, la fusión no ocasionará problemas ya que Valero y sus subsidiarias no tiene instalaciones de transmisión y la transportadora de PG&E se puede utilizar bajo una tarifa de acceso abierto.

Para determinar problemas relacionados con la integración vertical, la comisión evaluó aquellos mercados aguas abajo donde se produce una fusión y si estos están servidos por mercados aguas arriba donde también se produce la fusión. En el caso de las empresas analizadas, la Comisión evaluó la posibilidad de restringir o subir el precio del gas por parte de PG&E y Valero que afecta a generadores competidores de estas empresas; La Comisión evaluó que esto no se presentaría en el caso de la fusión entre Valero y PG&E.

2.1.11 Noram Energy Corp.(Noram), Houston Industries y ERCOT¹⁴

Noram, una compañía autorizada a comercializar electricidad mayorista a tarifa regulada, solicita la fusión de su compañía emparentada Noram, concentrada en distribución y transporte de

¹³ FERC #61.041, 1997, "PG&E Corporation, "PG&G y Valero Power Services Company: Order Approving Disposition of Jurisdictional Facilities and Indirect Merger of Jurisdictional Facilities and accepting for filing proposed changes to market-based rate schedule ", 16/julio/1997.

¹⁴ FERC #61.120, 1997, "Noram Energy Services, Inc.: Order Approving Disposition of Jurisdictional Facilities and Accepting for Filing Code of Conduct, as modified", 30/Julio/1997.

gas natural con (1)Houston Industries Inc, una compañía holding exceptuada bajo PUHCA, (2) Houston Lighting and Power Company (HL&P), subsidiaria de Houston Industries y empresa de servicios eléctricos en ERCOT (Texas)

Noram transporta gas entre estados, Texas, Oklahoma, Arkansas and Louisiana y lo distribuye y comercializa. Solo una participación menor de sus ventas es en ERCOT. Por su parte, HL&P es una tradicional compañía eléctrica que genera, transmite y distribuye electricidad aunque no en una public utility como Houston Industries, que tiene intereses en empresas de servicios extranjeras y activos de generación nacionales. Por medio de la fusión, NorAm se convertirá en una subsidiaria de la renombrada New Houston Industries.

Noram alegó que la fusión no trae aparejado problemas anticompetitivos de concentración horizontal en capacidad de corto y largo plazo y en energía no firme. Para ello observa 2 mercados geográficos, el área de servicio de HL&P y el ERCOT y calcula que el cambio en el HHI es despreciable siendo casi cero. La conclusión de NorAm es que su fusión no tendrá efectos en el mercado de HL&P ya que no tiene activos de generación ni transmisión y sus primeras ventas en el ERCOT fueron en 1996, siendo la participación en el mercado menor al 1%.

La Comisión estima que la fusión de los recursos en generación de HL&P con el mayor poder de comercialización de NorAm no acarreará mayor poder de mercado en el mercado de generación. Por su parte, en transmisión la fusión, evaluó la Comisión, no traerá efectos adversos.

El problema se daría en los mercados minoristas de electricidad y gas ya que la fusión creará un único oferente de estos dos tipos de energía. De todas maneras, la Comisión alega que es improbable que los efectos de la concentración a nivel minorista, repercuta a nivel mayorista y afecte la competencia en esos mercados. Por otro lado, ninguna comisión estadual ha manifestado problemas en encarar temas relacionados con estos mercados minoristas por lo que este único oferente a nivel minorista no sería un problema.

Para analizar la integración vertical se determina que el mercado relevante aguas arriba es el gas despachado y aguas abajo es la venta de electricidad mayorista y capacidad. La Comisión estimó que no existen problemas de integración vertical ya que los competidores en los mercados mayoristas de electricidad tienen significativos substitutos en el upstream para la compra del gas.

2.1.12 Wisconsin Energy Corporation, Inc. (WEC) , Eselco, Inc y Edison Sault Electric Company y Eseg, Inc.¹⁵

WEC es una utility con dos subsidiarias Wisconsin Electric Power Company (WEPCO) y Griffin Energy Marketing (Griffin). Wepeco sirve 96.000 clientes en Wisconsin y en el oeste de la península de Michigan. Entre sus servicios se encuentran la venta mayorista de electricidad, el de transmisión bajo acceso abierto y contratos individuales. A su vez, Wepeco transporta y distribuye gas natural. Por su parte Griffin es un comercializador autorizado sobre la base de tarifas reguladas. Eselco es una utility y Edison sirve 21.000 clientes minoristas y esta asociado con Cloverland.

WEC y ESELCO proponen fusionarse. Por otro lado, Edison Sault y Eselco, ambas subsidiarias de ESELCO proponen fusionarse. Los peticionantes postulan que la fusión no

¹⁵ FERC #61.069, "Wisconsin Energy Corporation, Inc. (WEC), Eselco, Inc y Edison Sault Electric Company and Eseg, Inc.: Order Approving Disposition of Jurisdictional Facilities and Merger", 22/abril/1998.

significará un despacho conjunto de las capacidades de generación de Wepco y Edison Sault y que cada una de estas compañías tendrá separadamente sus identidades corporativas y sus territorios de aplicación.

La comisión evaluó que la fusión entre Edison Sault y Eselco solo envuelve una reestructuración interna y no implica un impacto operacional y competitivo en el mercado, por lo que aprueba la transacción.

Con respecto a la fusión entre WEC y ESELCO que implica un cambio de control, mediante la disposición de activos jurisdiccionales, la comisión analiza la fusión de acuerdo a la sección 203 que establece los 3 criterios de evaluación: 1) efecto en la competencia, 2) efecto en las tarifas y 3) efecto en la regulación

El producto relevante para analizar el primer punto es energía de corto plazo y utilizan capacidad total y capacidad económica como medidas. Como precio de generación utilizan el sistema lambda del Michigan Power Pool.

Los peticionantes identifican el mercado de destino de la fusión como aquellos clientes interconectados con algunos de sus sistemas y se determinan 6 mercados relevantes. En 5 de estos la fusión bajara el HHI y en Cloverland subirá, pero solo en las horas no pico. Sin embargo, los peticionantes arguyen entre otras razones que este aumento se da en un periodo de precios bajos (\$10 por MW o menos) e ignora la posibilidad que la competencia disminuya las tarifas de transmisión.

La Comisión evalúa que el análisis de los peticionantes es correcto pero objeta que la capacidad de transmisión para servir el mercado de Cloverland sea ilimitada. De todas formas, considera que la posibilidad de quitar capacidad de generación por parte de las empresas fusionadas y hacer subir el precio en Cloverland es improbable.

Por otro lado, la Comisión acepta la propuesta de acceso abierto y una única tarifa de transmisión propuesta por los postulantes y rechaza el pedido de los intervinientes que reclamaban la creación de una ISO.

La fusión es autorizada

2.1.13 Western Resources (WR), Inc. and Kansas City Power & Light Co. (KCPL)¹⁶

WR es una utility de Kansas que genera (5.300 MW), transmite, distribuye y comercializa electricidad. Cuenta con 600.000 clientes y está interconectada mediante sus 6.300 millas de líneas de transmisión con otras diez utilities.

KPCL es una corporación de Missouri y cuenta con 184.000 clientes en Kansas y 256.000 en Missouri. Posee activos en generación (3633 MW) y sus líneas de transmisión están conectadas con otras 8 utilities.

El producto relevante en el análisis realizado por los peticionantes fue energía no firme y capacidad de corto plazo. Para el mercado geográfico, los peticionantes proponen dos mercados, uno regional y otro de destino, aunque aclaran que es conveniente usar el primero ya que es difícil

¹⁶ FERC #61.312, "Western Resources (W.R), Inc. and Kansas City Power & Light Co.: Order Setting Merger and Tariff for Hearing", 31/marzo/1999.

realizar discriminación de precios entre los mercados de destino ya que el incremento de las tarifas de acceso de transmisión reduce esas oportunidades.

El mercado regional es el área abarcada por el SPP (Southwestern power pool) y MAPP (Mid continent area power pool). Los peticionantes usan diferentes medidas para determinar la situación previa y posterior en el mercado geográfico regional: capacidad económica, marginal económica, total, nuclear y la basada en otros combustibles. Los resultados demuestran que la concentración excede las recomendaciones de las guidelines o determinan mercados moderadamente concentrados. En una segunda vuelta (refilling), los análisis de concentración realizados vuelven a mostrar índices de post merger de entre 1354 a 2938 HHI en los mercados de destino de WR y de 1.097 a 2366 HHI en los de KCPL.

Los peticionantes proponen crear una ISO para proteger a los clientes mayoristas y autorizar a las TDUs a participar con la compañía fusionada en planear la expansión de los activos de transmisión de las TDUs hasta que se forme la ISO, y proveer de derechos de acceso a estas.

Por otro lado, la Comisión está de acuerdo con los intervinientes sobre las falencias del análisis presentado por los aplicantes sobre los mercados geográficos y sobre las restricciones de la red de transmisión.

A su vez, la Comisión objeta la alianza estratégica entre WR y Oneok, que puede expandir los intereses de la firma fusionada en el transporte de gas natural. El problema es que Oneok sirve a generadores de electricidad que se hayan en la misma área que la empresa fusionada y esto puede generar efectos anticompetitivos.

La comisión consideró que los análisis de concentración mostraban que la posición dominante de la empresa fusionada superaba las indicaciones de las guidelines y propone una mayor investigación at hearing.

***2.1.14 WPS Resources Corporation (WPS) and Upper Peninsulma Energy Corporation (UPE); Wisconsin Public Service Corporation (WISPUB) and Upper Peninsula Power Company (UPP); Upper Peninsula Power Company (UPP)*¹⁷**

WPS y UPE en representación de sus utilities subsidiarias WISPUB y UPP solicitan su fusión. Después de la fusión WISPUB y UPP seguirán operando separadamente pero bajo el control de WPS. Los peticionantes a su vez solicitan la aprobación de una tarifa de transmisión del sistema integrado (OATT) y un código de conducta entre los integrantes de la fusión.

WISPUB es una utility con 1805 MW de capacidad de generación que sirve clientes en Wisconsin y en el sur de la península de Michigan. Como parte del Mid-America Interconnected network (MAIN) está interconectada con otra utilities del WUMS, subregión del MAIN, del WUMS (Wisconsin-Upper Michigan Systems) y del MAPP (Mid-Continent Area Power Pool). Por su parte, WPS posee dos comercializadores mayoristas, ESI y PDI.

¹⁷ FERC #61.196, “WPS Resources Corporation (WPS) and Upper Peninsulma Energy Corporation (UPE); Wisconsin Public Service Corporation (WISPUB) and Upper Peninsula Power Company (UPP); Upper Peninsula Power Company (UPP): Order Approving Merger, Accepting for Filing Open Access Transmission Tariff and Coordination Agreement, Terminating Waiver, revising Codes of Conduct, and Establishing Hearing Procedures for Transmission and Ancillary Services Rates”, 27/mayo/1998.

UPP posee 103 MW de capacidad de generación pero depende de la compra de energía para satisfacer la demanda en horas pico de sus clientes minoristas y mayoristas del lado occidental de la península de Michigan. UPP esta principalmente conectada a WEPCO (Wisconsin Electric Power Company) y es parte del MAIN.

El producto relevante para el análisis de la concentración horizontal realizado por los peticionantes fue energía no firme de corto plazo. A su vez, identifican 8 mercados de destino de las compañías fusionadas. Para cada uno de estos mercados analizan 12 periodos de tiempo durante el año y 3 medidas de capacidad, para un total de 36 casos.

A su vez, los peticionantes usan datos del sistema lambda como precio de la energía de los mercados de destino. Los índices HHI muestran un incremento en el análisis post merger menor a 50 puntos, que son el límite impuesto por las guidelines y evalúan que la fusión no aparejará restricciones en las líneas de transmisión, ni problemas relacionados con la integración vertical, ni entre la venta minorista de los substitutos, como el gas y electricidad ya que no hay interposición de territorios entre WISPUB, distribución de gas natural, y UPP en la venta minorista de electricidad.

La Comisión evaluó que la concentración en generación no presenta efectos anticompetitivos y que mediante el acceso abierto de los sistemas de transmisión la fusión no acarrea problemas de restricciones a la competencia. Sin embargo, acepta la queja de WPPI en la que se demuestra que WISPUB reservaba capacidad para la comercialización de su energía y obliga a WISPUB a liberar capacidad. A su vez, esta de acuerdo con los peticionantes sobre la no-problemática de la integración vertical y la comercialización de la electricidad por lo que se acepta la fusión.

Se puede destacar que los peticionantes se comprometen a contabilizar los costos de la fusión particularmente y se comprometen a no buscar la recuperación de estos costos mediante sus actividades de generación y transmisión.

2.1.15 Consolidated Edison Company of New York (CONED), Inc. and Orange and Rockland Utilities (O&R)¹⁸

CONED es plenamente subsidiaria de Connsolidated Edison, empresa que se fusiona con O&R. Los peticionantes solicitan la disposición de activos jurisdiccionales. CONED oferta servicios eléctricos y de gas en la mayor parte de la ciudad de New York. La Comisión de Nueva York ya aprobó el plan de desinversión en generación propuesto CONED y O&R.

O&R también ofrece servicios de electricidad y gas en Nueva York. A su vez, posee utilities subsidiarias en Rockland (RECO), New Jersey y Pennsylvania. La Comisión de Nueva York también aprobó su plan de desinversiones en generación.

El producto relevante para el análisis de la fusión es capacidad de corto plazo y capacidad vendida en el New York Power Pool (NYPP). Los mercados geográficos relevantes definidos son dos: el “In-City” market y el “East of Total East” market.

¹⁸ FERC #61.064, “Consolidated Edison Company of New York (CONED), Inc. and Orange and Rockland Utilities (O&R): Order Approving Merger”, 27/enero/1999.

En el “East of Total East” market, el análisis, tomando capacidad económica y asumiendo que no hay desinversión de las empresas, arroja una concentración después de la fusión entre moderada y alta con incrementos mayores a los indicados por las guidelines. La desinversión de solo CONED arrojaría una concentración moderada después de la fusión con variaciones que exceden los parámetros indicados. La desinversión de solo O&R arroja una concentración moderada después de la fusión pero las variaciones están dentro del rango contemplado por las guidelines. Al mismo resultado se llegó analizando la desinversión en ambas compañías.

En el In-City market, usando capacidad económica y económica disponible y asumiendo que no hay desinversión de las empresas se llega a una concentración después de la fusión entre moderada y alta pero con variaciones que exceden las indicaciones de las guidelines. Por su parte, tanto con la desinversión de alguna de las dos compañías como de las dos juntas, arrojan una variación en la concentración que se encuadra dentro de las indicaciones de las guidelines.

Los peticionantes ante este análisis proponen medidas de mitigación hasta tanto O&R efectivice el plan de desinversión entre las que se destaca la disponibilidad de recursos en generación.

La Comisión aprueba la fusión sujeta a que las medidas de mitigación se pongan en práctica ante de la desinversión de O&R. Con respecto a los problemas de la integración vertical entre la distribución de gas y la generación de electricidad, la Comisión concuerda con los peticionantes, sobre la no obstaculización a la competencia, sujeto al compromiso del plan de desinversión.

2.1.16 Sierra Pacific Power (SPP) Company and Nevada Power Company (Nevada)¹⁹

Ambas compañías solicitan la fusión de Sierra Power Resources (SPR), la compañía holding de SPP, y Nevada. A su vez, los peticionantes proponen una tarifa de acceso abierto de transmisión (OATT) en conjunto con la fusión propuesta.

SPR posee activos en generación (con una capacidad en verano de 1052 MW), transmisión y distribución que sirven a 287.000 usuarios. Por su parte, Nevada es una utility que funciona en los veranos y que posee 2190 MW de generación pero depende fuertemente de la compra de energía.

Los peticionantes declaran que sus sistemas no están interconectados y que no compiten en las ventas de energía entre ellos. Para eliminar cualquier impacto negativo en las tarifas, los solicitantes proponen un congelamiento de estas por 3 años y un periodo “open season” para que sus clientes cambien, si así lo desearan, a otro proveedor. A su vez, proponen la conformación de una ISO en los próximos 3 años y la puesta en marcha de una OATT.

El análisis de concentración en generación de los peticionantes muestra que la variación pre-post fusión no implica problemas de anticompetitividad, aunque los denunciantes, como Valley argumentan que el mercado de generación del mercado de destino de Nevada es altamente concentrado.

La intervención de la comisión de Nevada mediante la petición del atraso de la fusión se originaba en que esta podía significar una interferencia a sus potestades y objetivos. Sin embargo,

¹⁹ FERC #61.077, “Sierra Pacific Power Company and Nevada Power Company: Order Approving Merger and Conditionally for Filing Proposed Joint Open Access Transmission Tariff”, 16/abril/1999.

la comisión (FERC) decide la aprobación de la fusión sujeto a la desinversión de capacidad de generación de las empresas a fusionarse como se habían comprometido éstas con la comisión de Nevada.

Con respecto a las tarifas, la comisión aprueba el plan presentado por las empresas peticionantes de congelamiento de las tarifas y un periodo de “open season” para el cambio de proveedor.

2.1.17 BEC Energy and Commonwealth Energy System²⁰

BEC es una utility que posee el control sobre Boston Edison, que vende electricidad a nivel mayorista y minorista y transmite electricidad bajo OATT. Los activos de generación que esta empresa tiene están en proceso de desinversión. Las otras empresas subsidiarias no tienen activos de generación. Por su parte, Commonwealth Energy es una utility que a través suyo y de sus representantes compra, transmite y distribuye electricidad en Massachusetts. A su vez, vende electricidad a otras utilities y recientemente ha vendido sus activos de generación. Por otro lado, esta compañía distribuye gas natural al este de Massachusetts.

Ambas compañías proponen fusionarse en una nueva empresa, NSTAR. Las compañías subsidiarias seguirán funcionando separadamente. El análisis de concentración realizado por los peticionantes identifica a la energía no firme, capacidad de corto plazo y de largo plazo como los productos relevantes. Los peticionantes argumentan que debido a las desinversión en generación realizada previamente por las compañías, la fusión no trae efectos anticompetitivos. Los consumidores afectados por la fusión son los del NEPOOL.

Los análisis de concentración, utilizando capacidad económica y capacidad instalada en verano, muestra HHI entre 1000 y 1800 (moderadamente concentrada) y variaciones pre y post fusión menores a las indicadas como máximas por las guidelines.

Con respecto a los problemas de integración vertical, los peticionantes especifican que la fusión no traerá problemas aparejados con mayor poder de mercado dado que no pueden interferir en la competencia en el mercado mayorista de electricidad ya que no pueden crear barreras a la entrada. Para justificar esto, aclaran que no controlan el acceso a sitios de generación, cuencas de gas natural, o gasoductos.

La Comisión aprobó la fusión de acuerdo con los argumentos de los peticionantes.

2.1.18 Central Illinois Light Company (CILCO) and The AES Corporation²¹

Ambas compañías solicitan la fusión de CILCORP, compañía madre de CILCO, y Midwest Energy, una plena subsidiaria de AES. La compañía sobreviviente será CILCORP que luego se fusionara en AES.

CILCO es una utility que provee a 193.000 clientes en el este y centro de Illinois. La capacidad de generación en 1998 era de 1152 MW. Por su parte, AES es una multinacional con

²⁰ FERC #61.002, “BEC Energy and Commonwealth Energy System: Order Approving Disposition of Jurisdictional Facilities”, 1/Julio/1999.

²¹ FERC #61.293, “Central Illinois Light Company (CILCO) and The AES Corporation, Order Approving Merger”, 16/junio/1999.

activos en generación y distribución en 16 países. El portafolio de generación de AES en el mundo era a esa fecha de 23.656 MW y un 80% estaba fuera de Estados Unidos.

Los peticionantes en su análisis de la concentración horizontal, comentan que no es necesario un “screen analysis” ya que AES y CILCO no venden el mismo producto en el mismo mercado geográfico. Con respecto a los efectos verticales, los peticionantes declaran que poseen no más del mínimo (*de minimis*) sobre los insumos de generación.

Para justificar el diagnóstico de que el “screen analysis” es innecesario, los peticionantes analizan capacidad instalada en el mercado centrado en CILCO e información sobre transacciones históricas. Para el primer análisis evalúan capacidad instalada por ellos y por todas aquellas utilities interconectadas con CILCO.

El análisis determina que para los años 1999 a 2001, la combinación de los activos de generación de AES y CILCO no producirá incrementos en la participación de mercado. En el análisis de la información histórica, ésta demuestra que AES y CILCO no han vendido energía a los mismos clientes entre 1996 y 1997.

Este análisis resultó razonable para la comisión que acepta la fusión.

2.1.19 El Paso Energy Corporation and Sonat Inc.²²

Las dos compañías solicitan la disposición de activos jurisdiccionales con el fin de que Sonat sea fusionada en El Paso Energy.

El Paso Energy es un holding energético cuyas subsidiarias almacenan, transportan, distribuyen y comercializan gas natural, como también generan y comercializan energía eléctrica. Por su parte, Sonat es también un holding energético entre cuyas operaciones se destacan el almacenamiento, exploración y transporte de gas natural, generación de electricidad y la comercialización de gas natural y energía eléctrica.

Los análisis hechos por los peticionantes tratan por un lado los efectos de la concentración de los activos de generación en aquellos mercados que las compañías tienen intereses en común, y por el otro, un análisis de la integración vertical entre el transporte de gas y la generación de electricidad.

Para el análisis de la concentración horizontal, los peticionantes identifican electricidad y capacidad de corto plazo como los productos relevantes e identifican tres mercados geográficos relevantes, Florida, Florida y Southern Company y el este de Estados Unidos. Los peticionantes muestran que la capacidad conjunta instalada en el mercado más pequeño, Florida, representa un 2% del total de capacidad instalada e incrementaría la concentración en menos de dos puntos usando en HHI. Por otro lado, los efectos de la fusión en los mercados geográficos más grandes son menores.

Con respecto a la evaluación de problemas concernientes a la integración vertical, analizan en primer lugar el mercado aguas arriba e identifican al gas despachado como el producto relevante y analizan los derechos de capacidad de transporte (FTCRs) para evaluar los efectos de la fusión en cuatro mercados. Los índices de concentración en ambos mercados demuestran que la

²² FERC #61.302, “El Paso Energy Corporation and Sonat Inc.: Order Approving Disposition of Jurisdictional Facilities”, 29/septiembre/1999.

concentración es baja y sólo en una moderada. En segundo lugar, analizan el mercado aguas abajo e identifican a la energía como el producto relevante y analizan la capacidad instalada para evaluar los efectos de la fusión en siete áreas geográficas.

Los peticionantes explican que su participación en los mercados está basada en que el análisis incluye la electricidad generada por los gasoductos servidos por ambas compañías. En los mercados analizados, los peticionantes determinan que se producirían índices correspondientes a una alta concentración. Al evaluar estos resultados, los peticionantes apuntan que solo una pequeña fracción de generación podría resultar beneficiada de un ejercicio de poder de mercado vertical. Por otro lado, los peticionantes exclaman que la fusión no producirá barreras a la entrada motivada por la integración vertical.

La Comisión concuerda con el análisis de la concentración horizontal de los peticionantes y admite que debido a la baja capacidad instalada en el mercado aguas abajo por las compañías a fusionarse, la operación no trae aparejado problemas anticompetitivos a causa de la integración vertical. Por lo tanto, la fusión se acepta.

2.1.20 Dominion Resources, Inc. (Dominion) and Consolidated natural Gas Company (CNG)²³

Los peticionantes solicitan la disposición de activos jurisdiccionales y se comprometen a mitigar cualquier efecto anticompetitivo que la fusión de CNG en Dominion pueda aparejar.

Dominion es una utility que posee varias compañías con negocios en el sector energético, su principal subsidiaria es Vepco que vende electricidad a nivel mayorista y minorista y transporta electricidad bajo tarifa de acceso abierto. Otras compañías de Dominion se dedican a la producción de gas natural y generación de electricidad. Por su parte, CNG es un holding energético que transmite electricidad, como también produce, transporta y distribuye gas natural. A su vez, esta empresa también comercializa electricidad.

Los peticionantes alegan que la fusión no traerá aparejados problemas concernientes a la concentración horizontal ya que CNG no posee activos de generación. Con respecto a la integración vertical de los gasoductos de CNG con los activos de generación de Dominion, los peticionantes determinan que la energía es el producto relevante y definen 9 mercados relevantes geográficos. En el análisis, si bien se determinan áreas de alta concentración post-fusión, los peticionantes proponen desinvertir sus activos.

En el mercado aguas arriba, los peticionantes consideran al gas despachado como el producto relevante y los mismos mercados geográficos que en el mercado aguas abajo. Los peticionantes determinan que la fusión, a pesar de los altos índices de concentración, no incrementa la concentración y dado que todos los estados servidos por CNG también están servidos por otros gasoductos, no es necesario un mayor análisis del mercado aguas arriba, ya que casi todos los generadores tienen otras alternativas ante un posible incremento de los costos de CNG.

La Comisión evaluó que la fusión afectaría la competencia aguas abajo y que también se suscitarían incrementos en los costos de generación a gas. En segundo lugar, se evaluó que

²³ FERC #61.162, "Dominion Resources, Inc. (Dominion) and Consolidated natural Gas Company: Order Conditionally Approving Disposition of Jurisdictional Facilities", 10/noviembre/1999.

especialmente en los mercados servidos por Vepco, donde esta compañía tiene una muy importante cuota de mercado de capacidad instalada, la compañía puede incrementar los precios de generación y afectar a los consumidores.

En tercer lugar, la Comisión evaluó que la compañía fusionada podría afectar el costo de los rivales en el mercado aguas abajo y arriba y detener la entrada al mercado de compañías no afiliadas de generación.

Basado en los puntos precedentes, la Comisión les concedió a los peticionantes la posibilidad de rehacer el análisis, si estos consideran que uno realizado de forma más precisa puede conducir a aprobar la fusión. Alternativamente, los peticionantes deberán aceptar como una condición para la fusión la aplicación de los requerimientos de Standards of Conducts que implicara un “open season” y un “open tap” para aliviar los problemas concernientes a la competitividad.

3 UNIÓN EUROPEA

Consideraciones generales

La regulación de la Unión Europea en materia de concentración le permite a la Comisión Europea regular todas las concentraciones (fusiones y adquisiciones) de dimensión comunitaria. La “dimensión comunitaria” se define en términos de umbrales referidos a la facturación mundial y comunitaria de las firmas involucradas.²⁴ Sin embargo, se excluyen de su consideración las concentraciones que involucren a partes para las cuales, más de dos tercios de su facturación se lleva a cabo en el mismo estado.

En su evaluación, la Comisión toma en cuenta la necesidad de preservar y desarrollar la competencia efectiva dentro del mercado común en vista, entre otras cosas, de la estructura de los mercados involucrados, y de la competencia real o potencial de emprendimientos localizados dentro o fuera de la comunidad. Adicionalmente, se considera la posición en el mercado de las firmas involucradas, y su poder económico y financiero, las oportunidades disponibles para proveedores y usuarios, el acceso a insumos y mercados, las barreras –legales o no- a la entrada, las tendencias en la oferta y la demanda, los intereses de los consumidores, el desarrollo del progreso técnico y económico que aporta la concentración siempre y cuando culmine en beneficio de los consumidores y no conforme un obstáculo a la competencia.

Las partes involucradas deben notificar a la Comisión del proceso de concentración dentro de la semana del anuncio de la oferta para llevar a cabo el take-over, de la adquisición o de la conclusión del acuerdo de concentración, el que ocurra primero. La Comisión debe decidir dentro del mes de la notificación, luego, si la concentración cabe ser considerada; de ser considerada, si es compatible o incompatible con el mercado común. Si la comisión no llegara a actuar dentro del mes desde la notificación, la concentración se considerará compatible con el mercado común.

El análisis del efecto del proceso de concentración requiere una definición del mercado de producto y geográfico, a fin de evaluar si la concentración generará un grado de poder de mercado indeseable. Para ello “se deberá definir la lista de productos que, a los ojos de los consumidores, actúan como sustitutos razonables de los productos de las firmas en proceso de concentración”²⁵.

²⁴ El artículo 1 de la Regulación del Consejo (EEC) Nro. 4064/89, del 30 de noviembre de 1989

²⁵ Overbury, C: “First experiences of European merger control” , European Law Review Competition Law Checklist 1990, 1991

Para llegar entonces a una conclusión referida al mercado de producto relevante, un número de factores debe ser considerado: diferencias o similitudes físicas entre grupos de productos potencialmente competitivos, la respuesta previa de los consumidores ante el aumento de precios de dichos bienes, las percepciones de consumidores y productores (...). Una vez que el mercado (de producto, geográfico) se define, la Comisión determina sobre la base de un conjunto de indicadores como la cuota de mercado, el tamaño y relevancia de los competidores remanentes, las barreras de entrada, si la compañía resultante obtendrá un poder de mercado tal que será inmune a los incentivos para alcanzar la eficiencia económica. En síntesis, se afirma entonces que el análisis requerido por la Regulación europea se divide en dos etapas: la evaluación de la sustituibilidad y la habilidad para elevar los precios o restringir la elección.

Casos de interés de dimensión comunitaria²⁶

En el sector eléctrico, se destacan dos casos en los que se han producido respectivos procesos de concentración en el sector de generación eléctrica, con dimensión comunitaria. De esta jurisprudencia surge que al momento de evaluar un tema antitrust en el sector eléctrico, cada una de las actividades en las que la industria eléctrica puede subdividirse (generación, transmisión, distribución y oferta final) constituye un diferente mercado relevante de producto, en tanto cada una de ellas requiere diferentes activos y recursos, y sus estructuras industriales y de competencia difieren.

3.1.1 TXU Europe y EDF-London Investments²⁷

El Grupo TXU Europe plc (TXU Europe) es una subsidiaria de entera propiedad de TXU Company (TXU), una compañía estadounidense de energía. Entre las principales actividades de TXU Europe opera principalmente en el Reino Unido, donde a través de una subsidiaria, genera electricidad y tiene intereses en 10 estaciones de generación en Inglaterra. La firma Eastern Electricity plc (Eastern), subsidiaria de TXU Europe, es una de las 12 Oferentes Públicas de Electricidad (PES) operando en Inglaterra y Gales. Las principales actividades de esta última se centran en la distribución de electricidad en su área de distribución y la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales.

EDF London Investments (EDFLI) distribuye electricidad en Londres, ofrece electricidad a través de una subsidiaria (LE, una de las doce PES) en Inglaterra y Gales, es propietaria de un negocio de oferta eléctrica adquirido de South Western Electricity plc, otra de las 12 PES operando en Inglaterra y Gales. Además EDFLI posee intereses en generación en el Reino Unido, entre otros. EDFLI es controlada por Electricité de France (EDF), cuya actividad principal es la generación, transmisión, distribución y oferta de electricidad en Francia. EDF opera en Italia, Portugal, Suecia y España, y provee de electricidad al Reino Unido.

Se crea un joint venture para proveer a las firmas involucradas el management y servicios de operación de los activos de red. Para ello, TXU Europe y EDFLI transfieren al joint venture

²⁶ Esta sección está basada en N. Balzarotti, O. Chisari y C. Romero (2000).

²⁷ Caso N° COMP/JV.36 –TXU Europe / EDF-London Investments, 2000.

activos de su propiedad a fin de mantener, gerenciar y operar sus propias redes de distribución²⁸. Entre otros puntos, la Comisión debe tomar en cuenta en particular si la coordinación de las conductas podrá ser una consecuencia directa de la creación del joint venture, y si permitirá a las firmas involucradas la posibilidad de eliminar la competencia en todo o en una parte sustancial del mercado del producto. En este caso, las firmas que dan origen al joint venture no retienen ninguna actividad del joint venture. Sin embargo se considera que en generación y trading (entre otros) existirá solapamiento y por ende, un problema competitivo

En materia de generación tanto EDF como TXU están presentes en Inglaterra y Gales, el mercado geográfico más estrecho posible a considerar. La producción de Eastern alcanza el 8%, mientras que LE tiene intereses, pero no controla, dos pequeñas estaciones generadoras. La participación de EDF, 4%, proviene de la interconexión entre Francia e Inglaterra, utilizada actualmente en toda su capacidad. En resumen, la producción combinada de las firmas involucradas no excederá el 13%. Teniendo en cuenta esta participación, y la presencia de competidores más grandes, es muy poco probable que las firmas que crean el joint venture sean exitosas en caso de intentar coordinar sus conductas en el mercado de generación.

Es interesante ver que también consideran la provisión y comercialización de electricidad. En la franja de clientes de más de 100 kW, Eastern proveyó electricidad en 1998/99 a alrededor del 16% de los grandes usuarios, en tanto LE satisfizo al 4%. La provisión a grandes usuarios está totalmente abierta a la competencia desde 1990 para clientes con una demanda máxima superior a 1 MW y desde 1994 para clientes con una demanda máxima sobre los 100 kW. In 1997/98, 64% de los clientes con más de 1 MW en Inglaterra y Gales fueron provistos por una compañía diferente a su PES local. En tanto la evidencia muestra que los clientes más grandes son muy cautelosos en esta materia, cualquier intento de coordinación para elevar precios por sobre el precio competitivo, muy probablemente no tendrá éxito pues el usuario podrá cambiar, rápidamente, de proveedor. Por otro lado, la entrada de nuevos proveedores es posible.

En consecuencia de estas consideraciones, la Comisión Europea juzgó compatible la creación del joint venture, con el mercado común.

3.1.2 Preussen Elektra y EZH²⁹

En este caso se notifica a la Comisión de que PreussenElektra AG, que pertenece a VEBA AG, adquiriría el control de la totalidad de Dutch regional electricity provider N.V. Electriciteitsbedrijf Zuid-Holland (EZH).

Preussen Elektra se dedica a la construcción y gerenciamiento de infraestructura en los mercados de electricidad, gas, calefacción y agua, tanto en generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Alemania (en seis Länder alemanes). EZH es una de cuatro compañías generadoras de Países Bajos, siendo la generación su única actividad. Los actuales accionistas de EZH son entidades públicas de nivel provincial y municipal. La operación

²⁸ El artículo 2(4) de la Regulación sobre concentraciones de la Unión Europea, establece que un joint venture "que tenga como objetivo o efecto la coordinación de la conducta competitiva de firmas que se mantienen independientes" debe ser considerado de acuerdo a los artículos 81(1) y 81(3) del Acuerdo de Roma (referidos a que la coordinación de la conducta competitiva de las firmas que dan origen al joint venture)

²⁹ Caso N° COMP/M.1659 – Preussen Elektra / EZH, 1999.

notificada implicaría la adquisición de todas las acciones de EZH, con lo cual se obtendría su control total.

Las partes alegan que el mercado de la generación eléctrica incluye a toda la comunidad, luego del proceso de liberalización del sector que ha tenido lugar en esa región. Argumentan, en consecuencia, que el mercado geográfico relevante para analizar el caso es más amplio que los meros mercados nacionales, y se basan, fundamentalmente, en que existen importaciones de electricidad. No obstante, la Comisión destaca que las importaciones en Países Bajos alcanzan a sólo el 14% de la demanda total de ese país, y la tasa de crecimiento de esas importaciones ha sido relativamente baja. Estos datos van en contra de las argumentaciones de las partes. Las regulaciones holandesas sobre despacho también contribuyen a la selección del nacional como el mercado relevante. De todas formas, debido a las dudas que presenta la determinación del mercado relevante, se decide no definirlo y considerar los efectos sobre la competencia en todos los mercados posibles.

EZH es la más pequeña de las cuatro generadoras holandesas cuyo despacho está definido por SEP que es propiedad de las cuatro generadoras aludidas. La energía despachada se distribuye con una tarifa nacional. Desde el año 2001, ya SEP no funcionará como un intermediario entre compradores y vendedores, según está dispuesto en el Acta Eléctrica. Los generadores, en consecuencia, proveerán a compañías distribuidoras, que transmitirán y venderán electricidad al consumidor final.

La oferta total de electricidad en Países Bajos, incluyendo las importaciones netas, alcanzaron los 99.3 TWh en 1998. La participación combinada de las partes en el mercado rondaría entre el 5/15% (las participaciones individuales no se dan a conocer por motivos de confidencialidad). Estos niveles de participación no dan lugar a dudas sobre sus escasos efectos sobre la competencia. En consecuencia, la Comisión declaró la concentración como compatible con el mercado común.

Casos en el mercado eléctrico del Reino Unido ³⁰

3.1.3 National Power PLC (NP) y Southern Electric PLC (SE)

Se notifica la concentración entre (NP) y (SE), que según los estándares británicos califica para la investigación.

La capacidad en generación de la industria eléctrica de Inglaterra y Gales se aproximaba por entonces a los 60 GW. La provisión podía subdividirse en dos partes, cada una con aproximadamente el 50% de las ventas totales por volumen: el suministro a clientes con requerimientos superiores a los 100 kW, en un mercado competitivo, y el suministro a clientes con requerimientos menores a 100 kW. El último mercado estaba provisto por Compañías de Electricidad Regionales (RECs), cada una de ellas con un monopolio local. Este mercado se convertiría en competitivo en 1998.

NP es la compañía de generación más grande en Inglaterra y Gales con una porción del mercado de 33%, medido por producción. También es el segundo proveedor más grande en comercialización, con una 14% (medido por volumen). SE es una de los 12 RECs por lo que, como los once restantes, es el único distribuidor de electricidad dentro de su área autorizada.

³⁰ Contemplados por la autoridad antitrust británica, actualmente la "Competition Commission"

Además de su monopolio de suministro para los consumidores de menos de 100 kW en su región, tiene un 7% del mercado de suministro competitivo dentro del mercado conjunto de Inglaterra y Gales. SE también tiene intereses en generación, como accionista minoritario en tres productores de energía independientes (IPPs), con una capacidad total de 1.9 GW.

Con pocas excepciones, todos los generadores venden su electricidad dentro de un pool eléctrico. Los distribuidores compran de este pool. Los generadores dan a conocer al pool la disponibilidad de sus plantas, y los precios a los que están dispuestos a generar. Cada media hora, se determina un nuevo precio en el pool, que se define a partir del precio requerido por el generador más caro, y de la demanda estimada. A esto se agrega una remuneración por la capacidad. Todos los generadores despachados reciben este precio.

En tanto los precios del pool son volátiles, los generadores y proveedores firman Contratos por Diferencias (CfDs). Estos contratos típicamente involucran un precio convenido para una cantidad especificada de electricidad y un periodo de tiempo determinado; esto implica un posterior pago entre generador y proveedor a fin de cubrir las diferencias entre el precio del pool y los precios contratados.

El mercado de generación se había venido desconcentrando los años previos a este caso. En el momento de la reorganización de la industria de la electricidad, en 1990, los dos generadores más grandes, NP y PowerGen (PG), tenían entre ambos 73% de las ventas en el mercado. Esa cifra, para la época del caso considerado, se había reducido hasta el 57%. La desconcentración fue básicamente resultado de los nuevos IPPs (por entonces 10% del mercado) y un aumento en la producción de generación nuclear. Adicionalmente, NP y PG concordaron con el regulador, vender 4 GW y 2 GW de capacidad de sus plantas respectivamente, mientras se esperaba la incorporación de alrededor de 2.8 GW de nueva capacidad a ser incorporada por los IPPs en 1996. Estos desarrollos contribuirían a reducir la cuota de mercado de NP hasta llegar a alrededor del 21%, y por ende la porción del mercado combinada de NP y PG hasta alrededor del 38% durante los años siguientes.

La generación se puede dividir en “generación de base”, (definida en el caso como de funcionamiento continuo), y “generación de pico”, que involucra plantas que entran y salen de funcionamiento para satisfacer las variaciones de la demanda. Estas últimas son las que definen los precios del pool en la mayor parte de las oportunidades. Durante 1995/96 NP representó el 57% de la producción “de pico”. Con esta cuota de mercado ostentada por NP, esta firma habría determinado históricamente el precio del pool en una gran parte del tiempo (aproximadamente 50% en 1995/96 según datos oficiales). Como resultado de la nueva entrada, y por el aumento en capacidad para generación de base (superando en algunos casos las necesidades de la demanda), se esperaba por entonces que la participación del mercado de NP en generación de pico, cayese hasta entre el 31% y 35% hacia el 2000/01. De este modo, en ausencia de concentración, NP vería dificultado en el futuro su capacidad de afectar los precios del pool por un período sostenido. (ya sea incrementándolos o haciéndolos más volátiles)

La autoridad antitrust británica (MMC) sostuvo, en consecuencia, que la adquisición por parte de NP, de una IPP tendría como resultado la obtención de información y una fuerte influencia sobre el funcionamiento y desarrollo futuro de las IPPs, afectando la competencia y en consecuencia, permitiendo el aumento de precios. Esta información provendría, por ejemplo, de los acuerdos de compra de energía entre las mismas IPPs.

Se argumentó ante la autoridad antitrust británica que, por otro lado, la concentración reduciría el tamaño del mercado de CfD, dificultando la entrada de generadores y proveedores independientes al mercado. La MMC admitió que un CfD pequeño contribuiría a inhibir la entrada; sin embargo, se contrapuso a esto su estimación de que el mercado crecería en 1998, aun cuando procediera la concentración, y que seguiría siendo útil la contratación entre las partes y terceros. De esta forma se reconocía el probable efecto de la concentración sobre el tamaño del mercado de estos contratos, pero se minimizaba los posibles efectos adversos sobre el interés público.

La concentración reduciría de 16 a 15 el número de participantes suministrando a usuarios de más de 100 kW. Dos argumentos se enfrentaron al momento de decidir en esta materia: Uno se refería a la reducción de la competencia cuando desapareciera SE como competidor. El otro se refería al loable aumento de la competencia cuando un competidor se tornara en más agresivo. La MMC decidió que este mercado, competitivo, no estaría afectado por la desaparición de SE como un competidor. La autoridad antitrust descartó, asimismo, el argumento de que la integración vertical a la que se daría lugar con la fusión permitiría cobrar, a través de una compañía integrada, mayores precios a sus clientes. Tampoco admitieron que la integración del negocio de la generación de NP con el negocio de la distribución de SE tuviera efectos adversos.

La adquisición por cierto, haría más difícil para el Director General del Suministro de Electricidad (DGES) supervisar y aplicar las condiciones de la licencia, tales como las prohibiciones de subsidios cruzados y referidas a discriminación, entre otros. Adicionalmente, podría tener efectos positivos en materia de capacidad para competir en mercados internacionales, dada una firma con mayor tamaño y mayores oportunidades para adquirir experiencia.

No obstante, se contempló que los factores adversos más que compensaban los beneficiosos, y se la objetó.

3.1.4 DGES, AES y British Energy³¹

El Director general de la oferta de electricidad (DGES) determinó a fines de 1999 que la licencia de los principales generadores de Gran Bretaña debía ser modificada con el fin de incluir una condición que prohíba aquellas conductas que implicaran un abuso substancial de posición de mercado.

Seis de los principales grupos con activos en generación acordaron la inclusión de esta condición, MALC (Market Abuse License Condition). Sin embargo, AES y British Energy se opusieron. Ante esta situación, el DGES remitió el conflicto a la Competition Commission y el problema enfrentado por esta institución ha sido determinar si la continuación de la licencia sin modificaciones para ambos operadores perjudicaba al interés público.

Fueron destinatarios del MALC aquellos generadores con una participación de un mínimo del 5% en la producción y en el establecimiento de los precios en el pool. El MALC define como poder de mercado substancial a la habilidad de incrementar substancialmente, independientemente de cualquier cambio en la demanda o en los costos, el precio de la electricidad en el mercado

³¹ Competition Commission, 2000, "AES and British Energy: A Report on references made under section 12 of the Electricity Act 1989", Diciembre de 2000.

mayorista. Por un cambio sustancial se refiere a una serie de cambios importantes en un corto periodo o cambios menos importantes en periodo más largo.

Entre los posibles abusos, el MALC incluye: actuar para perjudicar el balance eficiente y económico del sistema de transmisión, limitar, sin causa justa, generación o capacidad de forma de incrementar los precios y realizar discriminación de precios entre diferentes horarios cuando las condiciones de demanda y de costos son similares.

El procedimiento de aplicación del MALC consiste de tres etapas. Una investigación inicial iniciada por el DGES. Una segunda etapa de búsquedas iniciales y disposiciones provisionales dadas por la DGES. En estas dos etapas la empresa involucrada tiene derecho a dar su visión y sus pruebas en contra de la acusación. La última etapa consiste en las determinaciones y disposiciones finales.

Bajo las Utilities Act el DGES puede imponer a la empresa una penalidad económica, que debe ser “razonable” y no puede exceder en un 10% el costo de renovación de la licencia. Esta pena la empresa la puede apelar ante la Suprema Corte.

Características de las empresas no aceptantes del MALC: AES Corporation posee activos de distribución y generación en varias partes del mundo. En el Mercado de Gran Bretaña está presente desde 1989, pero se ha convertido en un actor de peso a partir de 1999 con la adquisición de Drax Power Station, principal generadora del mercado con una capacidad total de 3945 MW. Aparte, posee otros tres generadores de menor tamaño. AES argumenta que cada una de las cuatro generadoras opera independientemente. La participación en el total de capacidad del mercado de producción es del 7% y 8%. Sin embargo estableció el precio en el pool (SMP) en 19% de las veces.

Por su parte, British Energy ha sido el adjudicatario de las plantas más modernas de generación nuclear. La capacidad total de estas es de 7128 MW. Recientemente ha adquirido 1960 MW de generación a carbón, por lo que su capacidad de generación es mayor a 9000 MW. British Energy es el segundo más grande generador por capacidad (15% del mercado) y el primero en producción (18%)

La estructura del sector de generación ha experimentado un fuerte proceso de desconcentración, pasando de un HHI de 2200 en capacidad instalada en 1995 a 1170 para el período 1999/2000.

El proceso de introducción del MALC ha sido bajo el mecanismo coordinado por el Pool en la comercialización de electricidad mayorista en Gran Bretaña. Sin embargo, el mercado eléctrico mayorista británico está en vísperas de cambiar su funcionamiento hacia un sistema de mayor descentralización dado por la utilización de contratos entre partes. El nuevo sistema, NETA (New electricity Trading Arrangements), se establece principalmente ante las dificultades que ha tenido el pool en reducir los precios vis a vis con los costos de generación como también en obtener un mecanismo de incentivos por capacidad ofrecida al sistema.

El DGES estima que, a pesar que AES argumenta que cada una de sus generadoras opera en forma individual, todas las generadoras están enmarcadas bajo una misma organización y un mismo portfolio operacional. La Comisión, por su parte, avaló esta consideración.

El DGES considera que AES tiene el potencial de ejercer poder de mercado retirando capacidad, mediante estrategias de ofertar electricidad dado su diversidad tecnológica en generación. De todas formas, el DGES admite que no hay pruebas que involucren a AES en abuso

de poder de mercado hasta la fecha. Aun que esto es irrelevante, aclaran, ya que AES ha comprado Drax recientemente.

En lo referente a la definición de mercado, el informe lo enfoca desde el punto de la oferta como de la demanda. Este último está limitado a los posibles sustitutos de la electricidad que tienen los consumidores. La conclusión arribada por la Comisión es que estos no sustituyen realmente entre la electricidad y otras formas de energía por lo que el mercado se limita al de la electricidad.

Desde el punto de vista de la oferta, los generadores, se concluye que hay pocas posibilidades para un rápido cambio desde otras actividades hacia la de generación de electricidad. De esta forma, los actuales generadores no están restringidos por el panorama a corto plazo de nuevas sustituciones por el lado de la oferta.

La definición de poder de mercado, dada por la Comisión, es la habilidad de un generador de independientemente aumentar los precios consistentemente y en beneficio propio por encima de los niveles competitivos.

Para el análisis sobre la posibilidad de la falta de aplicación del MALC a AES y British Energy, la Competition Commission analizó el comportamiento de los precios en el pool desde 1990 hasta la fecha del informe, los cambios estructurales que ha tenido el mercado de generación en esos años y los problemas concernientes a la definición de mercado y sus abusos.

La Comisión ha definido que el posible abuso de poder de mercado ha sido alto hasta el último año y medio, sin embargo, la estructura del mercado de generación ha cambiado significativamente en los últimos 18 meses, como se analizó anteriormente mediante la evolución del HHI.

Por otra parte, la introducción del NETA proyecta una mayor confianza en sus mecanismos si se los compara con los del Pool. Aun con sus incertidumbres, la Comisión evaluó que la competencia será mayor y la posibilidad de abusos de poder de mercado estará fuertemente delimitada.

En lo referente a AES, aun considerándola como una compañía singular, los contratos de largo plazo que mantiene AES Drax con TXU hacen improbables las ganancias extraordinarias de retirar capacidad del mercado. Por otro lado, la Comisión no encuentra otros posibles mecanismos que pueda realizar esta empresa para abusar de posición dominante.

Con respecto a la posición de British Energy, la Comisión considera que el producto de esta empresa está comprendido en un 90% en generación de plantas nucleares inflexibles en su potencial aplicación de retirar capacidad.

La Comisión decide que la continuación sin modificación de las licencias de AES y British Energy, es decir la prescindencia de la aplicación del MALC, no va en contra del interés general.

3.1.5 Powergen Plc y Midlands Plc Eléctrico³²

Este caso surge por la presentación de setiembre de 1995, dado que calificó para ser investigado. El resultado demostró la existencia de efectos adversos que permitieron objetarla. Involucró a las firmas PowerGen (PG) plc y de Midlands Electric plc (MEB)

PG es la segunda compañía en generación en Inglaterra y Gales, con una porción del mercado de entonces que alcanzaba el 24% en producción. Era el proveedor más grande en el tramo competitivo de suministro, con un 16% del volumen total. MEB es uno de los 12 PES. Además del monopolio del suministro en su propia área, para consumidores de menos de 100 kW, ostenta un 6% del mercado competitivo en Inglaterra y Gales. MEB también posee intereses en generación, principalmente como un accionista minoritario en dos (IPPs), con una capacidad total de 2.7 GW.

Las estimaciones (referidas en el caso anterior) que permitían esperar un mercado menos concentrado en generación, permitieron en este caso estimar que la cuota de mercado de PG bajaría a alrededor del 17% (resultando en una porción combinada para PG y NP de alrededor de 38% durante los años siguientes).

En 1995/96 PG aportó el 41% de la producción en generación de pico. SE esperaba por entonces que su participación bajara hasta el 27% y el 30% hacia 2000/01. Como resultado de esta participación, se estima que PG ha determinado el precio del pool durante el 35% del tiempo durante 1995/96, y se considera que la mejora en las características competitivas del mercado, en ausencia de la concentración, reducirían este poder.

Igualmente que en el caso anterior,

1. se consideró que la adquisición por parte de PG de la totalidad de MEB afectaría a través de la obtención de información y el ejercicio de influencias, el funcionamiento y desarrollo del futuro de los IPPs, afectando la competencia
2. se quitó relevancia al argumento de la reducción del mercado de CfD
3. se quitó relevancia a la reducción de un jugador en el mercado de suministro a usuarios con requisito mayor a 100 kW, por las características competitivas del mercado en cuestión
4. se minimizaron los efectos por la integración vertical
5. asimismo, se dificultaría la labor del Director General del Suministro de Electricidad (DGES)
6. Los beneficios para la competencia en mercados internacionales no compensan los perjuicios sobre la competencia interna

Debido a la conclusión de que la fusión operaría en contra del interés público, se permitió su concreción sólo en tanto se aceptaran algunos “remedios”, entre los cuales se destacan:

1. La desinversión dentro de los próximos 18 meses de los intereses de MEB en IPPs;
2. Que la información que tiene MEB a través de sus contratos con las IPPs sea absorbida solamente por la organización fusionada de forma de que PG no tenga información e influencia sobre estas IPPs.

³² Tribunal de Defensa de la Competencia, 2001, Concentración Económica nº54, “Expediente de la Concentración Económica Unión Eléctrica Fenosa-Hidroeléctrica del cantábrico”, 10/enero/2001, 17/mayo/2000.

3. Se controla la posibilidad de negocios verticales entre la PES de MEB y la organización fusionada.

Casos en el mercado eléctrico de España

El Servicio de Defensa de la Competencia (SDC) es el órgano encargado de recepcionar las solicitudes de fusiones. El artículo 15 bis de la ley 16/1989 de Defensa de la Competencia establece que el Ministerio de Economía y Hacienda, a propuesta del SDC, remitirá al Tribunal de Defensa de la Competencia (en adelante el Tribunal) los expedientes de aquellos proyectos u operaciones de concentración notificados por los interesados que considere pueden obstaculizar el mantenimiento de la competencia efectiva en el mercado, para que aquel, previa audiencia, en su caso de los interesados, dictamine en el plazo de tres meses.”

3.1.6 Casos Hidroeléctrica del Cantábrico y Unión Eléctrica Fenosa.³³

Se notifica la operación argumentando: la necesidad de competir en un mercado altamente concentrado de modo que la fusión entre Unión Fenosa y H. Cantábrico, tercer y cuarto operador, permita la aparición de un grupo empresarial con capacidad de disputar mercados a las principales operadoras, Endesa e Iberdrola.

Ni Iberdrola ni Endesa han efectuado alegación alguna. Todos los demás potenciales entrantes en el mercado eléctrico español, como también los distribuidores y comercializadores que han expresado su opinión, han considerado que la operación de concentración proyectada deterioraría significativamente la competencia efectiva en dicho mercado.

El grupo Unión Eléctrica Fenosa tiene como principal objeto social la producción, distribución y comercialización de energía eléctrica. En el mercado de generación, la empresa ocupa el tercer lugar y cuenta con cuotas de mercado entorno al 12% en capacidad y del 13% en producción. En distribución ocupa el 3º puesto en el *ranking* nacional con presencias importantes en Madrid y Galicia.

El Grupo Hidroeléctrica del Cantábrico tiene como principal objeto social la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. En generación la capacidad instalada se encuentra en torno del 5% y del 7% en producción, ocupando el cuarto lugar a nivel nacional.

A los efectos de analizar el posible efecto de la fusión en las condiciones de competencia, el Tribunal ha considerado adecuado delimitar como mercados relevantes afectados al mercado de generación eléctrica en cuya producción se canaliza al consumo a través del *pool*, o mediante contratos bilaterales, y el mercado de la comercialización de energía eléctrica a clientes cualificados. Entiende el tribunal que si bien el transporte y la distribución son actividades reguladas, el hecho de que en la distribución estén presentes empresas que, a su vez, lo están en los mercados relevantes anteriormente delimitados, hace necesario tener en cuenta esta actividad en la evaluación de las condiciones de competencia en el mercado de comercialización y en el de generación.

El mercado geográfico relevante considerado por el Tribunal ha sido el mercado peninsular nacional. De esta forma, el tribunal acota la propuesta de parte de los notificantes que consideraba

³³ Tribunal de Defensa de la Competencia; Caso de Concentración Económica nº 54: Adquisición de Hidroeléctrica del Cantábrico por Unión Eléctrica Fenosa. (notificado: 05/abril/2000)

a todo el mercado Ibérico como el relevante. Los motivos de esta determinación del Tribunal han sido las limitaciones del transporte internacional de electricidad.

En el mercado de generación nacional Endesa e Iberdrola ocupan el primero y segundo lugar respectivamente, con cifras de 44% y 31.5% de capacidad instalada y proporcionaron el 47.6% y el 27.1% de la producción de 1999.

El tribunal evaluó que dado el elevado grado de concentración en el mercado de generación, la adquisición de Hidrocantábrico por Unión Fenosa puede implicar un alto riesgo serio de deterioro de las condiciones de competencia a través de la creación o refuerzo de la posición de dominio colectivo de las tres empresas que conformarían la nueva estructura de dicho mercado. De realizarse esta operación aumentaría el HHI relativo a ventas de energía al *pool* en 167 unidades, alcanzando un nivel de 3376, en comparación con su valor actual de 3209.

El paso de 4 a 3 operadores, implicaría según el Tribunal una situación en que para la nueva empresa resulte más ventajoso el “equilibrio cooperativo” porque en primer lugar es poco probable que la empresa resultante con una cuota de generación de menos del 20% considere que puede ser más beneficioso competir individual y simultáneamente con competidoras que controlan conjuntamente cerca del 80% de la producción y que poseen la mayoría de las centrales estratégicas a los efectos de fijación de precios en el *pool*.

En segundo lugar, el Tribunal ha considerado que la estructura tecnológica de la capacidad instalada de la empresa fusionada sería menos equilibrada que la actual de Unión Fenosa. De esta forma, la empresa fusionada aumentaría, por tanto, su relevancia en la interacción entre Endesa e Iberdrola, cuya evolución se encuentra condicionada en gran medida por la diferencia en la composición tecnológica de sus respectivos parques de generación. La propiedad compartida de centrales supone la existencia de elementos de coordinación y transferencia de información relevante entre los propietarios a través de la determinación de las políticas de explotación de las mismas.

En tercer lugar, la desaparición de un competidor facilita la detección del origen de posibles incumplimientos de la colusión tácita. En consecuencia, la nueva empresa se enfrentaría a un mayor riesgo de represalia por parte de los líderes del mercado que la actual Unión Fenosa, en caso de no colaborar en la estrategia común de influencia sobre precios.

En distribución y comercialización en el mercado eléctrico español un 81.7% del consumo está representado por consumidores sujetos a tarifa regulada servidos por las distribuidoras y el resto por los clientes cualificados servidos por las comercializadoras que han optado por un suministro a precio libre.

La participación de las empresas en el mercado de distribución es muy similar a la que se analizó en generación dada la importancia en la integración vertical entre estos dos segmentos en el mercado español. Esta característica dificulta el acceso de comercializadores en el mercado español.

La concentración en el mercado relevante de clientes cualificados es perjudicial según el Tribunal, debido a que la desaparición de Hidrocantábrico es particularmente perniciosa puesto que esta empresa ha sido el principal motor de la caída de precios registrada en el mercado de comercialización de los últimos dos años.

Por último, concluye el Tribunal que la disminución de costos y la mejora de la eficiencia que conllevaría la operación de concentración reforzarían la posición negociadora de la nueva

empresa en la determinación de la estrategia de equilibrio cooperativo a adoptar por el oligopolio, pero es improbable que estas ventajas beneficiaran a los consumidores, porque el propio deterioro de la competencia causado por la eliminación del operador más dinámico en el mercado de comercialización dificultaría esa repercusión.

El dictamen fue el siguiente. “ El Pleno de este Tribunal, teniendo en cuenta los efectos sobre la competencia que podría causar la operación objeto de este informe y tras valorar los posibles efectos compensatorios de las restricciones que se aprecian, considera que resulta adecuado declarar improcedente la operación notificada.”

3.1.7 Iberdrola S.A. y Endesa S.A. ³⁴

Endesa es la empresa holding del Grupo Endesa. El negocio eléctrico constituye la principal actividad del grupo, con un total de 36.538 MW instalados, con negocios en transporte, distribución y comercialización y 22 millones de clientes en doce países. El 77% de sus ventas de 1999 fue realizado en España. A su vez, Endesa ha diversificado sus negocios hacia el telefónico y de gas natural. Como dato particular se puede destacar la participación conjunta del BBVA en la estructura accionaria de Endesa, con un 3.2%, y en la de Iberdrola con un 9.9%.

Iberdrola genera, transporta, distribuye y comercializa electricidad en España y en menor presencia en Latinoamérica. En términos de capacidad instalada y de producción de electricidad en España, Iberdrola representa alrededor del 37% y 30%, respectivamente, ocupando el segundo lugar tras Endesa. A su vez, Iberdrola cuenta con un equipo de generación que califican como muy competitivo, lo que le confiere un *mix* de producción muy diversificado.

En redes de transporte y distribución, Iberdrola dispone extensas redes con cuotas de mercado de 30% en líneas de 220KV y 39% de los transformadores de 400KV. Si sumamos ambas empresas, los porcentajes son de 65% y 50% respectivamente, lo que muestra el grado de integración vertical del mercado y el posible uso de prácticas discriminatorias en estos cuellos de botella. Por último, Iberdrola también participa en otras líneas de negocios como telecomunicaciones y nuevas tecnologías entre otros.

La operación de concentración notificada cuenta de tres pasos. El primero consta de la fusión de Iberdrola en Endesa. El segundo en un plan de desinversión con las siguientes características: máxima potencia instalada en España igual a la actual de Endesa, *mix* de generación resultante de la combinación de ambas empresas, continuación de los proyectos de inversión de centrales de generación hasta un máximo de 2800 MW. Los activos a desinvertir se intentarán agrupar en paquetes significativos con el fin de introducir dos nuevos competidores en el mercado español. A su vez, prevén la enajenación de una parte del negocio de distribución peninsular, alrededor de 4 millones de clientes. Por último, la cesión de activos le permitirá a la empresa fusionada expandirse en el negocio energético en otras partes del mundo, especialmente en Europa.

Los solicitantes sostienen que la operación de concentración no supone una creación o un reforzamiento de la posición de dominio. Argumentan que la empresa de generación resultante de la fusión mantendrá aproximadamente 20.300 MW de capacidad de generación que es la que

³⁴ Tribunal de Defensa de la Competencia, 2001, Concentración Económica nº60, “Expediente de la Concentración Económica Endeasa/Iberdrola”, 10/enero/2001. (notificado: 07/octubre/2000)

actualmente tiene Endesa. A su vez, con respecto al *mix* de generación, éste quieren que sea “equivalente al de la entidad resultante de la fusión y a partir de la desinversión, la mayoría de los agentes en el mercado de generación podrían disponer de un *mix* más diversificado y eficiente.

En el procedimiento de desinversión, Iberdrola y Endesa estiman que el proyecto garantiza la neutralidad de los efectos sobre la competencia en los mercados, al crearse una sociedad para la gestión de los activos a desinvertir bajo la administración de un gestor independiente, cuyos activos competirán con los activos de la empresa resultante de la fusión y con los activos de terceros.

Con respecto al transporte y distribución, alegan que al ser sectores regulados, la fusión no debe implicar desinversión en estas redes. Por lo que se refiere a la comercialización, estos declaran que el mercado es altamente competitivo en el que no existen barreras regulatorias y confían en “una segura entrada de competidores con gran agresividad”

Entre las alegaciones de los demás interesados se destacan las de Enron en la que aconseja una desinversión del 30% de la capacidad instalada para contrarrestar a través de una cuota de mercado más baja, el probable reforzamiento que la concentrada experimentará en términos de poder de mercado gracias a una cuidada selección de activos en base a *mix* tecnológico, localización geográfica de centrales y cuotas de mercado en horas punta.

Por otro lado, Hidroeléctrica Cantábrico ha sostenido que en relación a la distribución que, aunque es una actividad regulada y por tanto, no parece afectada por problemas de competencia, es un hecho que la íntima relación del distribuidor con los clientes hace que la actividad de distribución sea pieza clave para una efectiva competencia en el acceso a los clientes”. Por ello, creen que “la empresa resultante debe tener un tamaño del mercado de distribución similar al que tenga en el mercado de generación”.

Unión Fenosa por su parte argumenta que el plazo de transición (hacia la nueva estructura de mercado) debería ser como máximo de 6 meses, aludiendo a la experiencia Europea.

El mercado de producto relevante en el análisis de la fusión por parte del Tribunal, es el de la energía eléctrica. De esta forma, se limita el análisis de las partes, elaborado por NERA, en la que consideran al gas y a la electricidad como productos sustituibles.

Al igual que en el caso de concentración entre Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico, los mercados relevantes determinados son los de la electricidad comercializada a través del *pool* y aquella vendida a clientes cualificados. El mercado geográfico considerado relevante ha sido también el mercado peninsular español.

En el análisis de poder de mercado se utiliza el modelo oligopolístico de Cournot que muestra poder de mercado en el mercado mayorista para todos los períodos, incluido el período de menor demanda o valle.

En los mercados de transporte y distribución, aunque regulados, se consideran que las conductas de concentración accionaria tienden a repercutir en otros tramos de la industria, dados sus papeles como infraestructura necesaria o cuellos de botella para la generación y comercialización de electricidad y el grado de integración vertical del mercado español.

El mercado de comercialización a tres años de su liberalización muestra que solo un 1.4% se comercializa a través de algún agente nuevo. Las cuotas en distribución y comercialización

determinan que Endesa e Iberdrola contengan aproximadamente un 40% de las ventas, mientras que Unión Fenosa un 14% y HidroCantábrico un 5%.

En el análisis realizado por el Tribunal se consideran cada una de las etapas de la industria eléctrica. En el mercado mayorista, la operación de concentración crea una posición de dominio individual a favor de la empresa resultante de la fusión debido a que, de una parte, se produce el alejamiento del segundo y único competidor real (42% Endesa-Iberdrola y 11.7% Unión Fenosa) y a que, de otra, la empresa alcanza un *mix* mejorado manteniendo una cuota superior al 40%. A su vez, retiene el conocimiento cuantitativo y cualitativo de una parte significativa del parque generador y refuerza su poder de compra en el *pool*.

El último punto se refiere a que las cuotas de la empresa fusionada en transporte y distribución incrementan su ventaja en la actividad de comercialización, reforzándose su posición por el lado de la demanda. A su vez, la operación conllevaría una disminución de costes y una mejora de la eficiencia productiva de la empresa pero, al quedarse como una única empresa con posición de dominio, no existirían incentivos para trasladar esas mayores eficiencias a los consumidores.

El tribunal considera que la operación tiene la consecuencia favorable de propiciar la entrada de nuevos competidores y el refuerzo de los ya existentes, sin embargo para promover estos, el Tribunal considera que se debe limitar el poder de mercado de la empresa resultante tanto desde el lado de la oferta, reduciendo la capacidad instalada de generación al 35% de la capacidad peninsular en régimen ordinario (15.100MW), como por el lado de la demanda, reduciendo sus activos de distribución, que no puede ser superior a la actual de Endesa y su capacidad de comercialización, y suprimiendo totalmente también su presencia en la actividad de transporte.

El tribunal considera que la desinversión se haga mediante el método de subasta de manera que las empresas notificantes no puedan prefigurar la identidad, el número, tamaño y la estructura productiva de sus competidores.

Con respecto al *mix* de generación de la entidad resultante, el tribunal considera que debe responder a la estructura de la media nacional no solo en la cuota de tecnología sino también en la vida residual de las centrales.

Desde la decisión del gobierno, las empresas dispondrán de dos meses para presentar el Plan de Cesión de Activos para su aprobación o modificación. Una vez aprobado, el plazo para su ejecución es de un máximo de 6 meses.

4 AMÉRICA LATINA

Consideraciones generales

La experiencia en los países de Latinoamérica es, a pesar de su corta experiencia, rica en la sucesión de problemas motivados por las empresas de la industria de concentrarse horizontalmente o integrarse verticalmente.

Por otro lado, las empresas inversionistas en la región han estado en los últimos años sujetas a procesos de fusiones y adquisiciones en sus países de origen. Esta conducta de concentración horizontal ha repercutido en la estructura de la propiedad de sus subsidiarias en diferentes países de Latinoamérica. El caso de Perú es interesante, puesto que trata explícitamente esta problemática.

Perú

En octubre de 1998 se promulga en el Perú la ley 26.876, ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico. A través de la misma se requiere en este país cursar una notificación a la Comisión de libre Competencia sobre aquellas integraciones verticales u horizontales que se produjeran en las actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica que tuvieran por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados mencionados.

Análisis de Efectos: Según la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, para evaluar los efectos de una operación de concentración, la Comisión deberá tener en cuenta cuando menos: la posición de las empresas participantes en el mercado, la estructura del mismo, las posibilidades de elección de proveedores, distribuidores y usuarios; la existencia de hecho o de derecho de obstáculos de acceso al mercado; la evolución de la oferta y demanda; la evolución del progreso técnico o económico; la perspectiva de integración con otros mercados; y, el efecto de la operación en los distintos mercados relevantes en el corto y largo plazo.

4.1.1 Endesa España, Endesa Chile y Enersis ³⁵

El presente informe surge como consecuencia de las operaciones de concentración generadas por la adquisición de acciones de Enersis S.A por parte de Endesa España y por la adquisición de acciones Endesa Chile por parte de Enersis.

En abril de 1999, las empresas Generalima SA, inversiones Distrilima SA y Eléctrica Cabo Blanco SA presentaron la notificación de la concentración generada a causa de la adquisición de acciones de Enersis por Endesa España. Las mismas empresas más Generandes Perú SA presentaron en julio de ese mismo año notificación sobre la adquisición de acciones de Endesa Chile por parte de Enersis.

Como consecuencia de la operación Endesa España/Enersis, se incrementó la vinculación existente entre las empresas generadoras Etevensa, Pesa y la distribuidora Edelnor. Por su parte la operación Enersis/Endesa Chile ocasionó que la generadora Edegel quedara vinculada a las tres empresas antes citadas.

Con respecto a que la operación concernía empresas radicadas en el extranjero, si bien la empresa que realiza la operación en el extranjero y el accionista de la empresa eléctrica peruana responsable de la notificación, son personas jurídicas formalmente distintas, la primera tiene el control de la segunda³⁶, no cabe esa distinción formal. Por ello, la obligación de notificar debe recaer sobre aquella empresa del grupo empresarial respecto de la cual tenga jurisdicción la Comisión, es decir, el accionista de la empresa eléctrica peruana involucrada.

Por otro lado, las empresas que notificaron las operaciones han afirmado que dado que las adquisiciones se habían realizado por medio de una OPA, no es posible solicitar una autorización

³⁵ Indecopi, 1999, "Informe 011 y 012-1999: Solicitud de autorización de las operaciones de concentración generadas por la adquisición de acciones de Enersis S.A de España y por la adquisición de acciones de la Empresa Nacional de Electricidad SA de Chile por Enersis SA, presentadas por las empresas Eléctrica Cabo Blanco SA, Generandes Perú SA, Generalima SA e Inversiones Distrilima SA, en aplicación de lo dispuesto en la ley N° 26876", 26/noviembre de 1999.

³⁶ Según la Ley 26.876

previa debido a que se trata de mecanismos que se manejan a un nivel sumamente confidencial y respecto de lo cual no tienen conocimiento los accionistas de las empresas eléctricas peruanas involucradas.

La Comisión comentó que “la OPA es reconocida en el ámbito bursátil como un mecanismo para adquirir el control de empresas y que la consecuencia natural es que quienes lanzan la OPA prevean las obligaciones que la operación podría generarles en cada país en el que la OPA tenga efectos. Es práctica habitual que se condicione expresa y ampliamente el ejercicio del control de las empresas que se logre en cada país a través de la OPA, a la obtención de la autorización respectiva. Tan es así, que en la descripción de la OPA lanzada por las acciones de Enersis se dejó constancia expresa de que Endesa España era consciente de la obligación de obtener una autorización de los organismos de competencia de los países en los que la OPA tuviera efectos y, sin embargo, no estableció una condición que suspendiera los efectos de la operación hasta la obtención de dichas autorizaciones.

En consecuencia, en la medida en que las operaciones realizadas en el extranjero generan la concentración de empresas en el sector eléctrico peruano deben ser notificadas, incluso tratándose de la concentración de empresas originada en una OPA.

Como objeto del Procedimiento, la Comisión evaluó si las operaciones analizadas ocasionaron una concentración de empresas, es decir, si se modificó sustancialmente la estructura de control de las empresas eléctricas peruanas vinculadas a aquellas que fueron objeto de las adquisiciones de acciones (Edelnor y Edegel). El resultado del análisis realizado por la Comisión determinó que en abril de 1999 Endesa España obtuvo el control (influencia preponderante y continua) de Enersis e, indirectamente, también de Edelnor, por lo que la operación Endesa España/Enersis constituye una operación de concentración sujeta a la autorización previa establecida por la Ley.

Por otro lado, la Comisión de Libre Competencia concluye que fue recién con la operación Enersis/Endesa Chile, en mayo de 1999, que Endesa España logró el control de Endesa Chile y, consecuentemente, también pasó a controlar Edegel conjuntamente con Entergy Power Perú, por lo cual la operación Enersis/Endesa Chile también constituye una operación de concentración sujeta a la autorización previa establecida por la Ley N° 26876.

En la definición del mercado relevante, la Comisión determina que en un mercado de energía, éste está en un principio determinado por la extensión y la capacidad de las redes de transmisión que lo conforman. De esta forma, el ámbito geográfico relevante estaría conformado por el Sistema Interconectado Centro Norte y posteriormente, con la interconexión del Sistema Centro Norte y el Sistema Sur prevista para setiembre del año 2000, por toda la extensión territorial de ambos sistemas. En el caso de los clientes libres insertos en la zona de concesión de las empresas de distribución, el ámbito geográfico correspondería exactamente a dicha zona de concesión.

Otro punto en cuestión marcadamente señalado a fin de definir el mercado relevante ha sido la conformación del operador del sistema, en el caso del Perú, el COES, Comités de Operación Económica del Sistema.

Un primer punto con relación a los efectos es que como producto de la concentración, el Grupo Endesa concentraría 3 votos de un total de 9 en el Directorio y de 11 en los Comités Técnicos del COES-SICN.

Con relación a la concentración en el mercado, el índice Herfindahl–Hirschman en el caso de las ventas de generador a distribuidor fue de 3585 en el año 1998. Como producto de la operación dicho índice ascendería a 4003, lo que significa un incremento de 418 puntos.

Por otro lado, con la operación, se estaría integrando verticalmente el distribuidor de mayor demanda (Edelnor) con el segundo proveedor más importante de energía a las distribuidoras después de Electroperú (Edegel, Eepsa y Etevensa con 36%).

Con relación a las ventas de empresas de generación a Grandes Clientes Libres, Edegel representó un 12% del total de energía vendida, mientras que Eepsa representó un 2%. Considerando la interconexión de los sistemas Centro Norte y Sur, el índice de concentración en este segmento del mercado sería de 1753 sin concentración y de 1772 con concentración, lo que significaría una variación de 19 puntos.

Finalmente, con relación al mercado minorista, la comisión evaluó que “es claro que la empresa distribuidora tiene el monopolio de los clientes libres situados en su zona de concesión, por lo que su participación en dicho mercado ascendería al 100%.”

La primer conclusión arribada está relacionada con los efectos de la concentración en el funcionamiento del COES, la Comisión evaluó que “siendo que las decisiones al interior del COES se adoptan por mayoría y que el Grupo Endesa España pasaría a tener 3 votos de un total de 9, y al no existir otros bloques en el COES con igual número de votos, el Grupo Endesa estaría en capacidad de afectar a su favor las decisiones que se adopten en el COES.” Por lo tanto, “la Comisión cree conveniente limitar el número de votos de Grupo Endesa en el Directorio y los Comités Técnicos del COES al número de votos que tenía antes de la operación.”

La segunda conclusión se refiere a los Efectos de la Operación sobre las Ventas de Generadores a Distribuidores. La comisión evaluó que “El principal efecto sobre la competencia entre generadores, resultante de la posibilidad que Edelnor oriente sus compras hacia sus generadores vinculados, sería que el resto de generadores vería limitada su posibilidad de firmar contratos de largo plazo con Edelnor, empresa que constituye la principal demandante de energía a los generadores del Sistema Interconectado Centro Norte. Tal como lo han señalado las propias empresas que notificaron la operación, los contratos con distribuidores permiten a las generadoras reducir el riesgo por exposición al COES.”

Con relación a la posibilidad que Edelnor oriente sus compras hacia generadores vinculados, la Comisión opinó que dicha conducta podría carecer de sentido económico para el Grupo Endesa puesto que se trataría de una simple transferencia de ingresos desde la unidad de distribución (Edelnor) hacia las unidades generadoras (Edegel, Eepsa o Edegel), no representado por ello un ingreso adicional para el grupo.

Sin embargo, la Comisión evaluó que “a fin de garantizar la transparencia en el proceso de adquisición de energía por parte de Edelnor, dicha empresa debe comprometerse a licitar de forma pública, sin discriminación de ninguna clase, sus requerimientos de energía y potencia entre todos los generadores existentes en el sistema eléctrico nacional, según se vayan venciendo los contratos que mantiene vigentes con generadores. A su vez, el procedimiento y resultados de la licitación deberán ser de dominio público.”

Finalmente, la tercer conclusión se refiere a las ventas del distribuidor al cliente libre. La Comisión determinó que en “el mercado minorista, la competencia por los clientes libres insertos

en las zonas de concesión es limitada. Dichos clientes son abastecidos de forma exclusiva por empresas de Edelnor, con la que mantienen contratos de largo plazo.

Con relación a la posibilidad que Edelnor favorezca en el acceso a su zona de concesión a sus generadores vinculados en desmedro del resto de generadores, es opinión de la Comisión que dicha conducta carecería de sentido económico para el Grupo Endesa puesto que se trataría de una simple transferencia de ingresos desde la unidad de distribución (Edelnor) hacia las unidades generadoras (Edegel, Eepsa o Edegel), no representando por ello un ingreso adicional para el grupo.

Aun cuando los clientes libres insertos en la zona de concesión de Edelnor no pueden abastecerse de otros proveedores, es claro que las condiciones poco competitivas de este mercado son previas a la operación de concentración, y por ello, en opinión de esta Comisión, que la concentración no tendría por efecto limitar aún más las posibilidades de abastecimiento de dichos clientes. Por consiguiente, la Comisión determinó que “no se establecerá ningún condicionamiento a la operación de concentración para este mercado.”

Argentina

4.1.2 The AES Corporation y Gener S.A.³⁷

Inversiones Cachagua Ltda., una sociedad subsidiaria de The AES Corporation, efectuó una oferta para comprar hasta aproximadamente el 75% del capital accionario de Gener S.A., mediante un sistema de adquisición de acciones en remate que se llevó a cabo en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile.

Complementariamente con dicha oferta en Chile, Mercury Cayman Co. III. Ltd., otra sociedad subsidiaria de The AES Corporation, efectuó una oferta pública de adquisición en los Estados Unidos de América, a fin de adquirir ADRs de Gener S.A. representativas de aproximadamente el 17,9% del capital social de esta sociedad a cambio de acciones de The AES Corporation en ese país.

Como consecuencia de lo descripto The AES Corporation resultó titular de las acciones representativas del 95,67% del capital social de Gener S.A., al adquirir finalmente, en forma indirecta, el 61,11% del capital social de Gener S.A. y canjear la totalidad de los ADRs de Gener S.A. representativos del 34,56% de su capital social por acciones de The AES Corporation.

A su vez, Total Gas and Power Ventures S.A. y Gener S.A. celebraron un acuerdo de compra venta, el cual le otorga a la primera el derecho de adquirir, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones, todos o algunos de los activos que posee Gener S.A. en Argentina.

Debido a que Gener S.A. posee activos (participaciones accionarias) en la República Argentina, se efectuó la notificación mencionada al Tribunal de Defensa de la Competencia conforme al artículo 3° de la Ley N° 25.156. Artículo 3° que define que “Quedan sometidas a las disposiciones de esta ley todas las personas físicas o jurídicas públicas o privadas, con o sin fines de lucro que realicen actividades económicas en todo o en parte del territorio nacional, y las que realicen actividades económicas fuera del país, en la medida en que sus actos, actividades o acuerdos puedan producir efectos en el mercado nacional.”

³⁷ Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, Expte. N° 064-018384/00 (Conc. N° 244)

Por otro lado, en su artículo 6, la ley de Defensa de la Competencia declara que "...se entiende por concentración económica la toma de control de una o varias empresas, a través de realización de los siguientes actos: (...) La adquisición de la propiedad o cualquier derecho sobre acciones o participaciones de capital o títulos de deuda que den cualquier tipo de derecho a ser convertidos en acciones o participaciones de capital o a tener cualquier tipo de influencia en las decisiones de la persona que los emita cuando tal adquisición otorgue al adquirente el control de, o la influencia sustancial sobre misma."

El tribunal de Defensa de la Competencia establece que en la presente operación de concentración económica, las relaciones económicas entre las empresas involucradas son de naturaleza horizontal y vertical. Las horizontales se deben a las actividades desarrolladas por las empresas involucradas en lo referente a la provisión de potencia y la generación de energía eléctrica, denominado Mercado Eléctrico Mayorista (en adelante, MEM), que administra la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (en adelante, Cammesa), mientras que las verticales se originan en que AES también participa en el sector de distribución y comercialización de energía

El análisis realizado por el tribunal sobre la concentración horizontal tanto en generación como en potencia instalada, arroja los correspondientes valores del índice de HHI antes y después de producida la operación. El HHI generación pasa de ser antes de la operación de 1448 a ser después de la misma de 1630. Por otro lado, el HHI de la potencia instalada pasa de 1299 a 1616.

El tribunal concluye que "se sigue la clasificación propuesta por las Horizontal Merger Guidelines de los Estados Unidos, estos mercados son "moderadamente concentrados". Dado el aumento de 182 puntos de HHI en el mercado de compra-venta de energía, y de 317 en potencia, la adquisición se podría catalogar como de "alto riesgo". Se destaca que los umbrales que fijan las Horizontal Merger Guidelines no son estrictos, simplemente indicativos."

Como complemento al análisis mediante índices de concentración, AES Corporation presentó a la Comisión un informe elaborado por la consultora PA Consulting Group, titulado "Análisis cuantitativo del control potencial de mercado de sus activos de generación", en el cual mediante la utilización de un modelo denominado DOSE, se realizó un ejercicio de simulación en el cual se evalúa la posibilidad de ejercicio de poder de mercado por parte de las centrales generadoras de la mencionada empresa. El análisis se basó en diferentes políticas que podría adoptar AES Corporation para aumentar los precios de mercado y sus ganancias. Dichas políticas comprenden cinco escenarios distintos³⁸, que son comparados contra un caso base, en el cual dichas políticas están ausentes.

La conclusión del informe de PA Consulting Group es que "ninguno de los casos y escenarios analizados implica un incentivo razonable para que The AES Corporation intente beneficiarse de su participación de mercado".

Se decidió peticionar un análisis de simulación a CAMMESA, que CAMMESA realizó una simulación con en el programa de despacho hidrotérmico MARGO, programa con el que se elabora la Programación Estacional y se determina el Precio Estacional de la energía para los

³⁸ Estos comprendían sobre declaración de costos variables de unidades térmicas, disminución de la generación hidroeléctrica en invierno y su consecuente incremento en verano, sub-declaración de costos variables de unidades térmicas, incremento de la generación hidroeléctrica en invierno y su consecuente disminución en verano e indisponibilidad de unidades.

Distribuidores. La metodología empleada consistió en reducir discrecionalmente la disponibilidad de generación térmica en las semanas y situaciones hidrológicas que permitan que el grupo AES incremente su beneficio global. Esta reducción de disponibilidad se efectuó en forma automática mediante la incorporación de una rutina en el programa de despacho utilizado para el cálculo. La simulación se efectuó

La simulación comprendió el período entre los meses de junio a diciembre de 2001 y el año 2002 completo. El año 2002 presenta, con respecto al 2001, la incorporación de 1.000 MW adicionales de exportación a Brasil y la incorporación a plena disponibilidad del Ciclo Combinado perteneciente a AES Paraná.

Si bien no se simuló comportamiento estratégico, ya que no se consideró la reacción de los competidores, cabe destacar que los demás generadores que venían siendo despachados antes de la declaración de indisponibilidad se verían beneficiados, por cuanto seguirían despachando a un precio más alto (incremento de margen unitario sin reducción de la cantidad despachada). Los principales resultados de la simulación se presentan en la Tabla 1

Tabla I: Resumen de los resultados de la simulación

Item	2001	2002
Relación entre la cantidad de veces en las cuales la decisión de indisponer máquinas incrementa el beneficio de AES y el total de situaciones evaluadas	26%	43%
Incremento global del beneficio de AES si decide indisponer máquinas en las semanas en las que esta acción le reporta un beneficio	2%	23%
Incremento del precio medio de Mercado si AES decide indisponer máquinas en las semanas en las que esta acción le reporta un beneficio.	4%	17%
Incremento del precio medio en la zona norte, si AES decide indisponer máquinas en las semanas en las que esta acción le reporta un beneficio.	4%	19%

Cammesa explica que el incremento de beneficio surge de evaluar las semanas en las que el grupo podría aumentar sus ingresos, calculado a partir de las diferencias en los ingresos para todas las máquinas pertenecientes al grupo AES fruto de comparar los despachos bases de referencia realizados para todas las semanas y crónicas indicadas en el párrafo anterior con respecto a las simulaciones realizadas de reducción de la disponibilidad de generación térmica del grupo AES para las mismas situaciones. Esos incrementos de beneficios resultan del 2% para el año 2001 y del 23% para el año 2002.

Asimismo Cammesa manifiesta que el modelado del Sistema Eléctrico contemplado para estas simulaciones permite detectar posibles situaciones del sistema de transporte al alcanzarse la capacidad máxima de los mismos. Estas saturaciones, provocan una alteración del despacho económico en la zona que se encuentra desvinculada, lo que motiva el despacho en el área de grupos térmicos de mayor costo, con el consiguiente incremento del precio de la misma con respecto a los precios del Mercado. Esto se refleja en el incremento del precio medio de la zona

norte, si AES decide indisponer máquinas en las semanas en la que esta acción le reporta un beneficio resultando un incremento del 4% para el 2001 y del 19% para el año 2002.

Una primera cuestión a resolver por el Tribunal ha sido la valoración del informe presentado por The AES Corporation y del informe presentado por Cammesa. En ese sentido, el Tribunal señala que “Cammesa, además de ser el Organismo Encargado del Despacho en el MEM, tiene una composición en la cual se encuentran representados todos los actores del mercado eléctrico (...). Por ende la opinión de esta empresa merece la más alta confiabilidad a la hora de tomar una posición, lo cual ha sido ratificado por las diversas audiencias testimoniales que ha realizado esta Comisión.”³⁹

Dado que la operación trae consecuencias en la etapa regulada de distribución, el Tribunal pide la opinión al Ente Regulador de la Electricidad (ENRE)⁴⁰ El ENRE manifiesta que “las simulaciones de Cammesa alertan acerca de que la posesión por parte de AES de una porción mayor del mercado le permitiría realizar prácticas anticompetitivas”. A su vez, el Ente también manifiesta que “en tanto que el ejercicio de la opción por parte de TOTAL sobre todos los activos de Gener en la Argentina restablecería la situación anterior, que del punto de vista de la concentración no mereció objeciones, si finalmente ello no se produjese, el caso debería ser reconducido a fin de asegurar que AES se desprenda de parte de sus activos de generación”

A partir de estos análisis, La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia determinó subordinar la autorización de la operación de concentración económica notificada al cumplimiento de la siguiente condición: Que las adquirentes Mercury Cayman Co. III. Ltd. e Inversiones Cachagua Ltda., subsidiarias de The AES Corporation, procedan a la venta a terceros, no controlados ni vinculados a éstas, de las participaciones accionarias que Gener S.A. posee directa o indirectamente en las empresas de sus dos principales centrales de generación (Hidroeléctrica Piedra del Aguila y Central Puerto), dentro del plazo de nueve (9) meses computados a partir de la fecha del dictado de la Resolución correspondiente y establecer que en caso de que se concrete la operación de compra de las participaciones accionarias referidas por parte de Total Austral S.A. – Sucursal Argentina, se tendrá por cumplida la subordinación.

5. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Este trabajo se ha focalizado en el análisis de los casos más relevantes de defensa de la competencia en el sector eléctrico en Europa, Estados Unidos y América Latina.

Se puede observar gran similitud entre el procedimiento europeo y el estadounidense. Dos diferencias sustanciales, no obstante, se citan a continuación.

Primero, la regulación europea no admite la posibilidad de una defensa basada en el “progreso técnico y económico” que presumiblemente podrá ser generado por un proceso de concentración. Si bien estos efectos serán contemplados por la Comisión, no serán un argumento

³⁹ El modelo MARGO utilizado por CAMMESA resulta ser el modelo de simulación homologado.

⁴⁰ haciendo referencia al artículo 16 de la ley 24156 que define que “Cuando la concentración económica involucre a empresas o personas cuya actividad económica esté reglada por el Estado nacional a través de un organismo de control regulador, el Tribunal Nacional de Defensa de Competencia, previo al dictado de su resolución, deberá requerir a dicho ente estatal un informe opinión fundada sobre la propuesta de concentración económica en cuanto al impacto sobre la competencia en el mercado respectivo o sobre el cumplimiento del marco regulatorio respectivo (...)”

que justifique la creación de una posición dominante. En este sentido, la Comisión ha argumentado que en un mercado no competitivo se podrá generar progreso técnico, pero no “progreso económico”, pues el único “progreso económico” estará confinado a que la compañía monopólica obtenga mayores rentas (monopólicas).

Segundo, la regulación europea propende a promover el bienestar del consumidor, no la suma total de excedentes (productor más consumidor) como la americana.

Como resumen de algunos de los resultados salientes de los casos de Estados Unidos, se observa que si bien los resultados del primer screening (HMG) son de suma importancia no resultan definitivos para la decisión de la comisión. En el caso Commonwealth Edison y PECO Energy los solicitantes mostraron cambios de HHI superiores a 100 (en un mercado altamente concentrado), pero sin embargo la Comisión aprobó la fusión porque no encontró ninguna estrategia factible para que las empresas ejerciten efectivamente su poder de mercado. Por el contrario en el caso Enova Corp. y Pacific Enterprises, se observan medidas de concentración que caen dentro de los límites establecidos por las HMG y sin embargo la Comisión decide seguir adelante con la investigación y finalmente solicitarle a las empresas que propongan medidas de mitigación debido a los efectos adversos provenientes la integración vertical hacia la provisión de gas.

Los casos pueden ser clasificados de acuerdo a la actividad principal de las empresas involucradas. De esta manera, hay fusiones intra-industria cuando ambas empresas pertenecen al sector eléctrico e inter-industria o de convergencia cuando alguna de las empresas participa en el mercado de gas.

También es bastante común que se produzcan acuerdos privados para que se retiren oposiciones al caso, en este sentido hay que tener en cuenta que las ventajas obtenidas por empresas u organizaciones que presentan oposición a los casos podrían ser mayores que las correspondientes a las que no lo hacen. Una empresa que no presentó una oposición en el tiempo establecido por los procedimientos argumenta explícitamente esto para justificar su presentación extemporánea.

En los casos de Europa se observa un alto grado de sofisticación en el análisis, especialmente en los casos nacionales de España y Reino Unido. Estos dos últimos países ofrecen una serie de lecciones posibles de aplicar al caso argentino dada la similitud en la regulación de los sistemas eléctricos.

Por un lado, el caso de la DGES, British Energy y AES sirve como ejemplo del tratamiento cláusulas antitrust en las licencias de generación conjuntamente con la implementación de un sistema de subasta de precios y cantidades del lado de la demanda y la oferta. En este extenso caso la autoridad de defensa de la competencia determinó que no era necesario imponer esas cláusulas.

El caso de Iberdrola y Endesa en España es muy ilustrativo en varios aspectos. Uno de ellos tiene que ver con los efectos anticompetitivos que tendría la función sobre la actividad de comercialización de energía.

En América Latina, se tomaron dos casos: uno en Perú y otro en Argentina. El de Perú muestra que dado que la adquisición en el mercado internacional de empresas puede afectar la concentración al nivel local, la agencia de competencia cumple un rol muy importante en el control de dicho tipo de toma de control.

El caso argentino analizado no solo envuelve a una empresa como AES, que también fue parte en casos de antitrust tanto en Gran Bretaña y Estados Unidos, sino también incorpora lecciones y experiencias de los casos de diversos países analizados a lo largo de este trabajo.

La reciente aplicación de la ley de Defensa de la Competencia ha brindado al Tribunal de Defensa de la Competencia la posibilidad de decisión en mercados regulados como el eléctrico. A diferencia de otros mercados, las características del producto relevante: su no almacenabilidad y su inelasticidad en el corto plazo, requieren de un análisis diferenciado a otros mercados en el estudio de antitrust.

La simulación de poder de mercado mediante métodos computados como el analizado en el caso AES-Gener es una tendencia que se observa crecientemente en la experiencia internacional. Sin embargo, como se ha observado, diferentes modelos pueden conducir a resultados opuestos.

A diferencia de los índices de concentración donde el resultado es fácilmente verificable, los modelos computacionales dependen crucialmente de su programación y calibración. La decisión del Tribunal de homologar el modelo de la compañía encargada de despacho puntualiza la necesidad de unificar el criterio de decisión sin la intervención de los directos interesados en la fusión.

Por último, más allá de las diferencias en las regulaciones y la conformación de los mercados de los distintos sistemas analizados se observa una gran similitud en los análisis de los casos llevados a cabo por las agencias de competencia intervinientes. Asimismo, los remedios propuestos por las autoridades o los mismos solicitantes, cuando las fusiones o adquisiciones afectaban el interés público también muestran gran parecido en todas las regiones.

REFERENCIAS

- Binz, R. y M. Frankena, 1998, "Addressing Market Power. The Next Step in Electric Restructuring", Policy Paper, Competition Policy Institute.
- Binz, R., T. Feiler y M. McFadden, 1997, "Navigating a Course to Competition: A Consumer Perspective on Electric Restructuring", Policy Paper, Competition Policy Institute.
- Borenstein, S., J. Bushnell y C. Knittel, 1999, "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures", Program on Workable Energy regulation, Working Paper PWP-059r.
- Chisari, O, N. Balzaroti, C. Romero, 2000, "Informe sobre la integración de empresas en el mercado de generación eléctrica", mimeo.
- FERC, 1996, "Policy Statement Establishing Factors the Commission Will Consider in Evaluating Whether a Proposed Merger is Consistent with the Public Interest", Order NO. 592, December.
- Hay, D. y D. Morris, 1991, *Industrial Economics and Organization, Theory and Evidence*, (New York: Oxford University Press)
- Hunt, S. y Shuttleworth G. (1996) – "Competition and choice in electricity" (John Wiley & Sons Ltd.)
- Joskow, P., 1995, "Horizontal Market Power in Wholesale Power Markets", MIT, Working Paper.
- M. Klein (1996): *Competition in Network Industries* (World Bank Working Papers)
- M. Frankena y B. Owen (1994): *Electric Utility Mergers* (Praeger Publishers)

National Consumer Council (1997):Electricity Takeovers, The implication for consumers.

Overbury, C: “First experiences of European merger control”, European Law Review Competition Law Checklist 1990, 1991

U.S. Department of Justice and Federal Trade Commission (1997): “Horizontal Merger Guidelines”, www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/horiz_book, Revised: April 8, 1997.

Viscusi, W., J. Vernon y J. Harrington (1995): *Economics of Regulation and Antitrust* (Cambridge, MA: MIT press)

Serie Textos de Discusión CEER

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista. Un listado comprehensivo de la Serie textos de Discusión CEER puede hallarse en nuestro web site.

STD 1. Laffont, Jean Jacques: Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación (marzo 1999)

STD 2. Stiglitz, Joseph: The Financial System, Bussiness Cycle and Growth (marzo 1999)

STD 3. Chisari, Omar y Antonio Estache: The Needs of the Poor in Infraestructure Privatization: The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina (marzo 1999)

STD 4. Estache, Antonio y Martín Rossi: Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia y Región del Pacífico (abril 1999)

STD 5. Romero, Carlos : Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico (junio 1999)

STD 6. Mateos, Federico: Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 (julio 1999).

STD 7. Ferro, Gustavo: Indicadores de eficiencia en agua y saneamiento a partir de costos medios e indicadores de productividad parcial (julio 1999)

STD 8. Balzarotti, Nora: La política de competencia internacional (septiembre 1999)

STD 9. Ferro, Gustavo: La experiencia de Inglaterra y Gales en micromedición de agua potable (septiembre 1999)

STD 10. Balzarotti, Nora: Antitrust en el mercado de gas natural (octubre 1999)

STD 11. Ferro, Gustavo: Evolución del cuadro tarifario de Aguas Argentinas: el financiamiento de las expansiones en Buenos Aires (octubre 1999)

STD 12. Mateos, Federico, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi: Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas (noviembre 1999)

STD 13. Ferro, Gustavo: Lecciones del Seminario Proyección de Demanda de Consumo de Agua Potable (noviembre 1999)

STD 14: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Medidas de eficiencia y regulación: una ilustración del sector de distribuidoras de gas en la Argentina (diciembre 1999)

STD 15: Rodríguez Pardina, Martín, Martín Rossi y Christian Ruzzier: Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana (diciembre 1999)

STD 16: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Cambio tecnológico y catching up: el sector de distribución de energía eléctrica en América del Sur (marzo 2000)

STD 17: Ferro, Gustavo: El servicio de agua y saneamiento en Buenos Aires: privatización y regulación (abril 2000).

STD 18: Celani, Marcelo: Reformas en la industria de las telecomunicaciones en Argentina (junio 2000).

STD 19: Romero, Carlos: La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales (junio 2000).

STD 20: Rossi, Martín: Midiendo el valor social de la calidad de los servicios públicos: el agua.

STD 21: Rodríguez Pardina, Martín: La concesión de Aguas Argentinas. (Noviembre 2000).

STD 22: Rossi, Martín e Iván Canay: Análisis de eficiencia aplicado a la regulación ¿Es importante la Distribución Elegida para el Término de Ineficiencia? (Noviembre 2000)

STD 23: Ferro, Gustavo: Los instrumentos legales de la renegociación del contrato de Aguas Argentinas (1997-99) (Diciembre 2000).

STD 24: Briggs, María Cristina y Diego Petrecola: Problemas de competencia en la asignación de la capacidad de los aeropuertos. El Caso Argentino (Marzo 2001).

STD 25: Ferro, Gustavo: Riesgo político y riesgo regulatorio: problemas en la concesión de sectores de infraestructura (Marzo 2001).

STD 26: Ferro, Gustavo: Aguas del Aconquija: revisión de una experiencia fallida de privatización (abril 2001).

STD 27: Ferro, Gustavo y Marcelo Celani: Servicio universal en telecomunicaciones: concepto y alcance en Argentina (Junio 2001).

STD 28: Bondorevsky, Diego: Concentración horizontal en el sector de distribución eléctrica en Argentina. (Julio 2001).

STD 29: Bondorevsky, Diego y Diego Petrecola: Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: Problemas de defensa de la competencia (Julio 2001).

STD 30: Ferro, Gustavo: Participación del Sector Privado y Regulación en Agua y Saneamiento en Argentina: Casos Seleccionados (julio 2001).

STD 31: Ferro, Gustavo: Desempeño reseñado de la concesión de agua y saneamiento metropolitana durante 1993-2001 (julio 2001).

STD 32: Bondorevsky Diego y Diego Petrecola: Concesiones de agua y saneamiento en Argentina: Impacto en los sectores pobres (julio 2001).

STD 34: Romero, Carlos: Servicio universal en el proceso de privatización de las empresas de telecomunicaciones y agua potable y alcantarillado en el Paraguay (septiembre 2001).

STD 35: Bondorevsky, Diego y Romero Carlos: Fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico: Experiencia internacional en el análisis de casos (diciembre 2001)

CEER Working Paper Series

To order any of these papers, or all of these, see instructions at the end of the list. A complete list of CEER Working Papers is displayed here and in our web site.

WPS 1. Laffont, Jean Jacques: Translating Principles Into Practice in Regulation Theory (March 1999)

WPS 2. Stiglitz, Joseph: Promoting Competition in Telecommunications (March 1999)

WPS 3. Chisari, Omar, Antonio Estache, y Carlos Romero: Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model (March 1999)

WPS 4. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Efficiency Measures and Regulation: An Illustration of the Gas Distribution Sector in Argentina (April 1999)

WPS 5. Rodriguez Pardina, Martín Rossi and Christian Ruzzier: Consistency Conditions: Efficiency Measures for the Electricity Distribution Sector in South America (June 1999)

WPS 6. Gordon Mackerron: Current Developments and Problems of Electricity Regulation in the European Union and the United Kingdom (November 1999)

WPS 7. Martín Rossi: Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatisation in the Gas Distribution Sector in Argentina (March 2000)

WPS 8. Omar Chisari, Martín Rodriguez Pardina and Martín Rossi: The Cost of Capital in Regulated Firms: The Argentine Experience (May 2000)

WPS 9. Omar Chisari, Pedro Dal-Bó and Carlos Romero: High Tension Electricity Network Expansions in Argentina: Decision Mechanisms and Willingness-to-Pay Revelation (May 2000).

WPS 10. Daniel A. Benitez, Antonio Estache, D. Mark Kennet, And Christian A. Ruzzier. Potential Role of Economic Cost Models in the Regulation of Telecommunications in Developing Countries (August 2000).

WPS 11. Martín Rodríguez Pardina and Martín Rossi. Technical Change and Catching-up: The Electricity Distribution Sector in South America (November 2000).

WPS 12. Martín Rossi and Iván Canay. Measuring Inefficiency in Public Utilities: Does the Distribution Matter? (April, 2001).

WPS 13. Quesada, Lucía. Network Competition and Network Regulation (July, 2001).

WPS 14. Rossi, Martín and Christian Ruzzier: Reducing the Asymmetry of Information Through the Comparison of the Relative Efficiency of Several Regional Monopolies (July 2001).

WPS 15. Ferro, Gustavo: Political Risk and Regulatory Risk: Issues in Emerging Markets Infrastructure Concessions (August, 2001).



Centro de Estudios Económicos de la Regulación

Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda), que se publiquen durante 2001:

- a) Working Papers Series (...) impreso (...) e-mail, formato pdf
- b) Serie de Textos de Discusión (...) impreso (...) e-mail, formato pdf

Mi nombre es:.....

Ocupación:.....

Domicilio:.....

.....

.....

Firma

Tenga a bien enviar esta solicitud por correo a:

SECRETARIA CEER

Lima 717, 1° piso

C1053AAO Buenos Aires - Argentina

Por fax, al 54-11-43797588

E-mail: ceer@uade.edu.ar