

ANÁLISIS DE MONITOREO DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE PERÚ

Informe Final*

Diego Petrecolla, Carlos A. Romero, Aileen Agüero y Alexis Pirchio

Agosto de 2010

* Informe final correspondiente a la contratación de servicios de consultoría: Adjudicación de Menor Cuantía
Nº 0182-2009 - OSINERGMIN

Contenido

Resumen Ejecutivo	5
1 Introducción.....	12
2 Organización industrial del sector eléctrico y defensa de la competencia	14
2.1 Organización industrial del sector.....	14
2.2 Defensa de la competencia en el sector eléctrico.....	18
2.2.1 La definición del poder de mercado en el sector eléctrico	19
2.2.2 Condiciones que facilitan el ejercicio de poder de mercado.....	21
2.2.3 Tipificación de las estrategias de ejercicio de poder de mercado en generación	23
3 Situación de la industria eléctrica en Perú.....	28
3.1 Aspectos generales en el Periodo previo a la reforma	28
3.2 Aspectos generales de la organización del Sistema Eléctrico Peruano luego de la Reforma	29
3.2.1 Diseño del mercado mayorista.....	29
3.2.2 Funciones del COES	30
3.2.3 Mecanismos de determinación de tarifas	32
3.2.4 Participación privada en el sector	33
3.2.5 Inversiones	34
3.2.6 Clientes en el sector	35
3.2.7 Ventas de energía	36
3.2.8 Producción de energía eléctrica	37
3.2.9 Evolución de la capacidad instalada y tipos de plantas.....	38
3.2.10 Contratos de Clientes Libres.....	39
3.2.11 Contratos regulados	40
3.3 Marco legal y regulación aplicable	42
3.3.1 Ley de concesiones Eléctricas (LCE): Decreto Ley N° 25844	44
3.3.2 Ley N° 25.868. Ley de Defensa de la Competencia	45
3.3.3 Ley N° 26.734. Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía – OSINERG	47
3.3.4 Ley N° 26.876. Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico	47
3.3.5 Ley N° 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica	48
3.3.6 Decreto Supremo N°001-2008-EM.....	51
3.3.7 Ley N° 29.179. Ley para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado	52
3.3.8 Decreto Legislativo N° 1002	52
3.3.9 Decreto Legislativo N° 1041	52
4 Monitoreo de condiciones de competencia en el mercado eléctrico.....	54
4.1 Indicadores y análisis para la detección del poder de mercado.....	55
4.1.1 Análisis e Indicadores Estructurales	56
4.1.2 Análisis e Indicadores de Conducta.....	61
4.2 Revisión de las experiencias internacionales de monitoreo de condiciones de competencia	62
4.2.1 Estados Unidos.....	62
4.2.2 Canadá (Sistema de Ontario).....	65
4.2.3 Australia	67
4.2.4 América Latina.....	68
4.2.5 Balance de la experiencia del monitoreo de los mercados eléctricos.....	68
4.3 Antecedentes de monitoreo en el análisis de operaciones de concentración	69
5 Identificación y análisis de los mercados relevantes	75
5.1 Mercado de Generación de energía eléctrica (mayorista).....	78

5.1.1	Análisis de participación de mercado.....	78
5.1.2	Concentración de la generación mayorista, medida en términos de capacidad instalada	80
5.1.3	Concentración de la generación mayorista, medida en términos de inyecciones anuales	81
5.1.4	Concentración en la generación mayorista, con respecto al tipo de demanda	82
5.1.5	Mercado de generación mayorista: análisis por demanda y hora	85
5.1.6	Análisis pivotal de las plantas de generación	90
5.1.7	Análisis de la oferta residual de generación.....	92
5.2	Mercado de Comercialización: Ventas a Clientes Libres	95
5.3	Evaluación de las condiciones competitivas del mercado mayorista de generación	98
5.3.1	Costos marginales del SEIN	99
5.3.2	Comparación del equilibrio en el SEIN con el equilibrio competitivo	100
5.3.3	Estimación del Índice de Lerner	112
6	Componentes básicos para el monitoreo de mercado	116
6.1	Lineamientos para un esquema de monitoreo	116
6.1.1	Necesidad de un proceso de monitoreo de mercado prospectivo	118
6.1.2	Necesidad de apoyo de la autoridad regulatoria relevante	119
6.1.3	Necesidad de indicadores sobre el desempeño del mercado.....	120
6.1.4	Necesidad de hacer pública la información	121
6.1.5	Necesidad de independencia del proceso de supervisión.....	122
6.2	Lineamientos para un esquema de monitoreo en el sistema eléctrico peruano	123
7	Conclusiones	127
8	Referencias	129
	ANEXO A: Capacidad y producción asignados por grupos de control	135
	ANEXO B: Análisis de operaciones de concentración	140

Tablas

Tabla 1: Funciones del COES	31
Tabla 2: Precio medio de energía eléctrica (ctvo. US\$ / kW.h) Por tipo de mercado y empresa	33
Tabla 3: Cronología del proceso de privatización.....	34
Tabla 4: Número de clientes a nivel nacional.....	35
Tabla 5: Ventas de energía eléctrica (GW.h)	37
Tabla 6: Producción de energía eléctrica (GWh)	37
Tabla 7: Potencia efectiva y tecnología utilizada para producir, período 2004-2009	38
Tabla 8. Grado de concentración de las compras en el mercado regulado	41
Tabla 9. Relaciones verticales entre Generadores y Distribuidores (Mw), 2009.....	41
Tabla 10: Análisis de operaciones de concentración a nivel internacional. Casos seleccionados.....	71
Tabla 11: Análisis de operaciones de concentración en el Sector Eléctrico Peruano.....	72
Tabla 12: Participación de mercado en potencia efectiva y capacidad disponible por grupo económico.....	79
Tabla 13: Capacidad de generación de electricidad. Participaciones de mercado (%) y HHI.	80
Tabla 14: Producción anual de electricidad. Participaciones de mercado (%) y HHI.....	81
Tabla 15: Producción térmica anual de electricidad. Participaciones de mercado (%) y HHI.	82
Tabla 16: Participaciones promedio 2006-2009 de acuerdo al tipo de demanda	83
Tabla 17: Participaciones promedio 2006-2009 de acuerdo al día de la semana	84
Tabla 18: Participaciones promedio 2006-2009, de acuerdo al día de la semana y tipo de demanda.....	84
Tabla 19: Índice HHI horario promedio en el periodo 2006-2009.....	88
Tabla 20: Grupo de control con plantas pivotaes.....	91
Tabla 21: RSI por grupo de control, 2006.....	92
Tabla 22: RSI por grupo de control, 2007.....	93
Tabla 23: RSI por grupo de control, 2008.....	93
Tabla 24: RSI por grupo de control, 2009.....	93
Tabla 25: Participación de mercado en cantidades y control en el mercado de clientes libres (%).....	96
Tabla 26: Participación de mercado en facturación y control en el mercado de clientes libres (%).....	97
Tabla 27: Índice de Lerner. Distribución de frecuencias 1º simulación.....	114
Tabla 28: Índice de Lerner. Distribución de frecuencias 2º simulación.....	114
Tabla 29. Índice de Lerner. Distribución de frecuencias 3º simulación.....	114
Tabla 30. Índice de Lerner. Distribución de frecuencias 4º simulación.....	115
Tabla 31. Índice de Lerner, distribución de frecuencias 5º simulación	115

Resumen Ejecutivo

Organización industrial del sector

1. Los mercados eléctricos se organizan bajo el supuesto de que la energía eléctrica puede ser tratada como un bien cualquiera. Sin embargo existen importantes diferencias entre la electricidad y otros bienes, lo que trae consecuencias sobre la organización y las reglas de los mercados eléctricos
2. La electricidad no se puede almacenar, por lo que el tamaño del mercado tiene una dimensión temporal, haciendo que el tamaño del mercado esté dado por la demanda instantánea y no por la demanda acumulada en un lapso de tiempo. Así, la oferta y la demanda se balancean en tiempo real, a una velocidad superior que en otros mercados. La oferta debe tener amplia capacidad excedente (“márgenes de reserva”) para atender los picos horarios de demanda. Pueden surgir externalidades negativas de acuerdo al uso que cada operador haga de la red, pudiendo producirse congestión.
3. Las características difieren en cada eslabón de la provisión del servicio: generación, transmisión, distribución y comercialización. La generación es la producción de electricidad a través de la transformación de otro tipo de energía y puede desempeñarse en condiciones de competencia bajo ciertas reglas de diseño. El segmento de transmisión en alta tensión es un monopolio natural. La distribución comprende el transporte de bajo voltaje, también debido a su naturaleza de red física es un monopolio natural. La etapa de comercialización comprende principalmente la compra-venta de energía y potencia aunque también puede incluir servicios como medición, conexión y facturación, entre otros. El servicio puede rentablemente ser prestado por un número amplio de agentes económicos.
4. Una empresa tiene poder de mercado cuando es capaz de aumentar el nivel de precios por sobre el nivel competitivo y obtener beneficios extraordinarios sin resultar limitado por acciones de otros competidores, capaces de vender el producto a un menor precio.
5. Los mercados concentrados son más susceptibles de registrar ejercicio de poder de mercado
6. El ejercicio de poder de mercado no es uniforme a través del tiempo. Por el contrario, se ha mostrado que los mercados eléctricos pueden ser muy competitivos en determinadas horas y sufrir el ejercicio de poder de mercado en otras. Usualmente el poder de mercado se ejerce en las horas de mayor demanda, las que coinciden con los períodos en que las restricciones de capacidad se alcanzan más fácilmente.
7. Otro elemento a considerar es la distinción entre poder de mercado horizontal y vertical. El poder de mercado horizontal se produce en y afecta a una sola etapa de la provisión de electricidad y generalmente se asocia al control de una importante cuota del mercado correctamente definido. En cambio, el poder de mercado de naturaleza vertical sólo puede ser ejercido por una misma compañía o varias compañías societariamente vinculadas que se operan en diferentes etapas de la cadena de producción. En el caso del sector eléctrico esta cuestión se encuentra relacionada con el control de facilidades esenciales.
8. Tipificación de estrategias típicas de poder de mercado. (a) Indisponibilidad física de capacidad: Se define como la reducción deliberada de la producción que es ofertada en el mercado cuando esa producción podría ser vendida a precios mayores al costo marginal. Los mecanismos pueden ser, entre otros, no ofertar o declarar la indisponibilidad de las unidades. (b) Retiro económico o financiero de capacidad: se denomina retiro económico o financiero de capacidad a la conducta consistente en ofertar precios más altos que la oferta competitiva, de forma tal que la unidad en cuestión no sea despachada. (c) Estrategias basadas en la transmisión: Son estrategias que involucran manejar estratégicamente la producción e inyección de energía por parte de los generadores a fin de crear o agravar la congestión de una determinada línea de transmisión, para que una zona específica o nodo quede aislado y entonces convalidar precios más altos para los

generadores locales a esa zona. (d) Bloqueo de acceso a la red de distribución: Para un nuevo distribuidor o comercializador, conectarse a la red de baja tensión de una distribuidora establecida para competir con ella en la distribución y/o en la comercialización de energía eléctrica a los consumidores finales puede ser un insumo clave (facilidad esencial) para penetrar el mercado y tener éxito.

Situación en la industria eléctrica en Perú

9. En 1972 se dicta Ley que declara de necesidad, utilidad y seguridad públicas el suministro de energía eléctrica. Hasta inicios de los 80 se registró una gran inversión en proyectos hidroeléctricos y térmicos, hasta 1982 que surge la crisis de financiamiento. El Ministerio de Energía y minas fijaba tarifas en base a costos contables. Era un problema el número excesivo de empleados, pasó de 7.954 en 1986 a 15.000 en 1990. Desde comienzos de los 90' el sector se encontraba deteriorado por la falta de inversión y tarifas que no cubrían los costos. En 1992 se inicia un proceso de reformas estructurales
10. Con respecto al mercado mayorista, se desreguló la actividad de generación, con libre entrada para cualquier inversionista. El abastecimiento del mercado mayorista se lleva a cabo de manera centralizada a través de un ente llamado COES (Comité de Operación Económica del Sistema), el cual se encarga de minimizar el costo de abastecimiento.
11. En generación, el criterio para determinar precios mayoristas es la minimización de costos de abastecimiento de operación y de inversión sobre la base de los menores costos marginales de energía y potencia. Dos tipos de cargos pueden reconocerse en las tarifas, el de potencia y el de energía. En transmisión, se consideran los costos medios eficientes (de monopolio natural), los que son pagados sobre la base de remuneraciones que generan el uso de costos marginales y un cargo complementario que cubra los costos restantes. El modelo tarifario en distribución está basado en el reconocimiento de costos medios eficientes, considerando el concepto de competencia por comparación (benchmarking).
12. Frente a la crisis de las empresas eléctricas del Estado, que no contaban con los recursos necesarios para hacer frente a las inversiones requeridas, se buscó promover nuevamente la participación privada mediante una reforma del sector. La inversión en el sector eléctrico peruano, para el período 1994-2004 ha sido de US\$ 2,561 millones. De este total, poco más del 50 por ciento se destinó a actividades de generación, 15 por ciento a transmisión y el 34 por ciento a distribución.
13. A lo largo de los últimos años, el número total de clientes se ha casi duplicado. Entre 1995 y 2008, las ventas totales de energía a nivel nacional se incrementaron en cerca a 200 por ciento. Con respecto a las tecnologías de producción, la capacidad efectiva de las plantas hidroeléctricas ha disminuido a lo largo de todo el periodo analizado, pasando de un 60.6% en 2004 a un 48.9% en el año 2009. La capacidad de las plantas térmicas alcanzó un 51.1% en 2009.
14. Con respecto a la normativa relevante, la reforma del sector se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en 1992. Con la norma se modificaba la forma como estaba organizada la industria y se establecía un nuevo marco regulatorio cuyo objetivo general era crear un sistema tarifario que fomentara la eficiencia económica. En 1997, se sanciona la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, cuyo objetivo fue establecer un procedimiento para el control de las operaciones de concentración, ya sea de tipo vertical u horizontal, para evitar que estos actos de concentración tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia a los mercados. En 2006, se sancionó la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación Eléctrica, que tenía como objetivo mejorar el marco regulatorio anterior. Dentro de sus disposiciones se encuentran la creación de licitaciones para el suministro a precio firme, determinación del mercado de corto plazo. En 2008, se sanciona el Decreto Supremo 001-08, cuyo objeto fue establecer las condiciones técnicas y comerciales en la Operación del SEIN en el caso de interrupciones del suministro de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica

Monitoreo de condiciones de competencia en el Sector Eléctrico

15. El problema que más preocupa respecto del mercado eléctrico, tanto desde el punto de vista de la competencia como de la regulación, es que la probabilidad de existencia y ejercicio de poder de mercado es mayor que en mercados de bienes convencionales. El indicador más habitual que usan las autoridades de competencia para aproximarse a la situación de un mercado relevante, esto es el Índice de Concentración de Herfindahl Hirschmann (HHI), es particularmente insuficiente para establecer las condiciones de competencia en el segmento de generación.
16. La batería de indicadores y técnicas actualmente disponibles para detectar poder de mercado en el segmento de generación puede clasificarse en tres grandes grupos: Análisis e indicadores estructurales, Análisis de indicadores de conducta y Simulaciones de mercado. Algunos de los indicadores utilizados actualmente son: índices de concentración simple, HHI, Indicador de generador Pivotal, índice de oferta residual e índice de Lerner. Todos ellos han sido calculados en este informe.
17. En términos generales, el proceso de monitoreo debe ser *forward-looking* y debe ser apoyado plenamente por el proceso regulatorio. Se necesitan medidas consistentes del desempeño del mercado y del sistema. Es necesario hacer pública la información enviada y producida por los operadores, el proceso de monitoreo debe ser independiente del operador de mercado, el monitoreo debe centrarse en prevenir el daño significativo que se puede derivar del ejercicio del poder de mercado.
18. En algunos sistemas eléctricos se han implementado esquemas específicos de monitoreo. Se describen los esquemas de monitoreo utilizados en diversos países: Estados Unidos, Australia, Canadá, etc. De los mismos se extraen lecciones que luego son volcadas en las recomendaciones. Resulta crucial el diseño del monitoreo, de acuerdo a las características propias de cada sistema. Así, en un sistema con extensa participación de la demanda y declaraciones de precios es preciso tener en funcionamiento un sistema que analice las transacciones en tiempo real que permite realizar informes diarios de seguimiento de varios indicadores. En cambio en sistemas más centralizados, por ejemplo con declaraciones de costos este seguimiento se puede hacer menos riguroso y aplicado a un conjunto menor de indicadores.
19. Asimismo, se han analizado antecedentes de monitoreo en el análisis de operaciones de concentración. Mayoritariamente los procedimientos de control preventivo de fusiones y adquisiciones se aplican a mercados competitivos y no regulados y la metodología estándar consiste en evaluar los efectos de la concentración sobre las condiciones de competencia, en particular sobre las siguientes variables: los precios, la calidad y variedad de los productos o servicios involucrados y las barreras a la entrada de nuevos competidores.
20. Un aspecto a destacar es que, la concentración de empresas reguladas podría incidir indirectamente sobre el precio y la calidad de la oferta, a través de sus potenciales efectos sobre la capacidad regulatoria. Entonces, es fundamental analizar las herramientas con que cuenta el regulador y determinar si las mismas podrían verse afectadas por la fusión de dos empresas reguladas.

Identificación y análisis de los mercados relevantes

21. La identificación de los mercados relevantes en el sector eléctrico debe considerar un conjunto de particularidades que le son propias, la electricidad es un bien que no puede ser almacenado en volúmenes significativos, no presenta sustitutos para una gran parte de sus usos finales y sólo puede ser transportada y distribuida a través de una red existente, que en el corto plazo tiene una capacidad limitada. Existe variabilidad de la demanda a lo largo del día (valle, punta y resto) y estacionalidad de la demanda conforme a las temperaturas a lo largo del año. Por otra parte, también suelen existir cambios (shocks) aleatorios de la demanda por factores no fácilmente anticipables.
22. Debido a la variabilidad diaria de la demanda y los distintos tipos de tecnología de generación que operan para satisfacerla, los generadores que compiten directamente entre sí varían a lo largo del día y por tanto,

corresponde establecer al menos dos mercados diarios, correspondientes a las horas pico y a las horas valle, quedando en general por defecto definido adicionalmente un tercer mercado relevante para el resto del día.

23. Luego están los mercados que comprenden la transmisión de la energía a través de la red de alto voltaje, la distribución domiciliaria y la comercialización de la energía a los consumidores finales.
24. En el caso de la generación, la dimensión geográfica es nacional porque no existe actualmente congestión en la red de transmisión significativa, que aisle sistemáticamente zonas o regiones, que queden entonces sujetas a la generación local y que por tanto corresponda definir mercados geográficos de generación subnacionales y la incidencia de las importaciones desde Ecuador es muy marginal.
25. En el caso de la transmisión, el mercado geográfico corresponde a la extensión de la red alta tensión que es nacional, no habiendo competencia ya que el servicio es prestado por cada operador no se superpone y que el manejo del despacho es realizado a través del COES.
26. En el caso de la comercialización, siendo este un segmento en competencia, sin importantes barreras legales o tecnológicas a la entrada, puede considerarse su dimensión geográfica de cobertura nacional.

Mercado de generación eléctrica mayorista

27. Tanto Endesa como el Estado Nacional tiene posición dominante pues su participación de mercado supera el límite crítico establecido por FERC (20%). Si se considera que la capacidad máxima que dispone la CEL está limitada por la disponibilidad de agua, la participación del Estado Nacional disminuiría debido a la alta participación de las centrales hidroeléctricas en su portafolio. Por su parte, Tractebel ha aumentado su participación del 8.2% al 18.7%, entre 2004 y 2009, quedando muy cerca del límite crítico.
28. La capacidad instalada presenta una alta concentración, con un HHI de 2.175 puntos en 2009, aunque una parte sustancial (27%) corresponde al parque de generación de propiedad estatal. Sin embargo, es importante notar que el HHI ha descendido más de 450 puntos desde 2004. Hay caído la participación del Estado nacional de 34% en 2004 a 27% en 2009.
29. Los resultados anuales en términos de producción muestran una evolución similar a los observados con capacidad pero con un nivel de concentración más alto. La caída de la participación de mercado del Estado Nacional se hace más evidente en este caso pasando de 43,2% en 2004 a 31,8% en 2009. Por otra parte la caída (dos puntos porcentuales) en la participación de Endesa observada en la capacidad no se observa a nivel de producción. Por el contrario se observa un aumento, de 27% a 30% entre puntas. Se observa que entre Endesa y Tractebel tienen en conjunto más del 70% del mercado de generación térmica. Los HHI son altos en todos los casos, superando los 3000 puntos para el promedio de todo el periodo.
30. Se analizó el comportamiento diario utilizando una muestra de la producción horaria del primer día hábil y del primer sábado de cada mes, entre 2006 y 2009. Con respecto a la evolución del Índice HHI por hora y tipo de demanda, se observa que en todos los casos HHI superan el nivel crítico, indicando mercados altamente concentrados (promedio superior a los 2500 puntos). Cuando no se toma la participación del Estado Nacional los índices promedio están en los 3000 puntos.
31. Con respecto al análisis pivotal, se consideró la demanda máxima del SEIN para cada año del periodo 2004 / 2009. Se observa que aun para el menor nivel de reserva en el año 2008 casi todos los grupos económicos contaban con al menos una central pivotal, debido a que el margen entre la capacidad del sistema y la demanda máxima era mínimo. Con el margen de reserva del 10%, también se observa esto para el año 2005. Entre los operadores privados se observa que hasta el 2009, Endesa y Tractebel tenían plantas pivotales. Situación que se mantiene para 2009, sólo cuando se considera el mayor margen de reserva. También se debe sumar como pivotal a Israel Corp. desde 2007.
32. El análisis de la oferta residual (RSI) muestra resultados similares. Para este indicador se consideró la demanda horaria del sistema para la muestra correspondiente a los primeros lunes y sábados de cada mes del periodo 2006 / 2009. Se toma como límite un RSI menor que 1 (un valor mayor que indica que la oferta

residual -la capacidad del sistema menos la capacidad de determinada empresa- alcanza para satisfacer la demanda). Se observa que Endesa y el Estado Nacional, están por debajo del límite durante más del 50% del tiempo entre 2006 y 2008. En 2009, la proporción de horas con RSI menor a uno disminuye claramente, en particular por parte del Estado Nacional. Tractebel sólo muestra RSI menores a uno en el particular año 2008. De cualquier manera, el promedio y la distribución de frecuencia muestran que los valores están cercanos a uno.

Mercado de comercialización: Ventas a clientes libres

33. En el SEIN, el Cliente Libre puede optar por comprar la electricidad en una Barra de Referencia de Generación (BRG) o en el punto de suministro del mismo. Cualquiera sea el caso, únicamente los precios de generación (Precios de Energía y Potencia referidos a una BRG, llamados también Precios Libres) están sujetos a la libre negociación entre las partes.
34. El nivel de los HHI supera en todos los años los 1800 puntos. Se observa que decrece hacia el final del periodo, básicamente por un aumento en la participación de Israel Corp. llegando a 7% y de los proveedores de menor tamaño, a costa de Endesa y sobre todo de PSEG. En un mercado con un crecimiento durante este periodo de casi 25% entre puntas. Cuando se mide el índice en base a facturación en lugar de GWh, la concentración es mayor. Esto se debe a que existe un importante diferencial de precios en los contratos.

Evaluación de las condiciones competitivas en el mercado de generación

35. 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. La medición de poder de mercado a través de los indicadores más utilizados para dicho fin, como el índice Herfindahl-Hirschman (HHI), puede no ser tan representativa en este caso.
36. En este contexto, el objetivo de esta sección es realizar un análisis histórico del desempeño del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de Perú. Para ello se analiza en forma horaria el despacho diario manejado por el COES correspondiente al periodo comprendido por enero 2006 a diciembre de 2009, teniendo en cuenta las disponibilidades de capacidad de las firmas intervinientes y los correspondientes costos variables de producción.

Comparación del equilibrio del SEIN con el equilibrio competitivo

37. Para determinar el despacho óptimo "competitivo" se considera que existen costos marginales y medios constantes para cada máquina térmica, de esta manera no es preciso computar bloques de ofertas. No se computa un pre-despacho de las centrales hidroeléctricas a través de un modelo que permita obtener el valor del agua. Se supone por un lado, que las centrales hidroeléctricas fueron despachadas en forma óptima de acuerdo al precio ofertado por cada una de ellas y a las restricciones de transporte que éstas enfrentaron. Asimismo, se supone que no hay restricciones de red para el despacho generado por máquinas térmicas
38. El análisis realizado para determinar nuestro despacho óptimo (competitivo) se instrumenta de tal forma que la energía sea entregada por las generadoras térmicas de acuerdo a un orden de mérito en función al menor costo variable medio de producción de cada una de ellas. La determinación del costo marginal de nuestro despacho fue realizado para todas las horas del primer día hábil y del primer sábado de cada mes dentro del periodo analizado (se simula un total 2304 despachos competitivos, desde enero de 2006 hasta diciembre de 2009).
39. Se consideran cinco escenarios de despacho. (a) La utilización del combustible es de mínimo costo, y no se toman indisponibilidades ni programadas ni forzadas o no-programadas. (b) se mantiene la utilización de combustibles de mínimo costo, pero agregando a las restricciones de capacidad, las indisponibilidades en las plantas generadas por mantenimiento programado. (c) Se calcula el despacho óptimo presentando un

escenario en el que las plantas no tienen disponibilidad de gas y deben producir con combustibles alternativos (Diesel, Fuel-Oil, etc.), por lo cual sus costos variables de producción y por lo tanto también el precio del sistema serán significativamente más elevados. (d) Para los períodos de Demanda Valle y los periodos de demanda Resto, se tomaron los Costos Variables de producción mínimos, que surgen de no poner restricciones a la disponibilidad de gas. En cambio para los periodos de demanda pico, suponemos que el gas demandado no es suficiente para abastecer la demanda y entonces las generadores deben comenzar a producir utilizando tecnologías de mayores costos, como el Diesel y Fuel-oil. (e) Se consideran los costos de mejor ajuste que incorporen para cada hora los costos de producción que nos dé como resultado de precio de simulación el precio más cercano al observado real, de esta manera se incorporarían para cada hora las posibles restricciones de gas en caso de que las hubiese.

40. Las diferencias entre los precios observados y los precios simulados se pueden deber a problemas de disponibilidad de gas (combustible de menor costo), cambios en los costos declarados, indisponibilidad forzada (no programada) y/o restricciones de redes. La información disponible al momento no permite inferir fehacientemente las razones para tales discrepancias.
41. La medida tradicional de la distancia entre el precio observado y el competitivo es el índice de Lerner (IL). El Índice se caracteriza por ser una medida directa del poder de mercado en la forma de Precio-Costo Marginal, es a su vez deseable y factible en mercados donde los reguladores tienen relativamente buena información sobre la tecnología y los precios de los insumos de los oferentes. El objetivo del Índice de Lerner es calcular la brecha entre los precios actuales de mercado (supuestamente influenciados por el poder de mercado) y el precio hipotético que hubiera sido establecido en un mercado competitivo.
42. Valores altos del Índice no necesariamente indican ejercicio de poder de mercado, dado que los valores altos son también consistentes con un mercado eléctrico competitivo en el cual la oferta excedente (margen de reserva) es muy bajo.

Lineamientos para un esquema de monitoreo

43. Hay consenso de que el proceso de monitoreo de mercado es una parte esencial para que un mercado eléctrico funcione bien, sobre todo porque las particularidades del mercado eléctrico hacen que el análisis de competencia para cualquier otro mercado resulte inadecuado para el mercado eléctrico. En algunos mercados, el encargado del monitoreo puede automáticamente mitigar algunos tipos de conductas, pero la presencia de un agente encargado de monitorear debería actuar como un disuasor al ejercicio de poder de mercado.
44. Para lograr un monitoreo efectivo, en principio hay que utilizar un amplio rango de técnicas, y el encargado de monitorear debe estar abierto a nuevas evidencias sobre su utilidad o no. Segundo, se debe tener la mayor cantidad de información posible, aunque no sea utilizada en el presente, nuevas técnicas pueden utilizar antigua información en el futuro y tercero, debe publicarse la mayor cantidad de información posible, para permitir que los analistas independientes puedan refinar las técnicas de detección y así disuadir del abuso de poder de mercado.
45. En la mayoría de los casos, la principal razón por la cual las fallas en el mercado eléctrico no se corrigen a tiempo antes de que ocurran transferencias significativas de bienestar es por la insuficiente integración del proceso de monitoreo de mercado y el proceso regulatorio. En el sistema de "pool" del Reino Unido y de Nueva Zelanda se operaba con poca supervisión por parte del ente regulador, había respaldo insuficiente para un proceso de supervisión del mercado en estos países.
46. Los procesos más eficaces de supervisión de los mercados, son aquellos que se perciben por los participantes del mercado como independientes de los operadores del mercado y del sistema, de sus reguladores y del proceso político. La publicación de los datos puede ser un dispositivo que obliga a que el proceso regulador mantenga su independencia. En estas condiciones, cualquier parte interesada puede

obtener los mismos datos que el regulador y realizar sus propios análisis de los asuntos planteados por el regulador.

47. Se presenta un bosquejo de lo que podría ser un sistema de monitoreo del sector eléctrico peruano. No sería recomendable una simple aplicación de un esquema existente sin tener en cuenta el diseño de mecanismos que subyace por detrás el mercado mayorista de generación, la extensión de la competencia en la comercialización, o en los sistemas de contratación por partes de los clientes finales, tanto regulados como no regulados.
48. En este esquema se adopta el criterio básico de dejar el sistema de monitoreo fuera del control del operador de mercado, estando a Cargo el *Área de Supervisión*. El *Área de Supervisión* Podría ser un ente autónomo, aunque en el caso de Perú, con un sistema basado en costos auditados, parece mejor que sea un área dependiente del *regulador*.
49. El *Área de Supervisión* consistiría de tres actividades: (i) El diseño y manejo de la base de datos, (ii) el diseño y cálculo de indicadores y el análisis de la información para identificar posibles conductas anticompetitivas y (iii) el apoyo a INDECOPI en la investigación de casos y operaciones de concentración.
50. A partir de la base de datos, con información operativa y comercial, se deberían generar los procesos informáticos necesarios para computar los indicadores de seguimiento, en un lenguaje de programación lo suficientemente flexible para realizar cambios en caso que surjan indicadores adicionales. Asimismo, se podría considerar la posibilidad de realizar un monitoreo más amplio que incluya también la información contable (y podría estar contenido en un sistema de contabilidad regulatoria) que podría ser provista directamente por parte de los *agentes* al *área de supervisión*. Esta centralización redundaría en mayor eficiencia en el manejo de la información, evitando la duplicación de bases de datos parciales.

Conclusiones

51. En todos los mercados, de producción y comercialización, se ha verificado que existen grupos privados con posición dominante. En el caso de generación varios grupos económicos, cuentan con plantas pivote. Además se observa que los márgenes de los precios observados en relación a precios competitivos simulados han sido altos en determinadas estaciones del año.
52. Las estimaciones obtenidas en este estudio permiten inferir que sería muy difícil aprobar nuevas fusiones en el sector, al menos de los operadores más grandes. Y que por el contrario debería incentivarse la atención de la demanda creciente con la entrada de nuevos operadores.
53. Esto último genera dos tipos de recomendaciones. Primero, profundizar el estudio de los márgenes para identificar los componentes que puedan justificar dichas diferencias como por ejemplo indisponibilidad forzadas, re-declaración de costos, falta de gas como combustible, entre otros. Segundo, realizar un estudio que permita verificar la estrategia en el uso de recursos de las centrales hidráulicas.
54. El alto nivel de concentración verificado en todos los mercados, por su parte, genera otra recomendación relacionada con la necesidad de establecer un esquema de monitoreo competitivo. Se propone mínimamente, esquematizar algunos listados de simple confección que puedan ser utilizados directamente con un *software* de aplicación específico, para hacer más simple la tarea de monitoreo, con la información existente.
55. Sin embargo, esta recomendación de mínima no alcanzaría, para automatizar una serie de indicadores con la adecuada dimensión temporal y sistematicidad. Por lo tanto, se recomienda el establecimiento de un esquema de monitoreo acorde las reglas de mercado del sistema eléctrico peruano, que permita centralizar la información operativa, comercial y contable a partir del diseño de una base de datos y la programación de indicadores desempeño previamente discutidos.

1 Introducción

El diseño del mercado es el aspecto más complejo de la reforma del sector eléctrico. El problema consiste en establecer un mecanismo de mercado que incentive inversiones y al mismo tiempo maximice el bienestar social. Por supuesto, el diseño depende de una serie de factores que son específicos a cada país o sistema eléctrico, tales como la matriz energética, la distancia entre las fuentes de generación y los centros de demanda, el clima, la capacidad de transmisión, determinantes institucionales y políticos, entre otros aspectos. Algunos de los problemas de diseño tienen como consecuencia la posibilidad de ejercicio de poder de mercado por parte de una o más empresas. Asimismo, los cambios de propiedad de las empresas a través de fusiones y adquisiciones también son un potencial desafío al diseño del mercado ya que el cambio de estructura podría dar lugar a que acciones de los agentes resulten en precios superiores a los costos marginales.

Conviene aquí, establecer una primera aclaración sobre la definición genérica de poder de mercado. Una empresa tiene poder de mercado cuando es capaz de aumentar el nivel de precios por sobre el nivel competitivo y obtener beneficios extraordinarios sin resultar limitado por acciones de otros competidores (nuevos o existentes), capaces de vender el mismo producto a menor precio o bien de introducir un nuevo producto a una mejor relación precio/calidad. El ejercicio de poder de mercado debe de ser rentable para quien lo ejerce, debe ser intencional, permanecer en el tiempo y no se elimina producto de la entrada de nuevos competidores. Esta definición no se aplica de la misma por distintas autoridades de competencia y tampoco se aplica uniformemente entre sectores. En el sector eléctrico, por ejemplo, es común que no se verifique la condición de rentabilidad.

La extendida experiencia de desregulación del sector eléctrico, en particular sus éxitos y sus fracasos, nos ha dado luces en torno a los elementos que facilitan la competencia a nivel mayorista. La lección posiblemente más importante es que al momento de diseñar la operación del mercado se debe reconocer que esta es una industria cuyas condiciones son especialmente favorables al ejercicio de poder de mercado. En efecto, el hecho de que la electricidad no pueda ser almacenada y que en consecuencia la producción deba igualar a la demanda en cada momento del tiempo, unido a la frecuente interacción de los productores en los mercados, a la poca sensibilidad al precio por parte de los consumidores, a la relativa facilidad con que se alcanzan los límites de capacidad de las plantas generadoras y del sistema de transmisión facilitan que algún generador, incluso uno de tamaño pequeño, recurra a alguna estrategia que le permita fijar un precio por sobre el nivel competitivo.

Por lo tanto, el monitoreo en los mercados de electricidad es necesario debido a que el comportamiento de un proveedor privado en búsqueda de rentas puede degradar

significativamente la capacidad de otro proveedor para inyectar la energía que ha vendido, o puede ser perjudicial para los consumidores, al no dejarlos retirar la energía que han adquirido. Igualmente, este comportamiento podría degradar la confiabilidad del sistema. Los estudios de monitoreo de competencia en el sector eléctrico se han concentrado en la operación del segmento de generación, considerando los antecedentes respecto de la organización general de la industria post reestructuración a nivel internacional.

El objetivo general de este trabajo, en concordancia con la Propuesta Técnica, es determinar las condiciones de competencia en las actividades que conforman el Sector Eléctrico en Perú, a través de, entre otros, de un análisis de comportamiento, costos de producción, políticas de precios y del cálculo de índices internacionalmente aceptados para medir la competencia de los mercados.

El informe está organizado de la siguiente manera. Luego de esta introducción, en la sección 2 se presentan los aspectos conceptuales relacionados con la industria eléctrica, que resultan de suma importancia para establecer indicadores para evaluar la competencia, debido a las características particulares de la industria. También en esta sección se presentan las principales variables a tener en cuenta en el análisis de defensa de la competencia en los mercados eléctricos. En la tercera sección se realiza una breve caracterización del diseño del mercado peruano, en la cual se identifican los actores, la estructura de mercado y se identifican los principales aspectos del diseño de mercado vigente. Además, se comparan las diferentes estructuras y los cambios que fueron surgiendo con la reforma inicial y los cambios surgidos luego con la Ley N° 28832. La cuarta sección está dedicada a revisar las experiencias internacionales de monitoreo de condiciones de competencia y poder de mercado en mercados eléctricos, tanto a nivel mundial como a nivel de Latinoamérica. Se incluyen antecedentes de monitoreo de mercados mayoristas en Australia, Estados Unidos y Canadá. La sección quinta, incluye la determinación de los mercados relevantes. El estudio de esta sección se profundiza con la implementación de indicadores tradicionalmente utilizados en el análisis de operaciones de concentración y en evaluaciones de condiciones competitivas. Se realizan análisis de participación, de niveles de concentración, de existencia de planta pivotaes, y de oferta residual para distintos mercados de producto. Por otra parte se realizaron estimaciones de mark up, comparando los precios observados con los competitivos simulados. En la sección 6 se presentan los lineamientos básicos que deberían ser considerados al momento de implementar un esquema de monitoreo. Por último se extraen algunas conclusiones y se realizan recomendaciones tendientes a implementar un sistema de monitoreo de mercado, tanto por parte del regulador como la agencia de competencia.

2 Organización industrial del sector eléctrico y defensa de la competencia

2.1 Organización industrial del sector

En esta sección se presenta una descripción de la organización industrial del sector como paso previo a su análisis a partir de la metodología e indicadores propios de los estudios sectoriales de competencia. En el marco de los estudios microeconómicos, el análisis de la organización industrial de un sector comprende el abordaje de:

- El marco institucional y tecnológico en el cual opera el sector y cada subsector (lo que incluye las barreras de entrada y salida a los mercados),
- La estructura de la oferta y su grado de concentración,
- Las características de la demanda,
- El comportamiento de los agentes, y
- Los resultados de mercado en términos de precios, calidad de los bienes o servicios producidos, inversiones.

Tradicionalmente estos elementos han sido considerados como estrechamente interrelacionados y ordenados conforme al llamado “paradigma estructura-conducta-resultado”, según el cual dada una determinada estructura de la industria, puede inferirse un determinado comportamiento de las firmas.¹

Así, según este enfoque, en mercados muy desconcentrados cabe esperar comportamientos muy competitivos y entonces resultados que maximizan el bienestar social y, contrariamente, en mercados muy concentrados, cabe esperar comportamientos monopólicos o colusivos con resultados no óptimos desde el punto de vista social.

Este enfoque sigue siendo la referencia básica cuando se aborda el estudio de un sector, pero actualmente el abordaje es menos lineal y más atento a la capacidad de los agentes de llevar adelante acciones estratégicas que alteran la estructura de los mercados, incluyendo su diseño regulatorio. Ello se debe a que se ha establecido teórica y empíricamente que es posible que, por ejemplo, el propio grado de concentración de una industria sea el resultado del comportamiento de los agentes y que puede darse el caso en que el comportamiento de los agentes determina la estructura de la industria y no viceversa.

Los mercados eléctricos están organizados bajo el supuesto que la energía eléctrica puede ser tratada como un bien cualquiera (más específicamente, como un *commodity*). Sin embargo,

¹ Para una discusión de los elementos microeconómicos esenciales para entender el funcionamiento del sector eléctrico ver Kirschen y Strbac (2004) y Stoft (2002).

existen importantes diferencias entre la energía eléctrica y otros bienes, lo cual trae consecuencias sobre la organización y las reglas de los mercados eléctricos.

La mayor parte de las especificidades se originan en las particulares características de la electricidad como fenómeno físico, según se describe sucintamente a continuación.

La electricidad no se puede almacenar, lo que reduce el tamaño de los mercados en concordancia con la dimensión temporal, haciendo que el tamaño del mercado esté dado por la demanda instantánea (en cada momento del tiempo) y no por la demanda acumulada a lo largo de un lapso largo de tiempo (como es lo habitual en bienes ordinarios). Las características físicas del sistema eléctrico hacen además que el mercado funcione, balanceando oferta y demanda en tiempo real, a una velocidad muy superior a los mercados de otros bienes.

En caso de no mantenerse el equilibrio entre oferta y demanda el sistema de desploma y llevaría muchas horas volver a poner en funcionamiento el sistema. Esto ocasionaría altos costos económicos y sociales debido a que la electricidad es un servicio vital en la economía ya sea como un insumo de la producción de prácticamente todos los otros bienes y servicios o como un importante bien de consumo de los hogares.

Además la propia demanda presenta una importante variabilidad tanto en el corto como en el largo plazo y la oferta para alcanzar los estándares de consumo adecuados debe ser continua, confiable y mantener regularidad en la frecuencia y voltaje, para lo cual el sistema debe mantener reservas específicas.

Por ello, a diferencia de los mercados convencionales donde la capacidad de la oferta debe estar ajustada con la demanda, aquí la oferta tiene siempre que tener una importante capacidad excedente, para poder atender los picos horarios de demanda, lo que se denomina “márgenes de reserva”. A medida que la cartera de clientes de un generador se amplía y diversifica, los costos por cliente de mantener los márgenes de reserva decrecen, habiendo entonces incentivos hacia la conformación de una estructura de monopolio.

Lo anterior, sumado a características económicas muy particulares asociadas a la provisión de electricidad, a saber, segmentos de la actividad que presentan características de monopolio natural, externalidades y bienes públicos, explica que a nivel internacional siempre haya habido una participación estatal importante en el sector, ya sea directamente como proveedor del servicio o como regulador/supervisor de su provisión por agentes privados.

Por otra parte, dentro de las externalidades, las más importantes son de índole técnica y surgen también de las propiedades físicas de la electricidad y de su transmisión: la forma en que opera cada generador conectado a la red influye significativamente en el desempeño global de la red de transmisión, pudiendo producirse congestiones.

Finalmente, los aspectos más notorios de bien público se producen porque una vez efectuadas, las expansiones de la red de transmisión benefician a todos los productores y consumidores conectados, con independencia de que hayan contribuido a la financiación de la expansión.

Si bien la provisión de la electricidad en su conjunto presenta las precitadas características que explican el porqué durante muchas décadas en muchos países el modelo preponderante fue el de una única empresa estatal prestadora del servicio, crecientemente se ha reconocido que esas características económicas no se encuentran presentes de igual manera en cada uno de los eslabones que se encadenan en la provisión de electricidad, a saber: generación, transmisión, distribución y comercialización.

De allí que a lo largo de las últimas dos décadas a nivel global se ha avanzado en la reestructuración de la organización industrial del sector eléctrico, para estimular la competencia a través de la liberalización de aquellas etapas de la industria que no presentan las características propias de los monopolios naturales, particularmente los segmentos de generación y comercialización. La introducción de competencia puede adoptar diversas formas de acuerdo con las características de cada sistema (Hunt y Shuttleworth, 1996) y aun dentro de un mismo modelo competitivo se pueden observar importantes diferencias en la implementación (Chao y Wilson, 2001; Besant-Jones, 2006).

La generación es la producción de electricidad a través de la transformación de algún otro tipo de energía en energía eléctrica. A tal fin se pueden utilizar distintas fuentes de energía: combustibles fósiles o renovables, hidráulicas, entre otras. Cada tecnología de generación presenta una estructura de costos (variables, operativos y de capital) totalmente diferente, lo que termina siendo un componente crítico de la dinámica de los precios de generación y de la entrada de nuevos productores.

Esta diversidad de costos unitarios de generación permite construir en cada país un orden de mérito que ordena el despacho de las distintas unidades de generación que integran el parque según sus costos de producción, de forma tal de atender el grueso de la demanda con las unidades que generan a menor costo (hidráulicas, nucleares, o a carbón o gas) y los picos diarios de la demanda con los generadores más caros (en base a fuel o diesel) y que pueden ser arrancados rápidamente. Un adecuado balance entre ambos tipos de tecnologías de generación suma a la eficiencia del sistema al minimizar los requerimientos de reservas.

Existiendo una adecuada organización del despacho de los generadores y considerando que particularmente la tecnología de generación térmica es muy escalable, en general se ha considerado que en el segmento de generación pueden confluir varias firmas generadoras para atender la demanda. Esta visión es la que se encuentra en la base de aquellas reestructuraciones del sector eléctrico que han optado por separar el segmento de generación del resto del sistema y abrirlo a la iniciativa privada y la competencia.

Distinto ha sido el tratamiento de los segmentos de transmisión y distribución que son de naturaleza muy diferente por cuanto involucran redes físicas conformadas por los distintos tipos de cableados a través de los cuales se transporta la electricidad.

Debe considerarse la naturaleza compleja de la transmisión de electricidad ya que no sólo involucra su transporte desde su fuente de generación hacia el punto de consumo, sino también la coordinación del despacho de un conjunto de generadores vinculados a través de una malla de modo tal de que se mantengan los niveles adecuados de voltaje y frecuencia y se evite el colapso del sistema.

El segmento de transmisión es un monopolio natural porque sumar agentes económicos a este segmento implicaría la duplicación de la red de transmisión en alto voltaje, lo que no sería en modo alguno rentable. Por ello todas las reestructuraciones del sector han mantenido una única empresa de transmisión, operando en condiciones reguladas.

La etapa de distribución comprende el transporte en bajo voltaje de la electricidad. También debido a su naturaleza de red física se ha tendido a considerar la distribución como un monopolio natural. Sin embargo, en este caso, los costos de duplicación de las redes son menores, por lo cual es posible que en algunas zonas particularmente rentables, sea posible económicamente duplicar parcialmente la red de distribución y entonces que coexistan más de un operador².

Muchos marcos regulatorios, en la medida en que obligan a los distribuidores a prestar el servicio de modo universal a todo tipo de usuarios, han optado por protegerlos de la posibilidad de que ingresen agentes económicos sólo a duplicar las porciones más rentables de la red de distribución, rompiendo entonces el equilibrio por el que el distribuidor presta el servicio en las zonas más y menos rentables de la red³. En estos casos, los marcos regulatorios han otorgado a cada distribuidor una porción de la red de bajo voltaje, en la forma de un “área exclusiva”⁴. En general, las distribuidoras de modo similar que las transportistas operan bajo regulación estatal.

Finalmente, la actividad de comercialización de la electricidad al consumidor final comprende un conjunto de servicios tales como medición, facturación, marketing que pueden

² Por ejemplo, en el sistema eléctrico de El Salvador esta actividad no es considerada monopolio natural y se permite la duplicación de redes. En la práctica esta duplicación solo se da en las cercanías de los límites de las áreas de cada distribuidor y se ha observado que genera problemas de conductas anticompetitivas a través de la ubicación estratégica de las líneas para bloquear la entrada del distribuidor vecino (Petrecolla y Romero, 2005).

³ Este tipo de situación suele denominarse “descremar el negocio”, aludiendo a que el entrante se dirige a la porción rentable del mercado, quedando la no rentable para la firma establecida. Nótese que frente a este descreme, el distribuidor establecido necesita subir las tarifas del servicio a los clientes que le quedan, para no perder viabilidad económico-financiera.

⁴ A modo de referencia, el marco regulatorio de la Argentina asegura áreas exclusivas a las distribuidoras.

prestarse a nivel mayorista a grandes o medianos consumidores o minorista a usuarios residenciales. Este tipo de tareas utilizan tecnologías blandas muy escalables por lo cual el servicio puede rentablemente ser prestado por un número amplio de agentes económicos.

Por ello, la mayor parte de los marcos regulatorios que han surgido de la reestructuración del sector eléctrico en diferentes países han preservado la posibilidad de que este servicio pase a ser prestado en competencia por agentes independientes de las distribuidoras que, previo a la reestructuración concentraban tanto la distribución como la comercialización de la energía al cliente final.⁵ Actualmente, la introducción de la libre elección del proveedor por parte de los consumidores difiere entre países. Por ejemplo, en Noruega han sido incluidos todos los consumidores desde el inicio de la reestructuración, en cambio los sistemas Inglaterra y Gales y Victoria (Australia) han llegado a la totalidad de los consumidores con aumentos progresivos (disminuyendo el nivel de demanda máxima para poder elegir ser clientes libres). En Argentina también se ha implementado este esquema progresivo pero sin llegar a la totalidad de los consumidores (ver Rotwell y Gómez (2003) para una comparación de diferentes sistemas).

De todas las etapas que integran la provisión de energía eléctrica, la mayor parte de los costos (y entonces de la tarifa) corresponde al segmento de generación. Como una referencia general nótese que Steiner (2001) informa que la desagregación de costos del sistema eléctrico de Gran Bretaña era la siguiente: generación 85 por ciento, distribución 20 por ciento, transmisión 10 por ciento y comercialización 5 por ciento.

2.2 Defensa de la competencia en el sector eléctrico

Con el objetivo de dar un marco analítico-teórico al análisis de competencia en el mercado eléctrico del Perú, a continuación se revisan brevemente los conceptos más importantes que se utilizan habitualmente, y sus implicancias.

Una definición generalmente utilizada de poder de mercado establece que: Una empresa tiene poder de mercado cuando es capaz de aumentar el nivel de precios por sobre el nivel competitivo⁶ y obtener beneficios extraordinarios sin resultar limitado por acciones de otros competidores (nuevos o existentes), capaces de vender el mismo producto a menor precio o bien de introducir un nuevo producto a una mejor relación precio/calidad. El ejercicio de poder de

⁵ La desregulación de esta etapa es clave para generación presión a la baja de los precios por el lado de la demanda. Sin embargo, el diseño, la implementación y el alcance de la misma (tanto a nivel de tipo de servicio como de tamaño de los clientes a desregular) presenta importantes desafíos (Jurewitz, 2002). Romero (2000) presenta una descripción del proceso de implementación de la desregulación minorista en Inglaterra y Gales que resulta de utilidad para extraer lecciones para reformas en otras regiones.

⁶ Esta acepción incluye el caso de “precios predatorios” donde si bien temporalmente una firma puede establecer precios por debajo del costo marginal, el objetivo establecer luego precios por encima para obtener beneficios extraordinarios, una vez eliminada la/s firma/s competidora/s.

mercado debe de ser rentable para quien lo ejerce, debe ser intencional, permanecer en el tiempo y no se elimina producto de la entrada de nuevos competidores.

La literatura identifica dos tipos de poder de mercado, horizontal y vertical. El poder de mercado horizontal se ejerce cuando una firma puede aumentar los precios a través de su control de una sola actividad, por ejemplo: la generación de electricidad. El poder de mercado vertical se ejerce cuando una firma participa en dos actividades relacionadas, por ejemplo: generación y transmisión de electricidad, y utiliza su posición dominante en un área para aumentar los precios en la otra, y de esta manera incrementar su beneficio conjunto.

Las siguientes secciones se concentran en el análisis de la definición de poder de mercado específicamente utilizadas en el sector eléctrico y la tipificación de las formas que puede adoptar el ejercicio de poder de mercado.

2.2.1 La definición del poder de mercado en el sector eléctrico

El poder de mercado típicamente se define como la capacidad de alterar los precios respecto de su nivel de competencia, de forma tal que bajar los precios con fines predatorios, queda comprendido en la definición. La jurisprudencia europea se refiere al poder de mercado como “posición dominante” y el precedente fundamental fue establecido por el Tribunal de Justicia en el caso United Brands (1978), cuando se estableció que la posición dominante es el “poder de conducirse en buena medida con independencia de sus competidores, clientes y, en última instancia, de los consumidores”.

Algunos enfoques teóricos incluyen el requerimiento de que la conducta (de alterar los precios) sea rentable, por ejemplo Stoft (2002). Si bien desde el punto de vista teórico, el test de rentabilidad es apropiado, en la práctica de la aplicación de las normas de competencia, la evidencia que debe recabarse para probar ese punto puede ser muy costosa para las agencias gubernamentales, por lo cual no es habitual que ese requerimiento sea incluido en las definiciones que utilizan las autoridades de competencia o que sea un requisito necesario aprobar en el marco de un procedimiento.

Otra cuestión de importancia es que algunas definiciones de poder de mercado comprenden una referencia temporal, esto es el requerimiento de que la alteración del precio se mantenga un periodo significativo de tiempo. Por ejemplo en el caso de los lineamientos conjuntos del Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica, la referencia temporal es de uno o dos años.

Si bien ese enfoque que de diferente manera siguen la mayor parte de las autoridades de competencia, por cuanto permite evitar iniciar investigaciones por cuestiones excesivamente coyunturales, es palmariamente incorrecto en el caso de los mercados eléctricos.

Por las características particulares de la electricidad y de su oferta y demanda (que explicitamos en la sección anterior) la experiencia indica que pueden ocurrir importantes ineficiencias y rentas ilegítimas (por estar basadas en el ejercicio ilegal del poder de mercado) en lapsos muy reducidos de tiempo, que se cuentan más bien en meses antes que en años.

Por ello es que, por ejemplo, el regulador estadounidense (FERC) no utiliza una referencia temporal en la definición de poder de mercado. En cambio el regulador sectorial de Gran Bretaña (OFGEM) ha optado por definir una referencia temporal específica para el sector eléctrico.

Una implicancia importante de estos distintos enfoques es que los precios altos, aunque pueden ser un síntoma de poder de mercado, no constituyen evidencia suficiente. Los precios altos pueden ser consistentes con el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico y estar reflejando que la oferta de energía disponible es muy escasa, entendiéndose por ello que el margen de reserva entre la capacidad de generación eléctrica y la demanda pico es muy estrecho.

Otro elemento a considerar es la distinción entre poder de mercado horizontal y vertical. El poder de mercado horizontal se produce en y afecta a una sola etapa de la provisión de electricidad y generalmente se asocia al control de una importante cuota del mercado correctamente definido.

En cambio, el poder de mercado de naturaleza vertical sólo puede ser ejercido por una misma compañía o varias compañías societariamente vinculadas que se operan en diferentes etapas de la cadena de producción. En el caso del sector eléctrico esta cuestión se encuentra relacionada con el control de facilidades esenciales.

En el sector eléctrico, los aspectos verticales han sido tratados extensamente, a tal punto que gran parte de las reformas se basan en la comprensión de los mismos, exigiendo separación vertical de actividades y la operación independiente del sistema. En términos *antitrust*, se trata de la aplicación de la “doctrina de facilidad esencial”⁷ que determina la regulación de los segmentos de redes (facilidades esenciales).

Considerando estos antecedentes respecto de la organización general de la industria del sector eléctrico post reestructuración a nivel internacional, va de suyo que los estudios de competencia se hayan concentrado en la operación del segmento de generación. Existe una vastísima literatura teórica y empírica respecto de la dinámica de los mercados de generación eléctrica (Twoney *et al*, (2005) ofrece una muy buena revisión). Según la literatura, la experiencia

⁷ Cuando un grupo de firmas compiten entre sí en la venta de un bien idéntico, en la cual sólo una de ellas tiene la propiedad monopólica de un insumo o infraestructura que es indispensable (*essential facility*) en la oferta del bien, surge el problema de cómo preservar la competencia en el mercado del bien. En términos generales, para que una actividad sea considerada facilidad esencial se requieren tres condiciones: i) que sea operada en condiciones monopólicas, ii) que no sea replicable económicamente y iii) que la conducta de la etapa regulada afecte el grado de competencia aguas arriba o abajo.

de los países que han liberalizado sus mercados de generación eléctrica ha mostrado que el supuesto según el cual los mercados naturalmente producirán un resultado competitivo no siempre estuvo justificado.

2.2.2 Condiciones que facilitan el ejercicio de poder de mercado

La literatura económica ha avanzado bastante en torno al estudio de los elementos que facilitan y que dificultan el ejercicio de poder de mercado. En particular, existe consenso en torno a varios aspectos, que se detallan a continuación.⁸

Primero, los mercados concentrados son más susceptibles de registrar ejercicio de poder de mercado. Al respecto, el Informe de la Comisión Europea⁹ establece que "... parece evidente que solamente aquellas regiones con un número suficiente de agentes como el Reino Unido y el mercado nórdico, han sido capaces de conseguir un mercado realmente competitivo" (citado en Pérez Arriaga, 2005, p.46).

Segundo, el incentivo a ejercer poder de mercado es mayor en aquellos períodos en que la demanda propia que enfrentan los productores (es decir la demanda residual) es menos elástica. El ejercicio de poder de mercado no es uniforme a través del tiempo. Por el contrario, se ha mostrado que los mercados eléctricos pueden ser muy competitivos en determinadas horas y sufrir el ejercicio de poder de mercado en otras. Usualmente el poder de mercado se ejerce en las horas de mayor demanda, las que coinciden con los períodos en que las restricciones de capacidad se alcanzan más fácilmente.

Tercero, las estrategias disponibles para ejercer poder de mercado dependen, entre otros, de la composición del parque generador. La diversificación del portafolio de generación pueda dar la flexibilidad necesaria a una firma para afectar los precios de mercado, a través del manejo estratégico de la producción. Banal y Rupérez (2007) muestran, a través de un ejercicio teórico, que la diversificación de tecnologías tiene efectos ambiguos sobre los precios. Por un lado los precios aumentan si alguno de los productores es pivotal (que alguna de las plantas del productor sea requerida necesariamente para satisfacer los picos de demanda, más adelante se profundizará este concepto), pero aumentan en caso contrario. En el caso de sistemas térmicos, los generadores maximizan sus beneficios restringiendo su producción (ver por ejemplo: Borenstein, Bushnell y Knittel, 1999; Joskow y Kahn, 2002) por medio de un retiro físico (indisponibilidad) o económico (declaración de precios altos) de las plantas. En un sistema hidráulico (o mixto) los productores también pueden distorsionar la asignación intertemporal del agua de los embalses.

⁸ Para más detalles de las lecciones aprendidas de las reformas implementadas en Inglaterra y Estados Unidos, ver Joskow (2002).

⁹ Commission of the European Community (2005)

Cuarto, el comportamiento de la demanda puede facilitar o dificultar el ejercicio de poder de mercado. En particular, mientras mayor es la capacidad de respuesta por parte de los consumidores a los cambios de precios, es decir mientras más elástica es la demanda, menor es el grado de libertad que los productores tienen para ejercer poder de mercado. En consecuencia, es fundamental que el diseño de mercado deje espacio a todos los consumidores (grandes y pequeños, en forma directa o indirecta) para reaccionar y ajustar sus patrones de consumo.

Quinto, existe amplia evidencia empírica en torno al rol que cumplen los contratos en los incentivos que los generadores tienen para ejercer poder de mercado. En efecto, la literatura económica tanto teórica como empírica ha mostrado que mientras más contratado está un productor, menor es el grado de poder de mercado que se puede ejercer y más cercano el equilibrio de mercado al equilibrio competitivo en términos de precios y eficiencia de las decisiones de producción. Lo anterior, sin embargo, no aplica a cualquier tipo de contratos sino a aquellos en que el precio se ha determinado por adelantado y en que éste no está relacionado con el precio spot.¹⁰

Por último, la presencia de congestión en el sistema de transmisión otorga poder de mercado “local” a aquellas generadoras localizadas al interior de la zona afectada por las restricciones. En estas circunstancias, incluso un generador de pequeño tamaño podría beneficiarse; le bastaría con reducir su producción ocasionando un aumento en el nivel de precios local que no podría ser eliminado por otros productores debido a que la capacidad de la línea de transmisión que conecta al mercado local con el resto está copada. Borenstein, Bushnell y Stoft (2000) muestran que el tamaño de la línea de transmisión es determinante en cuanto al potencial de ser utilizada para ejercer poder de mercado o para mitigarlo.

Por último, el análisis de poder de mercado debe considerar la interrelación existente entre mercados (ya sea que éstos se definan en términos geográficos, según el tipo de clientes que acceden) y entre distintos segmentos de la industria. Así por ejemplo, la interconexión entre países determina que los precios de ambos mercados estarán necesariamente relacionados; por otro lado, la regulación de las tarifas de distribución afectan el comportamiento de las distribuidoras al momento de comprar energía en el mercado mayorista y de este modo el ejercicio de poder de mercado a nivel de generación.

¹⁰ Recientemente han comenzado a aparecer visiones opuestas en relación a la contribución que hacen los contratos sobre los incentivos a ejercer poder de mercado. Estos trabajos muestran que en ocasiones los contratos facilitan la colusión de los agentes, produciendo en el mercado justamente el efecto opuesto al esperado.

2.2.3 Tipificación de las estrategias de ejercicio de poder de mercado en generación

La experiencia de desregulación del sector eléctrico vivida en los últimos años, en particular sus éxitos y sus fracasos, nos ha dado luces en torno a los elementos que facilitan la competencia a nivel mayorista. La lección posiblemente más importante es que al momento de diseñar la operación del mercado se debe reconocer que esta es una industria cuyas condiciones son especialmente favorables al ejercicio de poder de mercado. En efecto, el hecho de que la electricidad no pueda ser almacenada y que en consecuencia la producción deba igualar a la demanda en cada momento del tiempo, unido a la frecuente interacción de los productores en los mercados, a la poca sensibilidad al precio por parte de los consumidores, a la relativa facilidad con que se alcanzan los límites de capacidad de las plantas generadoras y del sistema de transmisión facilitan que algún generador, incluso uno de tamaño pequeño, recurra a alguna estrategia que le permita fijar un precio por sobre el nivel competitivo.

Si bien la forma precisa en que el poder de mercado puede ser ejercido depende de la estructura particular del mercado y del mecanismo vigente de fijación de precios, existe una tipificación general de las formas más importantes a través de las cuáles se ejercita el poder de mercado en el segmento de generación y que se describen sucintamente a continuación.

a. *Estrategias de poder horizontal de mercado*

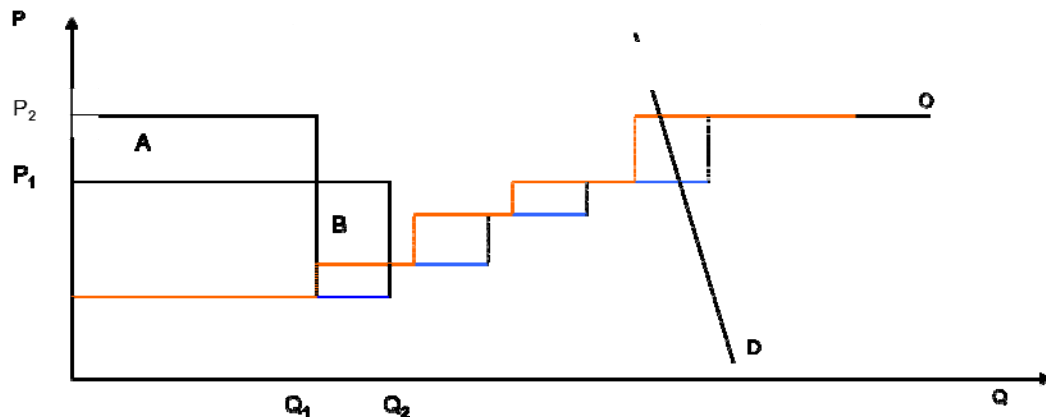
Una restricción en la producción puede tomar tres formas básicas: (i) de un retiro físico de las plantas, declarándolas no disponibles; (ii) de un retiro económico o financiero, la planta se declara disponible pero se oferta con un precio alto para que no sea seleccionada (en los casos que el despacho no sea por costos auditados o con precios de referencia de los combustibles); (iii) como una combinación de ambas estrategias, cuando es posible que los productores oferten distintas alternativas de precio-cantidad (esta estrategia se denomina *Supply function equilibria* Kemplerer y Meyer, 1989). En todos estos casos, existe ejercicio de poder de mercado cuando se verifica que estas acciones producen aumentos del precio de mercado.

Respecto de este tipo conducta, es medular contar con una caracterización del parque de generación, por cuanto las posibilidades técnicas y económicas de parar un generador son muy distintas según el tipo de tecnologías de generación. Así, existen las denominadas centrales de generación modulables (típicamente el parque térmico) que son centrales que técnicamente pueden ser paradas y puestas en marcha sin restricciones sustanciales. La diferencia con las centrales no modulables (como las hidroeléctricas) está fundamentalmente en sus distintos costos marginales. Las centrales modulables se las caracteriza como centrales retirables, ya que su propietario puede retirarlas del sistema según su estrategia de producción.

Por ejemplo, una compañía que controla centrales modulables de distintos costos marginales puede decidir retirar una central de bajo costo e incorporar otra que fijará un precio en el mercado mayorista superior al que hubiese determinado la central retirada. Como toda la

energía se retribuye al precio establecido por la generadora más costosa (generador marginal), si su titular tenía otras centrales produciendo, habrá conseguido un mayor precio para toda la energía que genera. El Grafico 1 muestra la decisión de una generadora de retirar capacidad del mercado.

Grafico 1: Estrategia de indisponibilidad de capacidad



Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que al declararse indisponible capacidad, la curva de oferta se eleva un escalón debido a que otra generadora de mayor costo ocupa su lugar. Como consecuencia, el precio de mercado se incrementa desde p_1 a p_2 . La generadora que retira capacidad deja de ganar el área B. Sin embargo, los propietarios de todas las máquinas generando tendrán un beneficio extra. En particular, en el Grafico 1, se observan aquellas máquinas de menor costo a la saliente, cuyo beneficio marginal está dado por el área A. En caso de que el propietario de la máquina indisponible tenga el control también las generadoras de bajo costo, o exista algún tipo de comportamiento colusivo entre los agentes, será conveniente para éste retirar capacidad si el área A es superior a la B.

Cabe aclarar que en un sistema hidráulico (o mixto) los productores pueden ejercer poder de mercado no sólo por la vía de restringir la producción total sino también distorsionando la asignación intertemporal del agua de los embalses. Esta estrategia, no disponible a generadores con parque térmico, permite manipular los precios en forma sutil y poco observable directamente. Arellano (2004) muestra que en estos sistemas, el incentivo a ejercer poder de mercado está fuertemente determinado por la diferencia en la elasticidad precio de la demanda residual que se observa entre períodos. En particular, el productor tiene incentivo a sub-utilizar el agua disponible en períodos en que la demanda es menos elástica y a sobre-utilizarla en períodos en que la demanda residual es más elástica, comparado con el comportamiento que tendría un productor competitivo.

Otra cuestión a tener presente es la relación entre los distintos tipos de mercados donde se produce la compraventa de energía. Por ejemplo, entre mercados de ocasión (*spot*) y mercados de futuros o contratos. En general se asume que si el mercado *spot* es competitivo, los mercados de contratos van a estar disciplinados (Stoft, 2002).

Inversamente, al menos desde el punto de vista teórico, se ha establecido que cuando los generadores tienen comprometida una buena parte de su producción en el mercado de contratos, también ello favorece el funcionamiento del mercado *spot*, ya que no tienen incentivos para manipular su precio (Green y Newbery, 1992; Joskow y Kahn, 2002).

Sin embargo como lo ha observado Pérez Arriaga (2005), este último razonamiento tiene un punto débil; su conclusión sólo se mantiene si el precio de la energía en el mercado de contratos se establece con alguna independencia del precio en el mercado *spot*. De lo contrario, los incentivos de los generadores de manipular el precio *spot* de la energía se mantienen.

Los generadores también pueden emplear estrategias basadas en afectar la confiabilidad de la transmisión. Son estrategias que involucran manejar estratégicamente la producción e inyección de energía por parte de los generadores a fin de crear o agravar la congestión de una determinada línea de transmisión, para que una zona específica o nodo quede aislado y entonces convalidar precios más altos para los generadores locales a esa zona. En este caso, la empresa transportista observa estos eventos, y si son sistemáticos denunciarlos al operador de mercado. En consecuencia, esta estrategia tomada unilateralmente por los generadores (es decir, sin acuerdo con los transportistas) no sería esperable que permanezca por un periodo de tiempo considerable.

En la medida en que los segmentos de transmisión y distribución se encuentran sujetos a una fuerte regulación en los países que han optado por la reforma del sector, existe menor preocupación en torno a la posibilidad de ejercicio de poder de mercado horizontal en estos segmentos.

b. *Estrategias de poder vertical de mercado*

Asumiendo que condiciones tecnológicas o económicas previenen la competencia en el mercado en el cual se forma el cuello de botella por al menos algún periodo de tiempo, se vuelve relevante cómo determinar los términos de uso de la facilidad esencial de modo tal de prevenir el impedimento de la competencia en el mercado del bien final¹¹.

¹¹ El siguiente ejemplo hipotético ilustra el concepto anterior (Buccirosi, 1999). Dos empresas ferroviarias deciden proveer un servicio de transporte desde el lugar A hasta el C, a través de un punto intermedio B. Estas dos empresas poseen vías paralelas en el trayecto BC, pero sólo una de ellas posee la única vía disponible en el trayecto que se extiende desde A hasta B. Esta última vía es esencial para ambas firmas si ambas desean operar en el mercado de servicios de transporte desde A hasta C. En este ejemplo es útil pensar el servicio de transporte entre A y C como el bien final y las vías entre A y B como una facilidad

En el sector eléctrico, la solución a este problema ha adoptado diversas formas: por ejemplo, a través de la regulación del precio de acceso (peajes), aplicación del criterio de “acceso abierto” a las redes, imputación independiente de la contabilidad de actividades llevadas a cabo por una misma empresa, imposición de “murallas chinas” entre las actividades de comercialización y distribución, la separación de la propiedad de empresas ubicadas en los diversos segmentos del mercado, entre otras.

- La amenaza más típica proviene de la posibilidad de que el operador de la red de transmisión, que es a la vez una facilidad esencial y un monopolio natural, favorezca a determinados generadores o distribuidores. Este tipo de conducta se denomina de “apalancamiento” o leverage, denominación que da cuenta de la estrategia por la cual una firma se apoya o apalanca en el mercado en el cual es monopólica, para monopolizar el mercado en el que opera en competencia. Esta amenaza se encuentra mitigada en los diseños regulatorios al establecerse como operador de la red de transmisión una firma independiente del resto de los agentes del mercado, a la vez que se establecen obligaciones de acceso abierto y se regula la tarifa de transmisión.
- Respecto de las distribuidoras, existe una presunción de que las posibilidades de hacer leverage entre generación y distribución (dos eslabones no contiguos de la cadena) son menores. Por ello, algunos diseños regulatorios son más permisivos respecto de la integración vertical entre generación y distribución, aunque suele mantenerse la obligación de separación contable, elemento mínimo para poder monitorear que las obligaciones establecidas en el segmento regulado se estén respetando.
- Para un nuevo distribuidor o comercializador, conectarse a la red de baja tensión de una distribuidora establecida para competir con ella en la distribución y/o en la comercialización de energía eléctrica a los consumidores finales puede ser un insumo clave (facilidad esencial) para penetrar el mercado y tener éxito. En este contexto, las distribuidoras establecidas pueden intentar bloquear el ingreso de distribuidores / comercializadores de diferentes modos: por ejemplo, una negativa directa de conexión (si la distribuidora no está obligada a brindar acceso), dilación de la tramitación, exigencia de condiciones económicas inviables, desinformar a los consumidores finales para desincentivarlos a optar por la firma rival, etc. Estas distintas opciones tienen como objetivo y posible resultado elevar sustancialmente los costos de entrada a los rivales, de modo tal que fracase su intento y luego se desincentive la entrada de nuevos agentes. Este punto suele ser de interés en aquellos diseños regulatorios en los cuales las distribuidoras pueden ser a la vez

esencial. El objetivo en la ilustración anterior sería preservar y promover la competencia y la eficiencia en el mercado competitivo de servicios de transporte entre A y C, aún si el mercado del servicio de paso por la vía que corre entre A y B mantiene características monopólicas.

comercializadoras y entonces usan su posición en la distribución para evitar el desarrollo de competidores en el segmento de comercialización que, potencialmente, puede ser muy competitivo¹².

Finalmente, las autoridades de competencia y los reguladores tienen una serie de herramientas para verificar la ocurrencia de alguna o varias de las conductas mencionadas. Típicamente, pueden conducirse dos tipos de análisis de competencia: uno tendiente preventivamente, *ex ante*, a establecer el *potencial* de ejercicio de poder de mercado por parte de la alguno o varios de los agentes y otro *ex post* para establecer si se ha efectivamente producido una situación de ejercicio de poder de mercado. Este análisis se realiza principalmente, aunque no únicamente, para el segmento de generación, donde la amenaza (y existencia) de comportamiento de anticompetitivo es más habitual.

¹² En los casos en que las distribuidoras no tienen aseguradas por el marco regulatorio áreas exclusivas de operación, el punto también cobra interés, en el sentido en que ya no sólo está en disputa el segmento de comercialización, sino el mismo segmento de distribución en cuyo caso debe incluirse dentro de las estrategias horizontales.

3 Situación de la industria eléctrica en Perú

3.1 Aspectos generales en el Periodo previo a la reforma

Como servicio público, la electricidad se inicia en Lima en 1886, con la compañía Peruvian Electric Construction and Supply, por encargo del gobierno. Posteriormente, en 1905, se funda en Arequipa la Sociedad Eléctrica para abastecer a esta ciudad. En el resto de departamentos, en las capitales, se fueron organizando pequeñas empresas de electricidad, y en otros casos, las municipalidades abastecían a las ciudades. Observamos entonces que la iniciativa privada es la que ha facilitado el desarrollo del sistema eléctrico peruano desde sus inicios.

A inicios de la década del setenta se da un importante cambio en el sector. Se dicta, en 1972, el decreto Ley 19521, Normativo de Electricidad donde el gobierno de las Fuerzas Armadas declara de “necesidad, utilidad y seguridad públicas y de preferente interés nacional el suministro de energía eléctrica para servicio público, por ser básica para el desarrollo económico y social del país”. Con ello, se estatiza la industria y se crea la Empresa de Electricidad del Perú (ELECTROPERÚ), que llega a ser propietaria de los activos de generación, transmisión y distribución, encargándose de la provisión del servicio y la planificación de las inversiones.

Hasta inicios de los años ochenta, el Perú registró una gran inversión en proyectos hidroeléctricos y térmicos. Nuevamente, de acuerdo a Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005), desde mediados de los 50 hasta comienzos de la década del 80, la inversión continuó con un crecimiento sostenido, pero a tasas mayores. Sin embargo, por la crisis de la deuda iniciada en 1982, no se pudo contar con más financiamiento, con lo cual la inversión se vio estancada hasta la segunda parte de la década del 90.

Durante esta etapa, los mecanismos de fijación de tarifas eran establecidos por el Ministerio de Energía y Minas con un sistema tarifario basado únicamente en costos contables. Dicho sistema no estaba estructurado, pero se contaba con el Fondo de Compensación en Generación como un mecanismo de balance de costos por diferencias en fuentes de energía, escala de producción y mercados entre áreas geográficas. El creciente control político, sumado al uso inadecuado de los diversos mecanismos, contribuyó a las posteriores distorsiones de precios que se presentaron.

El problema en este contexto es que no se podían fijar tarifas de acuerdo a costos y dar las señales a los consumidores sobre el costo de brindar el servicio en cada localidad, pues las tarifas estaban basadas en precios promedio para el conjunto de empresas de servicio público.

En la segunda mitad de los ochenta, los problemas de falta de financiamiento y de la fijación política de precios empeoraron la situación, donde coexistía una diversidad de tarifas según la actividad de la empresa (industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general

y agropecuario). Dicha discriminación de precios carecía de fundamentos económicos y más bien obedecía a criterios políticos y a la presión de ciertos grupos económicos.

Un problema adicional era el excesivo número de empleados. Muestra de ello es que, en 1986, en las seis principales empresas, se contaba con 7,954 empleados, cifra que en 1988 se incrementó a 10,447. Para 1990, se estima un total de 15,000 empleados en total.

De esta manera, hacia comienzos de los noventa, el sector eléctrico se encontraba bastante deteriorado, por la reducida inversión en infraestructura, por tarifas que no cubrían costos de producción,¹³ por las reducidas inversiones en mantenimiento y por la destrucción de la infraestructura por parte del terrorismo. En consecuencia, el coeficiente de electrificación en 1990 era de 45 por ciento, la oferta de energía cubría sólo el 74 por ciento de la demanda y las pérdidas en distribución eran mayores al 20 por ciento.

Una leve mejora se observó en 1991, luego de un reajuste tarifario. Las empresas eléctricas recuperaron valor en términos reales, mas sólo podían cubrir el 59 por ciento de los costos de suministro. Esto último, sumado a los compromisos financieros, llevó a que las empresas presenten pérdidas financieras significativas.

Frente a esta crítica situación, se inició un proceso de reformas estructurales, al igual que en otros sectores, lo cual produjo un nuevo marco regulatorio con la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992.

3.2 Aspectos generales de la organización del Sistema Eléctrico Peruano luego de la Reforma

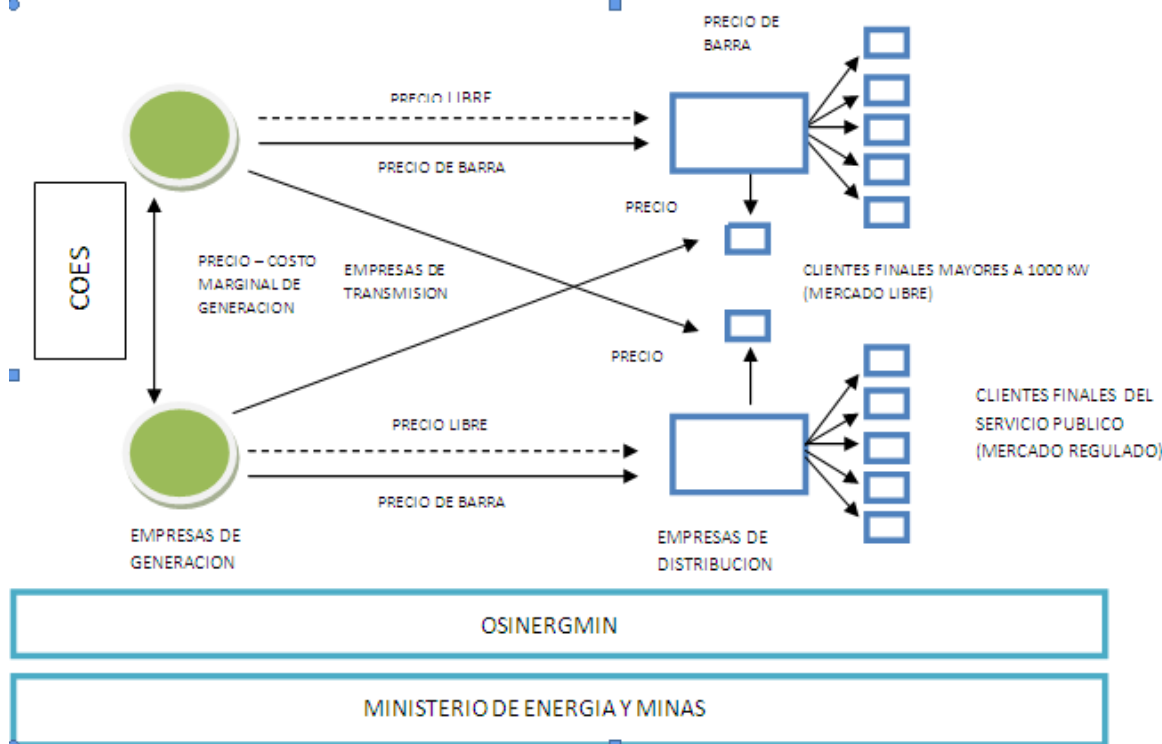
3.2.1 Diseño del mercado mayorista

En el mercado mayorista, particularmente en la actividad de generación, el sistema tarifario fue basado en principios marginalistas (los criterios del modelo “Peak Load Pricing” y de planificaciones de inversiones aplicados al sector eléctrico en un entorno más desregulado), con libre entrada para cualquier inversionista. De esta manera, los precios en generación son fijados sobre la base del abastecimiento de la demanda a mínimo costo. El cálculo de los precios se realiza con proyecciones de demanda y oferta, por lo cual, la competencia en esta actividad se da por mecanismos indirectos.

El abastecimiento del mercado mayorista se lleva a cabo de manera centralizada a través un ente llamado COES (Comité de Operación Económica del Sistema), el cual se encarga de minimizar el costo de abastecimiento. El COES está conformado por las empresas generadoras y transmisoras.

¹³ También era difícil cubrir los costos operativos. En 1989, se pudo cubrir sólo un 33 por ciento de los costos operativos medios.

Ilustración 1: Organización del sector eléctrico peruano



Fuente: Elaboración propia

La Ilustración 1 presenta la organización del sector eléctrico peruano. Se observa que no existe la figura del comercializador para satisfacer el mercado de clientes libres, donde la provisión corresponde a distribuidoras y generadores.

3.2.2 Funciones del COES

En términos de la Ley 28832,¹⁴ el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

Asimismo, el COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, y está conformado por todos los Agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Sus funciones se dividen en funciones de interés público y funciones administrativas. Ambos tipos de funciones se muestran en la Tabla 1. En el esquema peruano, es importante destacar la independencia entre los compromisos de los contratos financieros y el despacho a mínimo costo del sistema.

¹⁴ Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, publicado en el diario El Peruano el 23 de julio del 2006.

Los generadores reciben ingresos por dos conceptos principalmente. En primer lugar, reciben un monto por las cantidades que consumen sus clientes valorizada al precio de los contratos, y en segundo, ingresos por la energía despachada. Toda su energía es puesta a disposición del COES, valorizada al costo marginal instantáneo de la barra de entrega, neta de la energía retirada por sus clientes valorizada al costo marginal de las barras de entrega. Este es el caso de un “contrato por diferencias”, donde los precios spot corresponden a los costos marginales del sistema en cada barra del sistema.

Tabla 1: Funciones del COES

Funciones de interés público	Funciones administrativas
<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio. • Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERG. • Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo. • Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo. • Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución. • Programar y coordinar el mantenimiento mayor de instalaciones de generación y transmisión. • Coordinar operación en tiempo real del SEIN, operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE.¹⁵ • Calcular: costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico, potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras. • Determinar y valorizar las Transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes. • Administrar el Mercado de Corto Plazo. • Asignar responsabilidades en caso de trasgresiones a la NTCSE¹⁶ así como calcular las compensaciones que correspondan. • Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN. • Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la Ley, Reglamento, Normas Técnicas, Procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones. Las decisiones del COES, que afecten a los Usuarios Regulados, pueden ser impugnadas ante el Tribunal de Solución de Controversias de OSINERG quien resuelve como última instancia administrativa.

Fuente: Elaboración propia

En el caso de ingresos por potencia, cada generador recibe los ingresos correspondientes a sus compromisos contractuales, es decir, el precio de potencia del contrato, el cual puede ser distinto al regulado con clientes libres, multiplicado por la máxima demanda comprometida, pero a su vez poniendo su capacidad a disposición del COES. Los generadores, en el intermedio, crean una “bolsa de potencia” sobre la base de los cargos por potencia recaudados en los contratos.

¹⁵ Transacciones Internacionales de Electricidad.

¹⁶ Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Debe mencionarse también que el COES realiza los pagos por peaje a las empresas transmisoras, pues estos pagos son recaudados por los generadores, de los distribuidores y clientes libres, por medio de las “tarifas en barra”.

3.2.3 Mecanismos de determinación de tarifas

En generación, el criterio para fijar tarifas es la minimización de costos de abastecimiento de operación y de inversión sobre la base de los menores costos marginales de energía y potencia. Dos tipos de cargos pueden reconocerse en las tarifas, el de potencia y el de energía. El precio básico de energía corresponde al promedio ponderado de los costos variables auditados mínimos de abastecimiento de la demanda proyectada para los próximos 24 meses, mientras que el precio de potencia corresponde a la anualidad de la inversión de la central que abastezca la demanda punta (central a gas de 110 MW) usando una tasa de descuento de 12 por ciento con un periodo de vida útil de 30 años. Los precios de energía son un promedio de los costos marginales del sistema eléctrico, mientras que, en contraste, el precio de potencia se cobra sobre el consumo pico. Es así que, para obtener un indicador representativo del costo de generación se construye un “precio monómico” que pondera ambos componentes.

En transmisión, se consideran los costos medios eficientes (de monopolio natural), los que son pagados sobre la base de remuneraciones que generan el uso de costos marginales y un cargo complementario que cubra los costos restantes. Las inversiones ineficientes pueden ser no consideradas. Anualmente, se calculan los costos correspondientes a la anualidad de la inversión descontada al 12 por ciento más los costos de operación y mantenimiento.

El modelo tarifario en distribución está basado en el reconocimiento de costos medios eficientes, considerando el concepto de competencia por comparación (benchmarking). El VNR (Valor nuevo de reemplazo) y los costos de explotación, que forman el VAD (Valor Agregado de Distribución). El VAD se calcula considerando una “Empresa Modelo Eficiente” siguiendo los criterios de la competencia por comparación. Finalmente, la Ley de Concesiones Eléctricas establece que, luego de calcular un VAD unitario por sector típico, se verificará que las tarifas calculadas por sectores típicos generen una TIR entre 8 y 16 por ciento.

La Tabla 2 muestra los precios medios de la energía eléctrica tanto por tipo de mercado como para empresas de distribución y generación, para el periodo 1995-2008. Las columnas “total” muestran el precio promedio ponderado de los precios en los mercados libre y regulado. Las empresas de generación sólo participan en el mercado libre, en cambio las distribuidoras participan en ambos segmentos.

Los precios libres han aumentado a lo largo del periodo, los cuales se encuentran influenciados por los precios internacionales de los combustibles. En particular, en el año 2008 se observa que los precios libres crecieron algo más del 20%. Los precios en el segmento regulado

han disminuido durante el periodo considerado, aunque se observa un cambio de tendencia a partir de 2005.

Tabla 2: Precio medio de energía eléctrica (ctvo. US\$ / kW.h) Por tipo de mercado y empresa

Año	Tipo de mercado			Distribuidoras			Generadoras		
	Total	Regu- lado	Libre	Total	Regu- lado	Libre	Total	Regu- lado	Libre
1995	8.4	10.1	5.1	9.0	10.1	5.5	4.2	-	4.2
1996	8.6	10.4	5.3	9.4	10.4	6.0	4.5	-	4.5
1997	8.2	10.1	5.4	9.2	10.1	5.7	5.2	-	5.2
1998	7.1	8.8	4.9	8.0	8.8	5.0	4.9	-	4.9
1999	6.8	8.3	4.9	7.6	8.3	5.1	4.9	-	4.9
2000	7.2	8.8	5.2	8.0	8.8	5.3	5.2	-	5.2
2001	6.9	8.8	4.7	8.2	8.8	5.4	4.5	-	4.5
2002	6.6	8.3	4.7	7.8	8.3	5.2	4.5	-	4.5
2003	6.6	8.4	4.6	8.0	8.4	5.3	4.5	-	4.5
2004	7.0	8.7	5.2	8.2	8.7	5.4	5.2	-	5.2
2005	7.6	9.4	5.6	8.9	9.4	5.7	5.5	-	5.5
2006	7.5	9.2	5.6	8.7	9.2	5.4	5.6	-	5.6
2007	7.4	9.1	5.4	8.7	9.1	5.4	5.4	-	5.4
2008	8.1	9.4	6.6	9.0	9.4	6.0	6.7	-	6.7

Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2008. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad.

3.2.4 Participación privada en el sector

Frente a la crisis de las empresas eléctricas del Estado, que no contaban con los recursos necesarios para hacer frente a las inversiones requeridas, se buscó promover nuevamente la participación privada mediante una reforma del sector. Además, se buscaba que los agentes privados respondan adecuadamente a los incentivos que ofrecía el nuevo marco regulatorio.

Inicialmente, no se contaba con evidencia fuerte en relación a las diferencias de eficiencia entre empresas estatales y empresas privadas. La diferencia en eficiencia tiene que ver no con la propiedad, sino con la presión competitiva que experimentan los operadores y con la calidad del marco regulatorio e institucional.

En vista de los riesgos de politización y oportunismo por parte del Estado, dada la importancia de los costos hundidos en la industria eléctrica, era necesario crear mecanismos de credibilidad para reducir estos riesgos.

La participación privada en el sector se dio básicamente a través de la venta de activos, teniendo los nuevos accionistas la participación mayoritaria, es decir, el control de las empresas. Las empresas asumieron compromisos de inversión, en el caso de la generación, y obligaciones de acceso universal en la distribución. La modalidad de BOOT (build, operate, own and transfer) fue utilizada en la transmisión para ampliar la capacidad de transmisión.

La reforma comienza dividiendo las unidades de ELECTROPERÚ en centrales de generación y distribución en ciertas áreas de concesión, para ser privatizadas posteriormente. Con ELECTROLIMA y sus unidades ocurrió algo similar. La cronología del proceso de privatización se muestra en la Tabla 3:

Tabla 3: Cronología del proceso de privatización

Compañía	Actividad	% de ventas	Precios (US\$ MM)	Fecha	Comprador	Propietario Actual
Edelnor	Distribucion	60.0%	176.5	Jul-94	Endesa y Enersis	Endesa
Luz del Sur	Distribucion	60.0%	212.5	Jul-94	Chilquinta y Ontario Hydro	PSEG y Sempra
Cahua	Generacion	60.0%	41.8	Abr-95	Sipesa	Skanska y NRG Energy
Edegel	Generacion	60.0%	524.5	Oct-95	Endesa	Endesa
Ede-Chancay	Distribucion	60.0%	10.4	Dic-95	Endesa y Enersis	Endesa
Etevensa	Distribucion	60.0%	120.1	Dic-95	Endesa	Endesa
Egenor	Generacion	60.0%	228.2	Jun-96	Duke	Duke
Ede-Cañete	Distribucion	100.0%	8.6	Jun-96	Chilquinta y Ontario Hydro	PSEG y Sempra
EE Piura	Generacion	60.0%	59.7	Oct-96	Endesa	Endesa
Electro Sur Medio	Distribucion	98.2%	51.3	Nov-97	IATE	IATE
Mantaro-Socabaya	Transmision	BOOT	179.2	Feb-98	Hydro-Quebec	Hydro-Quebec
Reforzamiento Sur	Transmision	BOOT	74.5	Ene-99	Red Electrica de España	Red Electrica de España
Cahua	Generacion	30.0%	9.5	Mar-00	Skanska y Vatenfall	Skanska y NRG Energy
Oroya D. Antamina y Aguaytia - Pucallpa	Transmision	BOOT	65.4	Feb-01	ISA	ISA
Electroandes	Generacion	100.0%	227.4	Jul-01	PSEG	PSEG
Etecen y Etesur	Transmision	Concesión	272.5	Jun-02	ISA	Estado
Etevensa	Generacion	55.4%	-	Dic-05	Endesa	Endesa
Termoselva	Generacion	99.7%	-	Ago-05	Duke	Duke
Eteselva	Transmision	100.0%	-	Ago-05	Duke	Duke

Fuente: Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano. Documento de Trabajo No 5. Oficina de Estudios Económicos. OSINERGMIN y datos provistos por OSINERGMIN sobre fusiones

Anaya (2010) describe el proceso de privatizaciones eléctricas en el Perú y realiza estimaciones que muestran que el impacto en términos de bienestar ha sido positivo.

3.2.5 Inversiones

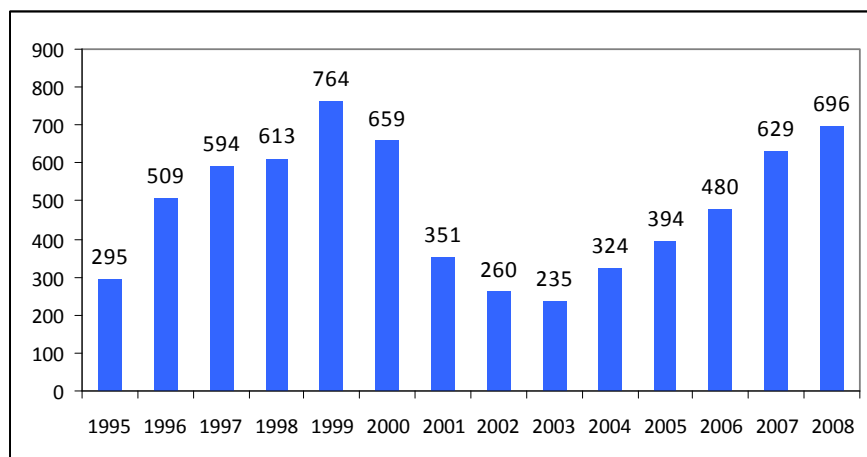
El MINEM (Ministerio de Energía y Minas) reporta que la inversión en el sector eléctrico peruano, para el período 1994-2004 ha sido de US\$ 2,561 millones. De este total, poco más del 50 por ciento se destinó a actividades de generación, 15 por ciento a transmisión y el 34 por ciento a distribución. De acuerdo a Proinversión, el 62 por ciento de los dos millones y medio sería inversión extranjera. No obstante, dado que el proceso de privatización quedó inconcluso, entre 1990 y 2004, la inversión estatal también habría sido considerable. Dicha inversión está calculada

en US\$ 2,203 millones, de los cuales la mitad fueron invertidos en generación, el 16 por ciento en transmisión y el 34 por ciento a distribución.

A esto se suman los US\$ 643 millones invertidos en electrificación rural en el período 1993-2004. De acuerdo a Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005), hasta aproximadamente 1995, la inversión en el sector muestra un crecimiento sostenido pero muy moderado.¹⁷

El Gráfico 2 presenta un panorama general para el periodo 1995-2008 de las inversiones ejecutadas en el sector.

Gráfico 2: Inversiones ejecutadas (millones US\$)



Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2008. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad.

3.2.6 Clientes en el sector

A lo largo de los últimos años, el número total de clientes se ha casi duplicado. En el caso de las distribuidoras, entre 1995 y 2008, se registró un incremento de 86 por ciento. Por el lado de las generadoras, el incremento fue mayor al 200 por ciento. Esta información se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4: Número de clientes a nivel nacional

Año	Mercado de clientes			Distribuidoras			Generadoras		
	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre	Total	Regulado	Libre

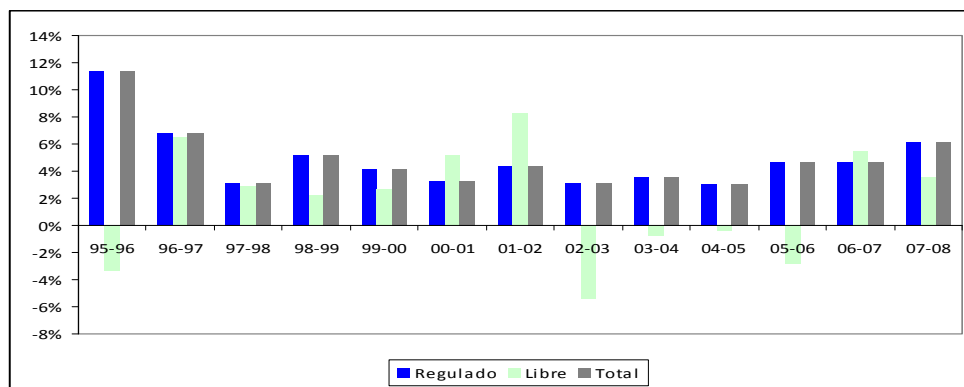
¹⁷ La variable proxy de la inversión en el sector empleada por los autores es la potencia eléctrica instalada.

1995	2,491,835	2,491,629	206	2,491,804	2,491,629	175	31	-	31
1996	2,775,713	2,775,514	199	2,775,675	2,775,514	161	38	-	38
1997	2,964,315	2,964,103	212	2,964,263	2,964,103	160	52	-	52
1998	3,057,320	3,057,102	218	3,057,270	3,057,102	168	50	-	50
1999	3,217,058	3,216,835	223	3,217,011	3,216,835	176	47	-	47
2000	3,352,209	3,351,980	229	3,352,159	3,351,980	179	50	-	50
2001	3,462,851	3,462,610	241	3,462,792	3,462,610	182	59	-	59
2002	3,614,484	3,614,223	261	3,614,408	3,614,223	185	76	-	76
2003	3,727,266	3,727,019	247	3,727,184	3,727,019	165	82	-	82
2004	3,860,515	3,860,270	245	3,860,430	3,860,270	160	85	-	85
2005	3,977,100	3,976,856	244	3,977,020	3,976,856	164	80	-	80
2006	4,165,274	4,165,037	237	4,165,191	4,165,037	154	83	-	83
2007	4,359,862	4,359,612	250	4,359,764	4,359,612	152	98	-	98
2008	4,628,055	4,627,796	259	4,627,945	4,627,796	149	110	-	110

Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2008. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad.

En el siguiente gráfico se observa el cambio en el número de clientes a nivel nacional, distinguiendo por los mercados regulado y libre. Se puede apreciar que en el caso de los clientes libres, entre los años 2002 y 2003 se tuvo la mayor reducción (cinco por ciento), mientras que en el caso de los clientes regulados, únicamente se muestran cambios porcentuales positivos.

Gráfico 3: Cambio porcentual en el número de clientes a nivel nacional



Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2008. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad.

3.2.7 Ventas de energía

Entre 1995 y 2008, las ventas totales de energía a nivel nacional se incrementaron en cerca a 200 por ciento (de 9,840 GWh a 27,169 GWh), como se puede ver en la Tabla 5. Si distinguimos por tipo de empresa, son las distribuidoras las que cuentan con la mayor participación de las ventas, mientras que en lo referido a los mercados, son los regulados los que tienen más del 50 por ciento de las ventas para todos los años del periodo bajo análisis. Esta información se muestra en la tabla siguiente.

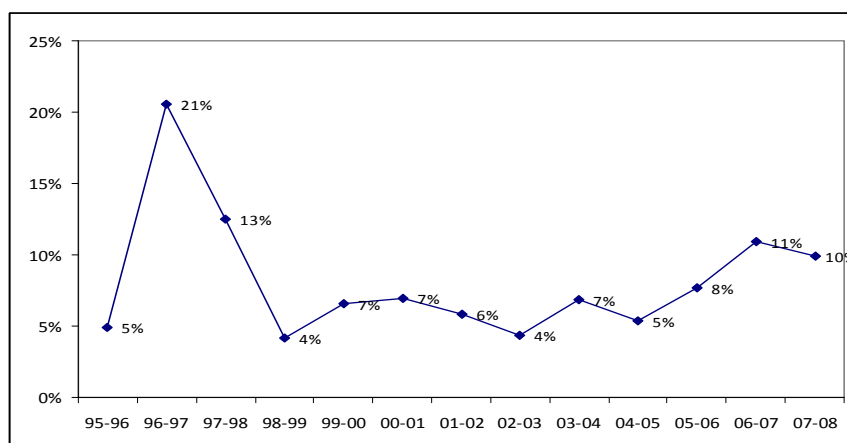
Tabla 5: Ventas de energía eléctrica (GW.h)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Total	9849	10331	12451	14009	14592	15546	16629	17605	18375	19641	20701	22290	24722	27,169
<i>Por tipo de empresa</i>														
Distribuidoras (%)	88	85	75	71	70	69	63	63	62	61	62	63	61	60
Generadoras (%)	12	15	25	29	30	31	37	37	38	39	38	37	39	40
<i>Por mercado</i>														
Regulados (%)	65	66	59	55	55	54	52	52	52	53	54	55	54	54
Libres (%)	35	34	41	45	45	46	48	48	48	47	46	45	46	46
<i>Por Sistemas</i>														
SICN (%)	85	85	80	81	80	80								
SIS (%)	11	12	17	16	17	17								
SEIN (%)							97	98	98	98	98	96	98	98
Aislados (%)	4	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	4	2	2

Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2008. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad.
* Cifras estimadas

La evolución de la tasa de crecimiento de las ventas totales se aprecia en el Gráfico 4. Así, entre los años 96 y 97, se registra el mayor crecimiento del periodo (23 por ciento); recientemente, entre los años 2007 y 2008, el crecimiento fue de diez por ciento.

Gráfico 4: Tasa de crecimiento de las ventas totales de energía eléctrica



Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2008. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad.

3.2.8 Producción de energía eléctrica

La Tabla 6 muestra la producción de energía eléctrica entre 1995 y 2008. Para este último año, se registró una producción de 32,627 GWh, mientras que para 1995 se contó con sólo 16,880 GWh. De la misma manera, esta tabla muestra los porcentajes de producción según tipo de generación, por sistemas y por servicio.

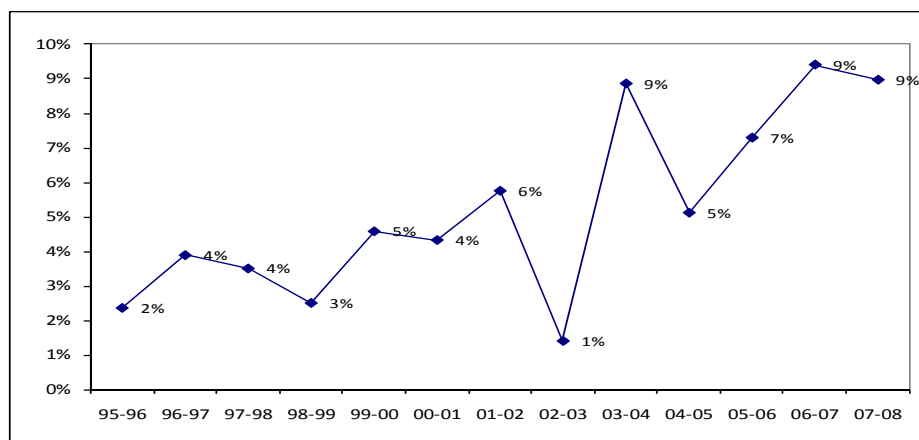
Tabla 6: Producción de energía eléctrica (GWh)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total	16880	17280	17953	18583	19050	19923	20786	21982	22293	24267	25510	27370	29943	32627
<i>Por tipo de generación</i>														
Hidráulica (%)	77	77	74	74	76	81	85	82	81	72	70	71	65	59
Térmica (%)	23	23	26	26	24	19	15	18	19	28	30	29	35	41
<i>Por sistemas</i>														
SICN (%)	73	73	73	74	74	74								
SIS (%)	13	14	15	14	15	16								
SEIN (%)							90	91	92	92	92	92	93	93
Aislados (%)	14	13	12	12	11	10	10	9	8	8	8	8	7	7
<i>Por servicio</i>														
Mdo. Eléctrico (%)	78	77	85	90	91	92	92	93	93	93	93	94	94	94
Uso propio (%)	22		15	10	9	8	8	7	7	7	7	6	6	6

Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2008. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad.

Como en los casos anteriores, el gráfico a continuación presenta las tasas de crecimiento en la producción de energía eléctrica. Si bien todas éstas han sido positivas, no se observa un patrón claro.

Gráfico 5: Tasa de crecimiento de la producción total de energía eléctrica



Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 – 2008. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad.

3.2.9 Evolución de la capacidad instalada y tipos de plantas

En este apartado, vamos a ver como evolucionaron los indicadores correspondientes a la potencia efectiva del sistema y como fueron evolucionando las producciones de acuerdo a las distintas tecnologías de producción disponibles.

Como podemos ver en la Tabla 7, la potencia efectiva del sistema paso de 4336.21 MW en diciembre 2004 a 5848.34 MW en diciembre 2009, mostrando un incremento entre puntas del 35 por ciento aproximadamente.

Tabla 7: Potencia efectiva y tecnología utilizada para producir, período 2004-2009

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Potencia efectiva (MW)	4336	4471	4800	5152	5147	5848
Hidroelectrico	60.6%	62.3%	58.1%	54.4%	54.7%	48.9%
Termico	39.4%	37.7%	41.9%	45.6%	45.3%	51.1%
Turbo Gas	63.7%	63.9%	47.1%	54.9%	55.1%	63.5%
Diesel	13.4%	12.9%	10.8%	8.2%	7.8%	7.6%
Turbo Vapor	21.8%	22.1%	18.5%	15.2%	15.3%	11.9%
Ciclo Combinado	1.1%	1.1%	23.6%	21.7%	21.9%	17.0%

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por OSINERGMIN

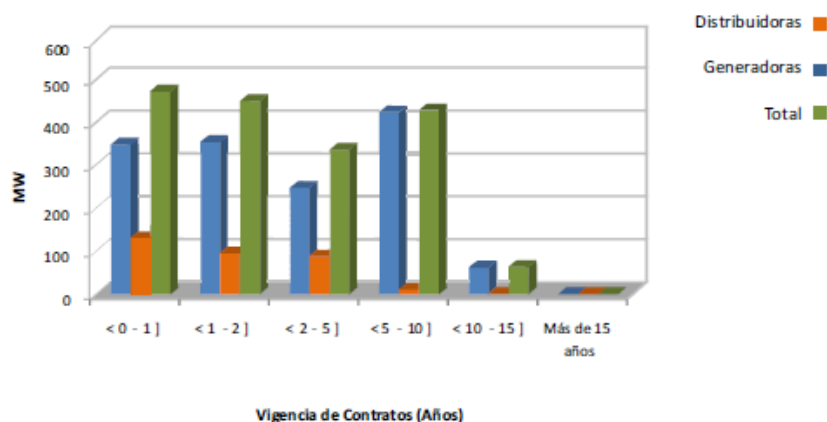
Con respecto a las tecnologías de producción, vemos claramente que la capacidad efectiva de las plantas hidroeléctricas ha disminuido a lo largo de todo el periodo analizado, pasando de un 60,6% en 2004 a un 48,9% en el año 2009, concentrándose hacia las plantas térmicas, con un 51,1% en el año 2009. Con respecto a las plantas térmicas, no vemos una tendencia en lo que refiere a las plantas de Turbo Gas, ya que las mismas tuvieron un periodo descendente hasta 2006 y luego nuevamente creciente hasta 2009, pasando desde un 63,7 por ciento en 2004, a un 47,1% en 2006 y retomando en 2009 los niveles del 2004. Se observa una concentración decreciente en todo el periodo con respecto a las plantas que utilizan Diesel, pasando desde un 13,4 por ciento en 2004 a un 7.6% en 2009. Lo mismo sucede con las plantas de Turbo Vapor, que tenían una participación del 21,8% en 2004 y en 2009 se observa una participación del 11.9%. Con respecto a las plantas de ciclo combinado, vemos un crecimiento substancial durante todo el periodo bajo análisis, pasando de una participación del 1.1% en 2004 a una del 17.0% en 2009, con un salto grande en el año 2006 que llega a un 23.6% con respecto al 1.1% del año anterior.

Haciendo algunas observaciones generales con respecto a este apartado, vemos una alta tendencia a la concentración de la tecnología de producción eléctrica en plantas que utilizan gas como insumo (Turbo Gas y Ciclo Combinado), lo cual puede llegar a ser un inconveniente en periodos en los que hay faltantes de gas, en los cuales habrá grandes subidas en los precios y variabilidad en los mismos, lo que genera oportunidades para el abuso del poder de mercado.

3.2.10 Contratos de Clientes Libres

El mercado de clientes libres es un mercado ampliamente desconcentrado, en el cual encontramos hasta Diciembre de 2009 alrededor de 246 clientes libres con contrato, de los cuales 109 pertenecen a contratos realizados directamente con las Generadoras y 137 pertenecen a contratos realizados con las Distribuidoras. Dentro de los próximos 2 años, se observa que alrededor de 755 Mw de potencia de las empresas generadoras y 240 Mw de las Distribuidoras están próximos a quedar libres, por lo que se generará competencia por su atención.

Gráfico 6. Vencimientos de los contratos de Clientes Libres (MW)



Fuente: Boletín Anual Mercado Libre 2009, OSINERGMIN

Podemos ver en el Gráfico 6 que alrededor del 50% de la potencia contratada por clientes libres debe renovarse en los próximos 2 años.

Por otra parte, luego de realizar un análisis de concentración desde el punto de vista de los clientes que compran vemos 2 resultados disímiles pero llamativos. Por un lado vemos que los 3 principales compradores tienen el 27.7% del mercado, estos son Shougang Hierro Perú con un 11.4%, Sociedad Minera Cerro Verde con un 10.6% y Compañía Minera Antamina con un 5.7%, lo cual nos daría indicios de un mercado con significativa concentración, pero esto no es así. El resto del mercado es tan numeroso y tan poco significativo que en la realidad los niveles de concentración son muy bajos. El Índice HHI para el mercado de compras de los contratos de clientes libres vigentes es de 387, el cual es considerado de acuerdo a los estándares de casi todas las agencias de competencia del mundo como un mercado desconcentrado.

De acuerdo al Marco Normativo vigente en Perú, los grandes usuarios son aquellos que tienen una potencia contratada igual o superior a 10 Mw. Aproximadamente el 50% del consumo del mercado libre corresponde a grandes usuarios, lo cual nos muestra su importancia.

3.2.11 Contratos regulados

En el caso de los mercados regulados, queremos también analizar su composición y concentración desde el lado de las compras, y vamos a realizar dos tipos de análisis. En principio realizamos un cálculo del Índice HHI por el lado de las compras en el mercado regulado, y luego realizamos un análisis de las relaciones verticales entre empresas generadoras y distribuidoras por Grupo de Control.

En la Tabla 8 vemos que desde la parte compradora en el mercado regulado hay un muy elevado nivel de concentración ya sea que midamos el índice incluyendo al Estado Nacional o sin el Estado Nacional de acuerdo al cálculo del Índice HHI. Observamos que el nivel de concentración tiene una tendencia decreciente ubicándose entre 4700 y 6300 en el año 2007 para en el año 2009 descender a ubicarse entre 2800 y 3600.

Tabla 8. Grado de concentración de las compras en el mercado regulado

Control Distribuidor	2007	2008	2009	2010
Endesa	2.0	25.4	35.6	32.7
Estado	15.5	11.4	9.8	17.1
HICA	0.0	5.2	3.9	3.3
Otros01	7.6	5.0	4.5	5.5
Otros02	0.0	0.0	0.1	0.1
Otros03	8.6	4.6	4.3	3.9
PSEG	66.2	48.3	41.8	37.5
Total general	100.0	100.0	100.0	100.0
HHI total	4763	3181	3167	2821
HHI s/Estado Nacional	6339	3889	3777	3679

Fuente: Elaboración propia

Vemos que entre PSEG, el Estado Nacional y Endesa concentran alrededor del 87% del mercado en 2009. Luego, analizamos las relaciones verticales entre grupos de control de Generadores y Distribuidores en el mercado regulado.

Tabla 9. Relaciones verticales entre Generadores y Distribuidores (Mw), 2009

Control Distribuidor	Control Generador				Nordic			Total general
	Duke	Endesa	Estado	Israel Corp	Skansa	Otros	Tractebel	
Endesa	956.7	2724.8	1664.4	323.2	22.0	643.6	1540.5	7875.1
Estado	671.8	170.5	1175.0	35.0		30.7	94.0	2177.0
HICA	58.8	96.8	333.4			101.9	267.5	858.3
Otros	181.2	224.8	1413.3	7.0	0.0	0.0	130.1	1956.3
PSEG	650.2	1840.8	4410.1	455.7	15.5	12.4	1862.1	9246.8
Total general	2518.6	5057.8	8996.2	820.9	37.4	788.6	3894.1	22113.6

Fuente: Elaboración propia

Como podemos ver en la Tabla 9 no se observan grandes transacciones de energía entre empresas de un mismo grupo y no parecen ser significativas. En el caso de los distribuidores pertenecientes al grupo Endesa, les compran a generadores de su mismo grupo de Control un 34% de la energía contratada en el mercado regulado. Las relaciones verticales más significativas parecen ser las del Estado Nacional, que compra alrededor del 54% de la energía contratada en el mercado regulado a generadores pertenecientes a su mismo grupo.

3.3 Marco legal y regulación aplicable

La reforma del sector se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en Noviembre de 1992. Con la norma se modificaba la forma como estaba organizada la industria y se establecía un nuevo marco regulatorio cuyo objetivo general era crear un sistema tarifario que fomentara la eficiencia económica. El sistema debería generar los incentivos para que las empresas invirtieran en un entorno estable y con un sistema tarifario adecuado. Ello permitiría incrementar la capacidad de generación y lograr un incremento de la cobertura del servicio eléctrico. A su vez, los usuarios deberían tener las opciones suficientes para elegir entre varias alternativas e incluso negociar directamente con los suministradores (clientes libres). Paralelamente, la reforma inició un proceso de promoción de la inversión privada a fin de aprovechar la experiencia de operadores internacionales y atraer inversiones al sector.

Ese mismo mes, también se aprueba la creación del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual, denominado Indecopi. Organismo que depende del Ministerio de Energía y Mina y se le brindo autonomía técnica y presupuestal. El Instituto se encarga de proteger a los mercados del abuso monopólico y las prácticas restrictivas, como así también de la protección de la propiedad intelectual y cuenta con 7 comisiones para lograr estos objetivos. En los últimos tiempos, este organismo ha sido muy criticado por tomar una posición que se acerca más a la de un regulador que a la de un Organismo de Defensa de la Competencia.

En diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía – OSINERG (Ley N° 26734), como ente autónomo encargado de la fiscalización y supervisión de la normativa en materia de i) calidad, ii) conservación del medio ambiente, iii) eficiencia y iv) normas de los subsectores electricidad e hidrocarburos, así como fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de concesión.

En la actualidad, el OSINERG es denominado OSINERGMIN y se encarga de regular y supervisar adicionalmente el sector de minería.¹⁸

En Noviembre de 1997, se sanciona la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, cuyo objetivo es establecer un procedimiento para el control de las operaciones de concentración, ya sea de tipo vertical u horizontal, para evitar que estos actos de concentración tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia a los mercados. Ya sea en fusiones, adquisiciones directas o indirectas y participaciones, deberá pedirse con anticipación autorización al Indecopi para realizar tales operaciones.

En Julio de 2006, se sanciona la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación Eléctrica, que tenía como objetivo mejorar el marco regulatorio anterior, determinado por la Ley

¹⁸ Según la Ley 28964 del 24 de enero de 2007.

de Concesiones Eléctricas. Dentro de sus disposiciones se encuentran la creación de licitaciones para el suministro a precio firme, determinación del mercado de corto plazo, modificaciones en las funciones del COES, se modificó la legislación concerniente a la construcción de nuevas instalaciones de transmisión, se establece un mecanismo de compensación para la formación de precios para clientes regulados, se modificó el acceso de distribuidores y grandes clientes libres al mercado de corto plazo y se pone énfasis en la promoción de grandes proyectos hidroeléctricos.

En Enero de 2008, se sanciona el Decreto Supremo 001-2008. Su objeto es establecer las condiciones técnicas y comerciales en la Operación del SEIN en el caso de interrupciones del suministro de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica.

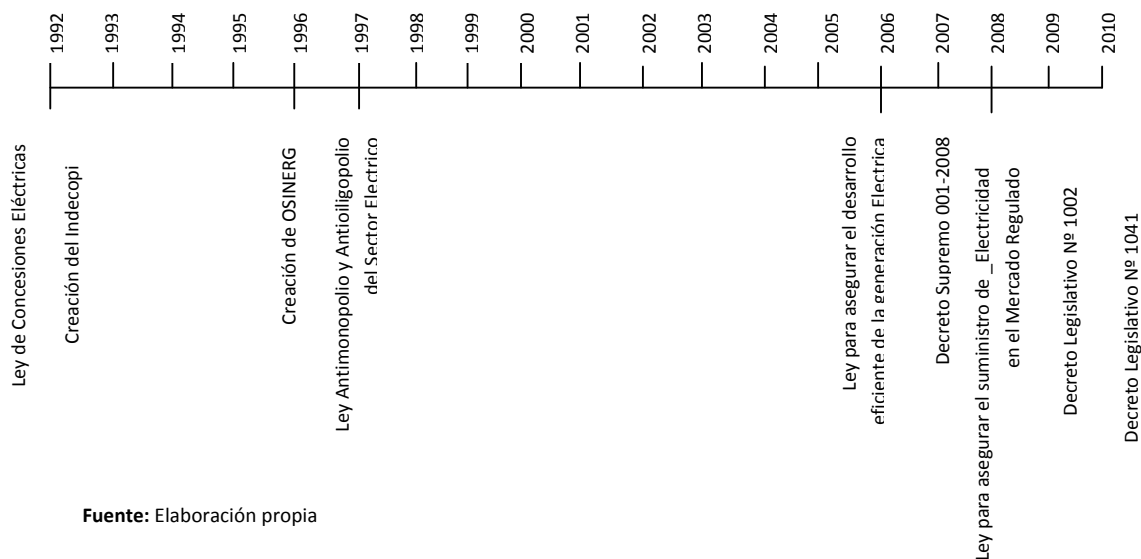
También ese mismo mes, se sanciona la Ley para asegurar el suministro de electricidad en el mercado regulado. Tiene como objeto establecer que las demandas de energía y potencia destinadas al Servicio Público de la Electricidad, que no cuenten con contratos de suministro de energía que las respalden, serán asumidas por los generadores.

En Mayo de 2008, se sanciona el Decreto Legislativo N° 1002. Tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad. Se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz.

Por último, en Junio 2008, se sanciona el Decreto Legislativo N° 1041. . Su objeto es modificar una serie de Artículos de la LCE (Ley de Concesiones Eléctricas) y de su modificatoria, la Ley N° 28832. Sus principales modificaciones son con respecto al plazo de los contratos derivados de un proceso de licitación.

A continuación en la Ilustración 2 vamos a detallar de manera cronológica todos los sucesos que contribuyeron a la actual formación del marco normativo del sector eléctrico.

Ilustración 2. Cronología de la Evolución en la Normativa vigente en el Sector Eléctrico Peruano



Fuente: Elaboración propia

3.3.1 Ley de concesiones Eléctricas (LCE): Decreto Ley N° 25844

La reforma del sector se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en Noviembre de 1992, reglamentada posteriormente por el Decreto Supremo 009-93-EM.

De acuerdo a Bonifaz (2001), esta Ley se basa en la experiencia de Chile, Argentina y el Reino Unido, donde la oferta de electricidad es separada en tres actividades independientes: generación, transmisión y distribución. Bajo este esquema, la generación debe realizarse en un marco de libre competencia absoluta; la transmisión, mientras no esté sujeta a competencia, debe proveer libre acceso a compradores y proveedores; y los derechos y responsabilidades de las compañías distribuidoras serán regulados de acuerdo a su condición de monopolio natural.

Como puede apreciarse, con esta Ley se modifica la forma como estaba organizada la industria y se establecía un nuevo marco regulatorio cuyo objetivo general era crear un sistema tarifario que fomentara la eficiencia económica. El sistema debería generar los incentivos para que las empresas invirtieran en un entorno estable y con un sistema tarifario adecuado. Ello permitiría incrementar la capacidad de generación y lograr un incremento de la cobertura del servicio eléctrico. A su vez, los usuarios deberían tener las opciones suficientes para elegir entre varias alternativas e incluso negociar directamente con los suministradores (clientes libres). Paralelamente, la reforma inicio un proceso de promoción de la inversión privada a fin de aprovechar la experiencia de operadores internacionales y atraer inversiones al sector.

Dentro de sus principales disposiciones se encontraba:

- Separar el sector eléctrico en 3 grandes partes, Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica.
- El servicio se comenzaba a prestar en un sistema mixto, que incluía empresas públicas y privadas.
- Se dispone que el sector de Distribución y de Transmisión iban a ser sectores regulados. Ya que son los sectores que poseen grandes economías de escala o son monopolios naturales.
- El sector de generación es el que mayores posibilidades de generar competencia había, por eso es que se promueve el ingreso de varios competidores.
- Dispone que las tarifas de energía a nivel generación se basan en la minimización de los costos de abastecimiento de operación y de inversión en base a los menores costos marginales de energía y potencia
- En los niveles de Transmisión y Distribución se reconocen los costos medios eficientes (monopolio natural), los cuales son pagados en base a las remuneraciones que generan el uso de costos marginales y un cargo complementario que cubra los costos restantes. En mayo de cada año, se calculan los costos correspondientes a la inversión descontada al 12 por ciento (VNR) más los costos de operación y mantenimiento (O&M)

Según Bonifaz (2001), la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución permitió y facilitó la especialización de las empresas eléctricas en cada una de estas actividades, y a la vez, estableció un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse con eficiencia en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para aquellos suministros que así lo requieran.

Es importante destacar también, la reglamentación del mercado de clientes libres. Entre la normativa más importante se encuentra: el Decreto Supremo N° 017-2000-EM que establece los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados en el procedimiento de comparación de precios establecido en el Artículo 53° de la LCE; y el Procedimiento para Aplicación de los Cargos de Transmisión y Distribución a Clientes Libres: la Resolución OSINERG N° 1089-2001- OS/CD, que establece la metodología general para determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión y distribución por parte de los clientes libres.

3.3.2 Ley N° 25.868. Ley de Defensa de la Competencia

A comienzos de noviembre 1992, a través del Decreto Ley 25.868, Ley de organización y funciones del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la protección de la propiedad Intelectual, INDECOPI, comienza a organizarse institucionalmente la promoción de la libre competencia en los mercados.

Se crea el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual, denominado INDECOPI. Este organismo depende del Ministerio de Industria y Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales, también cuenta con

autonomía técnica, económica, presupuestal y administrativa. Su funcionamiento se rige de acuerdo a las disposiciones de la nombrada ley.

El organismo se encarga de proteger:

- El mercado de las prácticas monopólicas que resulten controlistas y restrictivas de la competencia en la producción y comercialización de bienes y en la prestación de servicios, como así también practicas que generen competencia desleal y aquellas que afecten a los agentes del mercado y a los consumidores.
- Los derechos de propiedad intelectual en todas sus manifestaciones, conforme al capítulo 30 de la ley.

A su vez, el organismo posee distintas comisiones destinadas a la defensa de la competencia y de los derechos de los consumidores, así como a facilitar a los agentes económicos el acceso, permanencia y salida del mercado, las mismas son:

1. Comisión de Libre Competencia
2. Comisión de Fiscalización de Dumping y Subsidios
3. Comisión de Protección al Consumidor
4. Comisión de Represión de la competencia Desleal
5. Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales
6. Comisión de Salida de Mercado
7. Comisión de Acceso al Mercado

Todas las comisiones tienen autonomía técnica y funcional, resuelven en primera instancia administrativa los procesos de su competencia, así como la adopción de medidas correctivas e imposición de sanciones correspondientes.

1. La Comisión de Libre Competencia se encarga de velar por el cumplimiento de la Ley en contra de las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la Libre Competencia
2. La Comisión de Fiscalización de Dumping y Subsidios vela por el cumplimiento de las normas para evitar y corregir las distorsiones de la competencia en el mercado generadas por el “dumping” y los subsidios.
3. La Comisión de Protección al Consumidor vela por el cumplimiento de la Ley de Protección al Consumidor.
4. La Comisión de Represión de la Competencia Desleal vela por el cumplimiento de las normas de publicidad en defensa del consumidor, como así también vela por el cumplimiento de las normas que sancionan las practicas contra la buena fe comercial.
5. La Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales aprueba las Normas Técnicas recomendables para todos los sectores y las normas sobre metodología legal, como así también aprobar las normas técnicas para los equipos, software u otros medios que se utilicen para el proceso de micro grabación para la obtención de micro formas.
6. Las Comisiones de Acceso al Mercado son competentes para conocer sobre los actos y disposiciones de las entidades de la Administración Pública, que impongan barreras

burocráticas que impidan u obstaculicen ilegal o irracionalmente el acceso o permanencia de los agentes económicos en el mercado.

3.3.3 Ley Nº 26.734. Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía – OSINERG

Esta Ley fue dictada el 30 de Diciembre de 1996, Ley 26.734. Tiene por objeto la creación del Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, siendo integrante del INDECOPI y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. Se le brinda autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera.

Las funciones de OSINERGMIN son:

- Velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario,
- Fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesiones eléctricas y otras establecidas por la Ley,
- Supervisar y fiscalizar que las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería se desarrollen de acuerdo a las disposiciones legales y normas técnicas vigentes,
- Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y conservación del ambiente en las actividades desarrolladas en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería.

3.3.4 Ley Nº 26.876. Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico

La Ley Nº 26.876 se sanciono el 5 de Noviembre de 1997. Tiene por objeto establecer un procedimiento para el control de las operaciones de concentración, ya sea de tipo vertical u horizontal, para evitar que estos actos de concentración tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia a los mercados.

Entiende por actos de concentración a las fusiones, adquisiciones directas o indirectas, participaciones. Antes de realizarse actos de concentración en las actividades de generación, transmisión o distribución de energías, debe solicitarse autorización al Indecopi. Debe solicitarse autorización en los siguientes casos:

- Cuando previa o posteriormente al acto de concentración las empresas tengan una participación de mercado mayor al 15 por ciento en los actos de concentración horizontal,
- Cuando previa o posteriormente al acto de concentración las empresas tengan una participación de mercado mayor al 5 por ciento en cualquiera de los mercados involucrados, ya sean de generación, transmisión o distribución.

No será necesaria la autorización del Indecopi si:

- Si la concentración implica la adquisición directa o indirecta de activos productivos de un valor inferior al 5 por ciento del valor total de los activos productivos de la empresa adquirente,
- Si la concentración implica la acumulación directa o indirecta por parte del adquirente de menos del 10 por ciento del total de las acciones o participaciones con derechos a voto de otra empresa.

En el caso que la investigación resultara que los actos de concentración pudiesen tener como efecto el disminuir o dañar la competencia y la libre concurrencia, el Indecopi puede entonces:

- Sujetar la realización al cumplimiento de determinadas condiciones,
- Ordenar la desconcentración parcial o total de lo que se hubiere concentrado indebidamente, la terminación del control o la supresión de los actos.

3.3.5 Ley N° 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica

La Ley N° 28832 fue dictada en Julio de 2006, y tenía como objetivo mejorar el marco regulatorio vigente con la Ley de Concesiones Eléctricas de Noviembre 1992. Dentro de las finalidades de la Ley, se encuentran:

- Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía, asegurando al consumidor la tarifa eléctrica más competitiva,
- Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado,
- Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación,
- Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Entre estas modificaciones se encuentran:

a. *Licitaciones de suministro a precio firme*

Para poder cumplir los objetivos de abastecimiento oportuno y eficiente de la energía eléctrica para el mercado regulado, se realizarán licitaciones concernientes a cumplir los requisitos de demanda a los menores precios. Estas licitaciones darán lugar a contratos a largo plazo, como máximo de 10 años a precios firmes. Para plazos menores a 5 años, sólo hasta el 25 por ciento de su demanda. Se modificaron también las condiciones de los distribuidores. Pasaron a tener la obligación de licitar con 3 años de antelación para su mercado regulado, esto se torno necesario ya que se iban a facilitar los objetivos de eficiencia, dado que permitía el desarrollo de nuevos

proyectos de generación, permite aprovechar las economías de escala, promueve la competencia en el mercado y asegura el abastecimiento para el mercado regulado.

Los distribuidores por su parte, podrán convocar licitaciones por cuenta propia pero están obligados a aceptar la participación de otros distribuidores y clientes libres. Los lineamientos para la elaboración de las bases de las licitaciones iban a estar a cargo de OSINERG. Si la demanda de energía para el sector regulado tenía durante el periodo una variabilidad mayor al 10 por ciento, se dispuso que en estos casos se pudiera licitar con antelación menor a 3 años. También se vieron beneficiados los distribuidores ya que con las modificaciones estaban en libertad de modificar las condiciones comerciales, los volúmenes a contratar, plazos de los contratos, perfiles de carga y puntos de entrega.

Para cada licitación, OSINERG establecerá un precio máximo para la adjudicación de los respectivos contratos, los cuales deben incentivar las inversiones eficientes en generación.

Los precios firmes entonces, son claves para i) atraer nuevas inversiones, ii) encontrar los precios de mercado, iii) promover los contratos de largo plazo para el sector regulado.

b. *Mercado de Corto Plazo*

Se establece que en el Mercado de Corto plazo pueden participar los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres. Estos, en casos que sean necesarios, deberán constituir fideicomisos y otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen en el mercado de corto plazo, de manera de garantizar el pago oportuno en dicho mercado. La compra y venta de energía se realiza en función de los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.

c. *Modificación del COES*

El COES es el Comité de Operación Económica del Sistema. Tiene la finalidad de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo preservando la seguridad del sistema. El Comité tiene las siguientes funciones de interés público:

- Elaborar la propuesta del plan de transmisión al Ministerio,
- Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del mercado de corto plazo, a aprobarse por OSINERG,
- Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del mercado de corto plazo,
- Asegurar condiciones de competencia en el mercado de corto plazo,
- Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones,

Y también tiene a su cargo determinadas funciones operativas:

- Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución,
- Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión,
- Coordinar la operación en tiempo real del SEIN,
- Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE,
- Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico,
- Calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras,
- Determinar y valorizar las transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES,
- Administrar el mercado de corto plazo,
- Asignar responsabilidades en el caso de transgresiones de las normas técnicas así como calcular las compensaciones que correspondan,
- Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN,
- Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la ley, dentro del ámbito de su competencia.

El Presupuesto del COES será cubierto por aportes de los Agentes.

d. *Marco de transmisión*

En lo referido a las instalaciones del sistema de transmisión, no se modificaron las condiciones para las instalaciones anteriores. Se modificó la legislación para las instalaciones a construirse en el futuro mediante el sistema de licitaciones públicas. Por medio de estas licitaciones, se otorga la concesión de transmisión por un lapso de 30 años de operación comercial, sin contar los años en construcción. Una vez vencidos estos plazos, se otorgarán los activos de transmisión al estado sin costo alguno.

Dentro de la base tarifaria, se incluyen los componentes de inversión, operación y mantenimiento. OSINERGMIN es el encargado de establecer un monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Los precios a Nivel Generación para los usuarios regulados se calcularán como un promedio ponderado de los precios de Contratos con Licitación y los precios de Contratos sin Licitación.

También se crea un mecanismo para compensar a los usuarios en los sistemas aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN. El Precio de Barra que fija OSINERGMIN no podrá diferir en más de un 10 por ciento del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones vigentes al 31 de Marzo de cada año.

e. *Formación de precios a nivel generación*

Los Precios a Nivel Generación para usuarios regulados se calcularán como los promedios ponderados de los precios de los contratos sin Licitación y los precios de los contratos resultantes de Licitaciones, sin incluir los cargos de transmisión. Se establece un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados a fin de que el Precio a Nivel Generación para Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión. También se crea un mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados destinado a favorecer el acceso y la utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados.

f. *Cambios en el acceso de distribuidores y grandes clientes libres*

A partir de las modificaciones, los distribuidores tienen la posibilidad de acceder a los mercados de corto plazo para atender los requerimientos de sus clientes libres. Esto también es válido para los Grandes Usuarios libres individuales o Agrupaciones de usuarios libres con más de 10 MW de potencia contratada.

En el caso en que se coincida con la máxima demanda mensual del sistema, deberán pagar potencia. También se deben constituir garantías adecuadas y suficientes en el caso en que sea necesario.

g. *Promoción de proyectos hidroeléctricos*

Se acentúa la labor del Ministerio para promover nuevas inversiones, evaluando el potencial peruano de proyectos hidroeléctricos y de fuentes no convencionales de energía, auspiciando los producidos con energía renovable, y poner a disposición de los inversionistas una cartera de proyectos de inversión con perfiles desarrollados hasta el nivel de pre factibilidad.

3.3.6 Decreto Supremo N°001-2008-EM

Este decreto supremo fue publicado el 5 de Enero de 2008. Su objeto es establecer las condiciones técnicas y comerciales en la Operación del SEIN en el caso de interrupciones del suministro de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica. En el caso de que esto suceda, el COES considerará los costos marginales de corto plazo registrados los mismos días de la semana previa a la interrupción del suministro de gas natural (Costo Marginal previo). Las unidades que operen con costos variables totales superiores a los costos marginales previos, serán denominadas unidades de respaldo. Al finalizar el mes en el cual se produjeron las interrupciones, el COES determinará un monto que cubra los costos adicionales que representa para el SEIN la operación de unidades de respaldo como consecuencia de la interrupción del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica.

3.3.7 Ley Nº 29.179. Ley para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado

Esta ley fue sancionada el 3 de Enero del 2008 y es denominada Ley Nº 29.179. Tiene como objeto establecer que las demandas de energía y potencia destinadas al Servicio Público de la Electricidad, que no cuenten con contratos de suministro de energía que las respalden, serán asumidas por los generadores, conforme al procedimiento que establezca OSINERGMIN.

El monto faltante para cerrar las transferencias de energía en el COES, debido a los retiros de potencia y energía sin contrato, se asignaran a los generadores en proporción a su Energía Firme Eficiente Anual del Generador, menos sus ventas por contratos.

Los distribuidores que efectúen retiros de potencia y energía, sin haber realizado al menos 3 convocatorias a proceso de licitación, serán penalizados en proporción a la diferencia entre el Costo Marginal y el Precio en Barra. La penalización no podrá superar el 5 por ciento de su facturación por el servicio de distribución.

3.3.8 Decreto Legislativo Nº 1002

Este decreto fue publicado el 02 de mayo del 2008. Tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad. Se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. El Ministerio de Energía y Minas será el encargado de promover este tipo de proyectos. La generación de electricidad de partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el COES, para lo cual se considerará un costo variable de producción igual a cero.

Se promueve también la investigación y desarrollo de proyectos sobre energías renovables a través del Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC), el Ministerio de Energía y Minas y los Gobiernos Regionales, promoviendo la participación de Universidades, Instituciones Técnicas y organizaciones de desarrollo especializadas en la materia.

3.3.9 Decreto Legislativo Nº 1041

Este decreto fue publicado el 26 de junio del 2008. Su objeto es modificar una serie de Artículos de la LCE (Ley de Concesiones Eléctricas) y de su modificatoria, la Ley Nº 28832. Sus principales modificaciones son con respecto al plazo de los contratos derivados de un proceso de licitación, se extiende hasta 20 años y precios firmes, ninguno de los cuales puede ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa del OSINERGMIN. Con respecto a la remuneración de la Base tarifaria, agrega el concepto de Peaje de Transmisión, que es igual a la base tarifaria menos el Ingreso tarifario. La Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión, se sumarán a los conceptos de Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión.

Se establece una compensación adicional por seguridad de suministro, según la cual OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible.

4 Monitoreo de condiciones de competencia en el mercado eléctrico

Básicamente, los mercados de electricidad deben ser monitoreados para garantizar que: (i) ambas partes en cada transacción cumplan con sus obligaciones contractuales y (ii) exista máxima liquidez en el mercado *spot*. Así, de acuerdo a Wolak (2004), una condición necesaria para un mercado de electricidad eficiente en el nivel mayorista es que los participantes produzcan y consuman la electricidad bajo los términos y condiciones especificados en las licitaciones; en caso no se cumpla con las condiciones contractuales, la confiabilidad de la red de transmisión se puede ver afectada, lo cual afecta los costos de todos los oferentes del sistema. De otro lado, un mercado *spot* con liquidez implica que pueden darse grandes transacciones virtualmente, en cualquier momento y sin generar cambios en precios significativos; por ello la importancia de que esta condición sea garantizada.

En la misma línea, el monitoreo en los mercados de electricidad es necesario debido a que el comportamiento de un proveedor privado en búsqueda de rentas puede degradar significativamente la capacidad de otro proveedor para inyectar la energía que ha vendido, o puede ser perjudicial para los consumidores, al no dejarlos retirar la energía que han adquirido. Igualmente, este comportamiento podría degradar la confiabilidad del sistema.

Los estudios de monitoreo de competencia en el sector eléctrico se han concentrado en la operación del segmento de generación, considerando los antecedentes respecto de la organización general de la industria post reestructuración a nivel internacional.

Existe una vastísima literatura teórica y empírica respecto de la dinámica de los mercados de generación eléctrica, entre la que caben destacar el trabajo de Twoney *et al* (2005). Según esta referencia, la experiencia de los países que han liberalizado sus mercados de generación eléctrica (en adelante los mencionaremos directamente como “mercados eléctricos”) ha mostrado que el supuesto según el cual los mercados naturalmente producirán un resultado competitivo no siempre estuvo justificado.

Parte del problema deriva de la dificultad de definir la extensión del mercado relevante, porque el número de generadores diferentes que compiten directamente entre sí depende de la fortaleza del sistema de transmisión y de la capacidad de las interconexiones entre diferentes áreas geográficas. Ello se debe a que cuando se produce una congestión en un punto de la red, parte del sistema queda aislado y por el tiempo que dure la congestión, los generadores que se encuentran en el área congestionada son los únicos en condiciones de proveer la energía.

A ello hay que adicionar el hecho de que, como se dijo, como la energía no es almacenable y la respuesta de la demanda a variaciones en precio es muy baja, existen diferentes condiciones de competencia a lo largo del día, dependiendo del tamaño de la demanda.

El problema que más preocupa respecto del mercado eléctrico, tanto desde el punto de vista de la competencia como de la regulación, es que la probabilidad de existencia y ejercicio de poder de mercado es mayor que en mercados de bienes convencionales. Además, según Wolak (2004), más de diez años de experiencia del proceso de reestructuración de la industria eléctrica han mostrado que las fallas de mercado pueden ser más perjudiciales para los consumidores en relación a los mercados de bienes convencionales debido a que la electricidad juega un rol fundamental en la economía moderna. De allí que desde la progresiva reestructuración del sector eléctrico se han desarrollado investigaciones teóricas y empíricas que han resultado en una masa crítica de elementos tendientes a detectar y mitigar el poder de mercado en el segmento de generación.

4.1 Indicadores y análisis para la detección del poder de mercado

Debido a las particularidades relativas al poder de mercado en el mercado eléctrico se han desarrollado, particularmente a lo largo de la última década, una batería de indicadores y análisis específicos.

Como indicación general, hay que mantener presente que el indicador más habitual que usan las autoridades de competencia para aproximarse a la situación de un mercado relevante, esto es el Índice de Concentración de Herfindahl Hirschmann (HHI), es particularmente insuficiente para establecer las condiciones de competencia en el segmento de generación.

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 una cuota de mercado relativamente pequeña a un dado nivel de demanda, puede darse el caso que si ese generador reduce su producto, ningún otro agente pueda ser capaz de reemplazar esa oferta por cuestiones de costos, de capacidad o de restricciones de la red de transmisión (Borenstein, Bushnell y Knittel, 1999).

Hecha la salvedad precedente, la medición del HHI puede ser de utilidad inicial para tener un panorama general de la concentración general de la capacidad de generación así como también, una vez determinados los tres mercados relevantes diarios (pico, valle y resto de la demanda) para lograr una primera aproximación a las condiciones de competencia en cada uno de esos segmentos diarios.

Puede decirse que el indicador ideal de poder de mercado es aquél que provee en un valor sencillo una medida de la capacidad de ejercicio de poder de mercado. La prueba de eficacia sería la capacidad del indicador de predecir el ejercicio de poder de mercado o de estar altamente

correlacionado con la observación de sobrepagos en el costo de la energía, en relación a algún marco de referencia competitivo (Twomey et al, 2005).

La batería de indicadores y técnicas actualmente disponibles para detectar poder de mercado en el segmento de generación puede clasificarse en tres grandes grupos:

- Análisis e indicadores estructurales
- Análisis e indicadores de conducta
- Simulaciones de mercado

A ello conviene agregar como cuarta técnica, el monitoreo del estado de la red de transmisión, ya que, como dijimos, a través de la manipulación de la congestión puede lograrse que generadores con una localización específica ganen poder de mercado (Twomey et al, 2005).

4.1.1 Análisis e Indicadores Estructurales

En esta categoría se encuentran comprendidos los siguientes indicadores principales:

- Cuotas de mercado
- Índice de concentración de Herfindahl-Hirschman
- Indicador de generador pivotal
- Indicador de Oferta Residual

La medición de las cuotas de mercado y de los HHI con respecto a los mercados adecuadamente definidos tiene la ventaja de ser de fácil comprensión y calcularse a partir de poca información. Son indicadores que tienen utilidad en el marco de un análisis *ex ante*, preventivo. Como principales desventajas se ha observado que: i) no se ha encontrado suficiente respaldo en análisis empíricos, ii) no incluyen el lado de la demanda del mercado, los comportamientos estratégicos y los problemas de congestión; iii) no son apropiados a la naturaleza particularmente dinámica de los mercados eléctricos y iv) existen dificultades para determinar la dimensión geográfica apropiada de los mercados respecto de los cuales se calculan.

El indicador de generador pivotal y el índice de oferta residual tienen valor predictivo en el marco de un análisis *ex ante*, pero también pueden ser utilizados como parte de un análisis *ex post* para identificar los generadores que efectivamente pudieron incurrir en un abuso de posición dominante.

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC 2004) utiliza dos indicadores para determinar si una empresa posee poder de mercado: (i) Análisis Pivotal (“Uncommitted pivotal supplier analysis”) y (ii) Análisis de participación de mercado (“Uncommitted market share analysis”).

Antes de presentar el detalle de estos tests y el criterio impuesto por la FERC para determinar que un generador posee poder de mercado, es conveniente recordar parte del análisis y de la argumentación que esta entidad utilizó al momento de presentarlos:

- La FERC establece que no es conveniente basar el análisis de poder de mercado en un único indicador. Recomienda en cambio utilizar una combinación de indicadores de modo de disponer de una visión más completa y clara en torno a si un agente posee poder de mercado o no.
- Los tests utilizados por la FERC no tienen el carácter de “definitivo” sino sólo de “indicativo”.
- En consecuencia, en caso de que algún generador no apruebe alguno de los tests, se considerará que existe evidencia *rebatible* de que un generador posee poder de mercado. En caso de no aprobar uno de los dos tests, el generador puede presentar evidencia que rebata la evidencia de poder de mercado, sin embargo esta evidencia sólo puede tomar la forma del “*delivered price test*”.

a. *Indicador de cuota de mercado*

Este análisis asocia la posición dominante de una empresa a su participación de mercado, la que se mide en función de la capacidad instalada que ésta puede disponer libremente en el mercado mayorista. El procedimiento a seguir en este caso es el siguiente:

- Determinar la capacidad disponible de cada generador. Se entiende por capacidad disponible aquella que el generador puede disponer libremente para competir en el mercado mayorista.
- Determinar la capacidad disponible del sistema: se calcula como la suma de la capacidad disponible de los generadores + las importaciones.
- Estimación de la participación de mercado de cada generador (y cada periodo considerado) de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Participación de Mercado generador "i"} = \frac{\text{Capacidad disponible generador "i"}}{\text{Capacidad disponible en el sistema}}$$

- Si la participación de mercado de una empresa es menor al 20% (de acuerdo con la FERC) en cada uno de los periodos considerados, entonces esta empresa no posee una posición dominante en el mercado. En cambio, si este indicador supera el 20% en alguna estación, se considera que existe evidencia rebatible de que el productor respectivo posee poder de mercado.

Es bastante común también utilizar distintas alternativas de concentración agregada (por ejemplo: el indicador C_4 , que indica la participación agregada en el mercado de las cuatro empresas de mayor participación). Schwarz, Lang y Meyer (2007) como la agencia de competencia utiliza los índices de concentración C_1 , C_3 y C_5 , y los compara con límites previamente establecidos para determinar “posición dominante” (33%, 50% y 66%, respectivamente).

b. *Índice de Herfindhal-Hirschmann (HHI)*

El HHI mide el grado de concentración del mercado, perfeccionando la información aportada por las cuotas de mercado individuales.

Se calcula como la sumatoria de los cuadrados de las cuotas de mercado: $HHI = \sum s_i^2$, donde s_i es la cuota porcentual de mercado. El HHI da valores entre cero y diez mil (10 mil indica el caso de monopolio). Su utilización se justifica por la relación directa entre el HHI y el Índice de Lerner agregado que existe en un modelo de competencia en cantidades (Cournot). De la condición de primer orden para la maximización de beneficios de cada firma i se obtiene¹⁹:

$$L_i = \frac{(p - c_i)}{p} = \frac{s_i}{\epsilon}$$

Donde, L_i denota el índice de Lerner para empresa la firma i . De la agregación para toda la industria tenemos el índice de Lerner para la industria (L):

$$L = \sum s_i L_i = \sum s_i \left(\frac{s_i}{\epsilon} \right) = \frac{HHI}{\epsilon}$$

De la ecuación anterior se observa que el desempeño de la industria (medido por el índice de Lerner) depende de la estructura de mercado de (medida por el índice de concentración de la oferta y la elasticidad de la demanda) asumiendo que el comportamiento corresponde a la competencia a la Cournot²⁰.

Habitualmente, de acuerdo a los lineamientos utilizados en Estados Unidos (*Horizontal Merger Guidelines* –HMG-²¹), cuando el HHI es menor a 1000 puntos, habría un mercado desconcentrado; cuando se encuentra entre 1000 y 1800, habría un mercado moderadamente concentrado y cuando supera los 1800 puntos, habría un mercado altamente concentrado.

Cuando se compara dos Indicadores HHI, el primero del mercado en su situación original, y el segundo luego de que hubo o se simularon cambios (concentraciones, caídas o retiros del

¹⁹ Cada firma i maximiza beneficios (π), definidos por: $\pi_i = \text{Ingreso total} - \text{Costo total} = P(Q)q_i - C(q_i)$. Las empresas eligen las cantidades q_i que producen al precio de mercado (P), maximizando la función anterior, de acuerdo con la siguiente condición de primer orden: $P' q_i + P - C' = 0$. Dado que en mercados no competitivos, el precio no es una constante, sino que está asociado a las cantidades comercializadas en el mercado (Q), la relación entre precios y cantidades es inversa, entonces reacomodando la expresión anterior y multiplicando y dividiendo por Q el lado derecho, se obtiene: $P - C' = Q P' q_i / Q = s_i P' Q$. Si dividimos los dos términos por P , obtenemos el índice de Lerner: $L_i = (P - C') / P = s_i / \xi$. Siendo ξ la elasticidad precio de la demanda.

²⁰ La derivación completa del modelo, y su generalización, explicitando una variable que representa la conjetura sobre el comportamiento (Cournot, Monopolio, Competencia, etc.) puede ser consultada en Cowling y Waterson (1976).

²¹ Department of Justice y Federal Trade Commission (1997).

sistema), se consideran inofensivas todas las fusiones que generan un incremento del HHI de menos de 50 puntos, y en esos casos, el valor No indica que no se requiere ningún análisis. Cuando el incremento es mayor a 50 puntos, se considera el valor absoluto que adquiere el índice post adquisición. Si éste supera los 1800 puntos la adquisición debe ser analizada con mayor detenimiento. Lo mismo ocurre cuando el HHI alcanza valores entre 1000 y 1800 pero el incremento supera los 100 puntos.

No hay una justificación teórica de estos límites aunque se puede vincular a Selten (1983) quien sugiere que un mercado con cuatro participantes es muy probable la existencia de colusión. Inclusive, Joskow (1995) recomendó al FERC que se considere un valor de HHI de 2500 (4 empresas de igual tamaño) como corte entre lo que denominó bajo y alto riesgo de poder de mercado de corto plazo. Finalmente la Comisión no adoptó la recomendación. Con respecto a las variaciones de los HHI, antes y después, en la práctica se observa que son generalmente aprobadas fusiones con variaciones de hasta 200 puntos, un valor sensiblemente superior al de las HMG (Binz y Frankena, 1998).

c. *Indicador de generador pivotal*

Este enfoque consiste en analizar, para cada generador, si la demanda en la hora de punta del sistema puede ser satisfecha si una planta no se encuentra disponible. El indicador de generador pivotal informa cuándo un determinado generador es necesario (“pivote”) para atender la demanda en un momento dado. Específicamente, establece si en determinado momento la capacidad de un generador es mayor que el margen de reserva (la diferencia entre la oferta total y la demanda total). Es un indicador binario que asume valor 1 en caso de que el generador estudiado sea pivotal y 0 en caso contrario.

A continuación se presenta la forma de cálculo de este indicador:

- 1. Estimación de la capacidad disponible en el sistema. Esta se calcula como la suma de la capacidad de los agentes locales más la capacidad que puede ser importada (determinada a su vez por la capacidad del sistema de transmisión). El análisis reconoce que parte de la capacidad instalada de las plantas puede estar dedicada a proveer de reservas al sistema por lo que la capacidad disponible descuenta a la instalada el porcentaje de reservas. La FERC establece explícitamente que la capacidad disponible no descuenta capacidad por concepto de mantenimiento programado.
- 2. Demanda en la hora de punta (anual) del sistema
- 3. Estimación de la capacidad disponible “neta” para satisfacer la demanda en la hora pico. Esta se calcula como la diferencia entre (1) y (2):

$$\text{Capacidad Disponible Neta} = \text{Capacidad Disponible total} - \text{Demanda Máxima}$$

- 4. Se compara la Capacidad disponible del generador “i” con la Capacidad Disponible Neta del Sistema. Si la capacidad disponible del generador i es mayor o igual a la neta del sistema, se considera que el generador es “pivotal” y por lo tanto no aprueba el test.

Las ventajas del indicador pivotal respecto de los dos anteriores son: i) que incluyen determinantes del lado de la demanda del mercado, ii) que son apropiados para seguir el dinamismo del mercado eléctrico y para calcularse a nivel de áreas geográficas reducidas y iii) que existen estudios empíricos que indican su correlación con prácticas abusivas. Como principales desventajas, se mencionan que ignoran la posibilidad de comportamientos paralelos entre los generadores (colusiones tácitas) y las condiciones de entrada y salida del mercado (contestabilidad).

d. *Indicador de Oferta Residual*

El índice de oferta residual (RSI²², por sus siglas en inglés) es muy similar en su factura al indicador de generador pivotal pero se mide en una escala continua antes que binaria y entonces presenta una mayor flexibilidad de utilización. El índice establece qué porcentaje del total de la capacidad de generación del mercado que queda para satisfacer la demanda, una vez que se resta la capacidad de un determinado generador.

A continuación se presenta la forma de cálculo de este indicador:

- 1. Estimación de la capacidad disponible en el sistema siguiendo el mismo procedimiento que en el análisis pivotal.
- 2. Demanda en horaria del sistema
- 3. Se compara la Capacidad disponible del generador “i” con la Capacidad Disponible Neta del Sistema, calculando:

$$RSI_i = (Capacidad Disponible del sistema - Capacidad de la empresa i) / Demanda Máxima$$

Así puede establecerse para un momento dado para cuál proveedor el indicador asume el menor valor, lo que informa que ese proveedor es el más importante y reglas generales de monitoreo tales como la deseabilidad de que el indicador asuma un valor superior al 110 por ciento el 95 por ciento de las horas del año (Sheffrin 2002), lo que indica que aún restando la capacidad de la firma más importante, existe un exceso de oferta sobre demanda del 10 por ciento.²³

Las ventajas de estos últimos indicadores estructurales respecto de los dos primeros (participación de mercado y HHI) son: i) que incluyen determinantes del lado de la demanda del mercado, ii) que son apropiados para seguir el dinamismo del mercado eléctrico y para calcularse a nivel de áreas geográficas reducidas y iii) que existen estudios empíricos que indican su correlación con prácticas abusivas.

²² Residual Supply Index.

²³ Al igual que el HHI, este indicador tiene una relación con el índice de Lerner. De la optimización se obtiene: $Li = (1 - RSI_i) / \epsilon$ (ver Newbery, 2009).

Como principales desventajas, se mencionan que ignoran la posibilidad de comportamientos paralelos entre los generadores (colusiones tácitas) y las condiciones de entrada y salida del mercado (contestabilidad).

4.1.2 Análisis e Indicadores de Conducta

El análisis e indicador más consolidado dentro de este grupo el llamado “Índice de Lerner”, que se calcula como el margen (entre el precio de la energía en el mercado y el costo marginal de generación) como porcentaje de ese precio. También puede calcularse como porcentaje del costo de generación y en ese caso el indicador suele denominarse “márgenes de oferta-costo”. También se utilizan para su cálculo modelos de simulación del mercado que tiene en cuenta las características físicas de la red y criterios de confiabilidad.

a. Índice de Lerner

Este indicador puede ser utilizado tanto como parte de un análisis de competencia ex ante, de naturaleza preventiva y como parte de una investigación de un posible abuso de posición dominante por parte de un agente en particular (análisis *ex post*).

Como ventajas cabe señalar que es de fácil comprensión, no requiere la definición precisa de un mercado relevante ya que directamente recoge la existencia de sobrepuestos en relación a costos, lo que es inherente al ejercicio de poder de mercado.

Una de las desventajas asociadas a la estimación de índices de Lerner es la necesidad de determinar apropiadamente los costos. Pero eso presenta menos dificultades en el sector eléctrico que en otras áreas de la economía, debido a que la mayor parte de los costos variables de corto plazo están integrados por el costo del combustible.

La crítica más importante que se realiza a estos indicadores radica en cómo interpretar valores altos del índice, ya que no necesariamente indican ejercicio de poder de mercado, dado que los valores altos son también consistentes con un mercado eléctrico competitivo en el cual la oferta excedente (margen de reserva) es muy bajo.

En ese caso, los márgenes altos no están indicando el abuso de posición dominante sino que la capacidad de generación del sistema es baja y existen rentas para financiar expansiones de los operadores existentes o para el ingreso de nuevos operadores.

b. Simulaciones

Los análisis más sofisticados, pero en buena medida aún controversiales, lo conforman los estudios que utilizan modelos de simulación de oligopolios. Hasta ahora se han utilizado primordialmente como herramienta para el diseño de las regulaciones y para la simulación de fusiones o adquisiciones.

Las herramientas de simulación de mercados de energía eléctrica han visto un apreciable desarrollo. Actualmente, son capaces de simular el comportamiento de mercados con una representación realista y detallada de los activos de generación y de las estrategias de los distintos agentes. Se puede considerar dos grandes tendencias de modelado: (i) la representación del problema de una única empresa donde el comportamiento de sus competidores se sintetiza en el modelado del precio y (ii) la representación explícita del equilibrio de mercado mediante la consideración de la competencia entre todas las empresas (adoptando supuestos sobre la conducta, principalmente Cournot y funciones de oferta).

En la sección de monitoreo, se presentan algunos detalles de los modelos generalmente utilizados para el análisis de fusiones y adquisiciones y para evaluar las características competitivas de los mercados eléctricos.

4.2 Revisión de las experiencias internacionales de monitoreo de condiciones de competencia

En esta sección se presentan casos de implementación de monitoreo de condiciones de competencia en el sector eléctrico. Se pueden clasificar en dos categorías, por un lado la implementación formal de sistemas de monitoreo ya sea sistemáticos o puntuales y, por otro lado, el monitoreo implícito en la resolución de operaciones de concentración o casos de conductas.

En el caso de la implementación formal de monitoreo es difícil obtener referencias debido a que generalmente son llevados a cabo a través de consultorías específicas y no por un área específica de la agencia regulatoria o de competencia, dependiendo sobre que institución este a cargo legalmente la detección de abuso de posición dominante (Twoney, *et al.*, 2005). A continuación se detallan brevemente algunos de las implementaciones.

4.2.1 Estados Unidos

En Estados Unidos hasta 1999 era la FERC (Federal Electricity Regulatory Commission) a través del análisis de los casos quien se encargaba esta actividad. Debido a la alta carga informativa que esto significaba, sobre todo por la cantidad de sistemas eléctricos independientes dentro de Estados Unidos, la FERC emite la Orden 2000²⁴ donde deriva la actividad de monitoreo del mercado a las organizaciones de transmisión regional (RTOs por sus siglas en inglés).

La unidad de monitoreo de mercado (UMM) de una RTO realiza una serie de actividades que tiene en cuenta todos los mercados eléctricos y sus interrelaciones. Los objetivos incluyen: (i) detección de intentos de ejercer poder de mercado y la implementación de esquemas de mitigación, (ii) recolección y organización de la información, (iii) imposición de penalizaciones

²⁴ FERC, "Order 2000: Final rule. Docket N° RM99-2-00," 1999.

como respuesta ante la detección de conductas anti-competitivas y (iv) identificación de problemas de diseño de mercado y la proposición de posibles medidas correctivas.

Todas las RTO que han solicitado autorización han implementado una UMM (Guller y Gross, 2005). Las UMMs de NYISO, ISO-NE y PJM implementan el monitoreo para tres los sistemas de Nueva York, Nueva Inglaterra y Pensilvania-Nueva Jersey-Maryland (y 10 estados más), respectivamente. Cada UMM calcula y analiza indicadores de “Screening” como comparaciones de niveles de demanda y precios, tests de generación marginal y despacho fuera de mérito. Asimismo, son utilizadas herramientas para analizar los procesos como modelos de simulación y análisis de sensibilidad.

Con respecto a las respuestas ante la detección de determinadas conductas, se pueden utilizar límites que gatillan penalizaciones. Por ejemplo, en el caso de NYISO, si existe un retiro de capacidad de producción que excede el mínimo entre el 10% de la capacidad del generador o 100MW, entonces NYISO puede imponer una penalidad monetaria.

Sin embargo, no siempre se contempla imponer sanciones económicas. Por ejemplo, PJM no puede imponer sanciones y su labor de mitigación se concentra en propuestas de re-diseño del mercado.

a. *Pensilvania – Nueva Jersey – Maryland (PJM)*

La interconexión Pennsylvania – New Jersey – Maryland (PJM) es el más antiguo pool de energía en los Estados Unidos, establecido en 1927. Provee energía a una población de más de 35 millones de usuarios con una capacidad instalada de 106,000 MW y picos de demanda de 87,000 MW. En el año 2000, PJM sirvió 446 millones de GWh de energía, que representa alrededor del 10% de la energía eléctrica en los Estados Unidos. La energía generada por PJM es un 49% de proveniente del carbón, 37% nuclear, 8% gas, 3% petróleo y 3% hidroeléctrica.

Desde 1998 PJM se convirtió en un operador independiente y ahora opera en el mercado diario, en el mercado en tiempo real, en el mercado de capacidad diaria, mercado regulado.

Al igual que todos los ISO (independent system operators), o sea los operadores independientes del sistema, PJM estableció una Unidad de Monitoreo del Mercado (siglas MMU en inglés). El MMU de PJM tiene un staff de doce personas y un asesor externo designado. La MMU depende administrativamente del presidente de PJM, pero el Administrador tiene la autoridad para contactar independientemente al directorio de PJM o al FERC.

Los objetivos del monitoreo del mercado de PJM son delineados en el Plan de Monitoreo de Mercado, que es aprobado por la FERC. Los objetivos de la MMU son monitorear y realizar reportes sobre las distintas cuestiones concernientes a la operación del mercado PJM. Entre estas se incluyen la operación del pool y los mercados bilaterales para detectar defectos en las reglas del operador del mercado, como así también detectar problemas estructurales en el mercado, para

evaluar mecanismos de coerción para asegurar que se cumplan las reglas del operador y asegurar que el programa de monitoreo será conducido de una manera independiente y objetiva. En particular, el Plan de Monitoreo de Mercado establece que la MMU debe ser responsable de monitorear que se cumplan las reglas de mercado establecidas por PJM, y también de buscar la potencialidad de que alguno de los participantes tenga ejercicio de poder de mercado.

Dentro de los datos e índices que son monitoreados se encuentran: i) Sistema de precios y de cargas (precio promedio de carga, máximo precio de carga, promedio de carga), ii) Congestión (costo máximo por hora de congestión, costo total de congestión, número de activos restringidos), iii) Volúmenes (total de MW ofrecido, total MW programado, importaciones y exportaciones netas por hora). Dentro de otro tipo de índices observados también se encuentran i) Observación de precios y cargas a nivel zonal y horario, ii) Congestión por hora, día, semana, mes, año medida ya sea por agregados de nodos o por zona. iii) Oferta y despacho (por compañía, curvas agregadas de oferta), iv) Capacidad disponible (capacidad total de recursos, cantidad de apagones, resumen de apagones por compañía, comparación de apagones entre compañías), v) estructura de mercado (ratios de concentración, ratios incrementales por hora), vi) Precios y costos marginales, vii) Capacidad de mercado (curvas de oferta por compañía por unidad de tiempo, precios de mercado para cada mercado).

b. *Nueva York*

El estado de New York tiene una población de 19 millones de personas. La demanda anual es de 150 TWh y la carga pico es de alrededor de 30,000 MW. La mezcla de combustibles para 2001 fue: gas 29%, nuclear 28%, carbón 16%, hidroeléctrica 16%, petróleo 10% y otros un 1%.

En Noviembre de 1999, el antiguo NY Power Pool, que estaba establecido desde 1960, se convirtió en NYISO, en español, el Operador Independiente del Sistema de Nueva York.

El monitoreo del mercado es realizado por el Market Monitoring and Performance División (MMPD), una división de NYISO. La división está compuesta por alrededor de 28 personas y está dividida en 3 unidades: Mitigación y conformidad, Análisis, Investigación y Servicios de Datos.

La NYISO tiene una autoridad explícita para la mitigación en el mercado. La unidad de Mitigación y Conformidad realiza un monitoreo diario del sistema. La unidad de Análisis se enfoca en las cuestiones de largo plazo, incluyendo el análisis de la performance del mercado y las cuestiones de diseño. La unidad de Investigación realiza investigaciones, incluyendo auditorías en las facilidades, que se guardan en forma confidencial, e investigaciones formales sobre un comportamiento irregular o posiblemente no competitivo. La unidad de Servicios de Datos se encarga de las necesidades de datos del resto de los grupos.

Dentro del Plan de Monitoreo de Mercado, la MMU reporta al CEO de NYISO, quien es de hecho el responsable al Directorio de ISO sobre las actividades de monitoreo. También, la MMU trabaja muy de cerca con un Asesor Externo quien tiene un rol activo en las actividades de

monitoreo. Este asesor se encarga de preparar los procedimientos de mitigación y monitoreo, provee una evaluación independiente de la ISO y de la MMU, y prepara el reporte anual de mercado.

Los índices que son observados en este mercado son: i) Mercado de Energía (mercado diario de oferta, mercado por hora de oferta, Precios marginales por localización, congestión en el sistema de transmisión. ii) Mercado auxiliar (mercado de reserva, servicios de regulación). iii) Capacidad instalada del mercado. iv) Condiciones del sistema (Apagones de facilidades planeados y apagones forzados de transmisión, apagones planeados y forzados en unidades de generación). v) Mercados adyacentes (precios de la energía en PJM, ECAR, NEPOOL y Canadá, cargas por hora en esos mercados, precios auxiliares en esos mercados). vi) Precios en combustibles (Gas Natural, Petróleo, Carbón).

También hay otros índices utilizados, pero son utilizados con el sentido de “señalizar” algún comportamiento en el mercado. Por ejemplo, i) Precios de oferta de referencia (el precio más bajo ofrecido en los últimos 90 días ajustado por el precio de los combustibles, precios de referencia diarios, precios de referencia en tiempo real; ii) Variación de la oferta (desviaciones de la oferta de los niveles de los precios de referencia; iii) Planificación de las variaciones (desviación de los precios diarios con respecto a los precios de referencia cuando un generador no está previsto); iv) Correlaciones entre lo ofrecido y lo planificado; v) Índices de demanda residual (porcentaje de la demanda del mercado que debe ser suministrado por un proveedor específico); vi) Desviaciones de precios (diferencia por hora entre el precio en tiempo real y el precio diario, promedio de esta diferencia por un tiempo específico).

4.2.2 Canadá (Sistema de Ontario)

Ontario tiene una población de 12 millones de personas. Posee una capacidad de generación de alrededor de 30,000 MW, y el sistema tiene picos de demanda estacionales de alrededor de 25,000 MW). El combustible que se utiliza para generar electricidad es un 37% proveniente de plantas nucleares, un 29% de carbón, un 26% hidroelectricidad, un 7% gas y un 1% restante de otras fuentes.

El Ontario Independent Electricity Market Operator (IMO)²⁵, es una corporación que no tiene capital accionario, establecida en 1998 para dirigir las operaciones del sistema de transmisión de energía eléctrica. El mercado mayorista en su conjunto optimiza la energía y sus reservas de operación para producir un precio que vacíe el amplio mercado provincial cada 5 minutos. En el presente no hay un mercado diario ni precios marginales por localización, ambos van a ser considerados en el futuro.

²⁵ Operador Independiente del Mercado de Electricidad de Ontario.

El rol del regulador es en parte responsabilidad del IMO y en parte responsabilidad de la Ontario Energy Board (OEB). La IMO se encarga del monitoreo, la evaluación y el análisis de la efectividad de las reglas del mercado y la estructura subyacente, como así también la conducta de los participantes del mercado para asegurar la eficiencia y la competitividad del mercado eléctrico al por mayor. Esta responsabilidad la lleva a cabo el Ontario's Market Surveillance Panel (MSP), un cuerpo independiente que responde al Director Independiente del IMO.

La MSP monitorea, investiga y reporta sobre el comportamiento del mercado en el mercado eléctrico competitivo de Ontario. Su objetivo es contribuir al desarrollo de un eficiente, competitivo y confiable mercado de electricidad y servicios auxiliares en Ontario. Las responsabilidades específicas del Panel incluyen: i) Monitoreo del comportamiento en el mercado. ii) Investigación y recomendaciones (sobre el comportamiento de un participante específico en el mercado, si son sospechados de abusar de poder de mercado, la designación de las reglas y procedimientos de operación en el mercado, definición de la estructura del mercado, y reportar sobre los resultados de estas investigaciones y del monitoreo). Si el MSP detecta que un participante del mercado actuó de manera que tomó ventaja o abuso de su poder de mercado, el Panel iniciara investigaciones y hará recomendaciones a la Junta de Energía de Ontario (IMO). Estas organizaciones tienen la autoridad para penalizar e influir sobre la conducta de los participantes mediante penalizaciones, cambio de reglas, cambio en las condiciones de licencias y hasta juicios penales.

La Unidad de Evaluación de Mercado (MAU), que depende de la IMO, brinda soporte en estas áreas, observando muy de cerca los indicadores de mercado, como son el precio, curvas de costos, apagones y cargas. Comparando esta información contra modelos de mercado, aumenta el entendimiento de los factores que afectan la oferta y la demanda y los movimientos en el precio de mercado, y asiste en la detección de flujos en el diseño del mercado para detectar potenciales casos de abuso de mercado por alguno de sus participantes. Dentro de todos estos parámetros, modelos, índices y herramientas que se utilizan para monitorear el mercado se encuentran, i) Generación disponible (capacidad total de recursos, total de MW en apagones planeados, generación disponible en Ontario, resumen de apagones por participante, ii) Volúmenes en el mercado eléctrico de Ontario (total de MW ofrecido por hora, total de MW pagado por hora, total despachado, cargas despachadas en promedio año a año, importaciones y exportaciones por volumen año a año), iii) Demanda en el mercado de Ontario (carga horaria), iv) Precios en Ontario (precios que vacían el mercado y reservas de energía, frecuencia del precio máximo que vacía el mercado, correlación entre precio y carga), v) Precios Nodales de Ontario (precios nodales de energía por hora, máximo precio nodal de energía, ranking de precios nodales), vi) Costos Marginales, vii) Comparación de Precios y Cargas en los mercados eléctricos vecinos, viii) Oferta (recursos ofrecidos, curvas de oferta, oferta agregada por participante en el mercado, curva de oferta por tipo de combustible, comparación entre curvas de oferta actuales e históricas), iix) Despacho (Desviaciones de los despachos requeridos por recurso, comparación entre despacho actual versus ofrecido), ix) Operaciones del sistema (frecuencia de precios administrados,

frecuencia y duración de las suspensiones de mercado, comparación de cargas totales, incluyendo pérdidas, en tiempo real sin restricciones versus soluciones de despacho en tiempo real con restricciones, frecuencia de intervención manual del IMO, frecuencia de compras de emergencia).

4.2.3 Australia

El Australian National Electricity Market (NEM) fue establecido en 1998 como un mercado al por mayor que cruza las zonas del Sur de Australia, Victoria, South Wales, el territorio de la capital Australiana y Queensland. El comercio al por mayor se realiza a través de un pool obligatorio de varios generadores. Este mercado es operado por la National Electricity Market Management Company Limited (NEMMCO).

Uno de los rasgos distintivos del modelo regulatorio Australiano, es que la Australian Competition and Consumer Commission (ACCC) es a su vez el regulador de electricidad nacional y la autoridad de competencia. La responsabilidad primaria del monitoreo del mercado es llevada a cabo por la National Electricity Code Administrator (NECA).

NEMMCO también cumple el rol en el proceso de monitoreo de mercado cuando se requiere que se revise la conducta en significativos incidentes operativos, para chequear la adecuación de las facilidades o servicios.

NECA repara reportes semanales y mensuales de análisis de mercado, en los cuales incluye, i) Monitoreo y respuesta a potenciales infracciones en las códigos (análisis rutinario de la información de NEMMCO, evaluación y monitoreo de los oferentes para cumplir con los códigos, monitoreo de las variaciones entre los precios spot proyectados y los actuales), ii) Investigaciones (sobre prácticas en el mercado), iii) NECA reportara incidentes en donde se encuentre que hay significativas variaciones que son causadas por actividades que son inconsistentes con los objetivos del mercado).

El NEM es uno de los pocos mercados eléctricos que sigue una regla regulatoria muy estricta, en el sentido de que luego de cada día, revela las cantidades ofertadas, y los programas y niveles de producción.

El boletín cuatrimestral de estadísticas, brinda información acerca del mercado eléctrico, esto incluye: i) Tendencias en el mercado (incorpora información en series de tiempo sobre precios spot y demanda); ii) Variaciones entre precios proyectados y precios actuales (incluye explicaciones de todas las variaciones significativas); iii) Reservas (el equilibrio en el mercado se puede reflejar en la capacidad de reservas del mercado, ya que estas van variando entre estaciones y dependen de la variable generación); iv) Servicios auxiliares (incluyendo información agregada sobre los precios y requerimientos de estos servicios).

4.2.4 América Latina

a. Argentina

En la Argentina la actividad de monitoreo recae parcialmente en la organización encargada del despacho (Cammesa). Cammesa tiene que controlar que las declaraciones de indisponibilidad forzada por parte de las empresas estén debidamente justificadas, inclusive realizando auditorías in situ. En cambio, no tiene la potestad de imponer multas, las que son impuestas por el regulador a partir del análisis recibido por el operador.

Por el lado de la agencia de competencia, se ha realizado un monitoreo puntual (Romero, 2001) en el año 2001 utilizando para ello indicadores de estructura y mark ups. Asimismo, se han utilizado modelos de simulación pero en el contexto del análisis de modelos de simulación.

b. El Salvador

En el Salvador las actividades de monitoreo son compartidas por el regulador y la agencia de competencia. Ambas agencias han contratado consultorías a tal efecto. El regulador se concentró más fuertemente en el monitoreo del diseño del sistema y la agencia de competencia en las transacciones de mercado a través de la utilización de indicadores de estructura y de *markup*.

4.2.5 Balance de la experiencia del monitoreo de los mercados eléctricos

Como se ha visto, diferentes sistemas de monitoreo de los mercados eléctricos han sido implementados a nivel mundial, lo cual muestra que existe un consenso en que estos mercados requieren un proceso de monitoreo prospectivo. En ese sentido, Wolak (2004) realiza una revisión de distintas experiencias en el monitoreo, de las cuales extrae las siguientes lecciones:

- 1. El proceso de monitoreo del mercado debe ser forward-looking.
- 2. El proceso de monitoreo del mercado debe ser apoyado plenamente por el proceso regulatorio.
- 3. Se necesitan medidas consistentes del desempeño del mercado y del sistema, que se puedan comparar en el tiempo y entre mercados.
- 4. Es necesario hacer pública toda la información enviada y producida por los operadores del mercado y del sistema.
- 5. El proceso de monitoreo del mercado debe ser independiente del operador del mercado o del sistema, así como del proceso político.

Por ejemplo, en relación al punto 2, se señala que prácticamente en todos los casos, la principal razón por la cual hubo fallas en el diseño del mercado mayorista es que hubo insuficiente integración entre el proceso de monitoreo y el proceso regulatorio.²⁶ Asimismo, se sugiere que el monitoreo debe centrarse en la prevención del daño significativo que se puede derivar del

²⁶ La única excepción es la industria de electricidad de Australia.

ejercicio de poder de mercado sin interesar la razón del daño; se debe proteger a los consumidores del daño que es resultado de acciones legales unilaterales, el abuso unilateral del poder de mercado o acciones coordinadas entre las empresas para incrementar precios.

Sobre el punto 3, se indica que la decisión del regulador sobre si intervenir o no en el mercado vía regulación debe considerar dos costos, pues esta intervención puede empeorar la situación en lugar de mejorarla, o crear incentivos que finalmente perjudiquen al mercado. Por ello, estos costos deben ser balanceados con los beneficios esperados de la intervención; para esto, es fundamental contar con medidas consistentes y adecuadas del desempeño del mercado.

La libre disponibilidad de información, referida en el punto 4, genera más transparencia en el mercado. Además, esto facilita que todos los participantes del mismo estén al tanto de las licitaciones, horarios, niveles de producción, etc.; el hecho que su comportamiento sea fácilmente observable hace que sea más sencillo detectar cualquier violación a las reglas, y cualquiera de las partes interesadas podrá monitorear a cualquier participante del mercado.

Los mejores procesos de monitoreo son aquellos que se perciben como independientes del operador del mercado o del sistema, así como del proceso político. Por ejemplo, el regulador puede comprometerse a hacer pública toda la información enviada y producida por los operadores del mercado y del sistema para mantener su independencia.

4.3 Antecedentes de monitoreo en el análisis de operaciones de concentración

Mayoritariamente, los procedimientos de control preventivo de fusiones y adquisiciones se aplican a mercados competitivos y no regulados y la metodología estándar consiste en evaluar los efectos de la concentración sobre las condiciones de competencia, en particular sobre las siguientes variables: los precios, la calidad y variedad de los productos o servicios involucrados y las barreras a la entrada de nuevos competidores.

Cuando el control preventivo de fusiones y adquisiciones procede respecto de empresas que no operan en competencia, sino como monopolios regulados como es el caso en la Argentina de la transmisión y distribución de electricidad, la metodología debe especificarse conforme a las singularidades del caso.

En los mercados regulados, los precios y las especificaciones de la oferta están determinados por un marco y un organismo regulador, y no son afectados directamente como consecuencia de una fusión o adquisición.

Sin embargo, se ha notado que la capacidad gubernamental de regulación suele estar íntimamente ligada a la composición societaria de los operadores que participan en el mercado regulado.

Así, una fusión de empresas reguladas puede incidir indirectamente sobre el precio y la calidad de la oferta, a través de sus efectos sobre la capacidad regulatoria. Entonces, es fundamental analizar las herramientas con que cuenta el regulador y determinar si las mismas podrían verse afectadas por la fusión de dos empresas reguladas.

Con respecto al supuesto que generalmente se realiza sobre que en estos mercados es conveniente desestructurar verticalmente la industria para fomentar la competencia en los tramos de generación y distribución y mantener un monopolio en el tramo de transmisión, Hogan y Meade (2007), proponen un modelo que trabaja a la Cournot que predice que los incentivos para ejercitar poder de mercado en el mercado mayorista existen cuando los generadores y los distribuidores están verticalmente separados.

La pregunta relevante se refiere principalmente a la forma en que se vería afectado el interés económico general como resultado de una fusión o adquisición entre agentes que operan en los distintos segmentos del sector eléctrico o con agentes que operan en otros sectores de la economía. En este último caso, cobran particular relevancia los otros mercados energéticos (combustibles líquidos y gas natural) por su articulación con el sector eléctrico.

En términos globales, además de estudiarse los aspectos relativos al impacto de la operación en términos de calidad y precio de los productos o servicios involucrados y las condiciones de competencia en los mercados donde la operación impacta directamente y en otros mercados vinculados, cobra relevancia la evaluación del impacto de la operación sobre las capacidades regulatorias del ente regulador en cuestión.

De acuerdo a Becker, Golberg y Kael (2007), en el sector eléctrico han ocurrido substanciales avances tecnológicos con respecto al tamaño de planta eficiente necesario para generar electricidad, el más notable son las turbinas de gas. Ya no es necesario construir plantas generadoras de 1000 MW para poder lograr una escala eficiente, ya que las turbinas de gas pueden lograr la misma eficiencia produciendo 10 MW. Lo mismo ocurre con las tecnologías de transmisión de energía eléctrica. La electricidad actualmente puede ser enviada a través de las líneas de energía a través de distancias más largas que lo que se hacía anteriormente. Con todos estos cambios tecnológicos, los autores argumentan que se eliminan los argumentos que planteaban la necesidad de garantizar los monopolios en estos mercados y se puede desregular y garantizar competencia.

En esta sección se resumen diferentes experiencias a nivel mundial sobre casos de monitoreo del mercado eléctrico, que se describen detalladamente en el ANEXO B: Análisis de operaciones de concentración y se detallan los resultados de estas operaciones en la siguiente página.

Tabla 10: Análisis de operaciones de concentración a nivel internacional. Casos seleccionados.

Caso	Determinación de mercado relevante e indicadores usados	Resultado
Portland General Electric Company (PGE) y Enron NW Assets	NW Natural solicita autorización para la compra de Portland General Electric Company (PGE) a Enron NW Assets. Tienen la intención de realizar la operación a través de un nuevo grupo económico denominado Northwest Natural Holding Company (NW Natural Holdco	La Comisión de Regulación de los Estados Unidos aprueba la compra.
Orion Power Holdings, Inc y Reliant Resources, Inc	Fusión entre Merger Sub dentro de Orion, luego de la transacción, Orion va a ser la compañía que sobreviva ("Surviving Co.") y Merger Sub dejará de existir.	La Comisión de Regulación decide aceptar la fusión.
Ameren Corporation y Illinois Light Company (CILCO)	La transacción propuesta es la adquisición por parte de Ameren de CILCORP	La Comisión de Regulación autoriza con condicionamientos.
Ameren Corporation y Dynegy Inc	Se solicita autorización para transferir la propiedad de las empresas subsidiarias del grupo Dynegy Inc a Ameren Corporation.	La Comisión de Regulación autoriza la operación.
SW Acquisitions y PNM Resources	Lo que se acuerda entre las partes es la venta de acciones ordinarias de la subsidiaria de SW Acquisitions, las empresas TNP Enterprises y Texas-New México Power Company a PNM Resources.	La Comisión autoriza la venta de acciones
Public Service Enterprise Group (PSEG) y Exelon Corporation	Adquisición de PSEG por parte de Exelon Corporation y la indirecta fusión de sus facilidades.	La comisión autoriza la fusión de ambas empresas.
MidAmerican Energy Holdings Company y PacifiCorp Holdings, Inc	La transacción propuesta es un acuerdo de compra de acciones, en la cual PacifiCorp se convertirá completamente en subsidiaria de MidAmerican Holdings, la que a su vez se convertirá en subsidiaria de MidAmerican Holdings.	La comisión autoriza la transacción sin condicionamientos.
Dynegy Inc, Chevron Usa y LSP Development	La transacción incluye la adquisición por parte de Dynegy Inc, del 100% de las acciones ordinarias de LSP Kendall Blocker Inc, subsidiaria de LSP Development y del 100% de las acciones ordinarias de LSP Services Kendall.	La Comisión autorizó la operación con ciertos condicionamientos.
Green Mountain Power Corporation y Northern New England Electric Corporation	La transacción incluye la fusión entre Green Mountain Power Corporation y Northern New England Electric Corporation, en la cual, Green Mountain se convertirá en subsidiaria de Northern New England Electric.	La comisión aprueba la transacción bajo ciertas condiciones.
Astoria Holdings y EBG Holdings	La transacción incluye la fusión entre Astoria Holdings y EBG Holdings, el nuevo grupo será llamado USPowerGen.	La Comisión autoriza la fusión con ciertos condicionamientos.
Texas Holdings y TXU Corporation	La transacción incluye la fusión entre Texas Holdings y TXU Corporation. Pasando TXU Corporation a ser subsidiaria directa y dependiente de Texas Holdings.	La comisión aprueba la transacción sin objeciones
Macquarie Capital Group Limited (MCGL) y Puget Holdings	La transacción consiste en que Puget Holding va a ser adquirida por el Consorcio Inversor, formado en su totalidad por empresas subsidiarias de Macquarie Capital Group Limited.	La comisión aprueba la transacción con ciertos condicionamientos.
EDF Development y Constellation Energy Group, Inc	EDF Development desea adquirir el 49,99% de los derechos de propiedad para el negocio de la generación nuclear de Constellation Energy.	La comisión aprueba la transacción.
Exelon Corporation y NRG Energy	La transacción propuesta es la adquisición de NRG Energy por parte de Exelon Corporation.	La comisión aprobó la transacción sólo si se implementaban ciertas medidas.
Unión Eléctrica Fenosa y Hidroeléctrica del Cantábrico	La operación propuesta es la adquisición por parte de Unión Eléctrica Fenosa de Hidroeléctrica del Cantábrico	El Tribunal considera que resulta adecuado declarar improcedente la operación notificada.
Endesa S.A. e Iberdrola S.A.	La operación propuesta consiste en la absorción por parte de Endesa S.A. de Iberdrola S.A.	El Tribunal aprueba la operación con

		condicionamientos
National Power PLC y Southern Electric PLC.	Concentración entre National Power PLC (NP) y Southern Electric PLC (SE), anunciada en octubre de 1995.	La Comisión no aprueba la operación.
AES y British Energy (Modificación de licencia de generación)	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.	La Comisión decide que las compañías sigan operando de la manera habitual.
The AES Corporation y Gener S.A.	Adquisición por parte de MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., dos subsidiarias de THE AES CORPORATION, del 95,67% del capital accionario de GENER S.A. (Chile).	La CNDC autoriza la transacción con condicionamientos.

Tabla 11: Análisis de operaciones de concentración en el Sector Eléctrico Peruano

Fecha	Empresas	Asunto	Activos involucrados	Resumen e indicadores empleados	Resultado
26/12/2009	ELSE EGEMSA	Operación de concentración	Central Hidroeléctrica Hercca	Se solicita transferir la Central Hidroeléctrica Hercca de EGEMSA a propiedad de ELSE.	La solicitud fue declarada improcedente.
16/07/2009	Enel Endesa: Edegel	Operación de concentración	Edegel, Eepsa y Edelnor	Enel solicita autorización previa para concentración: adquirir control exclusivo sobre Endesa.	La Comisión autoriza la operación de concentración.
16/12/2006	Consortio Transmantaro	Operación de concentración	Consortio Transmantaro	ISA solicita autorización previa para operación de concentración derivada de la adquisición de acciones del Consortio Transmantaro (CTM).	La solicitud se declara inadmisibles.
10/04/2006	Etevensa Edegel Southern Cone	Operación de concentración	Etevensa	Edegel pide autorización previa para la operación de concentración, a través de la absorción de Etevensa (ambas de generación).	Se determinó autorizar el acto de concentración notificado.
09/01/2006	PIDC Aguaytia EPED EPIC	Operación de concentración internacional		PIDC Aguaytia pretende adquirir el total de la participación accionaria de EPED en Aguaytia Energy.	Se autoriza el acto de concentración
7/12/2002	Tractebel Egasa Egesur	Operación de concentración:	Egasa Egesur	La operación de concentración consiste en la adquisición de Egasa y Egesur por Tractebel	Se resuelve autorizar la operación de concentración.
04/12/2002	Electroandes Egecen	Operación de concentración	Activos no productivos	La operación consiste en la compra de activos no productivos de Egecen a Electroandes.	Se declara improcedente la solicitud.
22/10/2001	PSEG Global Electroandes	Operación de concentración	Electroandes	La operación consiste en la adquisición de Electroandes por parte de PSEG Global Inc.	Se resuelve autorizar la operación de concentración.
22/10/2001	Tractebel Electroandes	Operaciones de concentración	Electroandes	La operación consiste en la adquisición de Electroandes por parte de Tractebel.	Se resuelve autorizar la operación de concentración.

De acuerdo al análisis realizado anteriormente en este apartado, vamos a enfocarnos en las lecciones de política con respecto al marco normativo y de competencia para que nos sirva para determinar futuros casos de concentración.

En García y Reitzes (2007) se plantean que las tareas que se pueden realizar para mitigar el -poder de mercado pueden arribar de forma *ex ante* (proactiva) o *ex post* (reactiva) por parte de la autoridad investigadora. El análisis *ex ante* se concentra en identificar cuando las condiciones presentes habilitan un potencial abuso de poder de mercado, por ejemplo a través de análisis de concentración, identificación de los posibles productores pivotaes, análisis de demanda residual o análisis de simulaciones y luego imponer restricciones o reglas que eliminen el potencial abuso en la presencia de esas condiciones. En contraste a esto, la mitigación *ex – post* se concentra en identificar luego de los hechos conductas anticompetitivas de productores individuales, por ejemplo a través de la evidencia de retiros físicos o económicos de capacidad, ofertas en el mercado muy por encima de los costos de generación, o precios que vacían el mercado substancialmente en exceso del precio de *benchmark* competitivo. Generalmente se prefiere en los Estados Unidos utilizar un enfoque proactivo (*ex ante*) ya que es más transparente, pero en algunos mercado, como los mercados Europeas (Reino Unido y Nord Pool) y en el mercado Australiano dependen de un sistema reactivo (*ex post*).

El tipo de sistema de monitoreo depende intrínsecamente del grado de concentración en el mercado. El monitoreo de los reguladores en mercados altamente concentrados parece ser relativamente más proactivo en determinar reglas que prohíban determinados comportamientos, mientras que los reguladores en mercados más desconcentrados son más reactivos a abusos observados.

Muchos autores utilizan modelos de simulación para medir el poder de mercado en la industria de energía eléctrica. Green y Newbery (1992) utilizan modelos de simulación basados en calendarios estilizados de oferta y demanda evaluando los mercados eléctricos en Inglaterra y Wales. Usando el concepto de Función de Oferta de Equilibrio desarrollado por Klemperer y Meyer (1989), encuentran que los precios se elevan substancialmente por encima del nivel competitivo a medida que se incrementa la concentración en el mercado. Bolle (1992) provee un análisis similar. Borenstein y Buschnell (1999) estudian los mercados de energía eléctrica de California usando un enfoque iterativo para encontrar un equilibrio de Cournot con 3 empresas maximizando beneficios y el resto actuando en un marco competitivo.

En principio, de acuerdo a las experiencias internacionales (ver resumen en tabla 8), como así también a los casos de concentraciones en Perú²⁷ (ver resumen en Tabla 9), vemos que en primera instancia, cuando se quiere determinar que indicadores se van a utilizar para medir si la concentración puede traer efectos sobre la competencia, se utiliza en la gran mayoría de los casos el Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), que toma valores entre 0 y 10000 y es medido de acuerdo a las participaciones de mercado de las empresas que lo componen, siendo 0 el menor

²⁷ Ver Gallardo y Dávila (2003) para el análisis de algunos aspectos del análisis de las concentraciones en el sector eléctrico en Perú.

nivel de concentración y 10000 el mayor nivel de concentración. También en muchos casos es utilizado el Índice de Lerner, pero en menor medida que el HHI. Este Índice nos marca el nivel de *markup* que hay en el mercado y es técnicamente los precios que se cobran por encima de los costos, más adelante, hay un apartado entero explicando el desarrollo de este indicador.

Luego, hay casos en los que hay un elevado valor del Índice HHI y la operación se aprueba sin mayor análisis, y otros casos en donde hay un valor del Índice HHI muy bajo y la operación no se aprueba o se requieren otros análisis para aprobarla. La variedad de posibilidades en estos casos es elevada, pero se recomienda que cuando el Índice HHI supera los números considerados de baja y media concentración, menores al 1800, haya que hacer un análisis más detenido sobre la operación en cuestión. Otros indicadores menos utilizados pero que son útiles en estos casos, son el indicador pivotal y el indicador de oferta residual. De acuerdo a Morris (2000), los métodos de “screening” utilizados por la FERC sobrestiman los potenciales efectos anticompetitivos de las fusiones.

También hay que tener en cuenta, especialmente en el sector eléctrico, ya sea el grado de integración vertical, ya sea si las empresas en cuestión poseen activos ya sea en generación, transmisión o distribución, o así también, el grado de integración horizontal, que tipo de empresas se están fusionando y la tecnología de producción que utilizan. Por ejemplo, supongamos el caso de una fusión de dos empresas generadoras, de las cuales una produce energía con tecnología hidroeléctrica, y otra produce energía utilizando Diesel. El Índice HHI pre y post operación no da valores significativos y entonces se decide aprobar la fusión. Aquí podemos estar cometiendo un grave error, ya que quizá, una vez realizada la fusión, la empresa, siguiendo los objetivos de maximizar sus beneficios, va a tener incentivos de disminuir su producción hidroeléctrica, para que de esta manera, su planta de Diesel, que no estaba produciendo en ese momento, se convierta en la planta marginal del sistema y eleve el precio del mismo muy por encima del nivel anterior, con lo cual la renta económica obtenida por la planta hidroeléctrica es muy grande. Por esto es que cada caso hay que analizarlo puntualmente y ver los efectos sobre la competencia de acuerdo a los distintos tipos de indicadores.

En el trabajo de Hogan (1997) se realiza un análisis detallado de cómo en el sector eléctrico las empresas pueden abusar de su poder de mercado. Cuando hay concentración de empresas en el sector de generación, combinadas con precios determinados en el mercado se puede llegar a precios mayores y menor bienestar. El autor plantea un modelo de Cournot, en el cual la empresa dominante (A) elige sus niveles de producto y en la franja competitiva se determina el precio de mercado. Sabiendo esto, la empresa dominante elige su nivel de producción que maximiza su beneficio. La interacción de las redes hace rentable operar en cierto tramo a pérdidas, incrementando la producción por encima del benchmark competitivo y beneficiarse parcialmente de un bloqueo de la red de transmisión.

5 Identificación y análisis de los mercados relevantes

La identificación de los mercados relevantes en el sector eléctrico debe considerar un conjunto de particularidades que le son propias, que se listan a continuación.

- La electricidad es un bien que no puede ser almacenado en volúmenes significativos.
- La electricidad no presenta sustitutos para una gran parte de sus usos finales.
- La electricidad sólo puede ser transportada y distribuida a través de una red existente, que en el corto plazo tiene una capacidad limitada.
- Existe variabilidad de la demanda a lo largo del día (valle, punta y resto) y estacionalidad de la demanda conforme a las temperaturas a lo largo del año. Por otra parte, también suelen existir cambios (shocks) aleatorios de la demanda por factores no fácilmente anticipables.
- Las tecnologías disponibles para la generación de electricidad son lo suficientemente flexibles para responder a los distintos tipos de demandas: los generadores de base, los generadores de punta y los generadores de reserva, lo que puede determinar distintos mercados conforme a las horas del día en que entran en operación cada uno de estos tipos de generadores²⁸.
- La dimensión geográfica del mercado relevante de producto está determinada no sólo por las transacciones físicas, sino también por las transacciones comerciales o financieras.
- El elemento clave de la definición de los mercados relevantes es el diseño regulatorio del sector y la forma en que efectivamente funciona el sector, más allá de los resultados que esperaban obtenerse del diseño regulatorio.

Sobre la base a lo precedente, corresponde tener presente un rasgo particular del sector eléctrico. Debido a la variabilidad diaria de la demanda y los distintos tipos de tecnología de generación que operan para satisfacerla, los generadores que compiten directamente entre sí varían a lo largo del día y por tanto, corresponde establecer al menos dos mercados diarios, correspondientes a las horas pico y a las horas valle, quedando en general por defecto definido adicionalmente un tercer mercado relevante para el resto del día. Es preciso adoptar dos medidas de análisis: la capacidad de producción y la generación. Frankena y Owen (1994) discuten exhaustivamente la determinación de mercados relevantes en el sector eléctrico.

Para el caso de Perú, donde la demanda es satisfecha a través de contratos a diferentes plazos, regulados y no regulados, más las compras en el mercado spot, corresponde establecer si

²⁸ En términos generales, existe una tecnología de generación más apropiada en términos tecnológicos y económicos para atender cada segmento de la demanda horaria diaria. Los generadores de punta son los que se utilizan para atender los picos diarios de demanda y pueden estar apagados buena parte del día. Se trata de los motores de generación térmica que funcionan mayoritariamente a fuel. Finalmente, están los llamados generadores de reserva, que se utilizan solamente cuando el sistema se encuentra pasando por una crisis ya sea por alguna salida de los generadores habituales y/o un pico especialmente agudo de la demanda. Por lo antedicho, los agentes económicos que se encuentran participando en cada momento del día como oferentes de energía cambian en cuanto a su importancia y por ello es que en base a este criterio suelen definirse mercados relevantes diferentes para cada banda horaria del día.

cada uno de estos es un mercado relevante en sí mismo. Nótese que esta es la modalidad de análisis más prudente desde el punto de vista de la competencia, ya que la opción metodológica contraria, puede conducir a subestimar el tamaño e influencia de los grandes jugadores de cada uno de los mercados. Sin embargo, se debe discutir si corresponde separar en dos mercados relevantes diferentes el mercado *spot* y el mercado de contratos, tanto los agentes del lado de la oferta como de la demanda de esos mercados son los mismos, así como también el producto que se comercializa.

Relacionados con la seguridad y calidad del suministro, los generadores proveen además de la electricidad un conjunto de servicios auxiliares, para los cuales si bien existe en algunos casos (como el de la reserva fría por confiabilidad) una remuneración separada. Esto no configura normalmente un mercado en sí mismo.

Luego están los mercados que comprenden la transmisión de la energía a través de la red de alto voltaje, la distribución domiciliaria y la comercialización de la energía a los consumidores finales.

Es respecto de estos segmentos del sector eléctrico (transmisión, distribución y comercialización) que la cuestión de la definición del área geográfica relevante es de importancia. La primera tanda de información recibida parece mostrar que los niveles de congestión son poco relevantes. Esto último será confirmado más fehacientemente cuando se cuenta con la información solicitada.

A nivel de la distribución, el diseño regulatorio ha establecido áreas geográficas exclusivas. Finalmente, el marco regulatorio ha previsto la existencia de comercialización de la energía a grandes usuarios (libres).

Sobre la base de las consideraciones precedentes, se podrían identificar los siguientes mercados de producto relevantes²⁹.

- Generación mayorista de energía eléctrica (en hora pico, valle y resto). De las operaciones de concentración analizadas (ver tabla 4) surge que no se han separado los mercados relevantes de producto en generación.
- Transmisión
- Distribución,
- Comercialización, tomando en cuenta principalmente las ventas a los usuarios libres.

El mercado geográfico relevante respecto de los precitados mercados producto se define de escala nacional. En particular, debido al aparentemente limitado rol de la congestión de las redes de alta tensión.

²⁹ Este punto será desarrollado en toda su extensión a partir del análisis consistente de la información ya recibida junto con la información que todavía no fue remitida.

En el caso de la generación, la dimensión geográfica es nacional por dos razones:

- no existe actualmente congestión en la red de transmisión que aisle sistemáticamente zonas o regiones, que queden entonces sujetas a la generación local y que por tanto corresponda definir mercados geográficos de generación subnacionales.
- la incidencia de las importaciones desde Ecuador es muy marginal y la interconexión aún no tiene la suficiente capacidad para considerar que los generadores de ese país compiten directamente con los generadores nacionales.

En el caso de la transmisión, el mercado geográfico corresponde a la extensión de la red alta tensión que es nacional, no habiendo competencia ya que el servicio es prestado por cada operador no se superpone y que el manejo del despacho es realizado a través del COES.

Es importante notar aquí que si bien son mercados regulados desde el lado de la oferta, desde la perspectiva de la demanda es importante analizar la posibilidad de ejercer el poder de mercado tanto por sus compras en el mercado spot como por el utilización de contratos.

En el caso de la comercialización, siendo este un segmento en competencia, sin importantes barreras legales o tecnológicas a la entrada, puede considerarse su dimensión geográfica de cobertura nacional, lo que significa que los comercializadores mayoristas (generadores/importadores/distribuidoras) compiten o pueden competir directamente entre sí, para la prestación de los servicios de comercialización a los consumidores finales de energía.

En el marco del análisis de competencia, la medición del grado de concentración en los mercados relevantes se lleva a cabo mediante el cálculo del Índice de Herfindahl-Hirschmann (suma de cuadrados de las cuotas de mercado de los oferentes que compiten en el mercado relevante).

Debe tenerse presente que esa medición de la concentración de mercado es apenas el primer paso del análisis de competencia y que es insuficiente para establecer la existencia de poder de mercado o su ejercicio, para cualquier tipo de bienes y mucho más aún para en el caso de la electricidad, según se explicó extensamente en la sección teórica inicial de este estudio.

Para el caso de la electricidad, la medición de la concentración del mercado en base a las ventas mensuales o anuales (como es lo habitual) es insuficiente, por cuanto la estructura del mercado puede cambiar sustantivamente a lo largo de un día y en diferentes épocas del año, debido a la alta estacionalidad de la demanda.

Por ello, en el sector eléctrico el análisis clásico de concentración de los mercados relevantes necesariamente debe ser complementado mediante otras mediciones que permitan capturar más acabadamente tanto la estructura como la dinámica de los mercados relevantes.

A continuación se presentan las mediciones del grado de concentración en los mercados relevantes identificados, a través de las cuotas de mercado de los participantes y los HHI que corresponden.

5.1 Mercado de Generación de energía eléctrica (mayorista)

El cálculo de los HHI respecto de la generación eléctrica como primera aproximación se realiza considerando la capacidad instalada y la inyección mensual, que corresponde al volumen de producción.

Nótese que no necesariamente las participaciones de los operadores en generación (inyección al sistema nacional de transmisión) van a coincidir con las participaciones en la capacidad instalada, ya que ello depende del régimen de despacho.

En la medida en que un agente opere un parque de generadores de alto costo y poco eficientes, dependiendo del régimen de despacho, es posible que su participación en la inyección sea considerablemente más baja que su participación en la capacidad instalada.

Por otra parte, debe tenerse presente que conforme a la definición de los mercados relevantes, coexisten tres mercados relevantes de generación: horas pico, horas valle y resto.

5.1.1 Análisis de participación de mercado

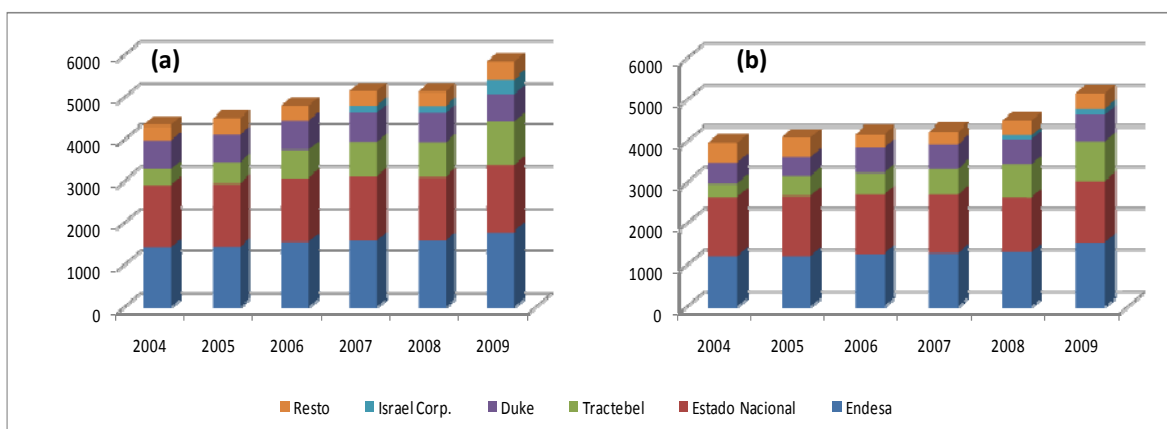
El análisis de de participación de mercado se realiza considerando dos criterios alternativos de capacidad de planta. Primero, se toma directamente la potencia efectiva sin realizar ningún ajuste adicional. Segundo, a esta última capacidad se la ajusta por el factor de disponibilidad de cada una de las plantas que surge de contar las horas anuales de servicio más las horas con disponibilidad como reserva fría. El análisis se realizó para el período 2004-2009. Debido a que no se cuenta con información para el año 2006, este año se aproxima con el promedio de factor de disponibilidad promedio de 2005 y 2007.

Dado que desde el punto de vista del análisis de competencia es necesario analizar por grupo de control, y no por empresa³⁰, es preciso para realizar este análisis, y los posteriores, asignar la propiedad por empresa. La correspondencia se efectuó a partir de de la información sobre las operaciones analizadas por INDECOPI, que se presentaron en la sección anterior. La asignación se presenta en el ANEXO A.

El Gráfico 7 muestra los niveles de capacidad de los principales grupos de control, para las dos alternativas consideradas.

³⁰ Un análisis a nivel de empresa supone que las unidades pertenecientes a un mismo grupo toman decisiones de manera independiente.

Gráfico 7: Potencia efectiva (a) y capacidad disponible (b) por grupo económico.



Fuente: elaboración propia

El ajuste por factor de disponibilidad (teniendo en cuenta las horas de reserva fría) muestra una caída en la capacidad de 10% de promedio para la totalidad del periodo considerado. El factor de disponibilidad más bajo se observa para el grupo Endesa, que muestra una disminución en la capacidad de algo más del 15% para el periodo 2004/2009³¹.

La Tabla 12 muestra la participación de cada grupo desagregados por años para ambos criterios de capacidad utilizados.

Tabla 12: Participación de mercado en potencia efectiva y capacidad disponible por grupo económico

Control	Con potencia efectiva (%)						Con capacidad disponible (%)					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Endesa	33,2	32,2	32,7	31,0	31,0	30,8	30,9	30,0	30,7	30,6	29,5	30,3
Estado Nacional	34,2	33,6	31,4	29,3	29,2	27,1	36,2	35,6	34,4	33,5	29,7	28,5
Tractebel	8,4	11,1	14,1	16,2	16,2	17,6	8,2	11,2	12,1	14,4	17,5	18,7
Duke(*)	16,1	15,0	14,2	13,2	13,3	11,4	16,5	15,4	14,9	14,3	13,7	12,2
Israel Corp.	0,0	0,0	0,0	3,4	3,4	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	3,0
PSEG	4,0	3,8	3,6	3,4	3,4	3,0	4,2	4,0	3,7	3,5	3,8	3,4
Statkraft y Norfund	2,7	2,4	2,3	1,8	1,8	1,6	2,8	2,6	2,5	2,0	1,9	1,7
Shougang	1,5	1,5	1,4	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0
Otros	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	1,1	0,0	0,0	0,4	0,5	0,4	1,3

Fuente: Elaboración propia. Nota: (*) se sumó a Duke la participación correspondiente a Duke y Maple de 2004 y 2005.

Se observa que las participaciones con ambos criterios son muy similares y por lo tanto se puede utilizar cualquiera de ellos. Tanto Endesa como el Estado Nacional tiene posición dominante pues su participación de mercado supera el límite crítico establecido por FERC (20%). Si se

³¹ Hay que resaltar que si bien la menor disponibilidad relativa hace que su participación disminuya, mejorando así en este indicador, al mismo tiempo puede ser indicio de manejo estratégico de la capacidad, los que debe ser captado por otro tipo de herramienta, como por ejemplo los modelos de comportamiento o el análisis de los resultados del cómputo del índice de Lerner.

considera que la capacidad máxima que dispone la CEL está limitada por la disponibilidad de agua, la participación del Estado Nacional disminuiría debido a la alta participación de las centrales hidroeléctricas en su portafolio. Por su parte, Tractebel ha aumentado su participación del 8.2% al 18.7%, entre 2004 y 2009, quedando muy cerca del límite crítico.

De acuerdo al análisis presentado en esta sección, en el mercado mayorista de Perú Endesa cumple con los requisitos establecidos para afirmar que hay evidencia rebatible de que estas empresas ostentan poder de mercado. Esto mismo podría ocurrir con Tractebel ya que sería muy factible que llegué al 20% en caso de una nueva operación de concentración.

En caso de una futura adquisición o fusión donde estas empresas no cumplan con este indicador, podrían aceptar la presunción de poder de mercado o bien rebatirla usando para ello evidencia adicional, proponer medidas de mitigación de poder de mercado o bien sujetarse a las medidas establecidas por el regulador.

5.1.2 Concentración de la generación mayorista, medida en términos de capacidad instalada

Se utiliza sólo el criterio de potencia efectiva para computar la capacidad instalada ya que, como se mencionó en el análisis de participación, los resultados son similares relativo a otras alternativas.

Tabla 13: Capacidad de generación de electricidad. Participaciones de mercado (%) y HHI.

Control	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Duke	12,3	11,4	14,2	13,2	13,3	11,4
Duke y Maple	3,8	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Endesa	33,2	31,9	32,7	31,0	31,0	30,8
Estado Nacional	34,2	33,7	31,4	29,3	29,2	27,1
Israel Corp.	0,0	0,0	0,0	3,4	3,4	6,3
Otros	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	1,1
PSEG	4,0	3,8	3,6	3,4	3,4	3,0
Shougang	1,5	1,5	1,4	1,2	1,2	1,1
Statkraft y Norfund	2,7	2,4	2,3	1,8	1,8	1,6
Tractebel	8,4	11,1	14,1	16,2	16,2	17,6
Total general	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
HHI total	2531	2444	2474	2284	2282	2175
HHI sin Estado Nacional	3144	2976	3162	2851	2853	2711

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de OSINERGMIN

La capacidad instalada presenta una alta concentración³², con un HHI de 2.175 puntos en 2009 (Tabla 13), aunque una parte sustancial (27%) corresponde al parque de generación de

³² Hay diversos límites de HHI a partir del cual se considera que la concentración es alta. Joskow establece el límite inferior en 2500 puntos justificándolo por que indicaría un riesgo de poder de mercado tan severo que justificaría la intervención del regulador. Newbery indica un límite de 2000 porque a partir de ahí ya se eliminarían las ineficiencias de un duopolio en generación, haciendo una clara referencia al caso de

propiedad estatal. Sin embargo, es importante notar que el HHI ha descendido más de 450 puntos desde 2004. Hay caído la participación del Estado nacional de 34% en 2004 a 27% en 2009, con un aumento en la participación de Tractebel de 8,4% a 17,6%.

A modo de ejercicio se considero que el Estado Nacional no es un competidor del mercado sino que envía su producción (suponiendo que la mayor parte es de base) y que los competidores participan en el mercado observando la demanda residual. De esta manera, no corresponde hacer el HHI considerando el Estado Nacional. Aquí los resultados cambian fuertemente mostrando una elevada concentración (que supera los diversos límites existentes).

5.1.3 Concentración de la generación mayorista, medida en términos de inyecciones anuales

Los resultados anuales en términos de producción (Tabla 14) muestran una evolución similar a los observados con capacidad pero con un nivel de concentración más alto. La caída de la participación de mercado del Estado Nacional se hace más evidente en este caso pasando de 43,2% en 2004 a 31,8% en 2009. Por otra parte la caída (dos puntos porcentuales) en la participación de Endesa observada en la capacidad (Tabla 12) no se observa a nivel de producción. Por el contrario se observa un aumento, de 27% a 30% entre puntas.

Tabla 14: Producción anual de electricidad. Participaciones de mercado (%) y HHI.

Control	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Duke	10,0	9,1	13,2	12,2	12,2	10,9
Duke y Maple	5,2	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Endesa	27,1	30,8	29,6	30,8	30,2	29,7
Estado Nacional	43,2	40,7	40,6	35,8	31,3	31,8
Impo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Israel Corp.	0,0	0,0	0,0	1,0	3,3	4,1
Otros	0,0	0,0	0,6	0,5	0,5	1,3
PSEG	4,8	4,6	4,5	3,6	3,6	3,8
Shougang	0,3	0,5	0,4	0,1	0,8	0,4
Statkraft y Norfund	2,0	2,1	2,0	1,9	1,8	1,8
Tractebel	7,5	6,7	9,1	14,0	16,3	15,9
Total general	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
HHI total	2811	2786	2805	2596	2335	2305
HHI sin Estado Nacional	2926	3215	3283	3185	2871	2780

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de OSINERGMIN

Asimismo, se realiza un ejercicio considerando que el mercado relevante es la generación térmica, partiendo del supuesto que toda la generación hidroeléctrica es de base, y por lo tanto el mercado relevante es el residual luego de retirar la demanda satisfecha con hidroelectricidad. Por supuesto, este supuesto es fuerte en el sentido que el poder de mercado puede ser justamente ejercido a partir del manejo temporal de los reservorios de agua. Sin embargo, como en el caso

Inglaterra y Gales. Littlechild fija el límite en 1750, similar al de las Merger Guidelines de Estados Unidos (Ver Boisseleau, 2002).

peruano los principales recursos hidroeléctricos están en manos del estado y que es más fácil el manejo de la indisponibilidad térmica en el corto plazo, este indicador resulta un complemento necesario

En este caso (Tabla 15), los niveles de concentración son aun más elevados, siendo los niveles para todo el mercado similares a los del ejercicio sin Estado Nacional para el 2009, debido a la poca participación del Estado Nacional en la generación térmica hacia el fin del periodo considerado.

Tabla 15: Producción térmica anual de electricidad. Participaciones de mercado (%) y HHI.

Control	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Duke	2,7	1,2	20,6	14,6	12,2	10,0
Duke y Maple	21,7	21,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Endesa	34,0	47,6	50,8	45,5	40,6	38,4
Estado Nacional	8,1	5,4	3,6	1,1	1,8	1,7
Impo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Israel Corp.	0,0	0,0	0,0	3,2	8,6	11,1
Otros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7
PSEG	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Shougang	1,3	1,8	1,7	0,4	2,0	1,2
Statkraft y Norfund	0,5	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Tractebel	31,7	22,0	23,2	35,1	35,0	35,3
Total general	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
HHI total	2708	3264	3556	3527	3100	2953
HHI sin Estado Nacional	3129	3615	3815	3606	3209	3054

Fuente: Elaboración propia

Se observa que entre Endesa y Tractebel tienen en conjunto más del 70% del mercado de generación térmica. Los HHI son altos en todos los casos, superando los 3000 puntos para el promedio de todo el periodo. Asimismo, la diferencia en los HHI con y sin estado son menores que en el caso de tomar la totalidad de la capacidad disponible.

En el ANEXO A se presentan tablas que resumen la asignación de empresas, plantas y grupos de control.

5.1.4 Concentración en la generación mayorista, con respecto al tipo de demanda

En esta sección, lo que queremos verificar, es como varia la participación de los principales actores en el mercado, de acuerdo al tipo de demanda que estén satisfaciendo. Se desagrega la demanda en 3 tipos: Pico, Valle y Resto.

- **Pico:** Es el periodo de máxima demanda diaria, que fue tomada, en los horarios que van desde las 19 hasta las 22 horas.
- **Valle:** Es el periodo con la mínima demanda diaria, que va desde las 2 hasta las 6 horas.
- **Resto:** Es el periodo con demandas promedio, que son el resto de las horas que no son tomadas ni por Demandas Pico ni por Demandas Valle.

Tabla 16: Participaciones promedio 2006-2009 de acuerdo al tipo de demanda

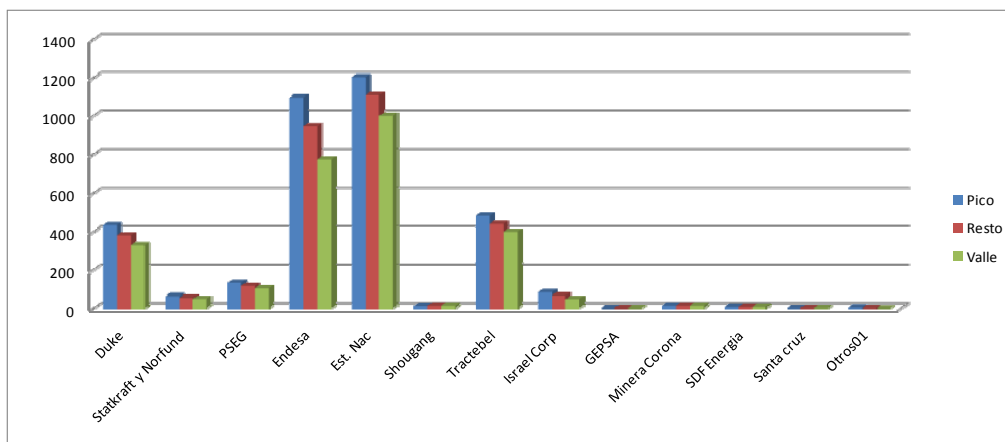
Control	Pico	Resto	Valle
Duke	12.2%	12.0%	11.7%
Endesa	31.7%	30.6%	28.7%
Estado Nacional	34.0%	35.2%	37.2%
GEPSA	0.0%	0.0%	0.0%
Israel Corp	2.5%	2.2%	1.6%
Otros1	0.6%	0.7%	0.8%
PSEG	3.9%	3.8%	3.8%
Shougang	0.4%	0.4%	0.5%
Statkraft y Norfund	0.9%	0.9%	1.0%
Tractebel	13.7%	14.0%	14.8%
HHI Total	2523	2540	2576
HHI sin Estado Nacional	3138	3099	3027

Fuente: Elaboración propia

Ahora realizamos el ejercicio de ver las participaciones de mercado de acuerdo al tipo de demanda que nos enfrentemos. El resultado que esperaríamos es que de acuerdo al tipo de demanda vamos a tener empresas, las más pequeñas que generan utilizando toda su capacidad instalada, que en demandas pico no pueden aumentar sus cantidades producidas, entonces debería caer su participación. Y las empresas más grandes, que en demandas pico, pueden aumentar su producción y entonces aumentar su participación en el mercado.

En los datos registrados en la Tabla 16, no observamos este tipo de comportamiento. Lo que es llamativo es el alto grado de concentración que se observa, ya sea, si tenemos en cuenta al Estado Nacional, como si no tenemos en cuenta al Estado Nacional. Lo que si esperábamos y ocurrió es que el índice de concentración tiene un leve incremento en las demandas pico.

Gráfico 8: Producción promedio 2006-2009 por tipo demanda



Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

Se observa en el Gráfico 8 que los principales grupos, luego del Estado nacional son Endesa, Tractebel y Duke, que en su conjunto producen más del 87 por ciento de la energía.

En la Tabla 17 se presenta el cómputo de las participaciones de mercado y los índices de poder de mercado correspondientes de acuerdo al día de la semana. En la misma no se observan variaciones significativas.

Tabla 17: Participaciones promedio 2006-2009 de acuerdo al día de la semana

Control	1ª Hab	1ª Sab
Duke	11.8%	12.2%
Endesa	30.8%	30.1%
Est. Nac	35.2%	35.4%
GEPSA	0.0%	0.0%
Israel Corp	2.1%	2.2%
Otros1	0.7%	0.7%
PSEG	3.8%	3.8%
Shougang	0.4%	0.5%
Statkraft y Norfund	1.0%	0.9%
Tractebel	14.1%	14.1%
HHI c/EN	2549	2533
HHI s/EN	3121	3064

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

Podemos ver en la Tabla 18 un leve incremento del índice de concentración cuando observamos el primer día hábil de cada mes con respecto al primer sábado de cada mes. También se observa un incremento en la participación de Duke los días sábados y una caída en la participación de Endesa también los sábados.

Al separar las participaciones de acuerdo al día de la semana y también de acuerdo a la demanda, nos encontramos con lo siguiente resultados (Tabla 18).

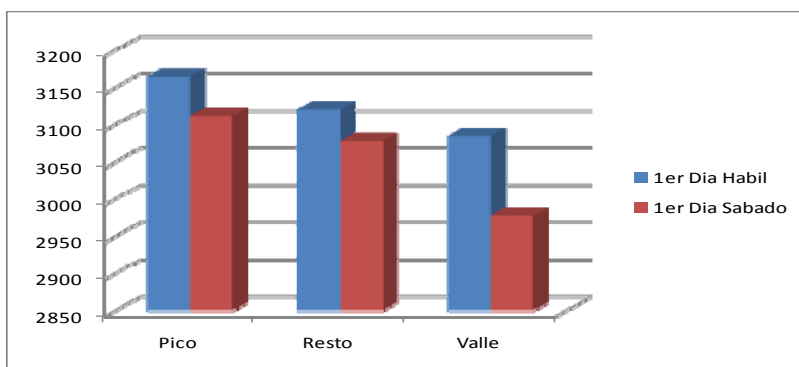
Tabla 18: Participaciones promedio 2006-2009, de acuerdo al día de la semana y tipo de demanda

Control	1º Dia Habil			1º Dia Sabado		
	Pico	Resto	Valle	Pico	Resto	Valle
Duke	12.1%	11.9%	11.2%	12.3%	12.2%	12.1%
Statkraft y Norfund	0.9%	1.0%	1.0%	0.9%	0.9%	0.9%
PSEG	3.9%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.9%
Endesa	32.2%	31.0%	28.9%	31.3%	30.3%	28.4%
Estado Nacional	33.7%	35.0%	37.6%	34.3%	35.4%	36.8%
Shougang	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%	0.5%
Tractebel	13.6%	14.0%	14.9%	13.8%	14.1%	14.7%
Israel Corp	2.6%	2.2%	1.3%	2.4%	2.2%	1.8%
GEPSA	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Minera Corona	0.4%	0.5%	0.6%	0.4%	0.5%	0.6%
SDF Energia	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Santa Cruz	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Otros	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
HHI c/EN	2527	2543	2614	2520	2537	2542
HHI s/EN	3164	3120	3084	3112	3077	2977

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

Es importante tener en cuenta siempre como influye sobre el índice HHI la presencia o no del Estado Nacional en la producción de energía. De nuevo en este caso, tenemos un mayor nivel de concentración, el primer día hábil de cada mes (Gráfico 9). Y si comparamos entre tipos de demandas, vemos que el mayor nivel de concentración se da en los momentos de demandas pico Teniendo en cuenta los dos efectos, el mayor valor del Índice HHI se da en los momentos de demandas pico y los primeros días hábiles de cada mes.

Gráfico 9: Índice HHI de acuerdo al día de la semana y al tipo de demanda



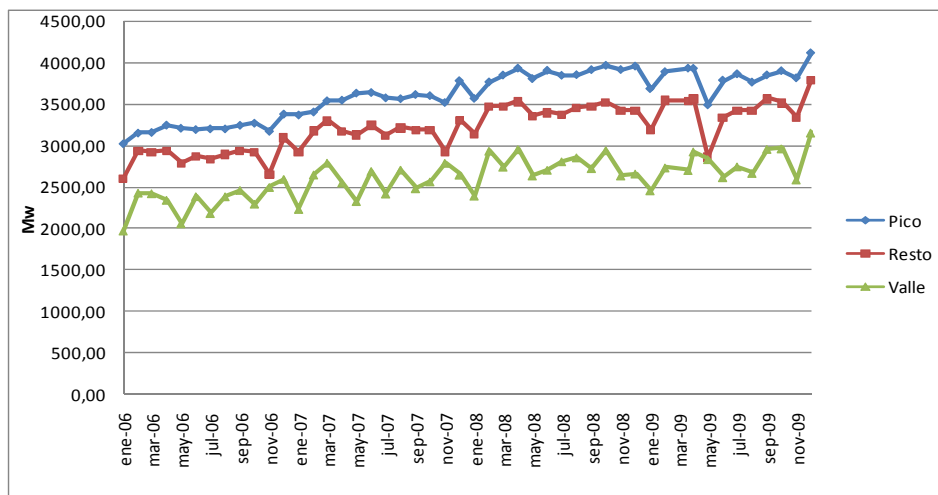
Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

5.1.5 Mercado de generación mayorista: análisis por demanda y hora

a. Evolución de la producción por hora y tipo de demanda

Previo al análisis de las medidas de concentración sobre una base horaria es conveniente describir la evolución de la producción de energía eléctrica desde el año 2006 hasta el año 2009. El Gráfico 10 muestra la generación observada como promedio de producción para el primer día hábil de la semana. Siguiendo con el análisis del apartado anterior, se utilizaron como días de referencia el primer día hábil de cada mes y el primer día sábado de cada mes.

Gráfico 10: Producción promedio por tipo de demanda desde Enero 2006 para el primer día hábil



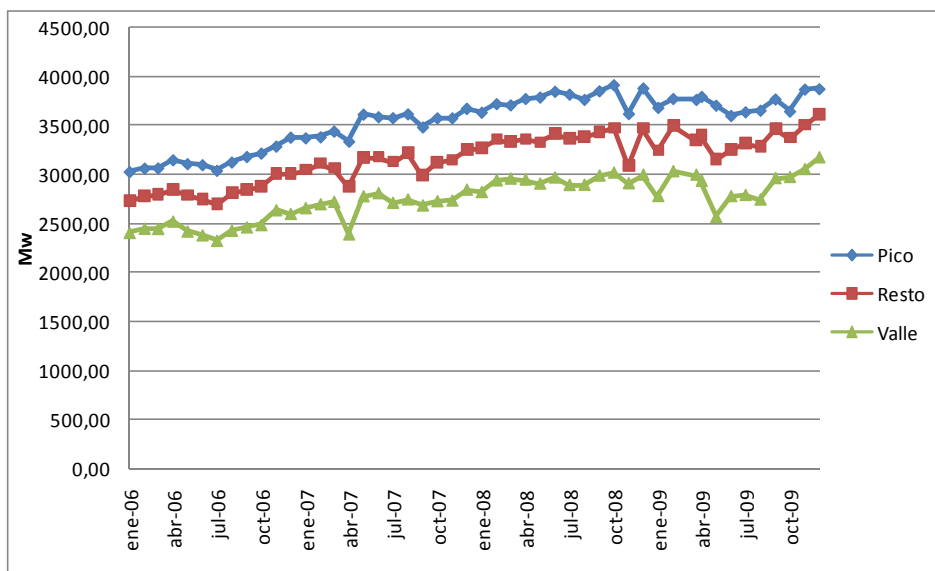
Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

Se puede observar la leve tendencia creciente de la producción eléctrica, como así también diversos cambios que parecen ser estacionales. A comienzos del periodo la producción promedio en periodos de demanda pico oscilaba alrededor de los 6000 MW, y al final del mismo periodo oscila en los 8000 MW, lo que implica un crecimiento de un 33 por ciento, movimientos similares ocurren con la demanda Resto y con la demanda Valle.

Si observamos la variabilidad de la producción, los mayores movimientos ascendentes y descendentes se dan en la demanda Valle. También vemos lo que parecen ser movimientos estacionales en las demandas Pico y Resto, veamos que cada año hay una caída en la producción en los meses de Noviembre y Diciembre.

El caso de los primeros sábados de cada mes se muestra en el Gráfico 11.

Gráfico 11: Producción promedio por tipo de demanda para el 1er. sábado de cada mes, 2006-2009



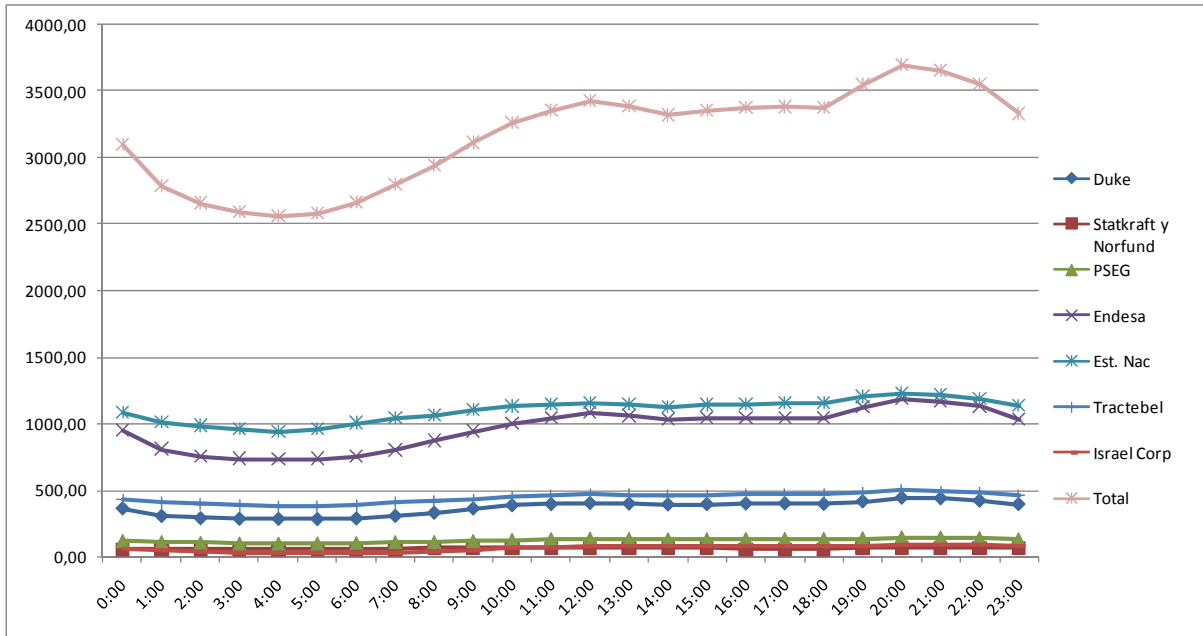
Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

En el caso de los días sábados también se observa la tendencia creciente en la producción. En este caso ya no observamos la alta variabilidad en la producción en periodos de demanda Valle. Lo que si vemos, es un posible efecto estacional en Mayo 2007 y Mayo 2009 en los que tenemos una caída en la producción. En esta muestra no se observa el efecto estacional que veíamos en la anterior los meses de Noviembre.

Con respecto a la producción horaria en el mercado eléctrico, los Gráfico 12 y Gráfico 13 presentan la producción promedio por hora desagregada por grupo de control para día hábil y sábado, respectivamente. Estos son valores promedio para todo el periodo en cuestión. Lo interesante en esta serie es ver cómo cambia la producción por tipo de demanda de acuerdo a si la participación de los grupos económicos que estamos observando es grande o pequeña.

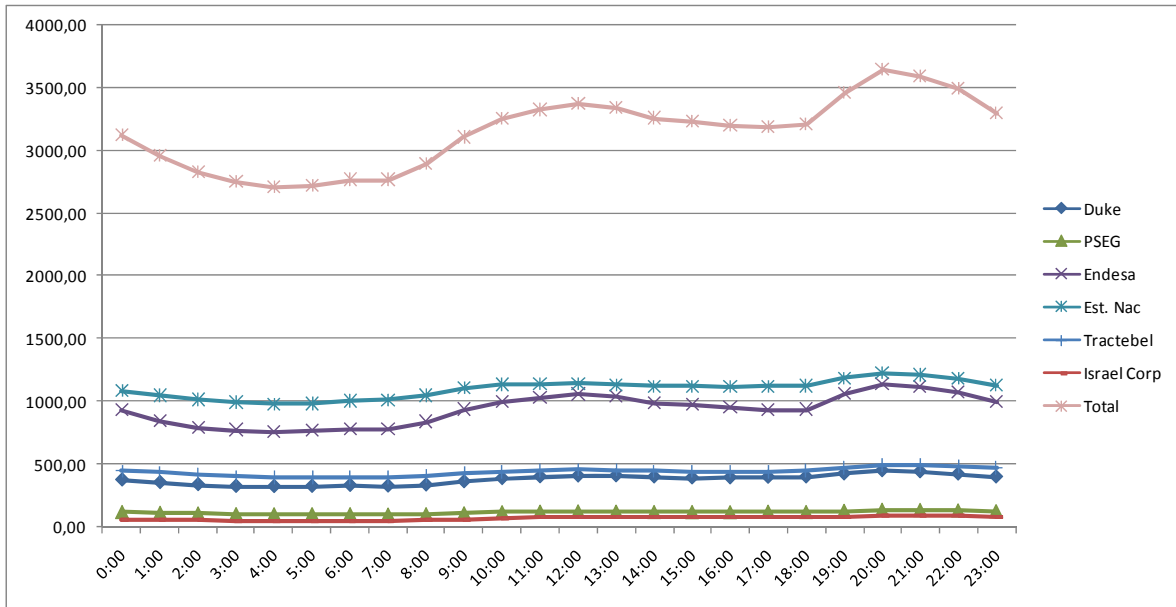
Si observamos detenidamente la serie, vemos que las empresas de menor tamaño (Israel Corp., PSEG), la producción por hora no varía demasiado suponemos que ya producen al máximo de su capacidad instalada en las horas valle y que no pueden aumentar su producción cuando aumenta la demanda en las horas pico. En cambio los mayores grupos de control tienen una variabilidad significativa en sus niveles de producción de acuerdo a si observamos las horas Valle o si lo hacemos con las horas Pico, podríamos decir que a mayor capacidad instalada, vamos viendo mayor variabilidad en la producción de acuerdo al tipo de demanda.

Gráfico 12: Producción horaria de las principales empresas para el 1er día hábil de cada mes



Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

Gráfico 13: Producción horaria de las principales empresas para el 1er sábado de cada mes



Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

b. *Evolución del Índice HHI por hora y tipo de demanda*

La Tabla 19 muestra los niveles de HHI a nivel horario. Esto permite identificar si determinadas horas requieren especial atención en términos de niveles relativos de concentración. Es decir, si observan variaciones horarias significativas de los índices HHI para la totalidad del periodo considerado.

Se observa que en todos los casos HHI superan el nivel crítico, indicando mercados altamente concentrados (promedio superior a los 2500 puntos). Cuando no se toma la participación del Estado Nacional los índices promedio están en los 3000 puntos.

Tabla 19: Índice HHI horario promedio en el periodo 2006-2009

Hora	1er Hab		1er Sab	
	HHI c/EN	HHI s/EN	HHI c/EN	HHI s/EN
1:00	2578	3076	2517	2981
2:00	2599	3062	2523	2945
3:00	2615	3089	2546	2982
4:00	2600	3086	2543	2974
5:00	2618	3092	2544	2988
6:00	2639	3090	2555	2997
7:00	2622	3092	2564	3005
8:00	2595	3129	2578	3056
9:00	2580	3146	2585	3136
10:00	2544	3123	2562	3140
11:00	2534	3136	2545	3143
12:00	2534	3160	2544	3164
13:00	2525	3135	2535	3143
14:00	2519	3115	2524	3085
15:00	2525	3124	2535	3087

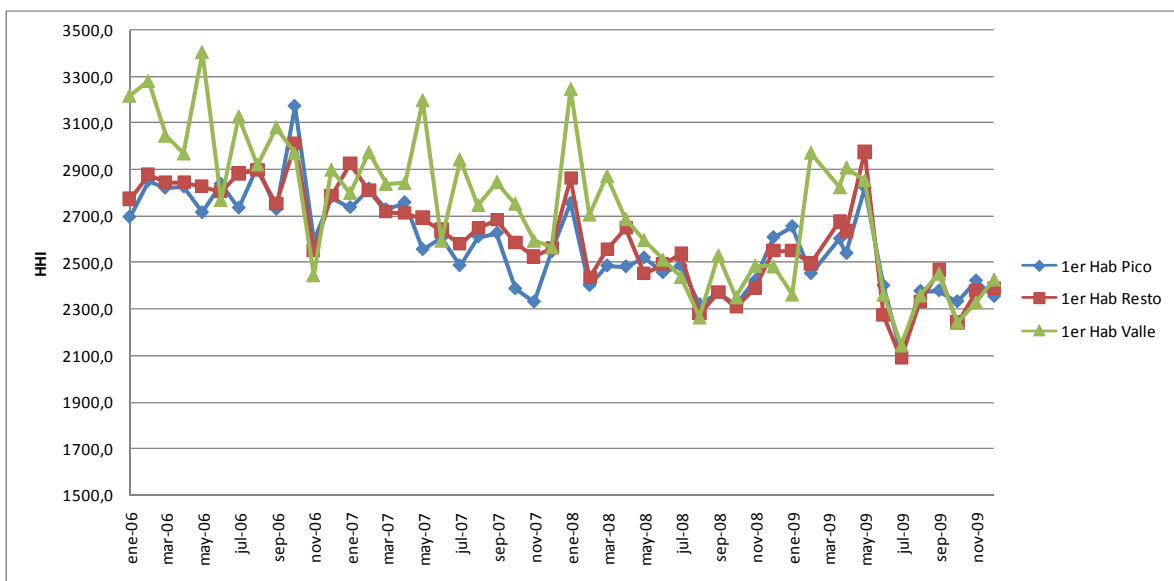
16:00	2515	3106	2530	3057
17:00	2519	3104	2520	3018
18:00	2530	3113	2517	3012
19:00	2540	3168	2528	3104
20:00	2524	3171	2518	3126
21:00	2522	3158	2516	3114
22:00	2524	3156	2518	3103
23:00	2522	3118	2506	3054
0:00	2559	3136	2530	3068

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

Se observa poca variabilidad del índice entre horas. La diferencia más notoria es entre las horas Pico-Resto y las horas Valle, en donde, en las primeras, el Índice ronda entre 3050 y 3150 puntos, mientras que en las horas Valle ronda entre 2950 y 3050 puntos, sin notarse grandes diferencias entre las horas Pico y Resto.

El Gráfico 14 exhibe la evolución del Índice HHI durante el periodo investigado.

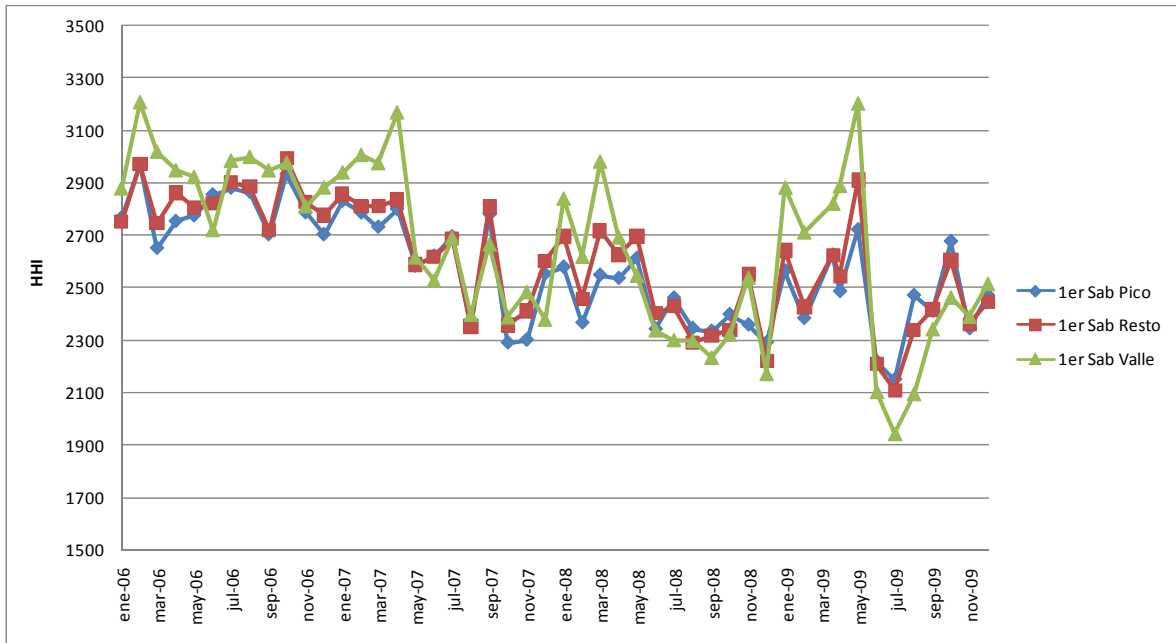
Gráfico 14: Evolución del Índice HHI por primer día hábil y por tipo de demanda, 2006-2009



Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

Como se puede ver claramente en el grafico anterior y en el Gráfico 15, el HHI tiene una tendencia decreciente durante todo el periodo observado. Como se espera, la mayor variabilidad en el índice y los mayores picos se observan durante periodos de demanda Valle, lo cual a priori uno pensaría que debería ocurrir lo contrario, y que los mayores valores del índice se observarían en periodos de demanda Pico.

Gráfico 15: Evolución del Índice HHI entre 2006-2009 por primer sábado y por tipo de demanda



Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por OSINERGMIN

5.1.6 Análisis pivotal de las plantas de generación

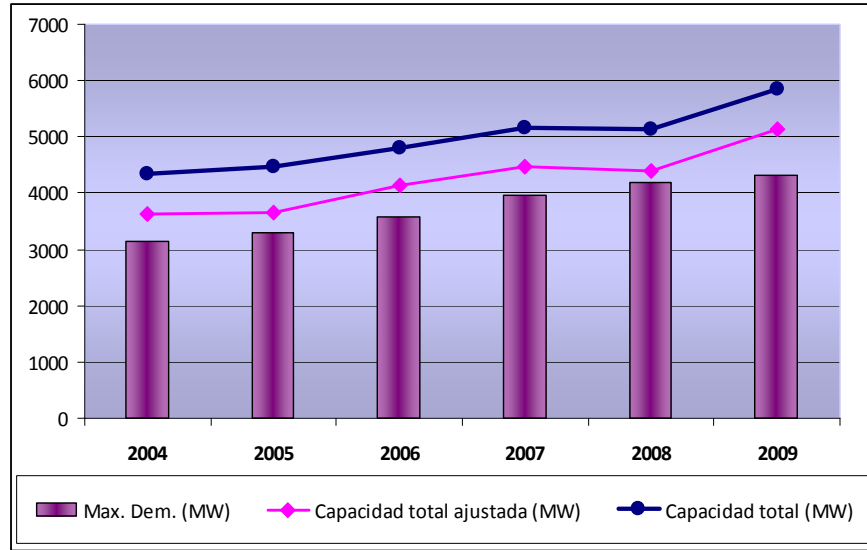
Siguiendo la metodología presentada en la sección anterior se realizó el análisis pivotal para cada uno de los generadores locales que participan en el SEIN.

Se consideró la demanda máxima del sistema para cada año del periodo 2004 / 2009. No se consideró la capacidad de importación, que de todas formas es muy reducida y recién fue positiva en el año 2009. Se considera que el mercado geográfico relevante es todo el SEIN, dado que, como se discutió anteriormente, no hay evidencia de la existencia de restricciones en el sistema de transmisión relevantes que pudieran dar origen a mercados locales.

Con respecto a la capacidad disponible se sumó la capacidad efectiva de cada una de las plantas. Además, siguiendo la recomendación de la FERC, se corrigió la capacidad disponible de las plantas hidráulicas por el factor de planta. Esta corrección se efectúa para reconocer que la capacidad que los generadores hidráulicos efectivamente pueden vender en el mercado está limitada a la disponibilidad de agua. Para ello se estimó, para cada una de las plantas hidráulicas, el factor de planta anual, tomando como promedio el periodo 2004/2009. No se considera en cambio la indisponibilidad de las plantas de generación por mantenimiento.

En el Gráfico 16 se observa la evolución de la demanda máxima y la capacidad de generación con y sin ajuste por factor de planta.

Gráfico 16: SEIN, demanda máxima y capacidad de generación con y sin ajuste por factor de planta



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos del COES

El indicador utilizado para el análisis pivotal es:

- [1] Capacidad Disponible generador $i \geq$ Capacidad Disponible Neta

Observe que cuando la condición [1] se cumple, la demanda en la hora de punta es mayor o igual que la capacidad total que el resto de los agentes dispone en ese momento. Luego, el generador “i” es indispensable para satisfacer la demanda, y por lo tanto se considera que es pivotal.

En la Tabla 20 se presentan los resultados obtenidos, considerando dos niveles de reservas alternativos (5% y 10%) que afectan la capacidad disponible por factor de planta para las centrales hidroeléctricas. Un valor unitario indica que el grupo de control cuenta con al menos una central que ha resultado pivotal en determinado periodo anual.

Tabla 20: Grupo de control con plantas pivotaes

Control	Caso: 5% de Reserva						Caso: 10% de Reserva					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Duke		1			1			1			1	
Endesa	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1
Estado Nacional	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Israel Corp.					1			1		1	1	1
PSEG					1			1		1	1	
Shougang					1			1		1	1	
Statkraft y Norfund					1			1		1	1	
Tractebel	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1

Fuente: Elaboración propia

Se observa que aun para el menor nivel de reserva en el año 2008 casi todos los grupos económicos contaban con al menos una central pivotal, debido a que el margen entre la capacidad del sistema y la demanda máxima era mínimo. Con el margen de reserva del 10%, también se observa esto para el año 2005. Entre los operadores privados se observa que hasta el 2009, Endesa y Tractebel tenían plantas pivotaes. Situación que se mantiene para 2009, sólo cuando se considera el mayor margen de reserva. También se debe sumar como pivotal a Israel Corp. desde 2007.

Este indicador nos muestra la importancia del aumento de capacidad en el año 2009, haciendo disminuir significativamente las plantas pivotaes. De cualquier manera es importante mencionar que en el caso peruano el precio del mercado mayorista están basado en costos variables declarados (que se auditan) y por lo tanto no habría espacio para que las empresas utilicen estrategias basadas en precios.

5.1.7 Análisis de la oferta residual de generación

De acuerdo con la metodología presentada en la sección anterior se realizó el análisis de oferta residual (calculando el índice RSI) para cada uno de los generadores locales que participan en el SEIN.

Para este indicador se consideró la demanda horaria del sistema para la muestra correspondiente a los primeros lunes y sábados de cada mes del periodo 2006 / 2009. No se consideró la capacidad de importación, que de todas formas es muy reducida y recién fue positiva en el año 2009. Se considera que el mercado geográfico relevante es todo el SEIN, dado que, como se discutió anteriormente, no hay evidencia de la existencia de restricciones en el sistema de transmisión relevantes que pudieran dar origen a mercados locales. Se trata de un total de 576 para cada año (2304 observaciones en total). Las tablas siguientes muestran los resultados obtenidos.

Tabla 21: RSI por grupo de control, 2006

Rango RSI	Estado		Israel	Statkraft				
	Duke	Endesa	Nacional	Corp.	PSEG	Shougang	y Norfund	Tractebel
> 1,5	9,7	0,0	0,0	40,6	33,0	36,3	35,9	5,9
1,2 - 1,5	58,9	6,8	4,9	59,0	65,8	63,0	63,4	51,6
1,0 - 1,2	31,4	41,3	38,4	0,3	1,2	0,7	0,7	42,5
0,9 - 1,0	0,0	38,2	38,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,7 - 0,9	0,0	13,7	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
< 0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
% Acum. RSI < 1	0,0	51,9	56,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RSI Promedio	1,30	1,02	1,01	1,50	1,45	1,47	1,47	1,27
Máximo RSI	1,85	1,46	1,44	2,14	2,07	2,11	2,10	1,81
Mínimo RSI	1,03	0,81	0,80	1,19	1,16	1,17	1,17	1,01
Desvío Estándar	0,15	0,12	0,12	0,18	0,17	0,17	0,17	0,15

Fuente: Elaboración propia

Tabla 22: RSI por grupo de control, 2007

Rango RSI	Estado			Israel		Statkraft		
	Duke	Endesa	Nacional	Corp.	PSEG	Shougang	y Norfund	Tractebel
> 1,5	7,5	0,0	0,0	28,5	31,1	33,3	33,7	4,2
1,2 - 1,5	55,4	7,3	7,5	64,1	65,5	64,9	64,6	38,0
1,0 - 1,2	37,2	39,4	40,3	7,5	3,5	1,7	1,7	56,6
0,9 - 1,0	0,0	38,4	38,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
0,7 - 0,9	0,0	14,9	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
< 0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
% Acum. RSI < 1	0,0	53,3	52,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
RSI Promedio	1,3	1,0	1,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,2
Máximo RSI	1,8	1,4	1,4	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7
Mínimo RSI	1,0	0,8	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0
Desvío Estándar	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1

Fuente: Elaboración propia

Tabla 23: RSI por grupo de control, 2008

Rango RSI	Estado			Israel		Statkraft		
	Duke	Endesa	Nacional	Corp.	PSEG	Shougang	y Norfund	Tractebel
> 1,5	1,2	0,0	0,0	8,3	10,2	12,0	12,5	0,7
1,2 - 1,5	32,6	1,2	2,1	52,8	57,5	61,6	61,6	22,4
1,0 - 1,2	56,4	25,9	29,0	38,9	32,3	26,4	25,9	50,3
0,9 - 1,0	9,7	20,3	25,3	0,0	0,0	0,0	0,0	25,7
0,7 - 0,9	0,0	52,6	43,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
< 0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
% Acum. RSI < 1	9,7	72,9	68,9	0,0	0,0	0,0	0,0	26,6
RSI Promedio	1,16	0,92	0,95	1,28	1,29	1,31	1,31	1,09
Máximo RSI	1,85	1,46	1,44	2,14	2,07	2,11	2,10	1,81
Mínimo RSI	1,03	0,81	0,80	1,19	1,16	1,17	1,17	1,01
Desvío Estándar	0,15	0,12	0,12	0,18	0,17	0,17	0,17	0,15

Fuente: Elaboración propia

Tabla 24: RSI por grupo de control, 2009

Rango RSI	Estado			Israel		Statkraft		
	Duke	Endesa	Nacional	Corp.	PSEG	Shougang	y Norfund	Tractebel
> 1,5	27,6	0,0	1,2	33,3	42,4	47,0	47,6	9,5
1,2 - 1,5	64,4	21,0	30,4	64,2	57,3	53,0	52,4	46,0
1,0 - 1,2	8,0	43,4	55,9	2,4	0,3	0,0	0,0	44,1
0,9 - 1,0	0,0	32,3	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
0,7 - 0,9	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
< 0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
% Acum. RSI < 1	0,0	35,6	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
RSI Promedio	1,4	1,1	1,1	1,4	1,5	1,5	1,5	1,3
Máximo RSI	1,9	1,5	1,6	2,0	2,1	2,1	2,1	1,7
Mínimo RSI	1,1	0,8	0,9	1,1	1,2	1,2	1,2	1,0
Desvío Estándar	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

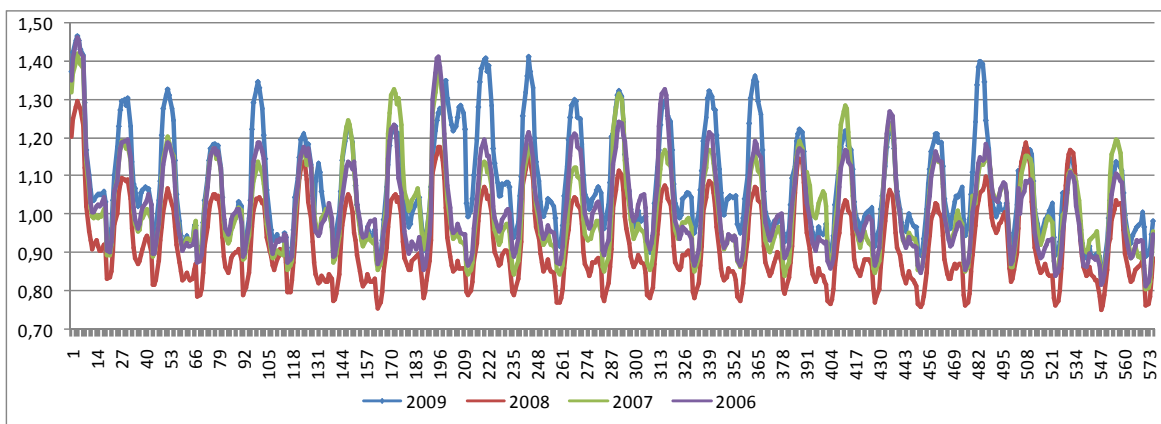
Fuente: Elaboración propia

Se observa de las tablas que Endesa y el Estado Nacional presentan niveles de RSI que superan los límites que propone Sheffrin (2002)³³.

Tomando un límite menos exigente, estas empresas muestran niveles de RSI menores a 1, durante más del 50% del tiempo entre 2006 y 2008. En 2009, la proporción de horas con RSI menor a uno disminuye claramente, en particular por parte del Estado Nacional. Tractebel sólo muestra RSI menores a uno en el particular año 2008. De cualquier manera, el promedio y la distribución de frecuencia muestran que los valores están cercanos a uno.³⁴

Dado el rol que parece tener la capacidad de Endesa en el mercado eléctrico peruano, a continuación se presenta el análisis horario de los RSI calculados para dicha empresa. El Gráfico 17 muestra los RSI obtenidos en orden cronológico dentro de cada año, de tal manera de comparar cada día de la semana entre los distintos años. Por su parte, el Gráfico 18 presenta los resultados ordenando los RSI de mayor a menor.

Gráfico 17: RSI para el mercado de generación, ordenado cronológicamente, 2006-2009



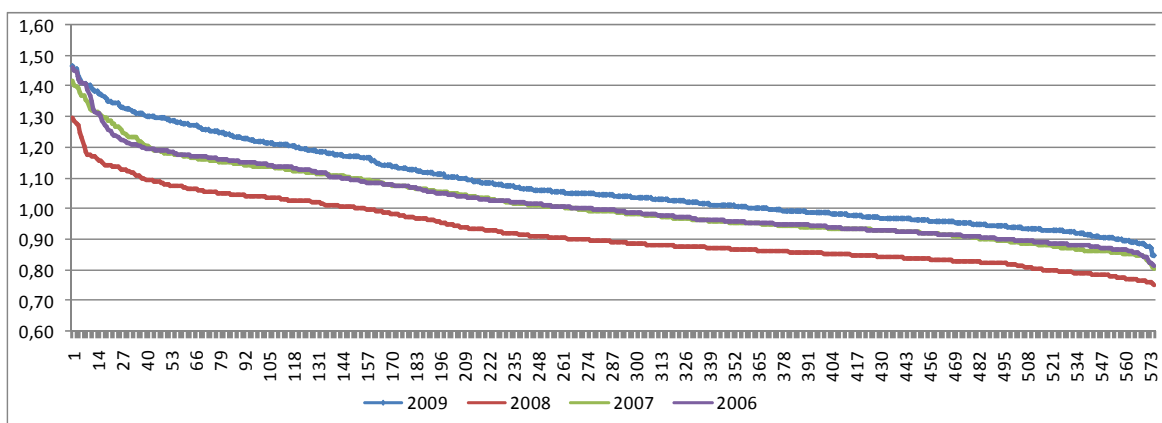
Fuente: Elaboración propia

Se observa que la posibilidad de ejercer poder de mercado se concentra en los picos. El año con menores niveles de RSI es el 2008, seguido en importancia por el 2007, pero con niveles sustancialmente menores. Salvo en 2009, los RSI están en su mayoría por debajo de 1.

³³ RSI mayor a 1,10 durante 95% de las horas de cada periodo. Ver sección metodológica.

³⁴ Es importante mencionar que se han realizado simulaciones con criterios alternativos de reservas y factor de planta, pero los resultados no cambian cualitativamente.

Gráfico 18: RSI para el mercado de generación, ordenado de mayor a menor, 2006-2009



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de OSINERGMIN

Este gráfico muestra con más claridad los niveles de RSI, por debajo de 1 para el año 2008 y que aun para el año 2009, la proporción del número de horas con RSI por debajo del límite supera el pequeño margen del 5% a 10% que sería aceptable.

5.2 Mercado de Comercialización: Ventas a Clientes Libres

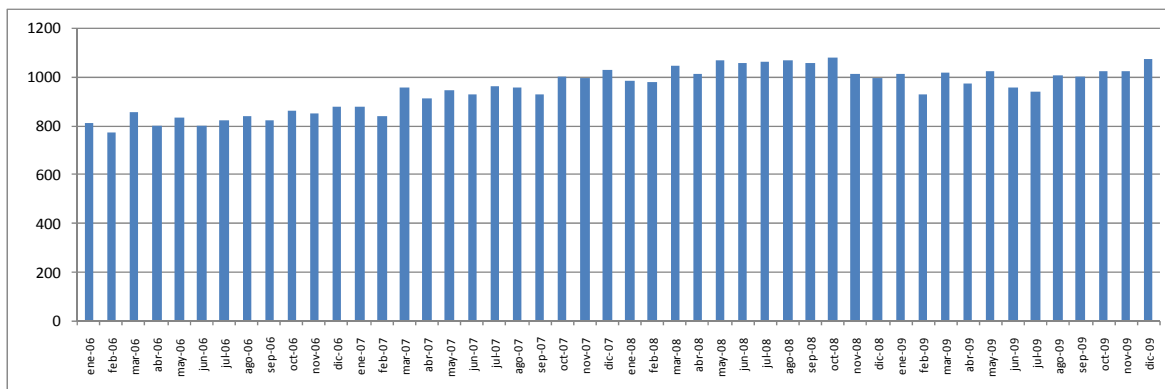
La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) en su Artículo 2° define al Servicio Público de Electricidad, de acuerdo al consumo de potencia de los clientes y establece, en el Artículo 8°, un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia. De esta manera, la legislación eléctrica peruana considera como usuarios no regulados (denominados Clientes Libres), a aquellos usuarios que estando situados en cualquier punto de la red, tienen potencias conectadas mayores de 1 MW o exceden al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución. Estos usuarios pueden pactar un nivel de precios en forma directa, ya sea con la empresa distribuidora, o bien con cualquiera de las empresas generadoras existentes en el Sistema Eléctrico.

En el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), el Cliente Libre puede optar por comprar la electricidad en una Barra de Referencia de Generación (BRG) o en el punto de suministro del mismo (punto de entrega al cliente). Cualquiera sea el caso, únicamente los precios de generación (Precios de Energía y Potencia referidos a una BRG, llamados también Precios Libres) están sujetos a la libre negociación entre las partes. Las tarifas de transmisión y/o distribución por las instalaciones existentes entre la BRG y el punto de suministro están reguladas³⁵.

³⁵ De acuerdo a la legislación vigente (Art. 44° de la LCE) todos los contratos de suministro de electricidad para el mercado libre deben separar obligatoriamente los precios de generación (precio acordado entre las partes en la BRG) y las tarifas reguladas de transmisión y distribución.

El Gráfico 19 muestra la evolución del mercado de clientes libres desde enero de 2006 hasta diciembre de 2009, medida en GWh mensuales. El mercado creció desde niveles promedio de 800 GWh en 2006 a 1000 GWh en 2009.

Gráfico 19: Evolución de las ventas en el mercado de Clientes libres (GWh)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de OSINERGMIN

En este mercado los proveedores son principalmente las empresas de generación y las distribuidoras. La Tabla 25 presenta la participación agregada anualmente y el correspondiente índice HHI de concentración.

Tabla 25: Participación de mercado en cantidades y control en el mercado de clientes libres (%)

Control	2006	2007	2008	2009
Duke	12,9	12,4	12,8	13,0
Endesa	29,0	23,9	22,9	22,0
Estado	19,8	27,2	25,5	25,7
Israel Corp.	0,0	1,2	4,0	7,0
PSEG	13,1	9,3	7,6	5,1
Shougang	4,2	3,8	3,4	2,6
Tractebel	19,6	20,7	21,1	20,4
Otros	1,5	1,5	2,5	4,3
HHI	1968	1994	1875	1811

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de OSINERGMIN

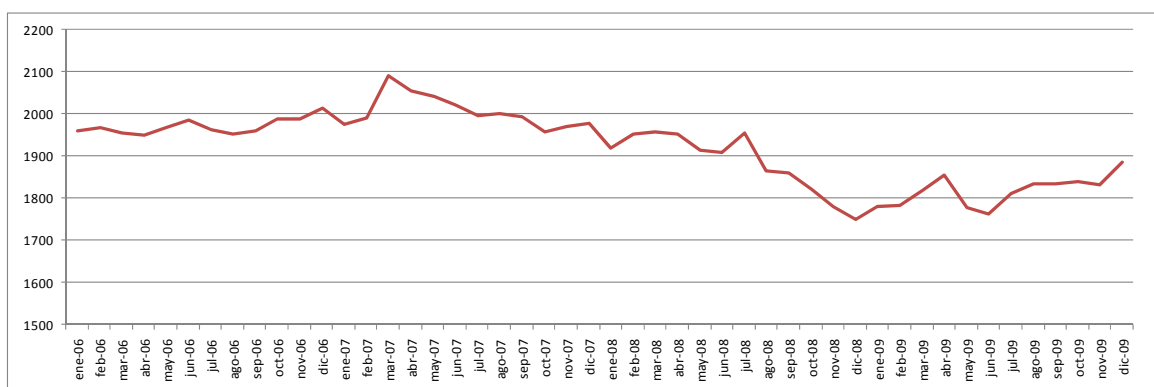
El nivel de los HHI supera en todos los años los 1800 puntos. Se observa que decrece hacia el final del periodo, básicamente por un aumento en la participación de Israel Corp. y de los proveedores de menos tamaño, a costa de Endesa y sobre todo de PSEG. En un mercado con un crecimiento durante este periodo de casi 25% entre puntas.

El mercado de clientes libres no sería tan concentrado como los mercados anteriormente analizados, si se considera un HHI agregado que tome en cuenta que existe una posibilidad de sustitución completa entre los diferentes generadores y distribuidores a nivel de todo el SEIN, y que no hay problemas de acceso.

En el análisis de las operaciones se mide además el grado de concentración por nivel de tensión de las transacciones, bajo el supuesto que no hay una sustitución total entre clientes. En tal análisis se observa que el grupo Endesa posee una participación muy importante en los clientes libres de baja tensión (a través de Edelnor) y en las ventas al nivel de alta tensión (por Edegel).

A nivel mensual los resultados son similares, aunque la disminución de la concentración es más marcada, debido a que los HHI más altos alcanzaron niveles superiores a los 2000 puntos en algunos meses del 2007. De hecho, el valor de concentración más alto para el periodo considerado fue de 2090 puntos en marzo de 2007 (Gráfico 20).

Gráfico 20: Concentración en el mercado de grandes clientes, en cantidades. HHI mensual, 2006-2009



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de OSINERGMIN

La Tabla 26 muestra la participación de mercado y los niveles de concentración anuales, considerando ahora el nivel de facturación en Nuevos Soles.

Tabla 26: Participación de mercado en facturación y control en el mercado de clientes libres (%)

Control	2006	2007	2008	2009
Duke	11,1	10,7	8,9	10,7
Endesa	26,7	23,3	18,4	20,7
Estado	12,9	18,6	17,5	19,3
Israel Corp.	0,0	0,8	2,7	5,3
PSEG	11,8	8,5	8,9	6,6
Shougang	4,3	3,9	3,0	2,7
Tractebel	31,1	32,2	37,3	29,4
Otros	2,1	2,1	3,3	5,2
HHI	2128	2126	2213	1863

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de OSINERGMIN

Se observa que la concentración es mayor que con la estimación basada en GWh, esto se debe a que existe un importante diferencial de precios en los contratos. El caso de Tractebel ilustra claramente este punto, mientras en cantidades su participación en 2009 es de 20,4%, cuando se considera la facturación en Nuevos Soles, la participación asciende a 29,4%.

5.3 Evaluación de las condiciones competitivas del mercado mayorista de generación

Cuando se analiza el mercado eléctrico mayorista, se puede considerar 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.

El resto de las centrales de generación entran en la clasificación de modulables, es decir que son centrales que técnicamente pueden ser paradas y puestas en marcha sin restricciones sustanciales. La diferencia entre unas y otras está 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 incorpora otra que fijará un precio en el mercado mayorista superior al que hubiese 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. La medición de poder de mercado a través de los indicadores más utilizados para dicho fin, como el índice Herfindahl-Hirschman (HHI), puede no ser tan representativa 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 pasar que si la misma 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.

En este contexto, el objetivo de esta sección es realizar un análisis histórico del desempeño del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de Perú con el fin de detectar posibles comportamientos anticompetitivos por parte de los agentes componentes del mismo. Para ello se analizará en forma horaria el despacho diario manejado por el COES correspondiente al periodo comprendido por enero 2006 a diciembre de 2009, para estudiar el comportamiento de los precios, teniendo en cuenta las disponibilidades de capacidad de las firmas intervinientes y los correspondientes costos variables de producción. Es conveniente remarcar que dado el control

sobre la declaración de indisponibilidad de las plantas, y el objetivo mismo de la restructuración del mercado mayorista, el marco de referencia debe ser el equilibrio competitivo³⁶.

La mayor parte de la información utilizada fue obtenida de la página web del COES. Se trata de datos horarios (post-operativo) sobre inyecciones por planta, precios de mercado y datos mensuales de costos variables de producción declarados por las empresas.

Además, se utilizaron datos de indisponibilidad programada y ejecutada de máquinas, factores de disponibilidad y fallas de redes provistos por OSINERGMIN.

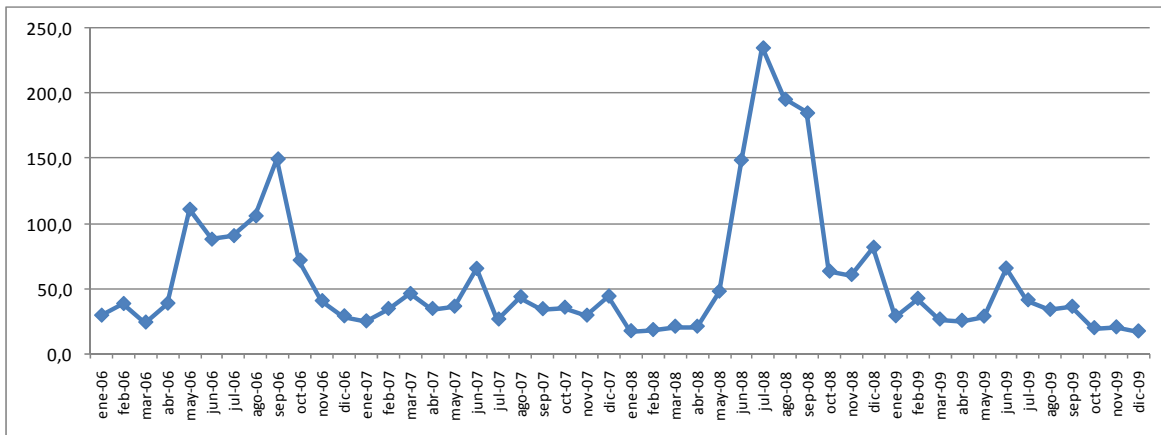
5.3.1 Costos marginales del SEIN

Como referencia se tienen los costos marginales determinados por el despacho del COES. El cálculo de los Costos Marginales de Corto Plazo del SEIN (hasta 2008) siguió los Procedimientos 7 y 33. Para el año 2009 se comenzó a aplicar el Artículo 1 del DU-049-2008 que indica que el Costo Marginal de corto plazo es un Costo Marginal sin restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad (La vigencia es del 01 de enero 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011). Considerando las restricciones introducidas por este decreto, la determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo se efectúa a partir de los costos variables de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas que estuvieron disponibles para el despacho, tomando en cuenta (i) la determinación de la central marginal tiene en cuenta la calificación de la operación de las unidades térmicas del SEIN y (ii) los costos variables no combustibles, que forman parte de los costos variables de las centrales térmicas, están incluidos en la determinación de los costos marginales correspondientes.

La evolución del costo marginal promedio mensual desde enero de 2006 hasta diciembre de 2009 en barra de referencia SEIN (barra Santa Rosa) se muestra en el Gráfico 21. El costo marginal promedio mensual tiene un comportamiento estacional anual, presentándose los mayores valores durante el período que va de junio a noviembre. Para el periodo, el mayor valor se registró en el mes de julio de 2008 (235,4 US\$/MWh).

³⁶ Un antecedente existente para el mercado eléctrico peruano es el estudio de Ausejo y Alcalá (2006) quienes realizan una estimación asumiendo comportamiento a la Cournot.

Gráfico 21: Costo marginal promedio mensual del SEIN (U\$S / MWh)



Fuente: Anuario 2009, COES

5.3.2 Comparación del equilibrio en el SEIN con el equilibrio competitivo

Se consideraron dos escenarios para determinar la capacidad de oferta efectiva en forma horaria de cada máquina generadora. La diferencia entre ambos es que el primero toma directamente la potencia efectiva publicada y el segundo considera como capacidad de cada máquina a la máxima cantidad de energía realmente generada por cada una de ellas dentro del periodo bajo análisis. De la comparación de ambas alternativas se optó por seguir la primera ya que los valores de capacidad efectiva y generación efectiva máxima no mostraron diferencias significativas.

Para determinar el despacho óptimo “competitivo” se considera que existen costos marginales y medios constantes para cada máquina térmica, de esta manera no es preciso computar bloques de ofertas. Este supuesto es seguido habitualmente en estudios similares. Con respecto a la demanda a abastecer en cada hora, se supone una demanda inelástica (vertical) que incluye las pérdidas de red. Es decir, la demanda es la producción neta (de consumo propio) de los generadores.

En este estudio no se computa un pre-despacho de las centrales hidroeléctricas a través de un modelo que permita obtener el valor del agua. Se supone por un lado, que las centrales hidroeléctricas fueron despachadas en forma óptima de acuerdo al precio ofertado por cada una de ellas y a las restricciones de transporte que éstas enfrentaron.

El análisis realizado para determinar nuestro despacho óptimo (competitivo) se instrumenta de tal forma que la energía sea entregada por las generadoras térmicas de acuerdo a un orden de mérito en función al menor costo variable medio de producción de cada una de ellas. De esta forma, se soslayan potenciales restricciones de transporte en el envío de esta energía,

considerándose un despacho en barra única³⁷. Para realizar las estimaciones se tomaron los costos variables declarados ajustados al nodo de referencia (Santa Rosa).

Se realizan 5 tipos de simulaciones de despacho en las cuales vamos variando distintos supuestos: (i) Para todas las simulaciones realizadas, se supone que no hay restricciones de red para el despacho generado por máquinas térmicas, (ii) En la primera simulación, la utilización del combustible es de mínimo costo, y no se toman indisponibilidades ni programadas ni forzadas o no-programadas. (iii) En el segundo ejercicio de simulación, lo que hacemos es mantener la utilización de combustibles de mínimo costo, pero agregarle a las restricciones de capacidad, las indisponibilidades en las plantas generadas por mantenimiento programado. (iv) En el tercer ejercicio, a modo de prueba, se calcula el despacho óptimo presentando un escenario en el que las plantas no tienen disponibilidad de gas y deben producir con combustibles alternativos (Diesel, Fuel-Oil, etc.), por lo cual sus costos variables de producción y por lo tanto también el precio del sistema serán significativamente más elevados. (v) En el cuarto escenario planteamos un escenario más cercano a la realidad, en el cual, para los períodos de Demanda Valle y los períodos de demanda Resto, se tomaron los Costos Variables de producción mínimos, que surgen de no poner restricciones a la disponibilidad de gas. En cambio para los períodos de demanda pico, suponemos que el gas demandado no es suficiente para abastecer la demanda y entonces los generadores deben comenzar a producir utilizando tecnologías de mayores costos, como el Diesel, Fuel-oil, etc. (vi) Por último, en el quinto escenario se plantean lo que denominamos costos de mejor ajuste. Lo que se realizó fue tomar de acuerdo a cada hora simulada, los costos que daban como resultado un precio simulado más cercano al precio observado, teniendo en cuenta tanto los costos máximos de producción como también los costos mínimos.

- i. Con respecto a este supuesto, se supone que no hay restricciones en las redes de transmisión, por lo tanto estamos analizando al SEIN como un solo mercado relevante, con un precio de equilibrio determinado por la máquina marginal y no vamos a encontrar momentos en que la congestión de las líneas de transmisión nos separe el mercado relevante y nos impida el arbitraje de precios entre ambos.
- ii. Este es un primer ejercicio de simulación, en el que la idea es acercarnos teóricamente a los problemas que podemos encontrar y a las posibles causas de las diferencias entre el precio del SEIN y el precio simulado, por eso es que no tomamos ningún tipo de restricción a la posible producción y determinación de precios óptima.
- iii. Dentro de esta simulación, suponemos que se produce con el combustible de mínimo costo, y que no hay restricciones a las cantidades utilizadas de combustible, por eso, tanto en horas valle como en horas pico vamos a tener disponibilidad de gas para lograr la producción al mínimo costo. También tratamos de manera diferenciada las indisponibilidades de acuerdo a si son programadas o no programadas. Las indisponibilidades programadas, se encuentran debidamente informadas y fueron

³⁷ Es importante aclarar que las restricciones de transporte, fallas y congestión, tienen poca importancia en el sistema eléctrico peruano.

tomadas en base a la información disponible en SICOES. Lo que se hizo en estos casos fue tomar como restricciones de capacidad las plantas que en determinado momento debían realizar mantenimiento programado, por ejemplo, la planta Aguaytia TG-2, un día determinado tuvo una indisponibilidad de 80 Mhz de sus 88.1 Mhz, por lo tanto, en ese momento tenía disponible el 9 por ciento de su capacidad. Entonces de esta manera, los mantenimientos programados actuaron como restricciones de la capacidad total de cada planta en cada momento. El inconveniente lo encontramos para el trato de las indisponibilidades no programadas. Ya que los datos disponibles respecto a las mismas son todos ex post y se encuentran disponibles en los informes diarios, pero no pudieron ser tomados en el cálculo, debido a los tiempos de la consultoría. Entonces las plantas que no estuvieron disponibles, debido a mantenimiento no programado o forzado, en la simulación fueron tomadas como plantas que produjeron al 100 por ciento de su capacidad. Este es uno de los motivos por los cuales los precios de mercado observados y los precios simulados competitivos difieren.

- iv. En esta simulación, también estamos utilizando indisponibilidades de mantenimiento programado de las plantas, pero estamos poniendo una fuerte restricción sobre los costos de producción. En este caso suponemos una restricción total de gas, por lo tanto las plantas que producen con varias tecnologías, solo tienen acceso a las tecnologías más caras para poder satisfacer su demanda.
- v. En la cuarta simulación, tratamos de realizar un mix de costos que pueda acercarnos a los verdaderos costos enfrentados en cada momento por el SEIN. Para esto diferenciamos los costos de las plantas por cada tipo de demanda enfrentada. En periodos de demanda Valle y en periodos de demanda Resto, los generadores pueden producir utilizando sus tecnologías más baratas, o sea, sin restricciones a la producción con gas. En cambio, en periodos de demanda Pico, suponemos que hay restricciones de gas y por lo tanto, los generadores no pueden enfrentar el aumento en la demanda y pasan a producir con plantas que utilizan combustibles más caros.
- vi. En esta quinta y última simulación hemos obtenido los que denominamos costos de mejor ajuste. Los mismos surgen de analizar de los precios simulados tanto utilizando generación por costos mínimos, como también generación por costos máximos, y haciendo una comparación de ambos resultados buscamos los costos que efectivamente logren un precio simulado más cercano al precio observado. La intención de este ejercicio es dejar se realizar supuestos con respecto a la disponibilidad o indisponibilidad de gas para determinados períodos y efectivamente acercarnos al precio real observado utilizando el costo de mejor ajuste para cada hora analizada. De esta manera estamos incluyendo los períodos con indisponibilidades de gas, sin tener información sobre los mismos.

Los supuestos mencionados permiten encontrar la frontera deseada, y utilizar a ésta como “*benchmark*” para analizar las ganancias obtenidas por los generadores a lo largo del periodo estudiado. La distancia entre nuestra frontera teórica y la oferta realmente corroborada en el despacho real del sistema por parte de UT permite dimensionar por un lado, si potenciales

conductas oportunistas, a través de retiro de plantas, realmente significaron ganancias extraordinarias significativas.

La determinación del costo marginal de nuestro despacho fue realizado para todas las horas del primer día hábil y del primer sábado de cada mes dentro del periodo analizado (se simula un total 2304 despachos competitivos, desde enero de 2006 hasta diciembre de 2009).³⁸

La evolución de los precios simulados para cada hora se grafican a continuación junto con los costos marginales realmente registrados. Las líneas rojas representan al despacho teórico tomando capacidad máxima registrada en los post-operativos. Las líneas azules son los costos marginales establecidos por el COES.

La distancia observada entre las líneas azules y rojas marca los periodos a explicar. Estas diferencias se pueden deber a problemas de disponibilidad de gas (combustible de menor costo), cambios en los costos declarados, indisponibilidad forzada (no programada) y/o restricciones de redes. La información disponible al momento no permite inferir fehacientemente las razones para tales discrepancias.

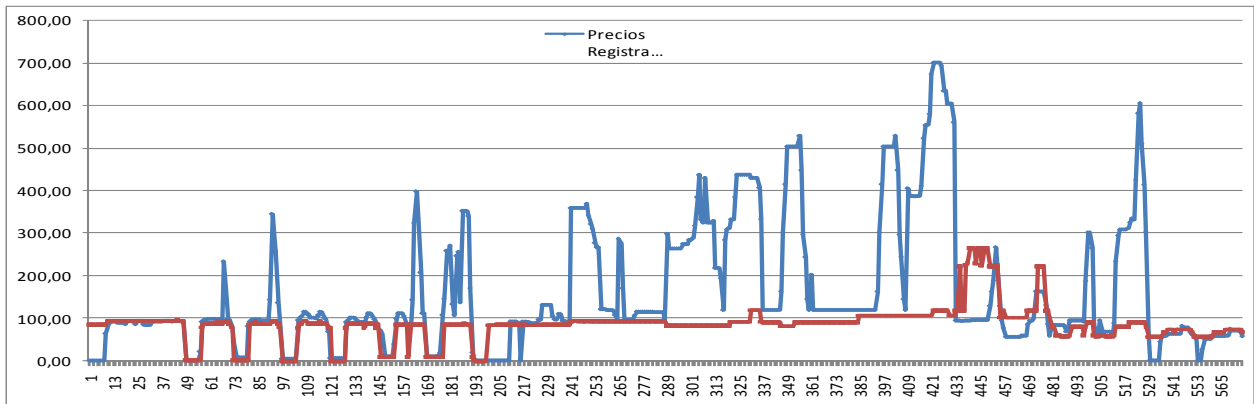
Esto no solo ocurre en las simulaciones realizadas, sino que es un fenómeno observado en los mercados eléctricos, que fue investigado por diversos autores. De acuerdo a Brennan (2002), aún en mercados competitivos, uno podría esperar ver precios substancialmente superiores al costo variable en los periodos de demanda pico. Esta es una de las grandes críticas que se realizan a la competitividad del sector, pero no puede afirmarse efectivamente que la razón de que haya precios por encima de los costos variables sea la falta de competencia en el sector, otras razones que pueden afectar esto, son las variaciones en la demanda, las curvas de costos medios variables crecientes, y particularmente, la incertidumbre entre los generadores respecto a los movimientos de la demanda y oferta de mercado.

La falla en esta medida, surge debido a que el costo marginal es típicamente el costo medio de operación del último generador que despacha para alcanzar la demanda requerida. Sin embargo, en cualquier mercado, competitivo o no, incluso hasta el generador marginal debe esperar que los precios vayan a, en promedio, cubrir no solamente sus costos variables, sino también sus costos de capital. Si esto no es así, la entrada no es rentable. Esto lleva a que en periodos de demanda pico, los precios puedan estar substancialmente por encima del costo variable medio. Entonces en determinados casos, es posible encontrar altos valores del Índice, que no necesariamente indiquen fehacientemente que exista poder de mercado.

a. *Simulación a mínimo costo y sin indisponibilidades*

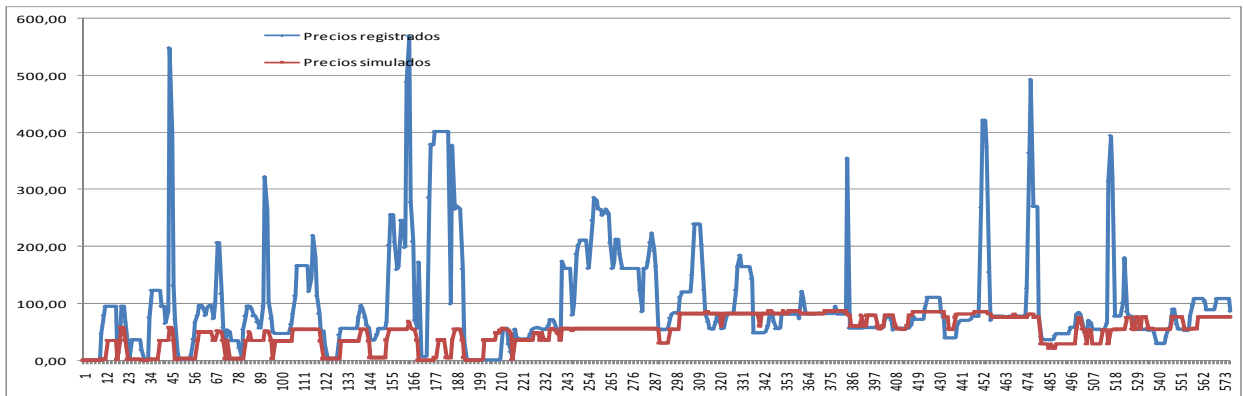
³⁸ El despacho fue programado el lenguaje GAMS (Ver Brooke *et al.*, 1998)

Gráfico 22: Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / MWh), 2006



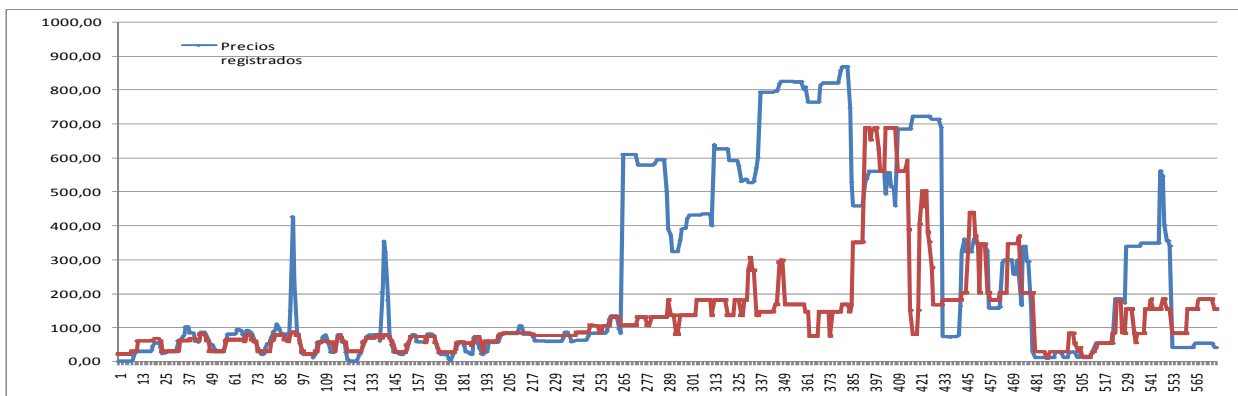
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 23: Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / MWh), 2007



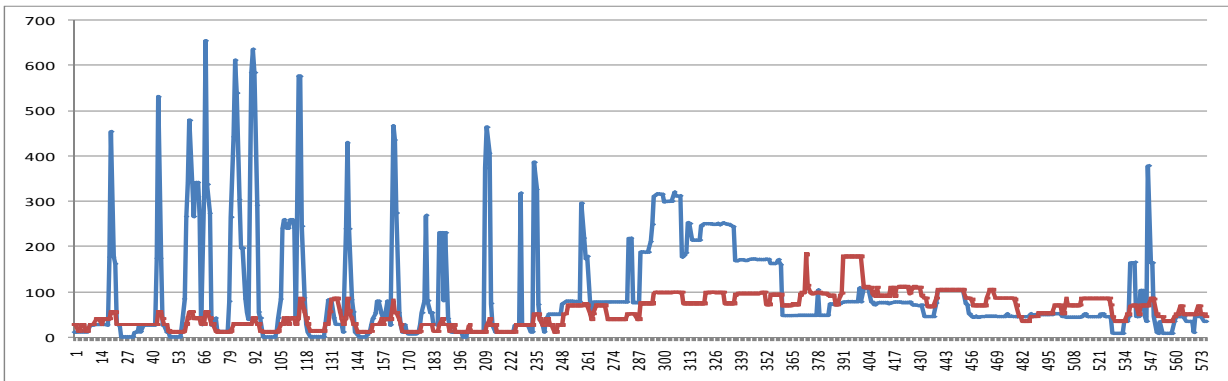
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 24: Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / MWh), 2008



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 25: Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / MWh), 2009



Fuente: Elaboración propia

En este primer ejercicio, podemos ver las notorias diferencias en algunos periodos entre los precios observados en el sistema y los precios calculados por la simulación.

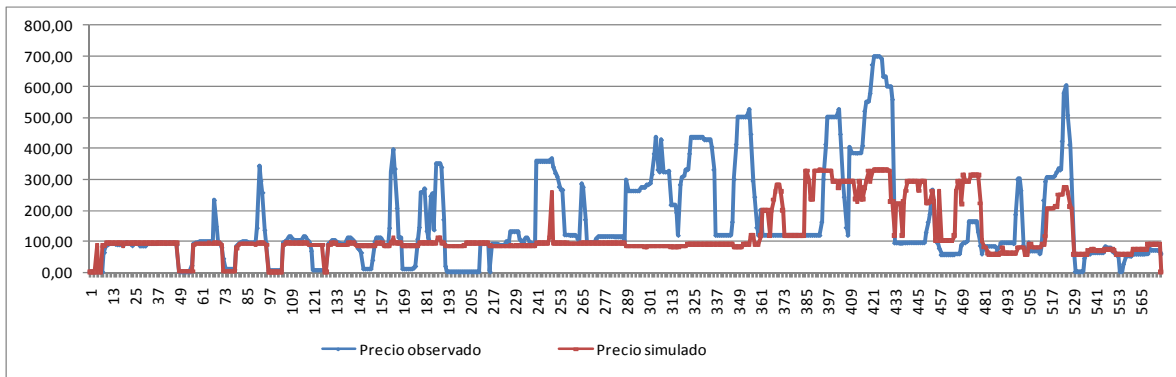
Principalmente las diferencias encontradas corresponden a períodos de demanda Pico, lo que esté pasando posiblemente sea que en estos periodos se encontraron restricciones sobre la disponibilidad de gas, por lo que se debieron utilizar combustibles alternativos.

En todos los años las mayores diferencias se observan en la segunda parte del año, siendo las más importantes las correspondientes a los años 2006 y 2008.

b. Simulación a mínimo costo y con indisponibilidades de mantenimiento forzado

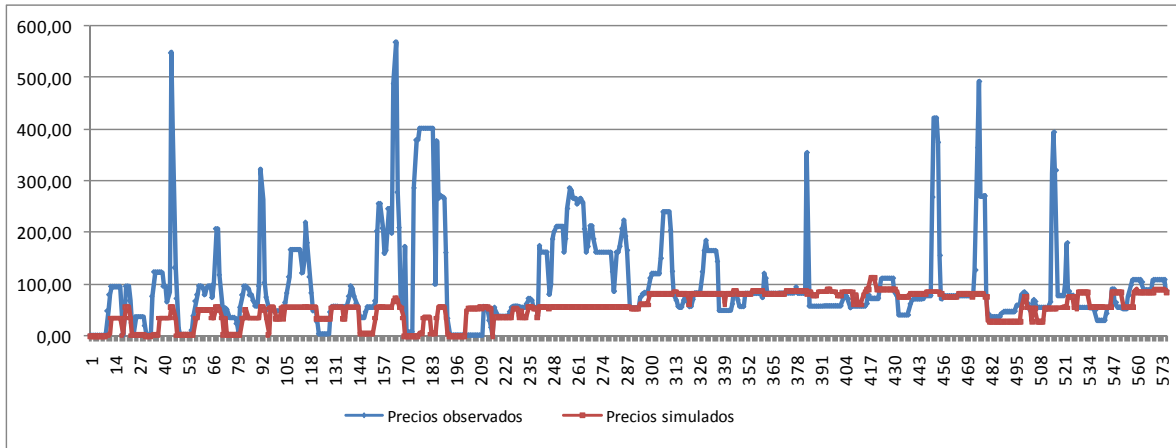
En este caso dejamos la declaración de costo con la alternativa más baja, en los ciclos combinados, pero ajustando la capacidad considerando las indisponibilidades de mantenimiento programado.

Gráfico 26. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2006



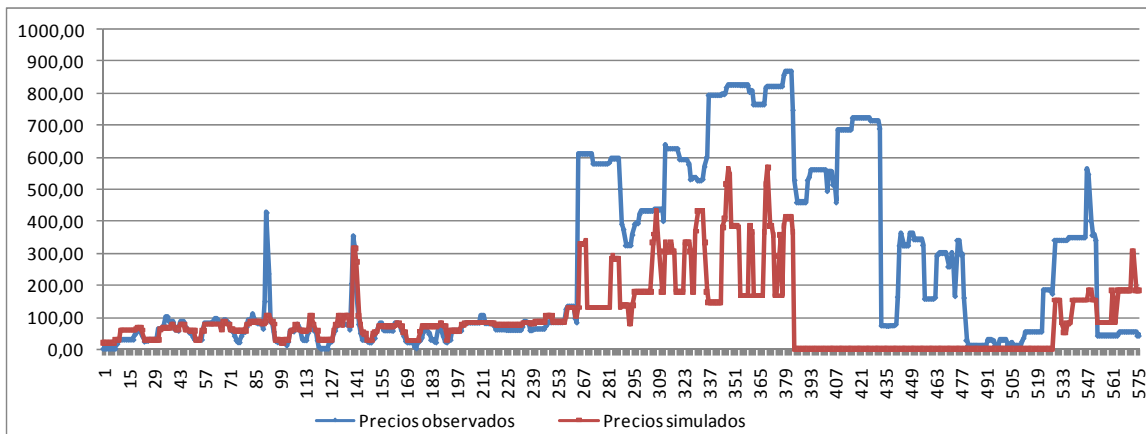
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 27. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2007



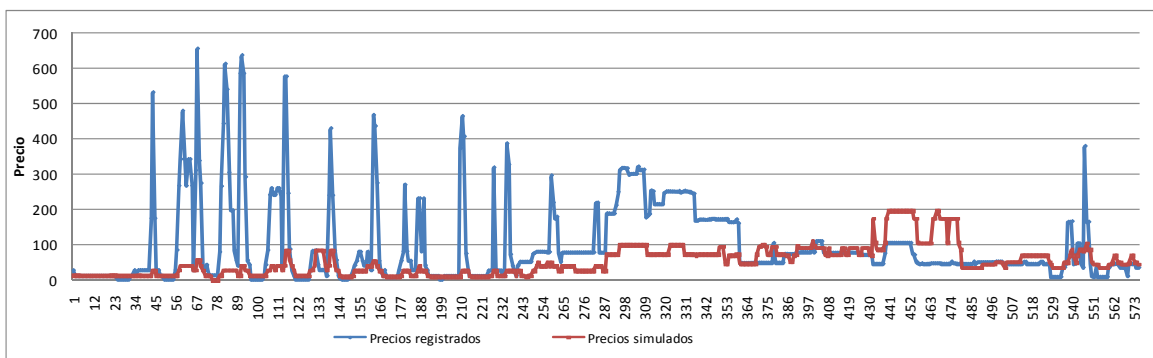
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 28. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2008



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 29. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2009

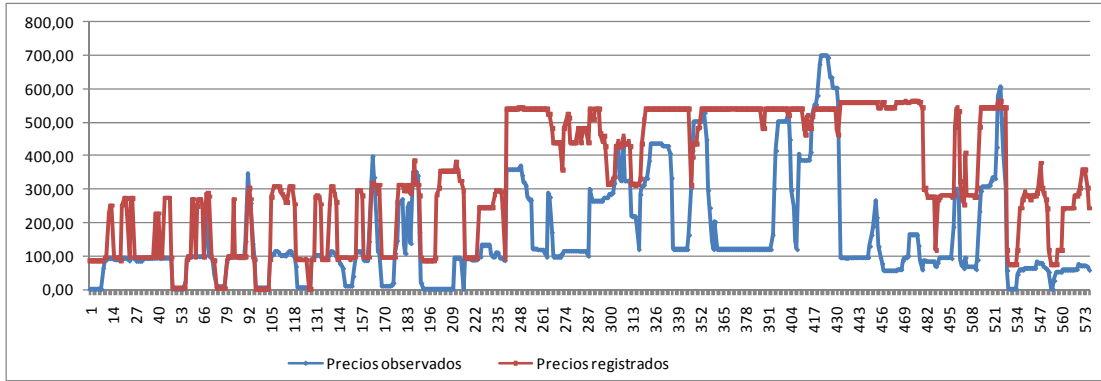


Fuente: Elaboración propia

En este ejercicio, podemos ver claramente un acercamiento del precio simulado al precio de referencia. Igualmente seguimos notando una amplia diferencia entre ambos en periodos de demanda pico.

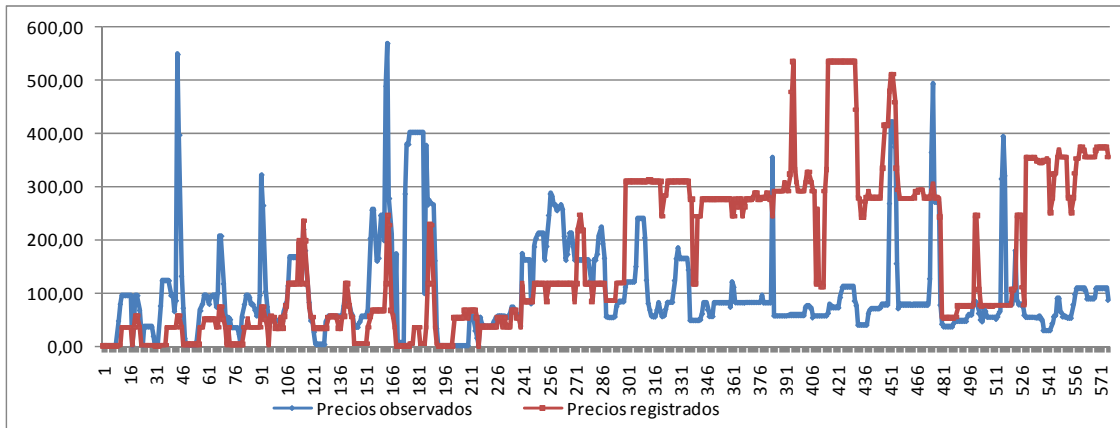
c. *Simulaciones a costo máximo y con indisponibilidades de mantenimiento forzado*

Gráfico 30. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2006



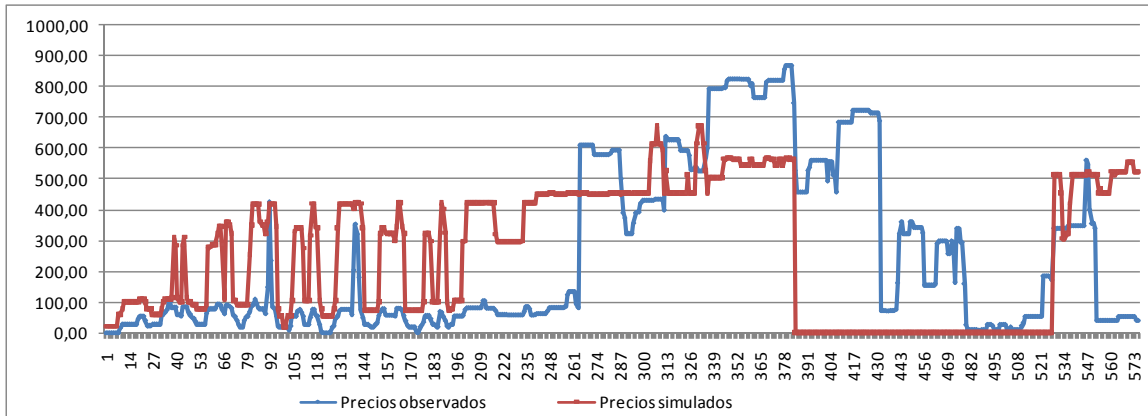
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 31. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2007



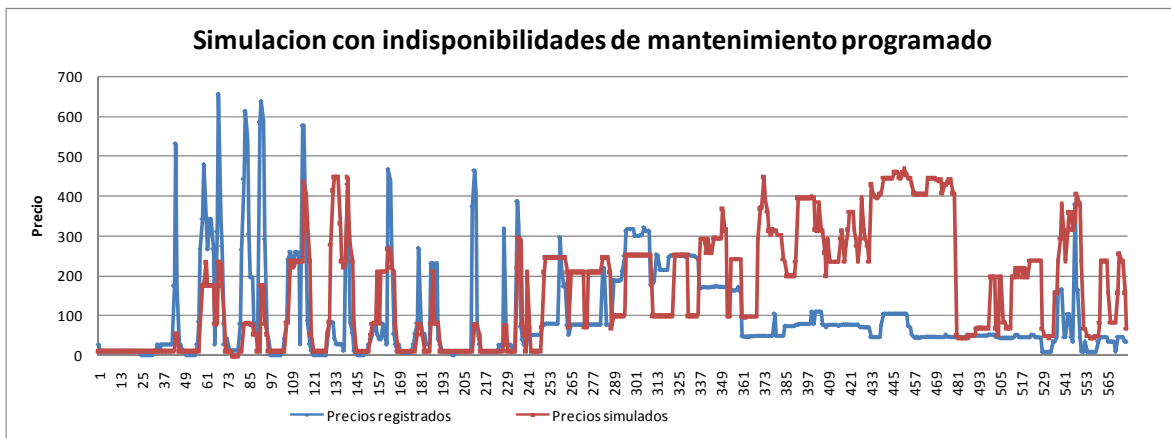
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 32. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2008



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 33. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2009

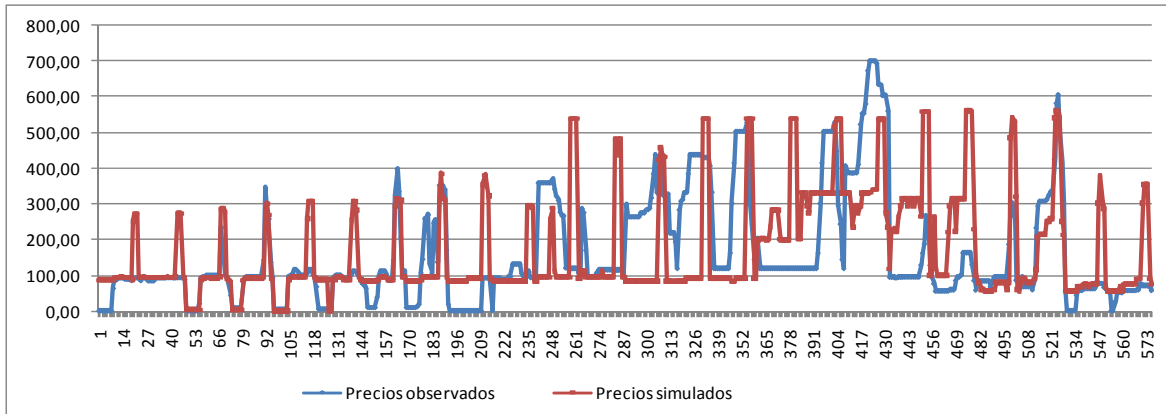


Fuente: Elaboración propia

En este ejercicio nos encontramos con un gran problema. Estamos utilizando una restricción total de gas, entonces las plantas producen únicamente con combustibles de altos costos, esto hace que en la mayoría de las horas se encuentren precios por encima de los precios realmente registrados.

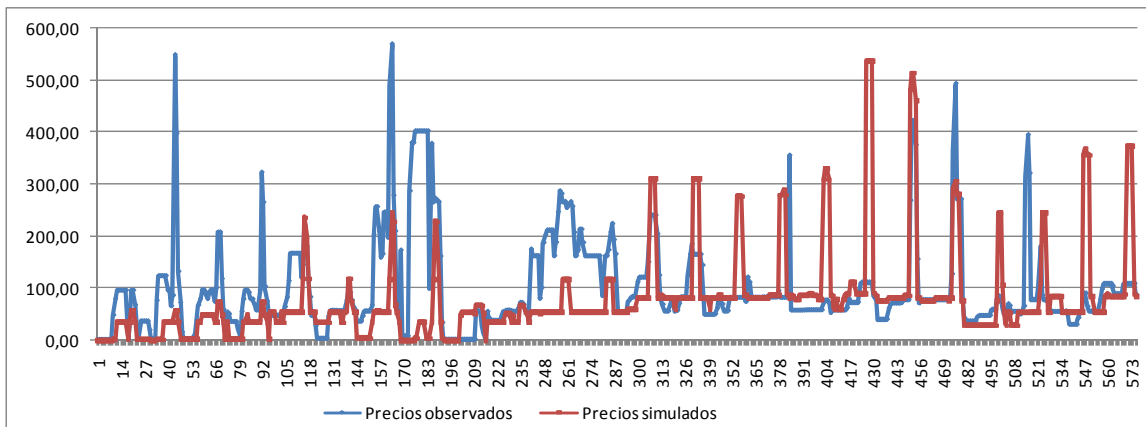
- d. *Simulaciones utilizando costos mínimos en Períodos Valle y Resto y costos máximos en Períodos Pico*

Gráfico 34. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2006



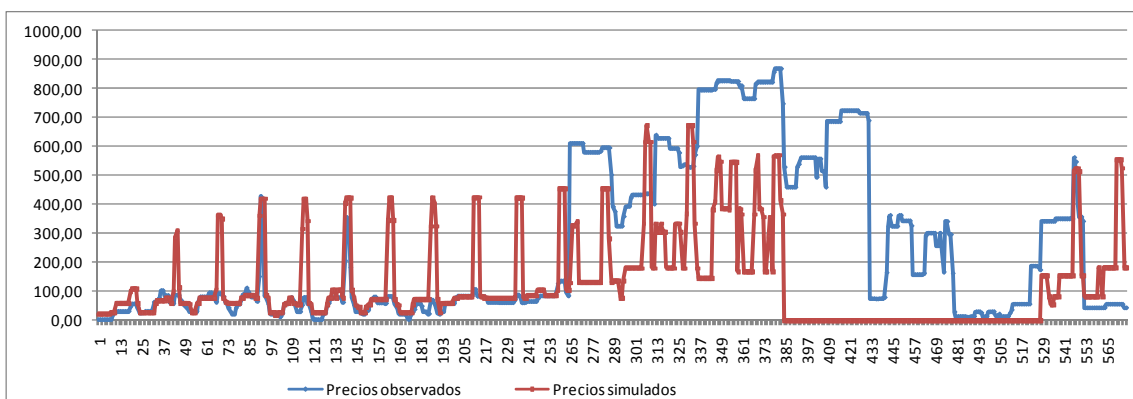
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 35. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2007



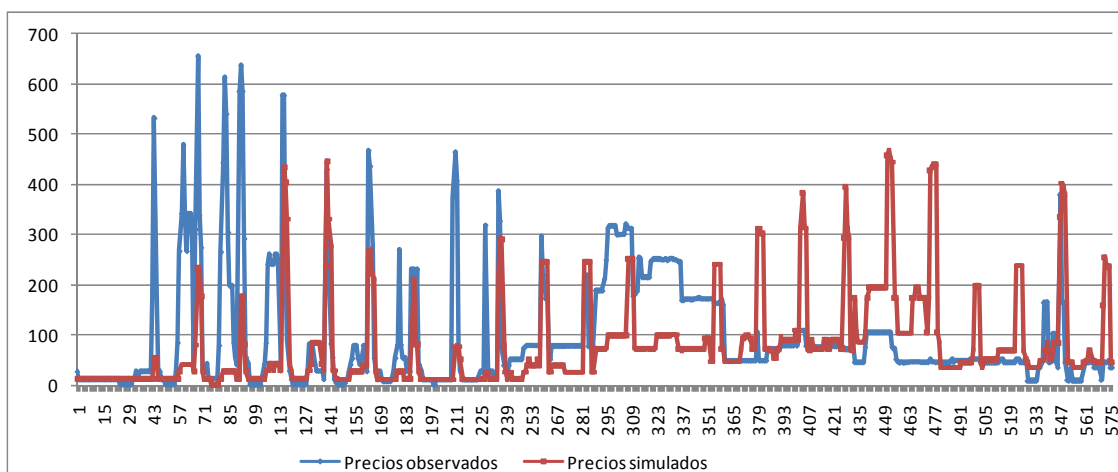
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 36. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2008



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 37. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2009



Fuente: Elaboración propia

De todos los ejercicios realizados, esta simulación es donde menores diferencias se encontraron con respecto a los precios tomados en la barra de referencia. En este caso, al tomar restricciones a la producción con gas solamente en periodos de demanda pico, la simulación captura en gran parte el efecto en que esta restricción influye sobre los precios registrados. De esta manera, el abastecimiento de gas es un problema que debería tenerse en cuenta en este tipo de análisis regulatorio.

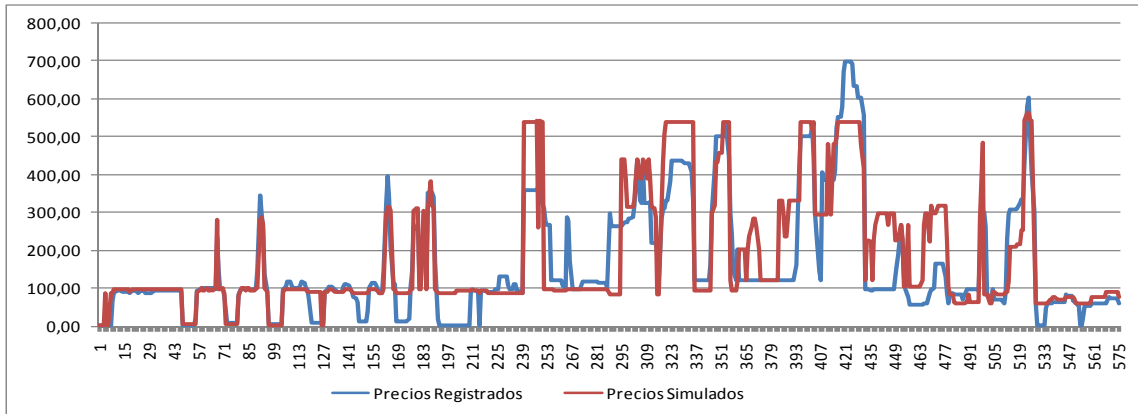
Se puede extraer como lección general que la clave está entonces en las restricciones en la utilización de combustible (gas) que dispara los costos declarados hacia las alternativas más costosas. De la información consultada no se puede fácilmente determinar los periodos con las restricciones de gas que han enfrentado las distintas plantas de generación.³⁹

e. *Simulaciones utilizando costos de mejor ajuste*

En esta última simulación, la intención es tratar de que la diferencia no explicada entre el Precio observado y el Precio Simulado sea la menor posible. Para lograr esto, hemos minuciosamente observado para cada hora cuales eran los costos que mejor ajustaban al precio real observado, utilizando siempre los costos máximos y mínimos para las plantas que producen con varias tecnologías. Entonces definitivamente hemos encontrado la simulación que mejor ajusta al precio observado en donde estamos teniendo en cuenta principalmente el efecto costos de producción para cada momento, el cual es tomado para cada hora de acuerdo al precio simulado que más se acerque al precio observado. De esta manera estamos incluyendo dentro de las simulaciones las restricciones de gas sin tener los datos reales sobre las mismas.

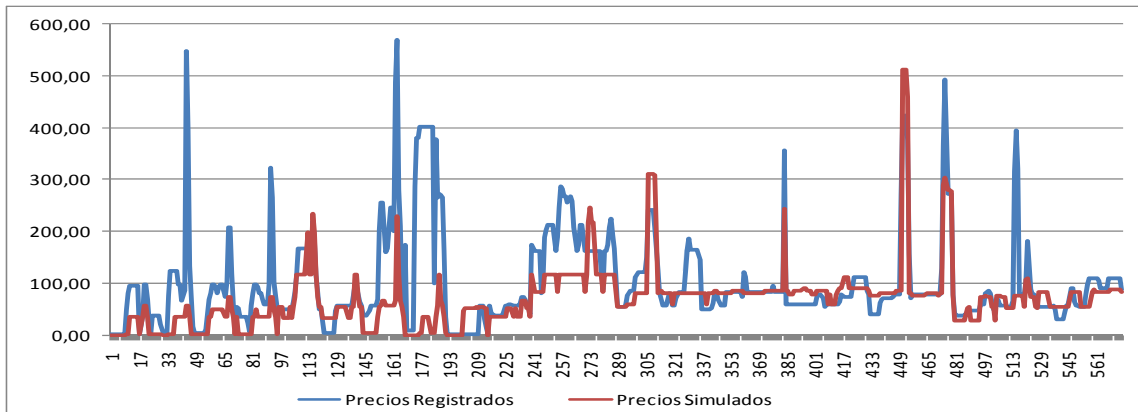
³⁹ Conviene aclarar nuevamente que estas simulaciones sólo tienen en cuenta el despacho térmico, tomando como dado la operación de las plantas hidroeléctricas. Para completar el análisis es preciso realizar las declaraciones de disponibilidad de agua de la planta hidroeléctricas, para la cual se requiere la utilización de modelos más sofisticados que permitan tengan en cuenta los efectos dinámicos del despacho conjunto hidrotérmico.

Gráfico 38. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS/Mwh), 2006



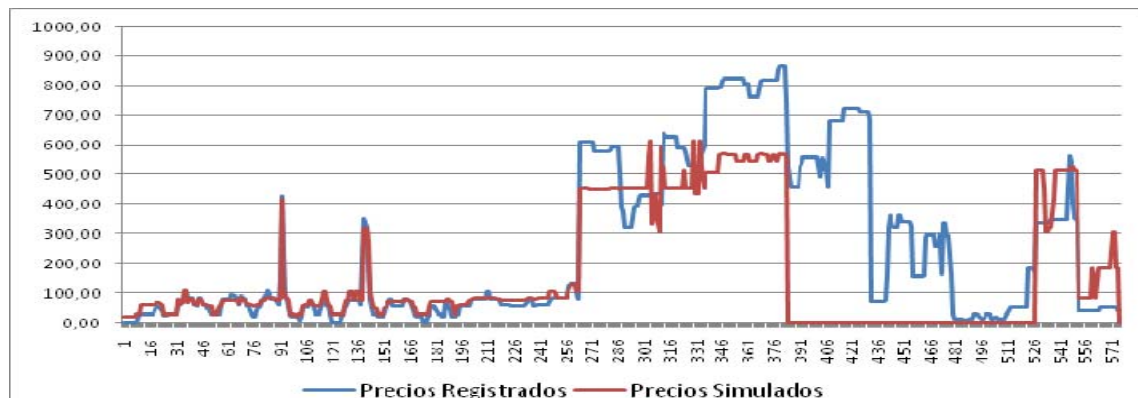
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 39. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2007



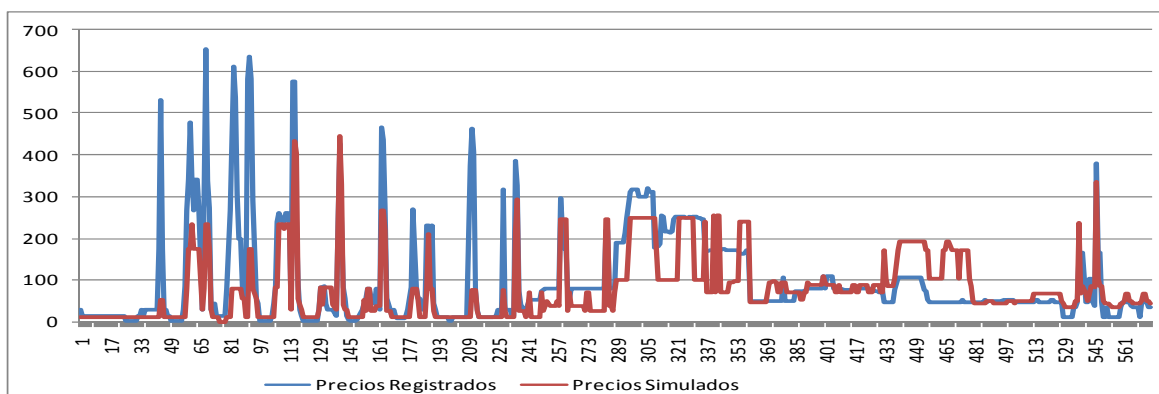
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 40. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2008



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 41. Comparación de precios observados en el SEIN y competitivos simulados (NS / Mwh), 2009



Fuente: Elaboración propia

Lo que se observa en este último ejercicio de simulación, es que en el año 2006 se han encontrado las menores diferencias y en el año 2008 las mayores diferencias entre el precio observado y el precio simulado. También vemos un cambio rotundo con respecto al resto de las simulaciones, ya que posiblemente en las anteriores estábamos malos supuestos acerca de las posibles restricciones de gas.

La parte aún no explicada puede deberse a un elemento que continúa sin ser tenido en cuenta en ninguna de las simulaciones, que son las indisponibilidades por mantenimiento forzado, o a costos diferentes a los costos declarados.

5.3.3 Estimación del Índice de Lerner

La medida tradicional de la distancia entre el precio observado y el competitivo es el índice de Lerner (L)⁴⁰. De este Índice solamente vamos a utilizar la parte izquierda de la ecuación para el mercado:

$$L = (P - C') / P$$

El Índice se caracteriza por ser una medida directa del poder de mercado en la forma de Precio – Costo Marginal ($P - C'$), es a su vez deseable y factible en mercados donde los reguladores tienen relativamente buena información sobre la tecnología y los precios de los insumos de los oferentes.

El objetivo del Índice de Lerner es calcular la brecha entre los precios actuales de mercado (supuestamente influenciados por el poder de mercado) y el precio hipotético que hubiera sido establecido en un mercado competitivo. Cualquier definición de poder de mercado se refiere a una situación de benchmarking, en la cual vamos a caracterizar una situación de equilibrio competitivo, cuando los precios se igualan al costo marginal.

⁴⁰ La derivación del mismo ha sido presentada en la sección b.

Entonces, el Índice Precio-Costo Marginal o el Índice de Lerner nos darán buenas medidas de poder de mercado, desde una perspectiva económica. Se puede utilizar, ya sea para medir poder de mercado actual o poder de mercado potencial. Se define como el *markup* por encima de los precios competitivos, dados los costos marginales de la oferta marginal.

A pesar de ser muy poderoso, el Índice de Lerner no resulta demasiado práctico para las agencias regulatorias o las cortes de justicia ya que los requerimientos de información para poder calcularlo resultan una restricción. El obstáculo más significativo para calcularlo es determinar los costos marginales de las firmas en determinado momento. Sin una medida estimada de los costos el ratio es incalculable. Pero eso presenta menos dificultades en el sector eléctrico que en otras áreas de la economía, debido a que la mayor parte de los costos variables de corto plazo están integrados principalmente por el costo del combustible.

Como ventajas cabe señalar que es de fácil comprensión, no requiere la definición precisa de un mercado relevante ya que directamente recoge la existencia de sobrepuestos en relación a costos, lo que es inherente al ejercicio de poder de mercado.

Es importante tener en cuenta, que valores altos del Índice no necesariamente indican ejercicio de poder de mercado, dado que los valores altos son también consistentes con un mercado eléctrico competitivo en el cual la oferta excedente (margen de reserva) es muy bajo. En ese caso, los márgenes altos no están indicando el abuso de posición dominante sino que la capacidad de generación del sistema es baja y existen rentas para financiar expansiones de los operadores existentes o para el ingreso de nuevos operadores.

El uso del Índice de Lerner nos plantea la pregunta si en un equilibrio competitivo el precio debe igualarse al costo marginal del oferente marginal en un mercado eléctrico descentralizado con pagos únicamente de energía (sin pagos por capacidad). Para muchos académicos y participantes de la industria, en la ausencia de pagos por capacidad los precios competitivos también deben incorporar un pago a las rentas de escasez, que reconcilie el costo marginal de corto plazo con el costo marginal de largo plazo asociado con la construcción de nueva capacidad que satisfaga la demanda incremental en el largo plazo.

Como se mencionó al comienzo del inciso, en este caso vamos a tomar el costo marginal de la planta marginal como precio competitivo, y el cálculo del Índice de Lerner va a realizarse comparando el Precio de mercado observado con el Precio competitivo simulado de acuerdo al despacho óptimo que minimice los costos de producción. El Índice en este caso verifica:

$$IL = (\text{Precio observado} - \text{Precio competitivo}) / \text{Precio Observado}.$$

La Tabla 27 presenta la distribución de frecuencia relativa de los índices de Lerner (IL) estimados para el caso de costo mínimo y sin considerar indisponibilidad forzada. Se computa un IL por hora para todo el periodo considerado (576 horas para cada año). La fila con el rango 0-10% indica el porcentaje de horas que el IL ha sido a los sumo de 0,10 (es decir, precios observados hasta 10% mayores a los competitivos (estimados)).

Tabla 27: Índice de Lerner. Distribución de frecuencias 1ª simulación

Rango	2006	2007	2008	2009
0-10%	40.8	36.1	56.6	63.3
10,1%-25%	21.5	6.8	8.2	3.7
25,1%-50%	5.7	20.3	7.1	9.4
50,1%-100%	31.9	36.8	28.1	23.6
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaboración propia

Cuando analizamos la Tabla 28, en donde utilizamos los combustibles de generación de mínimo costo, pero agregamos como restricciones las indisponibilidades por mantenimiento programado de las plantas generadoras, entonces las horas en donde el índice es muy alto caen debido a que el equilibrio simulado se asemeja más al precio observado. Vemos que para 2006 y 2007 disminuyen la cantidad de horas en que el Índice supera el 50%, no pasa esto en 2008 y 2009.

Tabla 28: Índice de Lerner. Distribución de frecuencias 2ª simulación

Rango	2006	2007	2008	2009
0-10%	55.2	41.8	46.5	52.8
10,1%-25%	11.8	8.0	3.6	3.8
25,1%-50%	10.9	14.4	3.8	6.4
50,1%-100%	22.0	35.8	46.0	37.0
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 29, al tomar únicamente como combustibles los de mayor costo, vemos que la distribución de frecuencias en este caso se ubica en la mayoría de las horas con un Índice entre el 0-10%, y las horas en donde el Índice es entre el 50.1 y 100% es considerablemente más bajo que en las primeras dos Simulaciones.

Tabla 29. Índice de Lerner. Distribución de frecuencias 3ª simulación

Rango	2006	2007	2008	2009
0-10%	93.4	62.3	59.5	77.3
10,1%-25%	3.1	2.6	4.7	3.5
25,1%-50%	0.5	12.5	10.8	3.8
50,1%-100%	3.0	22.6	25.0	15.5
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 30, se muestra los resultados del Índice correspondientes a la cuarta simulación, en la que tomamos costos mínimos de producción para las horas Valle y Resto, y tomamos costos máximos de producción (hacemos el supuesto de que hay restricciones a las cantidades de gas, que es el combustibles de precio más bajo) para las horas de máxima demanda, denominadas

horas Pico. En esta distribución de frecuencias vemos que caen las horas con un Índice entre 0 y 10% con respecto a la Tabla 29 ya que no estamos tomando costos máximos para toda la simulación y a su vez suben las horas con un Índice entre 50.1 y 100%. Vemos que el año con mayor número de horas en esta última franja es el año 2008.

Tabla 30. Índice de Lerner. Distribución de frecuencias 4ª simulación

Rango	2006	2007	2008	2009
0-10%	64.2	47.9	49.7	58.2
10,1%-25%	11.8	6.4	2.8	4.3
25,1%-50%	7.8	14.8	4.9	5.7
50,1%-100%	16.1	30.9	42.7	31.8
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaboración propia

Por último, en la Tabla 31, vemos la distribución de frecuencias de la quinta simulación, que está dada por los costos de producción que mejor ajustan a los precios reales observados. En la misma encontramos los menores valores del Índice, sin tener en cuenta la Tabla 28 en la que se subestima el mismo dado que utilizamos máximos costos de producción para todas las horas. Vemos que el año con menor valor del Índice es el año 2006, seguido luego por el 2009, 2007 y por último 2008 con el número del IL más alto. Excepto en la primera simulación, el año 2008 es que valores más altos del índice mostro en el resto de las simulaciones.

Tabla 31. Índice de Lerner, distribución de frecuencias 5ª simulación

Rango	2006	2007	2008	2009
0-10%	71.7	50.3	55.2	64.1
10,1%-25%	14.6	7.5	8.2	5.7
25,1%-50%	7.1	17.7	11.1	8.3
50,1%-100%	6.6	24.5	25.5	21.9
Total	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: Elaboración propia

Se observa en 2009 la proporción de horas con más bajo IL (63%), seguido por 2008 (56%). Asimismo, las diferencias más importantes (IL mayor a 1) son menores para 2009 y 2008 (24% y 28%, respectivamente).

Estos resultados muestran el IL máximo y a medida que se realizan las simulaciones enunciadas en el apartado anterior estos márgenes se van eliminando, hasta el punto donde las simulaciones prácticamente emulan el despacho observado. Debido a esto queda expuesta la necesidad de un seguimiento horario de las restricciones de algunas plantas, pero principalmente de las restricciones de gas que no hacen posible que muchas empresas utilicen las alternativas de costos menos costosas.

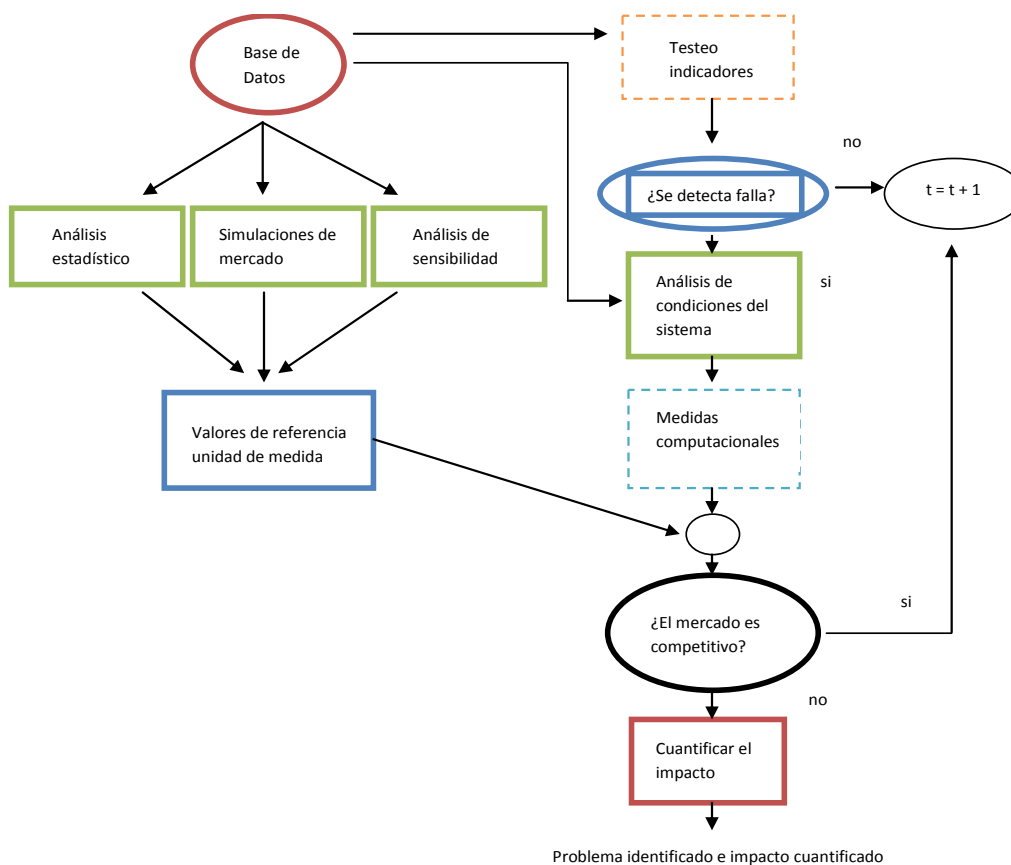
6 Componentes básicos para el monitoreo de mercado

6.1 Lineamientos para un esquema de monitoreo

El principal objetivo cuando queremos plantear lineamientos para un esquema de monitoreo, es desarrollar una herramienta que sea capaz de lidiar con todos los aspectos relevantes en el monitoreo de mercado. Para lograr esto, se requiere una detallada representación de cada mercado, el modelado de varios aspectos de la alimentación del sistema y el modelado de las actividades de monitoreo de mercado (Güller, 2005).

El proceso de análisis de monitoreo se detalla en la Ilustración 3. Los datos obtenidos, consistentes en medidas de mercado y de sistemas, nos sirven para llevar a cabo el proceso. Si se detecta alguna falla o anomalía, el proceso continúa con el cálculo de medidas apropiadas y sus valores de referencia en paralelo. El cálculo de las medidas adecuadas nos permite acceder al origen de la falla, que puede ser por comportamiento colusivo o debido a conductas particulares de los participantes en el mercado y en el tiempo.

Ilustración 3. Proceso de monitoreo



Fuente: Güller (2005)

Las medidas de referencia van a estar basadas en datos previos del mercado, resultados de análisis de monitoreo y la caracterización de un mercado eléctrico competitivo por parte del regulador, computadas mediante varias herramientas, como análisis de tendencias estadísticas, simulaciones de mercado y análisis de sensibilidad. Cada medida es comparada con su valor de referencia para determinar si el comportamiento analizado fue o no competitivo. Cuando la desviación sobre la medida de referencia sobrepasa cierto nivel, se debe cuantificar adicionalmente el impacto del problema identificado.

Hay un consenso creciente de que el proceso de monitoreo de mercado es una parte esencial para que un mercado eléctrico funcione bien. Las particularidades del mercado eléctrico hacen que el análisis de competencia para cualquier otro mercado resulte inadecuado para el mercado eléctrico. En algunos mercados, el encargado del monitoreo puede automáticamente mitigar algunos tipos de conductas, pero la presencia de un agente encargado de monitorear debería actuar como un disuasor al ejercicio de poder de mercado. Los recursos esenciales aquí son la información que posee la autoridad del monitoreo y su capacidad analítica.

El operador del segmento de transmisión está bien posicionado para brindar la información requerida en el proceso de monitoreo, dado que tiene acceso a la mayoría de la información requerida. También tiene la experiencia para analizar los datos y darle un soporte, dado su entendimiento de las compañías generadoras. Este enfoque, sumado a una junta de expertos que funcione de manera independiente, asegurándoles a los participantes del mercado la imparcialidad del análisis, ha funcionado con un éxito razonable en Estados Unidos y Europa.

Las congestiones de red proveen potencialmente un gran número de oportunidades para ejercer poder de mercado. Es entonces importante que la congestión sea monitoreada y tenida en cuenta por el encargado de monitorear en la práctica.

De acuerdo con Twomey *et al.* (2005), para lograr un monitoreo efectivo, en principio hay que utilizar un amplio rango de técnicas, y el encargado de monitorear debe estar abierto a nuevas evidencias sobre su utilidad o no. Segundo, se debe tener la mayor cantidad de información posible, aunque no sea utilizada en el presente, nuevas técnicas pueden utilizar antigua información en el futuro y tercero, debe publicarse la mayor cantidad de información posible, para permitir que los analistas independientes puedan refinar las técnicas de detección y así disuadir del abuso de poder de mercado.

Mientras que los esquemas de mitigación aseguran que los precios no suban sobre determinado nivel, hay efectos secundarios con respecto a la mitigación del despacho. El más importante es que el esquema de mitigación reemplaza las señales de los precios que son útiles para la determinación del precio de los activos. Una vez eliminadas las señales que brindan los precios, el resultado va a ser una inversión insuficiente en la infraestructura requerida. Las medidas de mitigación también crean incentivos perversos para actuar de manera anticompetitiva, como la conducta de oferta que resulta en ofertas justo por debajo del precio tope en los sistemas de declaración de precios.

6.1.1 Necesidad de un proceso de monitoreo de mercado prospectivo

La mayoría de los mercados de electricidad basados en ofertas que existen en el mundo han experimentado un periodo sostenido en el cual han ejercido un poder unilateral de mercado significativo. Los mercados a los que peor les ha ido fueron aquellos que no tenían implementado un proceso de supervisión del mercado. El Reino Unido es el primer caso donde esto ocurrió, el mercado de California de los Estados Unidos es el mejor ejemplo. Y el mercado de Nueva Zelanda es el más reciente.

a. *La experiencia del Reino Unido*

El “pool” de electricidad en el Reino Unido fue formado en 1990 por un grupo de compañías de generación y distribución que conjuntamente formaron el NGC (*National Grid Company*), para operar la red de transmisión y el mercado mayorista. El rol específico y las responsabilidades del “pool” se formalizaron en un contrato conjunto denominado PSA (*Pooling and settlement agreement*), que todas las compañías eléctricas debían firmar. Las reglas del pool especificaban los procedimientos que la NGC utilizaba para operar el mercado, y le daba la fórmula para convertir ofertas en precios. La PSA también contenía cláusulas para su propia modificación y ajuste conforme a las necesidades del mercado, pero mediante un procedimiento que resultó ser muy complejo.

Esta resistencia al cambio se debió al hecho de que el “pool” fue gobernado por sus miembros, con una vigilancia limitada por parte de la Oficina de Regulación Eléctrica (OFFER) y cualquier otra entidad independiente de supervisión. Si se identificaba un defecto en el diseño del mercado se designaba un Comité para formular el cambio de la regla de mercado requerido para solucionar el problema. Seguidamente esta solución era sometida a votación en la reunión mensual del Comité Ejecutivo del “pool” (PEC), el cual estaba formado por cinco representantes de los generadores y cinco de los distribuidores minoristas. Esta estructura fue reformada posteriormente para reflejar una más clara distinción entre los generadores y los distribuidores minoristas y para permitir la participación de algunos protectores del consumidor.

Una vez aprobados los cambios propuestos por PEC, se iniciaba la tarea de ponerlos en ejecución, a menos que alguna de las compañías miembro solicitara un reunión de miembros del “pool”, donde se votaría de nuevo la implementación del cambio propuesto. Debido a que los diversos participantes del mercado tenían una ponderación diferente en el proceso de votación, basada en su tamaño, las firmas más grandes podían bloquear los cambios desfavorables a sus intereses financieros. Adicionalmente, si un miembro del “pool” no obtenía el resultado que deseaba, aun podría apelar al regulador, bloqueando la decisión por otros dos o tres meses adicionales.

La OFFER comprobó que cada vez se hacía más difícil de tratar la falta de interés en el proceso por parte de los administradores del “pool” ante los problemas del sistema y de la administración del mercado. Por las mismas razones descritas anteriormente, la OFFER tenía poca capacidad de efectuar cambios en las regulaciones del mercado, para remediar pequeños

defectos antes de que causaran un daño significativo. Tampoco el regulador pudo realizar los cambios necesarios en el diseño antes que causaran un daño significativo. Por ejemplo, el problema del poco número de generadores participantes en el mercado (*National Power and PowerGen*) fue identificado en una etapa temprana y se recomendó la necesidad de incrementarlo a un número más grande, pero esto no ocurrió hasta que se vieron enfrentados a una enorme presión política y ya había sido ejercido un enorme poder de mercado durante varios años. Los antiguos acuerdos para la reglamentación del mercado fueron sustituidos por los Nuevos Acuerdos de Generación Eléctrica (NETA) que entraron en vigencia a partir de Marzo de 2001.

El mercado de los NETA requirió que todos los generadores firmaran nuevamente un acuerdo de licencia. El nuevo acuerdo le dio a OFGEM, el nuevo regulador de gas y electricidad, el poder para ser supervisor del mercado con una mayor capacidad de intervenir en la corrección de fallas de su diseño.

6.1.2 Necesidad de apoyo de la autoridad regulatoria relevante

En la mayoría de los casos, la principal razón por la cual las fallas en el mercado eléctrico no se corrigen a tiempo antes de que ocurran transferencias significativas de bienestar es por la insuficiente integración del proceso de monitoreo de mercado y el proceso regulatorio. En Estados Unidos, la FERC instruye muy directamente en este aspecto y enfatiza la importancia de tener protocolos de monitoreo de mercado efectivos. Sin embargo, la FERC no refuerza estos protocolos de monitoreo diseñando una estructura regulatoria que los acompañe. En el sistema de “pool” del Reino Unido y de Nueva Zelanda se operaba con poca supervisión por parte del ente regulador, había respaldo insuficiente para un proceso de supervisión del mercado en estos países. Con la posible excepción de la industria eléctrica australiana, en el resto de los países del mundo, la incapacidad para integrar el proceso de supervisión del mercado con el proceso regulador, ha sido la principal razón de la falta de efectividad en el sector.

a. Estados Unidos

Antes de que los mercados regionales mayoristas fuesen aprobados, la FERC exigía que el Operador Independiente del Sistema (ISO) presentara una serie de protocolos de supervisión del mercado, que formaran parte de la tarifa del ISO. A todos los Operadores Independientes (ISOs) se les requirió la formación de un departamento interno de supervisión del mercado y varios de estos ISOs decidieron incluir una entidad independiente de supervisión del mercado para monitorear su operación y la operación del mercado mayorista. Estos protocolos de supervisión definieron las obligaciones de los departamentos de supervisión de los ISOs y de la entidad de supervisión independiente. Sin embargo, no se especificó claramente como el monitor interno del mercado y el monitor independiente interactuarían con la FERC. Cuando surgió la crisis energética en California al comienzo del verano de 2000, la FERC no contaba con un proceso que le permitiera hacer uso de la información proporcionada por el ISO del Departamento de Análisis de Mercado (DMA) y el Comité de Supervisión del Mercado (MSC) de California, para implementar cambios en la regulación con el fin de corregir los defectos de diseño de mercado.

La FERC estaba enterada de los defectos en el diseño del mercado eléctrico de California mucho antes de que ocurriese la crisis del sector. Hasta el MSC y el DMA prepararon informes sobre el funcionamiento del mercado de California e hicieron una serie de recomendaciones. Estas recomendaciones fueron ignoradas por la FERC debido a las carencias de respaldo regulatorio formal para el proceso de supervisión del mercado de California por la FERC. Particularmente, durante este proceso, el análisis y los comentarios del DMA y el MSC fueron tratados de manera semejante al de otros accionistas – propietarios de las unidades de generación, entidades de servicios y de otras entidades del Estado. Esto sucedió a pesar de que estas entidades tenían información confidencial sobre el mercado. La incapacidad para integrar el sistema de supervisión del mercado al proceso regulatorio del mismo no permitió que la FERC se beneficiara de los análisis preparados por la DMA y el MSC con la suficiente anticipación para implementar los cambios regulatorios necesarios.

6.1.3 Necesidad de indicadores sobre el desempeño del mercado

El desafío más grande al que se tiene que enfrentar un proceso de supervisión de mercado, es decidir cuándo intervenir para solucionar los defectos de diseño del mercado. A menudo hay incertidumbre sobre las causas detrás de un periodo sostenido de resultados dañinos para el mercado, siempre existe el riesgo de empeorar la situación al intervenir en el mercado. La intervención también puede crear incentivos de comportamientos que incrementen la posibilidad de resultados perjudiciales en el futuro. Por ejemplo, un límite inferior del precio en el mercado de electricidad de corto plazo puede entorpecer el incentivo para que los generadores firmen contratos de venta de energía a largo plazo con los minoristas, lo que incrementa la posibilidad de un problema unilateral de poder de mercado en el mercado de corto plazo en el futuro.

Entonces, al decidir sobre la intervención del mercado, el regulador debe hacer un balance del costo de la intervención reguladora contra las ventajas previstas de la misma. El acceso a indicadores consistentes sobre el funcionamiento del mercado contribuye a reducir los costos de la intervención.

Los esquemas de mitigación son utilizados para prevenir el producto anticompetitivo en los mercados de bienes cuando se ejerce poder de mercado para atenuar las posibles repercusiones sobre otros participantes en el mercado. Dos esquemas de mitigación son los principalmente utilizados. Un sistema de precio tope que se enfoca en la naturaleza del precio que se ofrece y actúa como filtro al no permitir que las ofertas aceptadas sean a mayor precio que un techo determinado. Por otro lado un sistema de oferta tope, en donde se analiza cada oferta individualmente.

De acuerdo a un trabajo de consultoría realizado por Brugman (2004) que estudió el sector eléctrico Colombiano, los elementos importantes a analizar en el mercado mayorista son, en principio medir el grado de competencia en las transacciones de energía eléctrica tanto en el mercado spot como en el mercado de contratos, y luego, identificar las situaciones que requerían el diseño de soluciones específicas, tales como reducción de riesgos, tipos de contratación, nivel

de remuneración en el negocio de generación, restricciones en la red, mínimos operativos, entre otros.

a. *Estados Unidos*

La crisis eléctrica del Estado de California es un ejemplo de cómo no intervenir para remediar los defectos del diseño del mercado. La FERC tenía poca capacidad para diagnosticar los defectos de diseño de mercado hasta poco después de Junio 2001. La FERC aun no había instalado protocolos para recoger y analizar datos de los ISOs que existían en los Estados Unidos. De acuerdo a Wolak (2003a y 2003b), aunque la FERC tenía un mandato estatutario para fijar precios justos y razonables en el mercado mayorista, todavía tenía que definir que era un precio justo y razonable para el mercado mayorista. Esto creó una gran incertidumbre entre los participantes del mercado de California durante el verano de 2000, ante la probabilidad de que la FERC interviniera el mercado de California.

Durante el verano de 2000, las comisiones y el personal de la FERC hicieron declaraciones públicas sobre sus intenciones de asegurarse de que los precios mayoristas de California fueran justos y razonables. Según lo observado por Wolak (2003a), a finales del verano y principios del otoño de 2000, muchos proveedores que servían el mercado de California se inquietaron ante la posibilidad de que la FERC ordenara hacer reembolsos por los precios extremadamente altos del mercado mayorista, durante el verano de 2000. En Noviembre de 2000, la FERC publicó una orden preliminar de medidas propuestas para implementar en California. Las medidas de la FERC exaltaron la capacidad de incrementar los precios mayoristas por parte de los proveedores de California. Después de que todas estas medidas fueron implementadas en Enero 2001, ocurrieron múltiples apagones y los precios de mercado de corto plazo se elevaron sobre los \$300/MWh.

La probabilidad de que las medidas implementadas por la FERC fueran inadecuadas se hubiera podido reducir notoriamente si se hubieran soportado en un sistema confiable de indicadores de desempeño de mercado, para hacer el diagnóstico de los defectos del mercado de California. Adicionalmente, si estos índices hubieran sido supervisados desde el inicio del mercado de California, la FERC hubiera podido determinar el momento indicado para su intervención y ocuparse de los problemas antes de que implicaran un daño significativo a los consumidores. Como resultado de esta intervención en el mercado de California, la FERC actualmente exige que los supervisores del mercado en todos los ISOs de los Estados Unidos presenten reportes sobre los indicadores de funcionamiento de mercado, comparables entre mercados y a través del tiempo, al menos anualmente. Estos índices se diseñaron con el fin de proporcionar a la FERC signos sobre el desempeño real de los mercados, para poder diagnosticar sus fallas antes de que estas puedan suponer un daño significativo a la eficiencia en el mercado o a la confiabilidad del sistema.

6.1.4 Necesidad de hacer pública la información

La publicación de todos los datos enviados y producidos para el operador del sistema aumenta la transparencia del mercado mayorista, particularmente para los participantes más pequeños. Esto no ocurre para las firmas más grandes, ya que estas están en una mejor posición

para recoger la información disponible sobre los datos del mercado. Entonces todos los datos disponibles para operar en el corto plazo deben estar disponibles lo más pronto posible después del día de operación para no perjudicar a las firmas más pequeñas.

Al publicarse los datos periódicamente, todos los participantes del mercado están al tanto de las ofertas, programas de despacho y los niveles de generación. El hecho de que el comportamiento de estos participantes esté siendo observado directamente, hace más posible la detección de violaciones a las reglas del mercado. Cualquier agente interesado puede supervisar el comportamiento del mercado utilizando los datos disponibles al público.

6.1.5 Necesidad de independencia del proceso de supervisión

Los procesos más eficaces de supervisión de los mercados, son aquellos que se perciben por los participantes del mercado como independientes de los operadores del mercado y del sistema, de sus reguladores y del proceso político. La publicación de los datos puede ser un dispositivo que obliga a que el proceso regulador mantenga su independencia. En estas condiciones, cualquier parte interesada puede obtener los mismos datos que el regulador y realizar sus propios análisis de los asuntos planteados por el regulador.

Los agentes que participan en el mercado también se enfrentan al riesgo de que el regulador pueda tomar decisiones que aumenten sus costos o reduzcan sus riesgos. El riesgo se reduce cuando los participantes en el mercado perciben el proceso regulador como independiente.

De acuerdo a los apartados anteriores, la operación del mercado o del sistema puede implicar costos innecesarios a los participantes del mercado. Entonces, un proceso de supervisión del mercado al interior del operador del mercado o del sistema, puede hallar ciertas dificultades al hacer recomendaciones sobre cambios de regulación que respondan mejor a las necesidades de los participantes del mercado, si estos cambios requieren mayores esfuerzos por parte del operador de mercado o del operador del sistema. Uno de los papeles del proceso de supervisión es supervisar al operador del mercado mayorista y al operador del sistema. Por esta razón es que debe ser independiente de estas dos entidades.

a. *Australia*

El NECA satisface muchas de las tareas de un supervisor independiente del mercado para el mercado eléctrico Australiano. Periódicamente prepara informes sobre el análisis del mercado, que publican usando datos sobre ofertas, programas de despacho y niveles de generación suministrados por la *National Electricity Market Management Company* (NEMMCO) en su página web un día después de las transacciones del mercado. Australia también cuenta con otras entidades supervisoras del mercado. La Oficina Australiana de Economía Agrícola y Recursos (ABARE), es una agencia del Gobierno Australiano para la investigación económica, reconocida por su investigación y análisis independientes. Prepara informes y análisis del mercado eléctrico australiano, incluyendo electricidad. El Consejo Nacional de Competencia fue establecido por el gobierno australiano en Noviembre de 1995, para actuar como organismo consultivo de las

políticas para supervisar la implementación de las Políticas de Competencia Nacional. La Comisión de Productividad, el principal organismo de revisión y consultoría del gobierno australiano en políticas de regulación macroeconómicas, realiza investigaciones públicas en una amplia gama de asuntos económicos y sociales incluyendo política de competencia, productividad, medioambiente, infraestructura económica, mercados laborales, comercio y asistencia, ajuste estructural y reforma macroeconómica. También ha sido un participante activo en el proceso australiano de reforma del sector eléctrico.

6.2 Lineamientos para un esquema de monitoreo en el sistema eléctrico peruano

A continuación se presenta un bosquejo de lo que podría ser un sistema de monitoreo del sector eléctrico. En primer lugar, se presentarán los principales actores para luego establecer pautas generales para un monitoreo acorde con las reglas de juego del sistema eléctrico peruano. Es importante mencionar que no sería recomendable una simple aplicación de un esquema existente sin tener en cuenta el diseño de mecanismos que subyace por detrás el mercado mayorista de generación, la extensión de la competencia en la comercialización, o en los sistemas de contratación por partes de los clientes finales, tanto regulados como no regulados.

En el caso peruano, el OSINERGMIN es el encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos. De acuerdo a la Ley N° 27732, el OSINERGMIN asume las funciones de regulación, supervisión, fiscalización y sanción, normativa, solución de controversias y de solución de reclamos. En resumen, es el encargado de diseñar el marco regulatorio y de las reglas del mercado del sector, que va a ser operado por el COES.

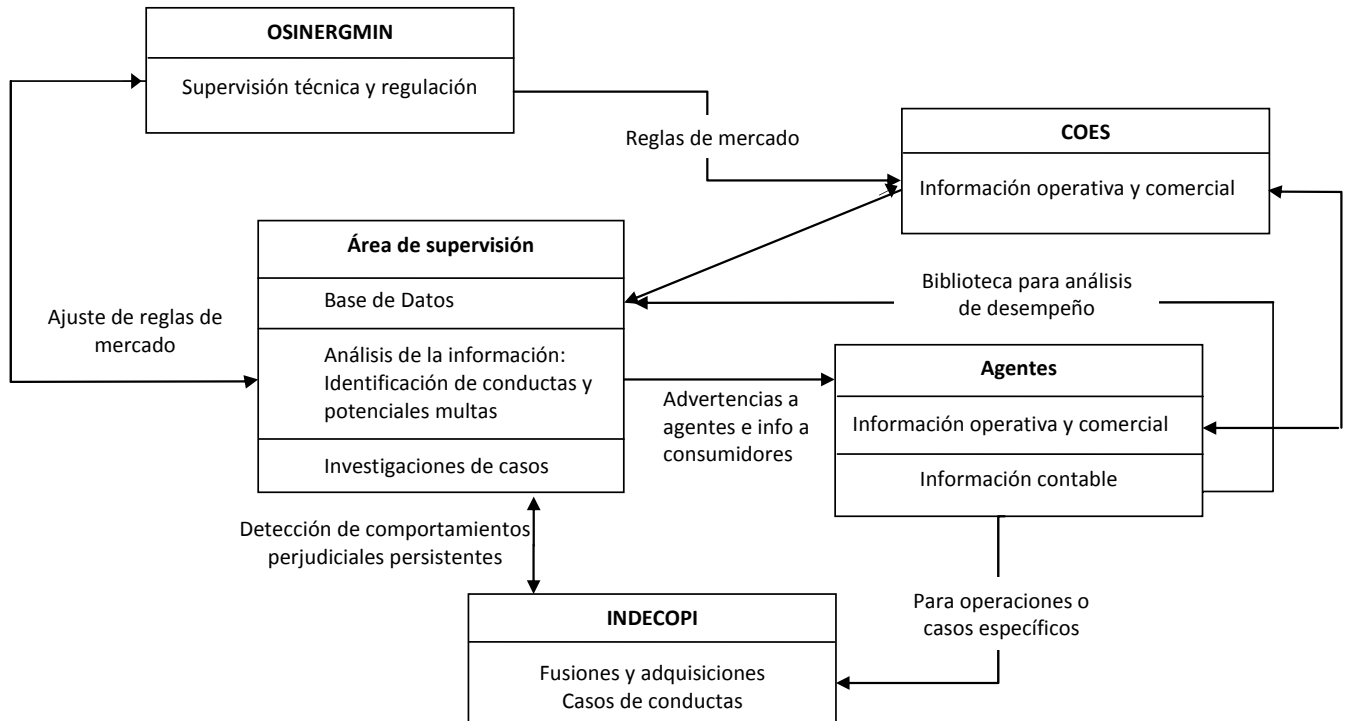
El COES está conformado por todos los agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Los mismos deben suministrar toda la información requerida por el COES, en particular información operativa y comercial. El COES tiene la finalidad de la coordinación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el mercado de costo plazo.

El Indecopi es el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual y tiene como funciones la promoción del mercado y la protección de los derechos de los consumidores. Además fomenta en la economía peruana una cultura de leal y honesta competencia, resguardando todas las formas de propiedad intelectual. Cuando se plantea alguna operación de fusión o adquisición de cualquiera de los agentes que participan del mercado o en casos específicos mediante actuaciones de oficio, el organismo realiza las investigaciones pertinentes para determinar si los casos de adquisiciones o fusiones son convenientes o no al interés general de la población.

La

Ilustración 4 nos muestra las relaciones entre los distintos organismos y sus funciones, de un eventual esquema de monitoreo del sector eléctrico.

Ilustración 4. Lineamiento para un esquema de monitoreo en el Sector Eléctrico Peruano



Fuente: Elaboración propia

En este esquema se adopta el criterio básico de dejar el sistema de monitoreo fuera del control del operador de mercado, estando a Cargo el *Área de Supervisión*. El *Área de Supervisión* Podría ser un ente autónomo, aunque en el caso de Perú, con un sistema basado en costos auditados, parece mejor que sea un área dependiente del *regulador*. Se sugiere la dependencia del regulador debido a la especificidad de los recursos humanos, especializados en el sector eléctrico, relativo a la *agencia de la competencia* cuyos técnicos tienen conocimientos generales sobre todos los sectores de la economía.

El *Área de Supervisión* consiste de tres actividades: (i) El diseño y manejo de la base de datos, (ii) el diseño y cálculo de indicadores y el análisis de la información para identificar posibles conductas anticompetitivas y (iii) el apoyo a INDECOPI en la investigación de casos y operaciones de concentración.

La actividad de gestión de la base de datos es clave en el proceso de monitoreo. El diseño de la base es determinado por el *Área de Supervisión* para que el COES se encargue de la

recolección de la información en el formato indicado, a partir de solicitudes específicas a los agentes o tomándola del sistema de despacho. La actividad de diseño se entiende en un sentido amplio e incluye hasta el formato de presentación (extensión y tipo de caracteres, orden de las variables, nombres de los archivos, etc.) y ningún cambio de formato puede ser realizado unilateralmente por el COES (aunque podría poner a consideración del *área de supervisión* potenciales cambios al diseño).

A partir de la base de datos, con información operativa y comercial, se deberían generar los procesos informáticos necesarios para computar los indicadores de seguimiento, en un lenguaje de programación lo suficientemente flexible para realizar cambios en caso que surjan indicadores adicionales. Asimismo, se podría considerar la posibilidad de realizar un monitoreo más amplio que incluya también la información contable (y podría estar contenido en un sistema de contabilidad regulatoria) que podría ser provista directamente por parte de los *agentes* al *área de supervisión*. Esta centralización redundaría en mayor eficiencia en el manejo de la información, evitando la duplicación de bases de datos parciales. También podría considerarse la posibilidad de avanzar aun más, e incluir información que recibe directamente el regulador por parte de los agentes (no incluido en el gráfico), como información de calidad de servicio, de producto o comercial por parte de las distribuidoras, niveles de energía y potencia contratados en el mercado libre y regulado, oferentes en las licitaciones, entre otros.

La segunda actividad del *área de supervisión* corresponde al análisis de los datos e indicadores calculados. Esta actividad contribuye con el regulador en caso que se observen comportamientos anómalos que puedan ser justificados en fallas en las reglas de mercado, y podría aportar a OSINERGMIN algún cambio de reglas específicas. Si de la consideración del regulador surge un cambio de reglas (también cuando el regulador las cambie autónomamente) estas son devueltas al *área de supervisión* para que proceda al cambio de los procesos para ajustar las bases o la programación de los indicadores, de ser necesario. Por supuesto estos cambios también son remitidos al COES para que realice los cambios operativos pertinentes. Obsérvese que este esquema deja al operador de mercado en su papel más tradicional, esto es, no puede realizar ningún cambio de reglas ya la función del operador es sólo implementarlas y seguirlas. En este contexto, cualquier decisión del operador del mercado tendría que estar pautada por el regulador.

En esta actividad podría incluirse también la posibilidad de realizar advertencias o el requerimiento del pago de multas a los *agentes* ante la falta de entrega de información o en caso de encontrar inconsistencias en la información. Esto le daría al sistema mayor fortaleza al sistema de monitoreo, al mismo tiempo que ayuda para que las empresas adapten sus sistemas administrativos para la entrega de la información.

En caso de aparecer operaciones de concentración o denuncias por conductas anticompetitivas, INDECOPI tendría una batería de información disponible para hacer frente al análisis. Aquí entra en juego la tercera actividad del *área de supervisión*, como organismo de

apoyo a INDECOPI, utilizando recursos profesionales con conocimiento sectorial específico, lo cual es de suma importancia en el sector eléctrico.

Asimismo, esta actividad tendría entre sus funciones la de establecer las denuncias en caso de verificar comportamientos anticompetitivos a partir del análisis de los indicadores de seguimiento y del manejo de modelos de simulación del mercado eléctrico.

Por último, es importante mencionar que este esquema no implicaría altos costos de implementación ya que no requeriría el análisis gran cantidad de indicadores en tiempo real, lo que haría más compleja (y costosa) la puesta en marcha y elevaría el gasto de mantenimiento. Probablemente con una reasignación de recursos existentes, que se liberarían en algunos casos por la eliminación de tareas duplicadas, alcanzaría para organizar un *área de supervisión* con alto nivel de capacitación.

7 Conclusiones

En este informe se han elaborado una serie de indicadores para evaluar el grado de competencia del sector eléctrico. Para ello ha sido necesario primero identificar los distintos mercados relevantes de productos y geográficos. La organización industrial de este sector separa claramente las actividades reguladas (distribución y transmisión en alta tensión) de las actividades no reguladas, sujetas a competencia (generación y comercialización). Este informe se focaliza en la competencia (horizontal) dentro de estas dos últimas etapas, y no profundiza en aspectos de relaciones verticales entre ellas.

Se ha observado la existencia de diversos mercados de productos en generación de electricidad. En particular, relacionados con horas pico, día de la semana y con periodo mensuales dentro de cada año. Asimismo, desde el punto de vista geográfico se ha considerado que el mercado es nacional (dentro de los productores conectados al SEIN) debido a la poca relevancia de las fallas y la congestión en el sistema de transporte.

En el caso de la comercialización, el análisis se ha concentrado en el mercado de clientes libres, donde se han identificado que el mercado relevante geográfico es todo el país, aunque a nivel de producto podrían separarse las ventas de acuerdo al nivel de tensión de las transacciones.

En todos los mercados, de producción y comercialización, se ha verificado que existen grupos privados con posición dominante. En el caso de generación varios grupos económicos, cuentan con plantas pivote. Además se observa que los márgenes de los precios observados en relación a precios competitivos simulados han sido altos en determinadas estaciones del año.

Esto último genera dos tipos de recomendaciones. Primero, profundizar el estudio de los márgenes para identificar los componentes que puedan justificar dichas diferencias como por ejemplo indisponibilidad forzadas, re-declaración de costos, falta de gas como combustible, entre otros. Segundo, realizar un estudio que permita verificar la estrategia en el uso de recursos de las centrales hidráulicas.

El alto nivel de concentración verificado en todos los mercados, por su parte, genera otra recomendación relacionada con la necesidad de establecer un esquema de monitoreo competitivo. Las estimaciones obtenidas en este estudio permiten inferir que sería muy difícil aprobar nuevas fusiones en el sector, al menos de los operadores más grandes. Y que por el contrario debería incentivarse la atención de la demanda creciente con la entrada de nuevos operadores.

En este sentido se propone plantear un esquema de fácil implementación que consiste en la confección de los indicadores estructurales tradicionales utilizados para el análisis del sector eléctrico: análisis de participación de mercado, de concentración, pivotal y oferta residual. Esta debería hacerse con una periodicidad anual pero utilizando información horaria, agregada de acuerdo al nivel de demanda (al menos pico y no pico) y estacional (o mensual). La

implementación de esta metodología podría ser llevada a cabo principalmente por un área específica de monitoreo.

Además hay otro grupo de indicadores que sirven para monitorear el funcionamiento del sistema, y que sería más adecuado que sean seguidos por el regulador debido a la mayor experiencia técnica. En este sentido se propone implementar un seguimiento semanal o mensual del sistema eléctrico utilizando índices de Lerner, con el principal objetivo de entender, y poder justificar fehacientemente, los movimientos de los precios. Asimismo, sería conveniente implementar un modelo algo más sofisticado que el utilizado tradicionalmente, en barra única, para detectar comportamiento anómalos en los precios locales.

En particular, se requiere un seguimiento pormenorizado a nivel horario de la declaración de indisponibilidad no forzada y sobre todo de las restricciones de disponibilidad de gas que hacen disparar los costos declarados hacia las alternativas más elevadas.

Es importante para la implementación el intercambio de información por parte del operador del mercado al regulador y a la agencia de competencia a los efectos de calcular estos indicadores. Se propone mínimamente, esquematizar algunos listados de simple confección que puedan ser utilizados directamente con un *software* de aplicación específico, para hacer más simple la tarea de monitoreo, con la información existente.

Sin embargo, esta recomendación de mínima no alcanzaría, de acuerdo con la forma en que se presenta la información actualmente para automatizar una serie de indicadores con la adecuada dimensión temporal y sistematicidad. Por lo tanto, se recomienda el establecimiento de un esquema de monitoreo, como el delineado en la sección anterior, acorde las reglas de mercado del sistema eléctrico peruano, que permita centralizar la información operativa, comercial y contable a partir del diseño de una base de datos y la programación de indicadores desempeño previamente discutidos.

8 Referencias

- Anaya, K., 2010. "The Restructuring and Privatisation of the Peruvian Electricity Distribution Market," EPRG Working Paper 1009, University of Cambridge, Marzo.
- Arellano, S., 2004. "Market power in mixed hydro-thermal power industries," CEA Working Paper 187.
- Ausejo, A. y E. Alcalá, 2006. "Poder de mercado en el mercado de generación eléctrico peruano, mecanismos de monitoreo y mitigación, y opciones de política," Consorcio de investigación Económica y Social, Documento de investigación breve PBA 029-2005.
- Banal-Estanol, A. y A. Rupérez-Micola, 2007. "Composition of Electricity Generation Portfolios, Pivotal Dynamics and Market Prices," presentado en INFORMS Annual Meeting, Pittsburgh.
- Becker J., L. Goldberg y F. Kaen, 2007. "Mergers and acquisitions as a response to the deregulation of the electric power industry: value creation or value destruction?" *Springer Science+Business Media*.
- Besant-Jones, J., 2006. "Reforming Power Markets in Developing Countries: What have we Learned?" Energy and Mining Sector Board Discussion Paper 19, The World Bank, Washington DC, September.
- Binz, R. y M. Frankena, 1998. "Addressing Market Power. The Next Step in Electric Restructuring", Policy Paper, Competition Policy Institute.
- Bolle, F., 1992. "Supply Function Equilibria and the Danger of Tacit Collusion: The Case of Spot Markets for Electricity," *Energy Economics*, pp. 94-102.
- Bonifaz, J., 2001. Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia. Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES)/ Universidad del Pacífico. Centro de Investigación (CIUP), Lima
- Boisseleau, F., 2002. "Defining the relevant market in European Electricity Markets," International Workshop: Market power in power markets, Université Paris-Dauphine.
- Borenstein, S., J. Bushnell y C. Knittel, 1999. "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures," *The Energy Journal* 20:4, pp. 65-88.
- Borenstein, S. y J. Bushnell, 1999. "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry," *Journal of Industrial Economics* 47:3, pp. 285-324.

- Borenstein, S., J. Bushnell y S. Stoft, 2000. "The competitive effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry," POWER Working paper, PWP-040r, Universidad de Berkeley.
- Borenstein, S., J. Buschnell y F. Wolak, 2000. "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Markets," PWP-064, University of California Energy Institute.
- Brennan, T., 2002. "Checking for Market power in Electricity: The perils of Price-Cost Margins".
- Brooke, A., D. Kendrick, A. Meeraus, R. Raman y R. Rosenthal, 1998. *GAMS: A User's Guide*, Washington DC: GAMS Development Corp.
- Brugman, M., 2004. "Diseño y estructuración de una metodología para el monitoreo y control del mercado de Energía Mayorista, MEM," Informe especial.
- Buccirossi, P., 1999. "Access to an essential facility: Efficient component pricing rule or unrestricted private property rights," *Journal of Regulatory Economics*, 19:3, pp. 287-296.
- Chao, H-P. y R. Wilson , 2001. "Design of Wholesale Electricity Markets," Electric Power Research Institute, Draft 990101.
- Cowling, K. y M. Waterson, 1976. "Price-Cost Margins and Market Structure," *Economica* 43:171, pp. 267-274.
- Dammert, A., J. Gallardo y R. García (2005). "Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano," OSINERG, Documento de Trabajo N° 5, Oficina de Estudios Económicos.
- Klemperer, P. y M. Meyer, 1989. "Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty," *Econometrica* 57:6, pp. 1243-1277.
- Frankena, M. y B. Owen, 1994. *Electric Utility Mergers: Principles of Antitrust Analysis*, Westport, USA: Praeger Publishers.
- García J. y J. Reitzes, 2007. "International perspectives on electricity market monitoring and market power mitigation," *Review of Network Economics* 6:3, pp. 397-424.
- Gallardo, J. y S. Dávila, 2003. "Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: El Caos Peruano," OSINERG, Documento de Trabajo N° 2, Oficina de Estudios Económicos.
- Gallardo, J., R. García y R. Pérez-Reyes, 2005. "Diagnóstico de la Problemática de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano," OSINERG, Documento de Trabajo N° 3, Oficina de Estudios Económicos.
- Green, R. y D. Newbery, 1992. "Competition in the British Electricity Spot Market," *The Journal of Political Economy* 100:5, pp. 929-953.

- Güller T. y G. George, 2005. "A Framework for electricity market monitoring." The University of Illinois at Urbana-Champaign. NSF ECS-0224829.
- Hogan S. y R. Meade, 2007. "Vertical integration and market power in electricity markets," Department of Economics, University of Canterbury, NZ, Febrero.
- Hogan W., 1997. "A market power model with strategic interaction in electricity networks", Harvard Institute for international development, July.
- Hunt, S. y G. Shuttleworth, 1996. *Competition and Choice in Electricity*, Chichester, UK: Wiley.
- Joskow, P., 2002. "Lessons learned from electricity liberalization in the UK and US". MIT, June.
- Joskow, P., 1995. "Horizontal Market Power in Wholesale Power Markets", MIT Working Paper.
- Joskow, P. y E. Khan, 2002. "A quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market during summer 2000," *The Energy Journal* 23:4, pp. 1-35.
- Jurewicz, J., 2002. "Challenges in Designing Default Retail Electric Service" en A. Faruqi y K. Eakin (Eds.): *Electricity Pricing in Transition*, Norwell, USA: Kluwer.
- Kirschen, D. y G. Strbac, 2004. *Fundamentals of Power System Economics*, Chichester, UK: Wiley.
- Morris, J., 2000. "Finding market power in Electric power markets," *International Journal of Economics Business* 7:2, pp. 167-178.
- Newbery, D., 2009. "Predicting Market Power in Wholesale Electricity Markets," EUI Working Paper RSCAS, Florencia, marzo.
- Pérez Arriaga, J., 2005. "Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España," Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- Petrecolla, D. y C. Romero, 2005. "Sector Eléctrico de El Salvador: Estudio Sectorial de Competencia," Superintendencia de Competencia de El Salvador, Abril.
- República del Perú, Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Electricidad. Evaluación del potencial hidroeléctrico nacional. 1968.
- Romero, C., 2000. "La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales," Texto de discusión CEER N° 19, Buenos Aires, Junio.
- Rotwell, G. y T. Gómez, 2003. *Electricity Economics: Regulation and Deregulation*, Chichester, UK: Wiley-III Press
- Selten, R, 1973. "A Simple Model of Imperfect Competition Where Four Are Few and Six Are Many", *International Journal of Game Theory* 2, pp. 141-201.

- Sheffrin, A., 2002. "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index," Presented to FERC Market Monitoring Workshop, December.
- Schwarz, H., C. Lang y S. Meyer, 2007. "Market Power in the German Wholesale Electricity Market: What are the Political Options?" Institute of Economics, University of Erlangen-Nuremberg.
- Steiner, F., 2001. "Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry." OECD Economic Studies 32
- Stoft, S., 2002. Power System Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press.
- Twomey P., R. Green, K. Neuhoff y D. Newbery, 2005. A Review of the Monitoring of Market Power. CMI Working Paper 71. The Cambridge-MIT Institute.
- Vassilopoulos, P., 2003. "Models for Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets," D.E.A. 129, Industrial Organization. University Paris IX – Dauphine.
- Wolak, F., 2003a. "Diagnosing the California Electricity Crisis," The Electricity Journal, August/September, 11-37.
- Wolak, F., 2003b. "Regulating Wholesale Electricity Markets in the Aftermath of the California Crisis," The Electricity Journal, August/September 2003, 50-55.
- Wolak, F., 2004. "Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring," University of California Energy Institute, Center for the Study of Energy Markets, WP 134
- Wolfram, C., 1999. "Measuring duopoly power in the British electricity spot market," *American Economy Review*, pp. 805-826.

Casos

- Commission of the European Community, 2005. "Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market", COM(2004) 863 Final, January.
- FERC #61.134. Northwest Natural Gas Company and Portland General Electric Company: Order Authorizing disposition of jurisdictional facilities. 13/Febrero/2002.
- FERC #61.136. Orion Power Holdings, Inc and Reliant Resources, Inc: Order Authorizing Merger and Granting Waiver. 13/Febrero/2002.
- FERC #61.202. Ameren Services Company and Central Illinois Light Company: Order conditionally authorizing merger and granting waivers and authorizations. 21/Noviembre/2002.
- FERC #61.094. Ameren Corporation and Dynegy Inc.: Order authorizing disposition of jurisdictional assets and accepting power purchase agreements subject to conditions. 29/Julio/2004.

FERC #61.204. PNM Resources and SW Acquisitions L.P.: Order authorizing acquisitions of securities. 2/Marzo/2005.

FERC #61.011. Exelon Corporation and Public Service Enterprise Group Incorporated: Order authorizing merger under section 203 of the federal power act. 01/Julio/2005.

FERC #61.298. MidAmerican Energy Holdings Company and PacifiCorp Holdings, Inc: Order authorizing disposition of jurisdictional facilities. 20/Diciembre/2005.

FERC #62.257. Dynegy Inc, Chevron USA and LSP Development: Order authorizing merger and acquisition of generating facilities and accepting notice of change in status. 21/Diciembre/2006.

FERC #62.203. Green Mountain Power Corporation and Northern New England Electric Corporation: Order authorizing merger. 4/Diciembre/2006.

FERC #62.172. Astoria Holdings and EBG holdings: Order authorizing merger and disposition and acquisition of jurisdictional facilities. 30/Mayo/2007.

FERC #61.215. Texas Holdings and TXU Corporation: Order authorizing disposition of jurisdictional facilities. 6/Septiembre/2007.

FERC #61.050. Puget Holdings and Macquarie Capital Group Limited: Order conditionally authorizing the merger and disposition of jurisdictional facilities. 17/Abril/2008.

FERC #61.141. EDF Development Inc and Constellation Energy Group Inc: Order authorizing disposition and acquisition of jurisdictional facilities. 19/Febrero/2009.

FERC #61.161. Exelon Corporation and NRG energy: Order authorizing merger and acquisition of jurisdictional facilities. 21/Mayo/2009.

Legales:

Department of Justice y Federal Trade Commission, USA, 1997. "Horizontal Merger Guidelines", www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/horiz_book, Revisión: 8 de abril.

FERC, 1999. "Order 2000: Final rule. Docket N° RM99-2-00"

FERC, 2004. Order on rehearing and modifying interim generation market power analysis and mitigation policy (107 FERC 61,018), 14 de Abril.

República de Perú. Ley No. 28832. Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, 23 de julio de 2006

República de Perú. Decreto Ley No. 25844. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), 19 de noviembre de 1992.

República de Perú. Ley N° 26734. Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía – OSINERG, 30 de diciembre de 1996.

República de Perú. Ley 28964. Ley que transfiere competencias de supervisión y fiscalización de las actividades mineras al OSINERG, 24 de enero de 2007.

República de Perú. Decreto Legislativo N° 1002. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, 02 de mayo de 2008.

República de Perú. Decreto Legislativo No. 1041. Decreto Legislativo que Modifica Diversas Normas del Marco Normativo Eléctrico, 26 de junio de 2008.

ANEXO A: Capacidad y producción asignados por grupos de control

Tabla Anexo A.1: Capacidad de generación por grupo de control y empresa, 2004-2009 (MW)

Control	Empresa	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Duke	EGENOR	533,8	508,9	508,0	501,9	506,9	492,4
	TERMOSELVA			172,9	176,6	176,6	175,6
Duke y Maple	TERMOSELVA	165,2	165,2				
Endesa	EDEGEL	986,1	968,5	1423,7	1466,2	1466,8	1667,2
	EEPSA	142,0	142,1	145,4	130,7	130,7	132,8
	ETEVENSA	310,0	315,3				
Estado Nacional	EGASA	319,4	319,4	319,4	324,2	324,2	324,2
	EGEMSA	98,1	97,6	97,6	97,2	87,8	88,8
	EGESUR	60,2	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4
	ELECTROPERU	883,6	908,9	909,0	908,1	907,6	989,9
	SAN GABAN	121,3	120,9	120,9	121,5	121,5	121,5
Israel Corp.	KALLPA GEN.				176,8	176,8	367,9
Otros03	ELEC. SANTA ROSA			1,0	3,1		
Otros04	GEPSA						9,6
Otros05	H. SANTA CRUZ						6,2
Otros06	MINERA CORONA		19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Otros07	SDF ENERGÍA						29,4
PSEG	ELECTROANDES	171,3	172,1	172,1	177,4	177,4	177,4
Shougang	SHOUGESA	65,7	65,7	65,7	64,3	64,3	64,3
Statkraft y Norfund	CAHUA			108,5	90,8	91,3	91,3
	CAHUA / CNP - ENERGÍA	115,4	108,5				
Tractebel	ENERSUR	364,0	497,5	675,8	835,6	835,6	1029,8
Total general		4336,2	4470,7	4800,2	5154,4	5147,5	5848,3

Tabla Anexo A.2: Capacidad de generación de electricidad por empresa y planta, 2004-2009 (MW)

Empresa	Planta	2004	2005	2006	2007	2008	2009
CAHUA	Arcata			5,1	5,1	5,1	5,1
	Cahua/Pariac			47,6	47,6	48,1	48,1
	Gallito Ciego			38,1	38,1	38,1	38,1
	Pacasmayo			17,7			
CAHUA / CNP - ENERGÍA	Arcata	5,1	5,1				
	Cahua	43,1	43,1				
	Gallito Ciego	38,1	38,1				
	Pacasmayo	24,6	17,7				
	Pariac	4,5	4,5				
EDEGEL	Callahuanca	75,1	75,1	75,1	80,4	80,4	80,4
	Chimay	150,9	150,9	150,9	150,9	150,9	150,9
	Huampani	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2
	Huanchor	19,6					
	Huinco	247,3	247,3	247,3	247,3	247,3	247,3
	Matucana	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
	Moyopampa	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7
	Santa Rosa	227,1	229,1	227,3	228,7	229,3	429,8
	Ventanilla			457,0	492,7	492,7	492,7
	Yanango	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6
EEPSA	Malacas	142,0	142,1	145,4	130,7	130,7	132,8
EGASA	Charcani I,II,III	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
	Charcani IV	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
	Charcani V	139,9	139,9	139,9	144,6	144,6	144,6
	Charcani VI	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
	Chilina	45,9	45,9	43,2	43,2	43,2	43,2
	Mollendo	102,5	102,5	105,2	105,2	105,2	105,2
EGEMSA	Dolorespata	11,8	11,8	11,8	11,5		
	Hercca	0,5					
	Machupicchu	85,8	85,8	85,8	85,8	87,8	88,8
EGENOR	Caña Brava						5,7
	Cañon Del Pato	263,5	263,5	263,5	263,5	263,5	263,5
	Carhuaquero	95,0	95,0	95,0	95,0	105,1	105,1
	Chiclayo Oeste	24,1	24,1	24,1	24,4	24,4	19,6
	Chimbote	63,2	42,7	42,9	44,0	41,2	39,1
	Paíta	8,8	8,8	8,7	5,8	5,8	3,7
	Piura	47,6	43,2	42,8	40,4	38,0	28,9
	Sullana	10,3	10,3	10,7	8,5	8,5	6,4
	Trujillo	21,3	21,3	20,4	20,4	20,4	20,4
EGESUR	Aricota	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9
	Calana	25,3	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
ELEC. SANTA ROSA	Santa Rosa H			1,0	3,1		
ELECTROANDES	Malpaso	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
	Oroya	9,0	9,5				
	Oroya/Pachachaca			19,1	19,1	19,1	19,1
	Pachachaca	9,3	9,7				
ELECTROPERU	Yaupi	104,9	104,9	104,9	110,2	110,2	110,2
	Emergencia Trujillo						62,1
	Mantaro	631,8	650,5	650,5	650,5	650,5	670,7
	Restitución	209,7	215,4	215,4	215,4	215,4	215,4
ENERSUR	Tumbes	18,3	18,1	18,1	17,3	17,3	17,3
	Yarinacocha	23,8	25,0	25,0	25,0	24,5	24,5
	Chilca			174,3	350,5	350,5	544,7
	Ilo	364,0	364,0	364,7	348,3	348,3	348,3
ETEVENSA	Yuncan		133,5	136,8	136,8	136,8	136,8
	Ventanilla	310,0	315,3				
GEPSA	La Joya						9,6
H. SANTA CRUZ	Santa Cruz						6,2
KALLPA GEN.	Kallpa				176,8	176,8	367,9
MINERA CORONA	Huanchor		19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
SAN GABAN	Bellavista	3,6	3,3	3,3	3,5	3,5	3,5
	San Gabán	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1
	Taparachi	4,6	4,5	4,5	4,9	4,9	4,9
SDF ENERGÍA	Oquendo						29,4
SHOUGESA	San Nicolas	65,7	65,7	65,7	64,3	64,3	64,3
TERMOSELVA	Aguaytia	165,2	165,2	172,9	176,6	176,6	175,6
Total general		4336,2	4470,7	4800,2	5154,4	5147,5	5848,3

Tabla Anexo A.3: Generación de electricidad por grupo de control y empresa, 2004-2009 (GWh)

Control	Empresa	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Duke	EGENOR	2179,6	2086,2	2126,8	2185,6	2386,0	2208,7
	TERMOSELVA			1148,0	1141,5	1223,7	1038,1
Duke y Maple	TERMOSELVA	1130,3	1291,1				
Endesa	EDEGEL	4415,7	4694,7	6742,9	7787,9	8235,5	8302,9
	EEPSA	553,5	515,8	591,9	601,0	685,1	579,8
	EVEVENSA	965,4	1866,9				
Estado Nacional	EGASA	1035,9	772,8	1082,3	986,7	915,2	742,9
	EGEMSA	720,5	748,2	740,7	750,5	751,4	757,7
	EGESUR	203,2	195,4	46,8	92,2	108,4	102,3
	ELECTROPERU	6714,4	6883,9	7404,8	7171,6	6740,1	7167,9
	SAN GABAN	790,1	757,1	772,0	767,4	741,5	736,1
Impo	IMPORTACIONES						58,0
Israel Corp.	KALLPA GEN.				279,8	987,6	1237,9
Otros01	AIPSA						0,0
Otros02	CELEPSA						0,2
Otros03	ELEC. SANTA ROSA			6,5	7,3	0,9	0,0
Otros04	GEPSA						19,1
Otros05	H. SANTA CRUZ						22,5
Otros06	MINERA CORONA			132,9	118,1	136,8	147,8
Otros07	SDF ENERGIA						187,4
PSEG	ELECTROANDES	1042,9	1047,3	1109,2	976,0	1053,5	1134,1
Shougang	SHOUGESA	65,9	107,9	105,9	38,5	225,3	132,9
Statkraft y Norfund	CAHUA			502,9	527,4	544,6	537,4
	CAHUA / CNP - ENERGÍA	432,1	483,7				
Tractebel	ENERSUR	1651,9	1550,4	2249,3	3823,3	4823,1	4749,7
Total general		21901,4	23001,5	24762,8	27254,9	29558,7	29863,5

Tabla Anexo A.4: Generación de electricidad por empresa y planta, 2004-2009 (GWh)

Empresa	Planta	2004	2005	2006	2007	2008	2009
AIPSA	Paramonga **						0,0
CAHUA	Arcata			35,6	33,2	31,5	32,4
	Cahua/Pariac			309,0	317,5	314,4	311,5
	Gallito Ciego			152,3	176,3	198,8	193,4
	Pacasmayo			5,9	0,4		
CAHUA / CNP - ENERGÍA	Arcata	36,9	29,8				
	Cahua	278,6	286,4				
	Gallito Ciego	64,3	132,2				
	Pacasmayo	26,3	4,8				
	Pariac	26,0	30,6				
CELEPSA	El Platanal **						0,2
EDEGEL	Callahuanca	547,8	546,7	549,9	614,1	595,9	622,3
	Chimay	938,0	799,3	894,2	848,5	837,4	896,1
	Huampaní	213,7	234,1	227,2	238,0	227,7	237,1
	Huanchor	130,5	141,6				
	Huinco	861,6	1016,8	992,5	1141,6	1041,3	1202,2
	Matucana	748,4	819,5	841,4	862,8	781,1	894,8
	Moyopampa	518,3	533,1	521,6	531,7	547,3	544,3
	Ventanilla			1767,5	2919,2	3487,8	3256,2
	Yanango	205,6	177,6	213,5	206,8	202,5	223,5
	Santa Rosa	251,8	426,0	735,0	425,2	514,4	426,3
EEPSA	Malacas	553,5	515,8	591,9	601,0	685,1	579,8
EGASA	Charcani I,II,III	60,2	52,8	53,1	56,8	58,5	56,7
	Charcani IV	109,5	86,4	118,6	121,0	104,0	87,7
	Charcani V	629,3	478,6	746,8	698,5	580,7	478,0
	Charcani VI	65,3	47,9	70,1	71,6	62,5	51,7
	Chilina	49,9	26,9	26,1	6,1	30,5	26,1
	Mollendo	121,7	80,3	67,6	32,6	79,1	42,7
EGEMSA	Dolorespata	0,1	0,1	0,3	0,7	3,1	0,0
	Hercca	1,9	0,0				
EGENOR	Machupicchu	718,5	748,2	740,4	749,7	748,3	757,7
	Caña Brava					4,8	33,6
	Cañón del Pato	1446,2	1539,8	1482,3	1487,4	1477,2	1446,5
	Carhuaquero	592,4	477,5	538,6	573,1	724,5	651,5
	Chiclayo Oeste	52,0	19,8	25,4	37,9	42,8	31,6
	Paita Diesel	5,2	3,3	4,0	6,7	9,7	2,0
	Chimbote	3,5	0,7	7,7	14,4	46,7	10,9
	Piura	65,7	40,4	56,8	52,4	61,1	25,7
	Sullana	13,4	4,6	6,6	9,5	16,3	6,0
	Trujillo	1,0	0,2	5,3	4,2	3,0	0,9
EGESUR	Aricota	96,2	109,1	37,8	92,0	108,4	102,3
	Calana	106,5	86,3	8,9	0,2	0,0	0,0
	Moquegua	0,5	0,0				
ELEC. SANTA ROSA	Santa Rosa H			6,5	7,3	0,9	0,0
ELECTROANDES	Malpaso	134,1	177,7	209,7	262,4	166,9	235,3
	Oroya	51,8	68,8				
	Oroya/Pachachaca			116,9	121,3	90,1	114,4
	Pachachaca	32,9	47,8				
ELECTROPERU	Yaupi	824,1	752,9	782,6	592,4	796,5	784,5
	Emergencia Trujillo						83,3
	Mantaro	4965,8	5116,3	5532,2	5421,0	5048,0	5369,3
	Restitución	1605,8	1644,6	1756,4	1694,4	1603,3	1679,6
	Tumbes	35,9	50,6	42,4	27,7	38,6	24,5
ENERSUR	Yarinacocha	106,9	72,5	73,8	28,5	50,3	11,2
	Yuncán		250,5	839,0	784,6	782,1	821,7
	Chilca			89,5	1956,5	2560,9	2552,5
ETEVENSA	Ilo	1651,9	1299,9	1320,9	1082,1	1480,0	1375,5
	Ventanilla	965,4	1866,9				
GEPSA	La Joya						19,1
H. SANTA CRUZ	Santa Cruz						22,5
IMPORTACIONES	Ecuador						58,0
KALLPA GEN.	Kallpa				279,8	987,6	1237,9
MINERA CORONA	Huanchor			132,9	118,1	136,8	147,8
SAN GABAN	Bellavista	0,4	0,9	0,7	0,4	0,3	0,3
	San Gabán	789,3	754,3	769,5	766,2	738,9	733,8
	Taparachi	0,4	1,9	1,8	0,8	2,2	2,0
SDF ENERGIA	Oquendo						187,4
SHOUGESA	San Nicolás	65,9	107,9	105,9	38,5	225,3	132,9
TERMOSELVA	Aguaytia	1130,3	1291,1	1148,0	1141,5	1223,7	1038,1
Total general		21901,4	23001,5	24762,8	27254,9	29558,7	29863,5

Tabla Anexo A.5: Generación de electricidad por empresa, planta y tecnología, 2004-2009 (GWh)

Empresa	Planta	2004		2005		2006		2007		2008		2009		
		Hid	Ter	Hid	Ter	Hid	Ter	Hid	Ter	Hid	Ter	Hid	Ter	
AIPSA	Paramonga **											0,0	0,0	
CAHUA	Arcata					35,6	0,0	33,2	0,0	31,5	0,0	32,4	0,0	
	Cahua/Pariac					309,0	0,0	317,5	0,0	314,4	0,0	311,5	0,0	
	Gallito Ciego					152,3	0,0	176,3	0,0	198,8	0,0	193,4	0,0	
	Pacasmayo					0,0	5,9	0,0	0,4					
CAHUA / CNP - ENERGÍA	Arcata	36,9	0,0	29,8	0,0									
	Cahua	278,6	0,0	286,4	0,0									
	Gallito Ciego	64,3	0,0	132,2	0,0									
	Pacasmayo	0,0	26,3	0,0	4,8									
	Pariac	26,0	0,0	30,6	0,0									
CELEPSA	El Platanal **											0,2	0,0	
EDEGEL	Callahuanca	547,8	0,0	546,7	0,0	549,9	0,0	614,1	0,0	595,9	0,0	622,3	0,0	
	Chimay	938,0	0,0	799,3	0,0	894,2	0,0	848,5	0,0	837,4	0,0	896,1	0,0	
	Huampaní	213,7	0,0	234,1	0,0	227,2	0,0	238,0	0,0	227,7	0,0	237,1	0,0	
	Huanchor	130,5	0,0	141,6	0,0									
	Huinco	861,6	0,0	1016,8	0,0	992,5	0,0	1141,6	0,0	1041,3	0,0	1202,2	0,0	
	Matucana	748,4	0,0	819,5	0,0	841,4	0,0	862,8	0,0	781,1	0,0	894,8	0,0	
	Moyopampa	518,3	0,0	533,1	0,0	521,6	0,0	531,7	0,0	547,3	0,0	544,3	0,0	
	Ventanilla					0,0	1767,5	0,0	2919,2	0,0	3487,8	0,0	3256,2	0,0
	Yanango	205,6	0,0	177,6	0,0	213,5	0,0	206,8	0,0	202,5	0,0	223,5	0,0	
		Santa Rosa	0,0	251,8	0,0	426,0	0,0	735,0	0,0	425,2	0,0	514,4	0,0	426,3
EEPSA	Malacas	0,0	553,5	0,0	515,8	0,0	591,9	0,0	601,0	0,0	685,1	0,0	579,8	
EGASA	Charcani I,II,III	60,2	0,0	52,8	0,0	53,1	0,0	56,8	0,0	58,5	0,0	56,7	0,0	
	Charcani IV	109,5	0,0	86,4	0,0	118,6	0,0	121,0	0,0	104,0	0,0	87,7	0,0	
	Charcani V	629,3	0,0	478,6	0,0	746,8	0,0	698,5	0,0	580,7	0,0	478,0	0,0	
	Charcani VI	65,3	0,0	47,9	0,0	70,1	0,0	71,6	0,0	62,5	0,0	51,7	0,0	
	Chilina	0,0	49,9	0,0	26,9	0,0	26,1	0,0	6,1	0,0	30,5	0,0	26,1	
	Mollendo	0,0	121,7	0,0	80,3	0,0	67,6	0,0	32,6	0,0	79,1	0,0	42,7	
EGEMSA	Dolorespata	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,7	0,0	3,1	0,0	0,0	
	Hercca	1,9	0,0	0,0	0,0									
	Machupicchu	718,5	0,0	748,2	0,0	740,4	0,0	749,7	0,0	748,3	0,0	757,7	0,0	
EGENOR	Caña Brava									4,8	0,0	33,6	0,0	
	Cañón del Pato	1446,2	0,0	1539,8	0,0	1482,3	0,0	1487,4	0,0	1477,2	0,0	1446,5	0,0	
	Carhuaquero	592,4	0,0	477,5	0,0	538,6	0,0	573,1	0,0	724,5	0,0	651,5	0,0	
	Chiclayo Oeste	0,0	52,0	0,0	19,8	0,0	25,4	0,0	37,9	0,0	42,8	0,0	31,6	
	Paíta Diesel	0,0	5,2	0,0	3,3	0,0	4,0	0,0	6,7	0,0	9,7	0,0	2,0	
	Chimbote	0,0	3,5	0,0	0,7	0,0	7,7	0,0	14,4	0,0	46,7	0,0	10,9	
	Piura	0,0	65,7	0,0	40,4	0,0	56,8	0,0	52,4	0,0	61,1	0,0	25,7	
	Sullana	0,0	13,4	0,0	4,6	0,0	6,6	0,0	9,5	0,0	16,3	0,0	6,0	
	Trujillo	0,0	1,0	0,0	0,2	0,0	5,3	0,0	4,2	0,0	3,0	0,0	0,9	
EGESUR	Aricota	96,2	0,0	109,1	0,0	37,8	0,0	92,0	0,0	108,4	0,0	102,3	0,0	
	Calana	0,0	106,5	0,0	86,3	0,0	8,9	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Moquegua	0,0	0,5	0,0	0,0									
ELEC. SANTA ROSA	Santa Rosa H					6,5	0,0	7,3	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	
ELECTROANDES	Malpaso	134,1	0,0	177,7	0,0	209,7	0,0	262,4	0,0	166,9	0,0	235,3	0,0	
	Oroya	51,8	0,0	68,8	0,0									
	Oroya-Pachachaca					116,9	0,0	121,3	0,0	90,1	0,0	114,4	0,0	
	Pachachaca	32,9	0,0	47,8	0,0									
	Yaupi	824,1	0,0	752,9	0,0	782,6	0,0	592,4	0,0	796,5	0,0	784,5	0,0	
ELECTROPERU	Emergencia Trujillo											0,0	83,3	
	Mantaro	4965,8	0,0	5116,3	0,0	5532,2	0,0	5421,0	0,0	5048,0	0,0	5369,3	0,0	
	Restitución	1605,8	0,0	1644,6	0,0	1756,4	0,0	1694,4	0,0	1603,3	0,0	1679,6	0,0	
	Tumbes	0,0	35,9	0,0	50,6	0,0	42,4	0,0	27,7	0,0	38,6	0,0	24,5	
	Yarinacocha	0,0	106,9	0,0	72,5	0,0	73,8	0,0	28,5	0,0	50,3	0,0	11,2	
ENERSUR	Yuncán			250,5	0,0	839,0	0,0	784,6	0,0	782,1	0,0	821,7	0,0	
	Chilca					0,0	89,5	0,0	1956,5	0,0	2560,9	0,0	2552,5	
	Ilo	0,0	1651,9	0,0	1299,9	0,0	1320,9	0,0	1082,1	0,0	1480,0	0,0	1375,5	
ETEVENSA	Ventanilla	0,0	965,4	0,0	1866,9									
GEPSA	La Joya											19,1	0,0	
H. SANTA CRUZ	Santa Cruz											22,5	0,0	
IMPORTACIONES	Ecuador											0,0	58,0	
KALLPA GEN.	Kallpa							0,0	279,8	0,0	987,6	0,0	1237,9	
MINERA CORONA	Huanchor					132,9	0,0	118,1	0,0	136,8	0,0	147,8	0,0	
SAN GABAN	Bellavista	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,7	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,3	
	San Gabán	789,3	0,0	754,3	0,0	769,5	0,0	766,2	0,0	738,9	0,0	733,8	0,0	
	Taparachi	0,0	0,4	0,0	1,9	0,0	1,8	0,0	0,8	0,0	2,2	0,0	2,0	
SDF ENERGIA	Oquendo											0,0	187,4	
SHOUGESA	San Nicolás	0,0	65,9	0,0	107,9	0,0	105,9	0,0	38,5	0,0	225,3	0,0	132,9	
TERMOSELVA	Aguaytia	0,0	1130,3	0,0	1291,1	0,0	1148,0	0,0	1141,5	0,0	1223,7	0,0	1038,1	
Total general		16693,0	5208,4	17100,8	5900,6	18670,7	6092,1	18588,5	8666,5	18010,2	11548,5	18751,7	11111,8	

ANEXO B: Análisis de operaciones de concentración

Tabla Anexo B.1: Análisis de operaciones de concentración a nivel internacional

Caso	Determinación de mercado relevante e indicadores usados	Resultado
Compra de Portland General Electric Company (PGE) a Enron NW Assets	<p>NW Natural solicita autorización para la compra de Portland General Electric Company (PGE) a Enron NW Assets. Tienen la intención de realizar la operación a través de un nuevo grupo económico denominado Northwest Natural Holding Company (NW Natural Holdco). El mismo fue creado antes de esta operación para tal fin.</p> <p>NW Natural se encarga de la distribución de gas en el Oeste de Oregon y Sudoeste de Washington. Portland General Electric Company (PGE) es subsidiaria del grupo Enron NW Assets. Se encuentra en varios tramos del sector eléctrico, entre ellos la generación, compra, distribución y venta de Electricidad al por menor en Oregon.</p> <p>No hay análisis de screening, ni tampoco la realización de test de concentración horizontal como el HHI.</p>	La Comisión de Regulación de los Estados Unidos, considera que dicha operación es considerada de interés público y decide aprobarla sin condicionamientos.
Fusión Orion Power Holdings, Inc y Reliant Resources, Inc	<p>Fusión entre Merger Sub dentro de Orion, luego de la transacción, Orion va a ser la compañía que sobreviva ("Surviving Co.") y Merger Sub dejará de existir.</p> <p>Para concretar la fusión, cada acción de Merger Sub será convertida en una acción de Surviving Co. Como resultado de la fusión, Surviving Co pasará a formar parte del grupo Reliant. Las compañías que eran subsidiarias de Orion van a ser controladas indirectamente por Surviving Co. Orion Power Holdings, Inc es un grupo económico que está relacionado con las empresas Astoria Generating Company, L.P, empresa encargada de la generación de electricidad en New York, Carr Street Generating Station, L.P, también genera electricidad pero a través de generadores de ciclo combinado en el este de Syracuse y en el Estado de New York, Elie Boulevard Hidropower, L.P. Reliant Resources, Inc, provee de electricidad a gran parte de Estados Unidos y el Oeste de Europa. Se crea para poder realizar la fusión a la empresa Reliant Energy Power Generation Merger Sub. Luego de la fusión Orion se convierte totalmente en subsidiaria de Reliant.</p> <p>Se realizó análisis de screening para verificar la variación en la competencia horizontal en el mercado luego de la fusión. La variación del índice HHI en todos los casos fue menor a 100 puntos. .</p>	La Comisión de Regulación decide aceptar la fusión.
Ameren Corporation compra Illinois Light Company (CILCO)	<p>La transacción propuesta es la adquisición por parte de Ameren de CILCORP; ésta busca realizarse mediante la compra de las acciones ordinarias de CILCORP por parte de Ameren. CILCORP es una empresa que fue creada para realizar esta transacción. Las acciones de CILCO y de la planta de Medina iban a formar parte de CILCORP. En la propuesta se aclara que ambas empresas seguirán funcionando como entidades autárquicas.</p> <p>Ameren Corporation es un grupo relacionado con las empresas AmerenCIPS, empresa de generación eléctrica que posee 5 estaciones de generación y provee al estado de Illinois, Ameren UE, empresa que se encarga de generación eléctrica y de gas y de la distribución de los mismos en el Estado de Illinois a través de sus más de 24 estaciones generadoras. CILCO es una empresa que se encarga de la exploración, desarrollo y generación en el Estado de Illinois. Una de sus plantas de la de Medina, denominada AES Medina Valley Cogen, que distribuye exclusivamente a CILCO y posee un cogenerador de gas en Mossville y en Illinois.</p> <p>El análisis de integración horizontal no supero la etapa de screening, ya que dio un índice HHI elevado, lo cual implica un alto grado de concentración.</p>	La Comisión de Regulación autoriza con condicionamientos la compra de acciones ordinarias de CILCORP, que es la nueva poseedora de CILCO y Medina, a Ameren.
Ameren Corporation y Dynegy Inc	Se solicita autorización para transferir la propiedad de las empresas subsidiarias del grupo Dynegy Inc a Ameren Corporation. La operación consistió en la transferencia de todas la acciones ordinarias y el 73% de las acciones preferidas de Illinois Power, también la venta de Illinova Generating, incluyendo líneas de transmisión, subestaciones y transformadores y también se requiere a Illinois Power transferir el control	La Comisión de Regulación autoriza la operación dado que la considera de interés nacional.

	<p>funcional de sus facilidades de transmisión a Ameren.</p> <p>Las participantes en la operación son Ameren Corporation, descrita en el caso anterior y, por otro lado, Dynegy y sus subsidiarias. Dynegy Inc, es un grupo económico, que se encarga del procesamiento, la venta y distribución de gas, también de la generación, venta, transmisión y distribución de energía eléctrica a lo largo y ancho de los Estados Unidos. Se realizan análisis de screening medidos por el índice HHI. Estos análisis no fueron superados, es por eso que la Comisión aprueba la operación con ciertos condicionamientos.</p>	
<p>Venta de acciones ordinarias de la subsidiaria de SW Acquisitions, a PNM Resources</p>	<p>Dentro de la transacción no se incluye la disposición de ningún activo de generación. Lo que se acuerda entre las partes es la venta de acciones ordinarias de la subsidiaria de SW Acquisitions, las empresas TNP Enterprices y Texas-New México Power Company a PNM Resources. La empresa PNM Resources, Inc, tiene activos de generación, de transmisión y también distribuye y vende Electricidad al por mayor en el Estado de New México.</p> <p>SW Acquisitions es un grupo económico poseedor de los derechos sobre TNP Enterprices, Inc, que no opera ni es propietaria de facilidades de generación, pero distribuye energía eléctrica en el Estado de Texas, y Texas-New Mexico Power Company (TNMP) se encarga de la transmisión y distribución al por mayor en el Estado de Texas.</p> <p>La Comisión no considera necesario realizar ningún tipo de análisis de screening.</p>	<p>La Comisión autoriza la venta de acciones</p>
<p>Adquisición de Public Service Enterprice Group (PSEG) por parte de Exelon Corporation</p>	<p>Adquisición de PSEG por parte de Exelon Corporation y la indirecta fusión de sus facilidades. También están incluidas dentro de la propuesta la reestructuración interna y la consolidación de sus subsidiarias para mejorar los criterios de eficiencia. Todo esto a realizarse mediante la creación de una nueva compañía denominada Exelon Electric & Gas Corporation.</p> <p>Exelon Corporation es una empresa de gran tamaño, dentro de sus actividades, se encarga de la distribución eléctrica y de gas en los Estados de Illinois y Pennsylvania y de la generación eléctrica de 33000 MW en varios estados de los Estados Unidos.</p> <p>Public Service Enterprice Group Incorporated se encarga de la transmisión y distribución de energía eléctrica en el Estado de New Jersey.</p> <p>El análisis de screening falló ampliamente utilizando el índice HHI.</p>	<p>La comisión autoriza la fusión de ambas empresas ya que la considera de interés público. Se autoriza la fusión con la condición de que se tomen medidas que mitiguen el efecto sobre la competencia.</p>
<p>MidAmerican Energy Holdings Company compra acciones de Pacificorp Holdings, Inc</p>	<p>La transacción propuesta es un acuerdo de compra de acciones, en la cual Pacificorp se convertirá completamente en subsidiaria de Pacificorp Holdings, la que a su vez se convertirá en subsidiaria de MidAmerican Holdings.</p> <p>MidAmerican holdings es un grupo económico formado por un número importante de empresas. Se dedica a la generación de 6300 MW.</p> <p>Pacificorp Holdings, Inc es un grupo económico que a su vez es subsidiaria de Scottish Power plc que se encarga de la distribución eléctrica en el Oeste de los Estados Unidos y en el Reino Unido. Una de sus subsidiarias es Pacificorp, que se encarga de generación eléctrica y transmisión tanto en el este como en el oeste de los Estados Unidos.</p> <p>Se realizaron los análisis de screening mediante el índice HHI, el cual dio dentro de parámetros aprobables en 2 mercados y falló ampliamente en el mercado restante.</p>	<p>La comisión autoriza la transacción sin condicionamientos.</p>
<p>Dynegy Inc, Chevron Usa y LSP Development</p>	<p>La transacción incluye la adquisición por parte de Dynegy Inc, del 100% de las acciones ordinarias de LSP Kendall Blocker Inc, subsidiaria de LSP Development y del 100% de las acciones ordinarias de LSP Services Kendall. Dynegy Inc es un grupo económico que tiene como subsidiarias a varias empresas. Posee activos de generación por un total de 12.000 MW en varios estados de los Estados Unidos. Chevron USA posee el derecho a voto del 19% en Dynegy Inc. Por medio de sus subsidiarias, posee activos de generación por un total de 8.000 MW alrededor de los Estados Unidos.</p> <p>Los análisis de screening no dieron índices HHI elevados, pero se siguió indagando y se establecieron ciertos condicionamientos a la operación.</p>	<p>La Comisión de Regulación autorizo la operación con ciertos condicionamientos.</p>
<p>Fusión Green Mountain Power Corporation y Northern New England Electric</p>	<p>La transacción incluye la fusión entre Green Mountain Power Corporation y Northern New England Electric Corporation, en la cual, Green Mountain se convertirá en subsidiaria de Northern New England Electric.</p> <p>Green Mountain Power Corporation es un grupo verticalmente integrado que posee activos de generación por 91 MW. Posee facilidades de transmisión zonales y distribución a alrededor de 90.000 clientes.</p> <p>Northern New England Electric es una compañía que es propietaria de las empresas Vermont Gas Systems, Portland Natural gas Transmission</p>	<p>La comisión aprueba la transacción bajo ciertas condiciones.</p>

Corporation	System y Gaz Metro. En total, distribuye gas a 38.000 clientes en el Estado de Vermont. No se realizaron análisis de screening ya que no se consideró necesario.	
Fusión Astoria Holdings y EBG Holdings	La transacción incluye la fusión entre Astoria Holdings y EBG Holdings, el nuevo grupo será llamada USPowerGen. Astoria Holdings es un grupo económico, dentro de las empresas que posee se encuentra Astoria Generating, la cual posee activos de generación por un total de 2000 MW en el Estado de New York. EBG Holdings posee activos de generación y también es propietaria de otras empresas no energéticas a lo largo y ancho de los Estados Unidos. No se realizaron análisis de screening ya que no se consideró necesario.	La Comisión autoriza la fusión con ciertos condicionamientos.
Fusión Texas Holdings y TXU Corporation	La transacción incluye la fusión entre Texas Holdings y TXU Corporation. Pasando TXU Corporation a ser subsidiaria directa y dependiente de Texas Holdings. Texas Holdings es propietaria de Texas Energy Future Capital, además posee inversiones asociadas a empresas no energéticas. TXU Corporation es propietaria de Oncor Electric Delivery y TXU Wholesale que se encarga con ambas de las distribución al por mayor en el Estado de Texas. No se realiza un previo análisis de screening ya que una de las empresas no provenía del sector eléctrico y no habría efectos horizontales.	La comisión aprueba la transacción sin objeciones
Macquarie Capital Group Ld (MCGL) adquiere Puget Holdings	La transacción consiste en que Puget Holding va a ser adquirida por el Consorcio Inversor, formado en su totalidad por empresas subsidiarias de Macquarie Capital Group Limited. Puget Holdings es un grupo económico que es propietario de las empresas Puget Energy y PSE, se encarga de la generación de energía eléctrica por un total de 2191 MW. Se considera que no hay efectos horizontales, por eso no se realiza un análisis de screening.	La comisión aprueba la transacción con ciertos condicionamientos.
EDF Development adquiere Constellation Energy Group, Inc	EDF Development desea adquirir el 49,99% de los derechos de propiedad para el negocio de la generación nuclear de Constellation Energy. EDF Development es un grupo económico que es propietario de numerosas empresas. Por medio de sus subsidiarias posee activos de generación y transmisión dentro de las fronteras de los Estados Unidos. Constellation Energy Group es un grupo que posee unidades de generación por un total de 9000 MW dentro de los Estados Unidos. Se realizaron pruebas de screening utilizando el índice HHI, en las cuales los resultados fueron variaciones negativas en el índice nombrado. Tampoco se ven posibilidades de integración vertical ya que ninguna de las peticionantes posee activos de transmisión.	La comisión aprueba la transacción.
Exelon Corporation adquiere NRG Energy	La transacción propuesta es la adquisición de NRG Energy por parte de Exelon Corporation. Exelon Corporation: Sus negocios van desde la generación de energía eléctrica y gas natural, hasta la transmisión y distribución en varios Estados de los Estados Unidos. NRG Energy es propietaria de NRG y se encarga principalmente de la generación y de la operación y construcción de plantas en los Estados Unidos y Europa. Se realizaron diversos test de screening para los mercados que ambas compañías compartían y en todos ellos se encontraron índices HHI dentro de los parámetros aprobables (índices HHI menores a 1100).	La comisión aprobó la transacción sólo si se implementaban ciertas medidas que mitiguen los efectos anticompetitivos.
Unión Eléctrica Fenosa adquiere Hidroeléctrica del Cantábrico	El grupo Unión Eléctrica Fenosa tiene como principal objeto social la producción, distribución y comercialización de energía eléctrica. El Grupo Hidroeléctrica del Cantábrico tiene como principal objeto social la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. El Tribunal delimita como mercados relevantes la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. El mercado geográfico relevante considerado por el Tribunal ha sido el mercado nacional ya que las importaciones son limitadas. 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. La concentración en el mercado relevante de clientes cualificados es perjudicial según el Tribunal, debido a que la desaparición de Hidrocantábrico es particularmente pernicioso 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 costes y la mejora de la eficiencia que conllevaría la operación de concentración reforzarían la posición negociadora de la nueva empresa .	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 esta informe y tras valorar los posibles efectos compensatorios de las restricciones que se aprecian, considera que resulta adecuado declara improcedente la operación notificada."
Endesa S.A.: Fusión por absorción de	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. Iberdrola genera, transporta, distribuye y comercializa electricidad en España y en menor presencia en Latinoamérica. En términos de capacidad	El tribunal considera que la operación tiene la consecuencia favorable de propiciar la entrada de nuevos competidores y el

Iberdrola S.A.	<p>instalada y de producción de electricidad en España.</p> <p>El mercado de producto relevante es el de la energía eléctrica. El mercado geográfico considerado relevante ha sido también el mercado español. 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.</p>	<p>reforzamiento 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, como por el lado de la demanda.</p>
National Power PLC y Southern Electric PLC.	<p>Concentración entre National Power PLC (NP) y Southern Electric PLC (SE), anunciada en octubre de 1995.</p> <p>NP es la compañía de generación más grande en Inglaterra y Gales. También es el segundo proveedor más grande en provisión. SE es uno de los 12 PES por lo que es el único distribuidor de electricidad dentro de su área autorizada. SE también tiene intereses en generación.</p> <p>La autoridad antitrust británica sostuvo 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. 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.</p>	<p>Se contempló que los factores adversos más que compensaban los beneficiosos, y se la objetó.</p>
AES y British Energy (Modificación de licencia de generación)	<p>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. 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.</p> <p>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.</p> <p>Para el análisis sobre la posibilidad de la falta de aplicación del MALC a AES y British Energy, la Competition Comisión 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.</p>	<p>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.</p>
The AES Corporation adquiere Gener S.A.	<p>Adquisición por parte de MERCURY CAYMAN CO. III. LTD. e INVERSIONES CACHAGUA LTDA., dos subsidiarias de THE AES CORPORATION, del 95,67% del capital accionario de GENER S.A. (Chile), que incluyó las participaciones societarias que ésta poseía directa o indirectamente en la República Argentina.</p> <p>En una primera etapa analítica se utilizó una definición amplia del mercado de producto, evaluando las participaciones de mercado de las empresas en la generación anual de energía eléctrica y la oferta de potencia. En cuanto al alcance geográfico del mercado relevante, con las prevenciones efectuadas anteriormente, en primer lugar se incluyó a todas las zonas geográficas abarcadas por el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI). 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 que de acuerdo a las Horizontal Merger Guidelines de los Estados Unidos, estos mercados serían “moderadamente concentrados” o calificar a la adquisición de “alto riesgo”. La comisión decidió peticionar un análisis de simulación a CAMMESA, que realizó una simulación con en el programa de despacho hidrotérmico. Del informe de CAMMESA resulta que el potencial de perjuicio al interés económico general es muy alto.</p>	<p>La CNDC autoriza la transacción con condicionamientos: Ventas de activos de generación. En cuanto a las barreras a la entrada, las barreras regulatorias para centrales nucleares, de altos costos hundidos, y rezagos significativos entre la decisión de inversión y la puesta en marcha de las centrales térmicas, fortalecen la posibilidad de que las empresas ya instaladas ejerzan poder de mercado en forma unilateral o coordinada.</p>

Tabla Anexo B.2: Análisis de operaciones de concentración en el Sector Eléctrico Peruano

	Empresas	Asunto	Activos involucrados	Resumen e indicadores empleados	Resultado
26/12/2009	ELSE EGEMSA	Operación de concentración	Central Hidroeléctrica Hercca de EGEMSA	ELSE solicita autorización previa para una operación de concentración: transferir la Central Hidroeléctrica Hercca de EGEMSA a propiedad de ELSE. Para evaluar si la notificación procede, se solicita autorización previa de concentración si la empresa, de manera conjunta o separada, antes o después de la operación, cuenta con 15% o más del mercado -para concentración horizontal y 5% o más para concentración vertical).	La solicitud fue declarada improcedente porque esta operación no se encuentra sometida al ámbito de aplicación de la Ley 26876.
16/07/2009	Enel Endesa: Edegel (Acciona) (Chinango) Eepsa y Edelnor Acciona	Operación de concentración	Edegel, Eepsa y Edelnor	Enel solicita autorización previa para concentración: adquirir control exclusivo sobre Endesa. Se consideraron las participaciones de mercado de Edegel, Eepsa y Edelnor. Respecto al análisis de eficiencia de la concentración, se concluye que la operación de concentración notificada podría facilitar el planeamiento estratégico de Endesa, pues se evitaría la necesidad de compatibilizar dos visiones distintas, lo que significaría la disminución de costos de coordinación para el desarrollo e implementación de sus políticas. Competencia en los mercados: Lo único que se genera es un reordenamiento de la estructura de control de Endesa. La concentración es medida con el índice de Herfindahl-Hirschman, considerando las ventas de energía de generadoras a distribuidoras, para el mercado regulado y el mercado de clientes libres.	La solicitud se encuentra dentro del ámbito de aplicación de la Ley 26876. Del análisis, se autoriza la operación de concentración.
16/12/2006	Consortio Transmantaro	Operación de concentración	Consortio Transmantaro	ISA solicita autorización previa para operación de concentración derivada de la adquisición de acciones del Consortio Transmantaro (CTM), empresa de transmisión, en partes o en tres etapas. El análisis consiste en mirar las participaciones de mercado del SEIN de las empresas transmisoras, encontrando que, por facturación y por longitud de líneas, el mercado de transmisión es un mercado concentrado (REP y CTM). Asimismo, se calcula el índice HHI con la operación de concentración y da valores de un mercado de alta. Se evalúan los mercados relacionados. Dada la posibilidad de que el Grupo ISA participe en el Perú en el mercado del servicio portador de telecomunicaciones, en la medida que pueda existir el uso de una infraestructura relacionada entre el sector eléctrico y las telecomunicaciones, la Comisión considera que podría estar ante un mercado relacionado.	La solicitud se declara inadmisibles porque ISA no presentó información suficiente sobre medición o estimación de las potenciales eficiencias económicas generadas con la concentración.

10/04/2006	Etevensa Edegel Southern Cone (Propietario de acciones de Generandes)	Operación de concentración (fusión por absorción)	Etevensa	Edegel pide autorización previa para operación de concentración, a través de la absorción de Etevensa (ambas de generación). Análisis de probables prácticas anticompetitivas. Decisiones en el COES: La Comisión concluye que no habría impacto la toma de decisiones en el COES. Cientes regulados: Se llega a esta conclusión calculando el HHI con las ventas de generadores a distribuidores. Southern Cone, sí incrementará su presencia en el mercado, pero los precios de estos clientes están regulado, entonces no podrá haber ejercicio de poder de mercado. Cientes libres: el acto de concentración bajo análisis no altera los índices de concentración en el mercado de clientes libres. Inversiones: Podría haber un efecto desincentivador sobre las inversiones en generación eléctrica. Finalmente, la Comisión considera que es de esperar que en los próximos años dichas eficiencias redunden en una reducción del precio regulado.	Se determinó autorizar el acto de concentración notificado, por medio del cual Edegel absorberá a Etevensa.
09/01/2006	PIDC Aguaytia EPED EPIC	Operación de concentración internacional		PIDC Aguaytia pretende adquirir el total de la participación accionaria de EPED en Aguaytia Energy. En el COES: Se concluye que la adquisición no dañaría la competencia. Mercado regulado: Se detecta un aumento en la concentración de venta de energía medido con el HHI. Cientes libres: El incremento en la concentración no varía las condiciones de competencia en el mercado.	Se autoriza el acto de concentración
7/12/2002	Tractebel Egasa Egesur	Operación de concentración: Adquisición de Egasa y Egesur por Tractebel	Egasa Egesur	Mercados relevantes: Ventas de generadores a distribuidores, venta de generadores a distribuidores y mercado de clientes libres. Estructura competitiva: Se analizo mediante uso de HHI. Los resultados son que dada la concentración no se amplía el poder de mercado. Se consideran que no hay barreras a la entrada que impidan la competencia	Se resuelve autorizar la operación de concentración generada por la adquisición de Egasa y Egesur por parte de la empresa Tractebel.
04/12/2002	Electroandes Egecen	Operación de concentración	Activos no productivos del proyecto Yuncán	En principio se quiere determinar si es aplicable la Ley 26876. Se determina que Egecen, no califica como empresa que realiza actividades de acuerdo a lo previsto por el Reglamento Especial, pues la central nunca ha estado operativa. Entonces la adquisición del proyecto Yuncan no constituye un acto de Concentración y se declara improcedente	Se declara improcedente la solicitud presentada por la empresa Electroandes para la adquisición del Proyecto de Central Hidroeléctrica Yuncán.
22/10/2001	PSEG Global Electroandes	Operación de concentración	Electroandes	Mercados relevantes: Ventas de generadores a distribuidores y ventas de generadores y distribuidores al mercado de clientes libres. Estructura competitiva: Se analizo mediante el Índice HHI y no hay cambios sustanciales. No se detecta que la operación pueda generar daños a las condiciones competitivas. No se detectan barreras a la entrada, ya que para el ingreso a la actividad de generación no se requiere la integración con la actividad de distribución.	Se resuelve autorizar la operación de concentración generada por la adquisición de Electroandes por parte de la empresa PSEG Global Inc.
22/10/2001	Tractebel Electroandes	Operaciones de concentración	Electroandes	Mercados relevantes: Ventas de generadores a distribuidores y ventas de generadores y distribuidores al mercado de clientes libres. La comisión considera que la concentración no tendrá impacto sobre el mercado de ventas de generadores a distribuidores Estructura competitiva: Se analizo mediante el Índice HHI y no hay cambios sustanciales. No se detecta que la operación pueda generar daños a las condiciones competitivas. No se detectan barreras a la entrada, ya que para el ingreso a la actividad de generación no se requiere la integración con la actividad de distribución.	Se resuelve autorizar la operación de concentración generada por la adquisición de Electroandes por parte de la empresa Tractebel.