



DIARIO OFICIAL



DIRECTOR: Luis Ernesto Flores López

TOMO N° 374

SAN SALVADOR, VIERNES 16 DE MARZO DE 2007

NUMERO 52

La Dirección de la Imprenta Nacional hace del conocimiento que toda publicación en el Diario Oficial se procesa por transcripción directa y fiel del original, por consiguiente la institución no se hace responsable por transcripciones cuyos originales lleguen en forma ilegible y/o defectuosa y son de exclusiva responsabilidad de la persona o institución que los presentó. (Arts. 21, 22 y 23 Reglamento de la Imprenta Nacional).

SUMARIO

ORGANO LEGISLATIVO	<i>Pág.</i>	ORGANO JUDICIAL	<i>Pág.</i>
Decreto No. 248.- Declárase simbólicamente "Capital por un Día", a la ciudad de San Lorenzo, departamento de San Vicente, el día siete de marzo de 2007.....	4-5	CORTE SUPREMA DE JUSTICIA	
Decreto No. 258.- Ley de Compensación Económica por los Servicios Prestados en el Tribunal Supremo Electoral.	5-7	Acuerdos Nos. 2180-D, 508-D y 632-D.- Autorizaciones para el ejercicio de la abogacía en todas sus ramas.	16
		Acuerdos Nos. 36-D, 45-D, 68-D, 146-D, 181-D, 197-D, 206-D, 207-D, 208-D, 223-D, 250-D, 259-D, 262-D, 267-D, 296-D, 307-D y 816-D.- Autorizaciones para el ejercicio de las funciones de notario y aumentos en la nómina respectiva.....	17-21
ORGANO EJECUTIVO		INSTITUCIONES AUTONOMAS	
MINISTERIO DE GOBERNACION		CORTE DE CUENTAS DE LA REPÚBLICA	
RAMO DE GOBERNACIÓN		Decretos Nos. 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249 y 250.- Normas Técnicas de Control Interno Especificas de diferentes instituciones.....	22-116
Estatutos de la Iglesia Cristiana Evangélica Comunidad de Dios, El Salvador y Acuerdo Ejecutivo No. 22, aprobándolos y confiriéndoles el carácter de persona jurídica.	8-11		
		SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES Y SUPERINTENDENCIA DE COMPETENCIA	
MINISTERIO DE ECONOMIA		Acuerdo No. 1/2007/SC/SIGET.- Al no existir condiciones que garanticen la competencia en los precios ofertados al mercado regulador del sistema en el mercado mayorista de electricidad, por lo que la Unidad de Transacciones, deberá regirse por un Reglamento de Operación, y para el caso de centrales hidroeléctricas, se basará en el valor de reemplazo del agua.....	117-145
RAMO DE ECONOMÍA			
Acuerdo No. 103.- Se deja sin efecto el Acuerdo Ejecutivo No. 759, de fecha 1 de julio de 2004, correspondiente a la empresa Confecciones San Marcos, Sociedad Anónima de Capital Variable.....	12-13	ALCALDÍAS MUNICIPALES	
Acuerdo No. 251.- Se autoriza a la sociedad Lácteos del Corral, Sociedad Anónima de Capital Variable, para que construya un tanque para almacenar fuel oil.	13-14	Decreto No. 1.- Reformas a la ordenanza de tasas por servicios municipales de Cuscatancingo.	146
		Decreto No. 5.- Ordenanza reguladora de las asociaciones comunales del municipio de Santa Tecla.....	147-150
MINISTERIO DE EDUCACION			
RAMO DE EDUCACIÓN			
Acuerdos Nos. 15-0120 y 15-0254.- Equivalencias de estudios.	14-15		
Acuerdo No. 15-0162.- Se autoriza el traslado administrativo de la Televisión Cultural y Educativa, Canal 10, al Ministerio de Educación.....	15		

económico, que deberá complementarse con estudios de apoyo y demás pertinentes.

B. Caracterización del mercado mayorista de electricidad.

De acuerdo a la sección III de la Ley General de Electricidad, el mercado mayorista se compone del Mercado de Contratos y del Mercado Regulador del Sistema. Este último es un mercado de compraventa diaria de energía en tiempo real que constituye entonces un mercado spot o de ocasión. Conforme al Art. 51 de la referida ley, la operación del mercado mayorista es responsabilidad de la Unidad de Transacciones, Sociedad Anónima.

Dado que los términos económicos de las transacciones del mercado de contratos no son públicos, los únicos precios observables por los participantes en dicho mercado y el regulador son los precios spot del Mercado Regulador del Sistema.

Estos precios se forman a partir de los precios ofertados por los generadores para la venta diaria de energía en el Mercado Regulador del Sistema, de modo tal que el precio para un determinado segmento horario queda definido por la oferta de la última planta generadora necesaria para atender la demanda.

En este sentido, de conformidad al artículo 52 de la Ley General de Electricidad participan en el despacho programado a los mercados que administra la Unidad de Transacciones, todos los operadores directamente conectados al sistema de transmisión coordinados por ésta incluyendo a los comercializadores. Tal como lo dispone el artículo 54 del mismo cuerpo legal, el despacho programado se basa inicialmente en las transacciones de compra venta del mercado de contratos, y los artículos 55 y 56 consolidan la operación del Mercado Regulador del Sistema en base a las ofertas de precio correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía establecidas en el despacho programado.

La generación es el proceso mediante el cual se transforma algún otro tipo de energía en energía eléctrica. A tal fin se pueden utilizar distintas fuentes de energía: combustibles fósiles o renovables, hidráulica, geotérmica, entre otros. Cada tecnología de generación presenta una estructura de costos (variables, operativos y de capital) totalmente diferente, lo que termina siendo un componente clave de la dinámica de los precios de generación y de la entrada de nuevos productores.

Esta diversidad de opciones 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, geotérmicas, a carbón o gas) y los picos diarios de la demanda con los generadores más caros (en base a fuel o diésel) y que pueden ser puestos en operación y en línea rápidamente. Un adecuado balance entre ambos tipos de tecnologías de generación suma a la eficiencia del sistema.

Existiendo una adecuada organización del despacho de los generadores y considerando que particularmente la tecnología de generación térmica es modulable, se considera que en el segmento de generación pueden confluir varios agentes económicos utilizando diferentes tecnologías de generación con el fin de atender la demanda. Esta visión es la que se encuentra en la base de la estructuración de un mercado mayorista del sector eléctrico, separando el segmento de generación del resto del sistema y abriéndolo a la iniciativa privada y a la competencia.

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 generadores.

Sin embargo, características económicas muy particulares asociadas a la provisión de electricidad explican que a nivel internacional siempre este presente una participación estatal importante en el sector, ya sea directamente como proveedor del servicio o como regulador/supervisor de los privados.

La electricidad en sus procesos de producción y consumo, posee ciertas especificidades de carácter técnico y económico que incidencia en el comportamiento del mercado, 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), lo cual, unido a la frecuente interacción de los productores en los mercados, a la inelasticidad de la demanda respecto 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 cualquier generador, incluso uno de tamaño pequeño, ostente poder de mercado de manera horaria, permitiéndole actuar de manera estratégica y unilateral.

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, a diferencia de los mercados convencionales donde la capacidad de la oferta debe estar ajustada con la demanda; la oferta debe contar con una capacidad excedente (margen de reserva) que permita atender los picos horarios de demanda y las indisponibilidades de unidades generadoras. Esto implica una importante participación de regulación y normativa técnica, la cual debe ser implementada y vigilada por entidades de carácter técnico e independiente.

Otras características de la electricidad es que no presenta sustitutos para una gran parte de sus usos finales y además 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 previsibles.

La dimensión geográfica del mercado relevante de producto está determinada no sólo por las transacciones físicas, sino también por las transacciones comerciales o financieras.

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, pudiéndose producir congestiones.

Las principales características del diseño regulatorio consideradas para el sector de generación establecidas por la Ley General de Electricidad y su reglamento fueron las siguientes:

- Libertad de entrada a las actividades de generación de energía eléctrica, con la excepción de la generación hidráulica y geotérmica, para las que se requeriría la concesión de la explotación de los recursos hidráulicos y geotérmicos por parte de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Se permite la integración vertical y la concentración horizontal entre los agentes, siempre que se mantenga la separación contable de las actividades. Se exceptúa la participación de los agentes generadores y distribuidores en la operación y mantenimiento de la red de transmisión nacional.
- Libertad de los agentes en el mercado para celebrar contratos bilaterales y confidenciales, de tipo físico o financiero, para la compraventa de energía.
- Establecimiento de la Unidad de Transacciones para la operación del sistema interconectado y la administración del mercado mayorista como una sociedad de capital, cuyos accionistas serán los generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios¹.
- El mercado mayorista comprendería dos segmentos: el mercado de contratos y el Mercado Regulador del Sistema.
- El despacho programado de energía se realizaría en base a los contratos bilaterales (mercado de contratos) y se complementarían con las transacciones en el Mercado Regulador del Sistema para mantener el equilibrio entre oferta y demanda.

¹ Los comercializadores se agregaron a la UT con la reforma de la LGE en 2003.

- El Mercado Regulador del Sistema funcionaría sobre la base de ofertas libres de precios para incrementos o decrementos respecto del despacho programado conforme a los acuerdos del mercado de contratos.
- El precio ofertado incluiría los costos de transmisión, servicios auxiliares², operación del sistema y tasa por regulación.
- El precio resultante del Mercado Regulador del Sistema correspondería al precio marginal de la energía para atender la demanda, lo que significa que el precio percibido por todos y cada uno de los generadores que participan dicho mercado es el declarado por el último generador despachado (“generador marginal”).
- Las tarifas al usuario final reflejarían el precio promedio resultante del Mercado Regulador del Sistema, más los cargos por uso de la red de distribución y de atención del usuario.
- Libertad de usuarios y agentes para celebrar contratos de exportación/importación de energía y servicios.

C. Mecanismo Transitorio para el Cálculo del Precio en el MRS

En el primer trimestre del año 2005, el sistema eléctrico nacional denotó una reducción importante en el margen de reserva, debido a una disminución drástica en la oferta de potencia causada por la indisponibilidad de las siguientes unidades del sistema de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL):

- a. La Unidad No.1 de 15 de Septiembre no se encontraba en operación por una falla acaecida el siete de diciembre de dos mil cuatro, con lo cual estuvieron fuera del sistema 85 MW desde esa fecha hasta finales del mes de marzo de 2006;
- b. La Unidad No.2 de Cerrón Grande no se encontraba en operación debido a una extensión imprevista del período de repotenciación, con lo cual estuvieron fuera del sistema 85 MW repotenciados.

Ante tal situación SIGET requirió a la Unidad de Transacciones información sobre las condiciones de funcionamiento del Sistema Eléctrico con respecto a la seguridad y calidad del servicio. Por medio de comunicación del día 28 de marzo de 2005 la Unidad de Transacciones hizo del conocimiento de SIGET “que la situación operativa actual durante el período de máxima demanda nocturna, en las próximas semanas, no tiene margen de maniobra, en el sentido, que cualquier falla de un generador reduce el porcentaje de reserva que establece el Reglamento de Operación vigente o en el peor de los casos se deberá recurrir a cortar demanda por parte de los distribuidores”.

² Servicios auxiliares: Reactivos; Regulación de frecuencia; Arranque en Cero Voltaje; Reserva Fría por Confiabilidad.

La situación antes expuesta coincidió con un incremento significativo de los precios en el Mercado Regulador del Sistema (MRS) debido principalmente a la ausencia de dos de las unidades hidroeléctricas de mayor capacidad en el sistema y al aumento de los precios internacionales de los combustibles, lo que provocó que las unidades térmicas, cuyos costos de funcionamiento dependen en forma directa de los precios internacionales del petróleo determinaran el precio en el MRS con mayor frecuencia que si se hubiere contado con el parque de generación completo. Esta situación trajo como resultado que el precio en el MRS se elevara a niveles excesivos en el segundo trimestre de 2005.

En consecuencia de lo anterior, y con el objeto de mitigar los precios elevados en el MRS, se estableció un procedimiento transitorio para el cálculo de dichos precios, utilizando un mecanismo de estabilización el cual se encuentra contenido en el acuerdo No.78-E-2005 de fecha veinte de abril de dos mil cinco.

La vigencia de este mecanismo, dado que las condiciones de vulnerabilidad del sistema de generación eléctrico en el país aún persisten, fue establecida por dicho acuerdo y sus correspondientes modificaciones, hasta el treinta y uno de junio 2007.

En la actualidad la Unidad No. 2 de la Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre se encuentra fuera de operación, por repotenciación; de igual modo, los precios internacionales de los combustibles para generación se mantienen a niveles altos, persistiendo pues, las condiciones de vulnerabilidad del sistema de generación eléctrico en el país, que motivaron la implementación del mecanismo de estabilización, encontrándose este aún vigente hasta el día treinta de junio de 2007.

Por la razón anterior es necesario la continuidad del mecanismo de estabilización, en tanto las condiciones de vulnerabilidad del sistema eléctrico nacional persistan y no se encuentren completamente desarrollados los instrumentos normativos e institucionales para el despacho basado en costos en el mercado mayorista de electricidad.

D. Marco Legal

1. Ley General de Electricidad

El 30 de abril de 2003, por el Decreto Legislativo N° 1216, la Asamblea Legislativa procede a introducir cambios a la Ley General de Electricidad, que resultaron en una ampliación de las facultades de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones y cambios en el esquema regulatorio. Las facultades de la Superintendencia mencionada principalmente quedaron redefinidas en tres áreas: a) monitoreo o seguimiento del mercado; b) sanción de abuso de poder de mercado y c) Migración a modelo de costos para la determinación del precio en el Mercado Regulador del Sistema previa la determinación de la existencia de condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados en el mercado regulador del sistema, de conformidad al artículo 112 E introducido por la reforma.

2. Ley de Competencia

La Ley de Competencia, en vigencia a partir del 1 de enero de 2006, derogó las facultades sancionatorias en materia de defensa de la competencia que la reforma de la Ley General de Electricidad había otorgado a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

Asimismo, mediante una reforma contenida en el Decreto Legislativo N° 1018 de fecha 30 de marzo de 2006 se introdujo en el mencionado artículo 112 E de la Ley General de Electricidad la participación del Superintendente de Competencia y del Superintendente de Electricidad y Telecomunicaciones para establecer la condición de competencia en el mercado regulador del sistema, a través de la emisión de un acuerdo conjunto fundamentado en índices técnicos internacionalmente aceptados para medir competencia en los mercados eléctricos.

3. Instrumentos normativos e institucionales para el despacho basados en costos

El despacho de las unidades generadoras integrantes del sistema de generación basados en los conceptos de costos establecidos en el artículo 112 E de la Ley General de Electricidad debe ser aplicado por la Unidad de Transacciones sobre la base de la normativa técnica establecida en el Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y Mercado Mayorista, normativa que a su vez debe tener sustento en la metodología que el Reglamento de la Ley General de Electricidad establezca.

El artículo 67 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que “Las normas de operación del Sistema de Transmisión y del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos emita la Unidad de Transacciones. A su vez, el artículo 67 A del mismo cuerpo legal dispone que “En tanto el Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones y el Superintendente de Competencia, establezcan que no existen condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados al MRS, los operadores estarán sujetos a requisitos especiales en sus ofertas de oportunidad de inyección.”

También, conforme al artículo 67 N de la misma normativa, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, previa opinión de la Superintendencia de Competencia, enviará a la Unidad de Transacciones para su aprobación el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

Los requisitos especiales mencionados contenidos en dicho Reglamento se erigen sobre las siguientes pautas:

- El despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión debe estar planificado y coordinado con el objeto de abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento, sujeto al cumplimiento de las normas de seguridad correspondientes.
- Las unidades generadoras serán despachadas conforme a sus respectivos costos variables de operación.
- Los costos de las unidades termoeléctricas y geotérmicas se determinarán en función de los costos de combustible, así como de otros costos operacionales que varíen con la cantidad de energía producida.
- Los costos variables de operación de las centrales hidroeléctricas con embalse se entenderán como aquéllos determinados por el valor de reemplazo o valor de oportunidad futuro del agua, determinados por la UT.
- Para el caso de las centrales hidroeléctricas sin embalse, éstas serán despachadas conforme a la disponibilidad de energía con el objeto de minimizar el costo de operación del sistema.
- Las importaciones se tratarán, a efectos del despacho, como unidades termoeléctricas con un costo variable de operación igual al precio de la energía importada.
- El precio de transacción de la energía en el Mercado Regulador del Sistema se establecerá igual al costo marginal de operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo, tomando en cuenta los cargos del sistema. Se entiende por costo marginal de operación al costo de abastecer un Kilowatt-hora adicional de demanda en ese intervalo.
- A cada unidad generadora conectada al sistema eléctrico se le asignará anualmente una capacidad firme, la que será determinada por la Unidad de Transacciones basado en Costos de Producción.
- La capacidad firme de una unidad es aquella potencia que una unidad o central generadora es capaz de inyectar al sistema en condiciones críticas de abastecimiento.
- La capacidad firme de una central hidroeléctrica dependerá de la aleatoriedad hidrológica, indisponibilidad forzada y de su mantenimiento. La capacidad firme de una unidad térmica o geotérmica dependerá de la disponibilidad de combustible o vapor, de su tasa de indisponibilidad forzada y de su mantenimiento programado.
- Las operaciones de comercialización darán origen a transacciones de capacidad firme, las que serán determinadas anualmente por la Unidad de Transacciones, a través de un balance de capacidad firme.

- El precio para valorar las transacciones de capacidad firme que resulten del balance anual, se denomina cargo por capacidad y se determina por la equivalencia al costo por Kilowatt de inversión anualizado más costo fijo de operación de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema, amplificado en un margen de reserva y en un factor de pérdidas correspondiente a las horas de mayor demanda. Dicho cargo por capacidad y su fórmula de reajuste del mismo serán determinados y actualizados cada cinco años por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

En los seis meses siguientes a la publicación del Reglamento de Operación basado en costos marginales de producción, costos fijos y de inversión, y para el caso de centrales hidroeléctricas en el valor de reemplazo del agua, la Unidad de Transacciones deberá habilitar los sistemas de información, los procedimientos de coordinación y comunicación con los agentes, establecer la definición de los modelos computacionales, incluidos los parámetros y variables que permitan su ejecución, ponerlos en funcionamiento y efectuar las demás habilitaciones que le permitan dar cumplimiento a las disposiciones señaladas en dicha norma.

Durante el período señalado, los agentes deberán enviar a la Unidad de Transacciones, la información técnica y económica que este organismo les solicite para dar cumplimiento a lo dispuesto anteriormente. La información deberá ser remitida a la Unidad de Transacciones en la oportunidad y bajo la modalidad que dicho organismo solicite.

Asimismo, una vez vigentes las disposiciones del señalado Reglamento de Operación, la Unidad de Transacciones dispondrá de nueve meses para la recopilación de aquellos antecedentes técnicos que sean necesarios para la operación de los modelos señalados y que conforme al referido Reglamento de Operación requieran la ejecución de pruebas para su determinación.

II- INDICES INTERNACIONALES PARA MEDIR CONDICIONES DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GENERACIÓN ELECTRICA

En el mercado eléctrico el aspecto de mayor relevancia a considerar, tanto desde el punto de vista de la competencia como de la regulación, es la probabilidad de existencia y ejercicio de poder de mercado.

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”.

Otra cuestión de importancia a considerar es que algunas definiciones de poder de mercado comprenden una referencia temporal, esto es el requerimiento de que el mismo

se pueda ejercer en 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 América, la referencia temporal es de uno o dos años.

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

Por las características particulares de la electricidad y de su oferta y demanda, la experiencia indica que pueden ocurrir importantes ineficiencias en lapsos muy reducidos de tiempo, que se cuentan más bien en meses antes que en años.

Cuando se analiza el mercado eléctrico mayorista, se puede considerar que la primera variable que determina el comportamiento de un agente económico 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.

Un aspecto a considerar son aquellas centrales que técnicamente pueden entrar o salir de operación sin restricciones técnicas importantes. La diferencia entre estas y otras con mayores restricciones radica fundamentalmente en sus distintos costos marginales.

El resultado final del comportamiento de los mercados eléctricos mayoristas dependerá, entre otras variables, de las estrategias comerciales seguidas por cada uno, de las tecnologías de producción de cada operador, de la posición relativa de cada agente en la red del sistema e incluso de la existencia de agentes económicos con poder de mercado.

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 un agente económico pueda tener una participación de mercado pequeña para un dado nivel de demanda, puede pasar que si la misma reduce su producto, ningún otro agente económico pueda ser capaz de reemplazar esa oferta dado el costo, la capacidad de generación o las restricciones de la red de transmisión.

A continuación y para efectos del presente acuerdo se consignan algunos de los elementos que internacionalmente se consideran relevantes para la evaluación de las condiciones de competencia en los mercados eléctricos:

- Los mercados concentrados son más susceptibles de registrar existencia de poder de mercado. Al respecto, es un consenso internacional que solamente aquellas regiones con un número suficiente de agentes en el mercado eléctrico han sido capaces de conseguir un mercado realmente competitivo.

- El incentivo a ejercer poder de mercado es mayor en aquellos períodos en que la demanda que enfrentan los productores (es decir la demanda residual) es menos elástica.
- Las estrategias disponibles para ejercer poder de mercado dependen, entre otros, de la composición del parque generador. La restricción en la producción puede tomar la forma de un retiro físico de los generadores (declararlo no disponible) o bien de un retiro económico (el generador se declara disponible pero se oferta con un precio alto para que no sea seleccionada).
- 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.
- 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 han 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.
- 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.
- 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.

En consistencia con los conceptos expresados, las herramientas económicas que resultan útiles para medir y ponderar la presencia de alguna o varias de las condiciones anteriormente descritas son las siguientes:

A. Identificación del mercado relevante.

En virtud de que el objeto del presente Acuerdo lo constituye la evaluación de las condiciones del Mercado Regulador del Sistema, es éste en principio el mercado relevante sujeto al análisis correspondiente; esta demarcación es consistente con la técnica de evaluación del derecho de competencia y con las especificidades del sector eléctrico, de conformidad con las siguientes consideraciones:

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 pueden variar 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.

Para el caso de El Salvador, donde aproximadamente el 10% de la demanda es atendida por un conjunto de generadores pequeños conectados a la red de baja tensión y que se conoce como “generación o mercado minorista”, corresponde establecer si el mercado relevante comprende ambos segmentos mayorista y minorista. Siendo que no puede considerarse que los generadores minoristas sean competencia directa de los mayoristas, ya que el alcance de su mercado es menor, por cuanto está determinado por la cobertura geográfica de la red de distribución a la que se encuentra conectado, conviene excluir a los generadores minoristas del mercado relevante de generación.

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 del mercado mayorista.

Contrariamente, no corresponde separar en dos mercados relevantes diferentes el Mercado Regulador del Sistema y el mercado de contratos; en tanto que 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, ello no configura estrictamente un mercado, ni un mercado relevante.

En base a las consideraciones precedentes, se ha identificado para la generación el mercado relevante el de generación mayorista de energía eléctrica (en hora pico, valle y resto. 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 Guatemala y Honduras aún es muy marginal y la interconexión aún no tiene la suficiente capacidad para considerar que los generadores de esos u otros países compiten directamente con los generadores nacionales.

B. Cuotas de Mercado y concentración porcentual

La medición de las cuotas de mercado y el ratio de ventas o concentración porcentual de los dos agentes económicos con mayor participación tienen 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, de carácter preventivo. Los economistas tradicionalmente utilizan el ratio de ventas de los principales agentes económicos entre la totalidad de las ventas de la industria como una medida de concentración. Usualmente se toma la suma de las primeras dos o cuatro agentes económicos para un análisis inicial de la composición de la oferta; la deficiencia de estos indicadores es que fallan en considerar la distribución de la participación de mercado entre los participantes del sector. Para el sector eléctrico, se puede adoptar esta medición desde la perspectiva del peso de las ventas de los agentes en el sistema y de la capacidad instalada en el mismo en MW; sin embargo, debe tomarse en consideración que ambos cálculos son ineficaces para vislumbrar la dinámica producida por los cambios en la demanda a lo largo del día, así como de manera estacional, por lo que su valor se limita a caracterizar determinado mercado de manera preliminar más que a permitir la aproximación a alguna conclusión.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, a continuación se muestran los resultados del cálculo de dichos indicadores para el período de enero 2003 a septiembre 2006.

Tabla 1: Generación. Cuotas de mercado mensual enero 2003- septiembre 2006

Cuotas de Mercado con respecto a la inyección nacional, en %.							
Mes	Textufile	CEL	NPC	DUKE	LAGEO	CESSA	CASSA
ene-03	-	36	19	18	26	2	-
feb-03	-	34	19	21	24	2	-
mar-03	-	31	20	25	23	2	0
abr-03	-	28	19	27	23	2	1
may-03	-	25	21	31	21	2	-
jun-03	-	38	19	18	23	0	-
jul-03	-	39	19	14	25	2	-
ago-03	-	37	18	17	25	1	-
sep-03	-	50	18	10	21	1	-
oct-03	-	51	16	7	24	2	-
nov-03	-	35	23	18	24	1	0

Cuotas de Mercado con respecto a la inyección nacional, en %.

Mes	Textufile	CEL	NPC	DUKE	LAGEO	CESSA	CASSA
dic-03	-	28	24	20	25	1	2
ene-04	-	26	26	18	26	2	3
feb-04	-	25	23	23	25	2	2
mar-04	-	29	23	20	23	2	2
abr-04	-	35	22	18	23	2	-
may-04	-	34	21	21	22	1	-
jun-04	-	36	21	19	23	1	-
jul-04	-	35	22	18	24	1	-
ago-04	-	33	22	20	23	2	-
sep-04	-	41	20	19	19	1	-
oct-04	-	46	17	16	20	1	-
nov-04	-	31	20	23	23	3	0
dic-04	-	24	24	24	24	2	2
ene-05	-	25	22	23	25	2	3
feb-05	-	28	20	24	23	2	3
mar-05	-	31	19	24	22	2	3
abr-05	-	34	18	23	22	2	0
may-05	-	34	17	25	24	1	
jun-05	-	36	18	24	21	1	
jul-05	-	40	16	22	22	1	
ago-05	-	43	15	20	22	1	
sep-05	-	54	12	15	19	1	
oct-05	-	55	12	13	19	2	
nov-05	-	37	18	21	22	2	1
dic-05	-	28	20	24	23	2	4
ene-06	3	28	19	23	23	2	5
feb-06	4	28	20	24	23	1	5
mar-06	4	27	19	27	22	1	5
abr-06	4	26	21	29	22	0	2
may-06	3	29	20	29	21	0	
jun-06	4	41	15	22	22	0	
jul-06	3	47	15	19	19	0	
ago-06	4	47	14	17	21	0	
sep-06	2	65	8	8	18	0	

Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia en base a datos de la UT y SIGET

El mercado de generación se encuentra distribuido entre cuatro operadores principales: CEL, Nejapa, Duke y LaGeo, cuyas participaciones de mercado mensuales promedio de los últimos tres años han sido: 36%, 19%, 20% y 23%, respectivamente.

Tabla 2: Índice de Concentración Porcentual de los dos Agentes Económicos con mayor cuota de mercado (C2) capacidad instalada, 2005

Generador	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
	MW	%	MW	%
CEL	448.6	40.1	367.5	37.8
DUKE ENERGY	318.0	28.4	288.0	29.7
LAGEO	151.2	13.5	123.0	12.7
NEJAPA	144.0	12.9	135.0	13.9
CESSA	32.6	2.9	32.6	3.4
CASSA	25.0	2.2	25.0	2.6
Total	1,119.4	100.0	971.1	100.0
C2	68.5		67.5	

Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia en base a datos de SIGET.

De la observación de los resultados del Índice de Concentración Porcentual C2, se encuentra que los dos agentes con mayor participación en el mercado de generación cubren el 68.5% de la Potencia Nominal y el 67.5% de la Potencia Efectiva.

C. Índices de Herfindahl-Hirshman (HHI).

La medición de la concentración de mercado es el primer paso del análisis de competencia; no obstante, es solamente una primera aproximación para establecer la existencia de poder de mercado, para cualquier tipo de bienes y más aún para el caso de la electricidad.

El análisis de la concentración del mercado en base a las ventas mensuales o anuales (como es lo habitual) puede resultar insuficiente, por cuanto la estructura del mercado puede cambiar sustantivamente a lo largo de un día y en diferentes épocas del año.

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.

El HHI es calculado a partir de las participaciones de mercado de los integrantes de la industria, en este caso, la eléctrica en el segmento de generación. Como primera aproximación se ha realizado considerando la capacidad instalada y la inyección mensual, que corresponde al volumen de producción.

Es necesario aclarar 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.

Al igual que lo propuesto por la Comisión Federal de Comercio de los Estados Unidos de América, el análisis de estos resultados toma en cuenta que valores del HHI entre 1,000 y 1,800 corresponde a mercados moderadamente concentrados, arriba de los 1,800 puntos es aceptado internacionalmente que el mercado analizado está altamente concentrado.

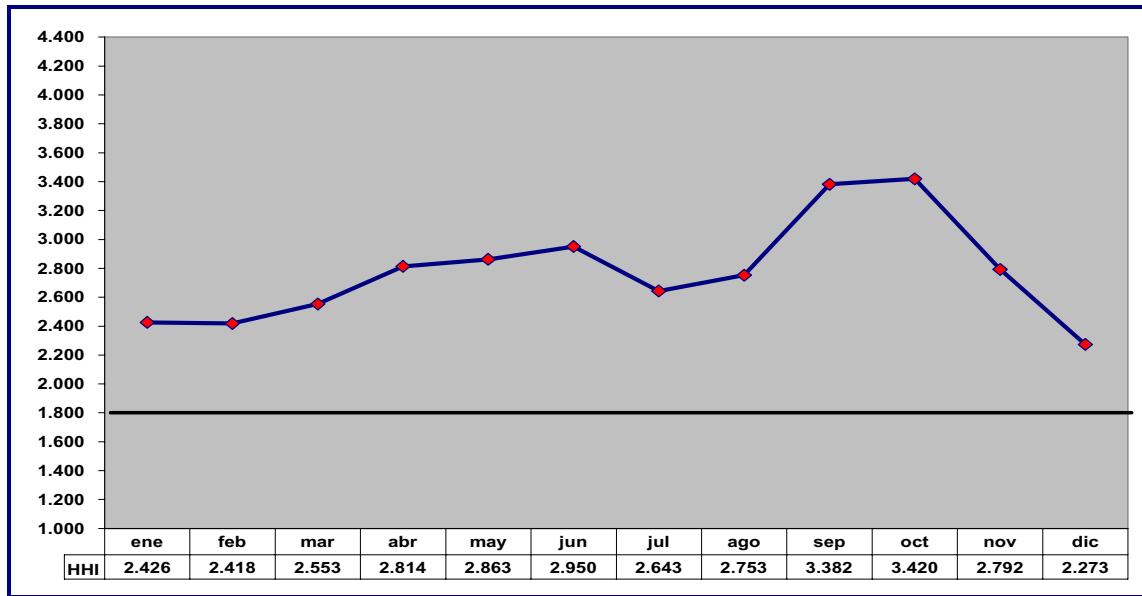
A continuación se muestran los resultados del cálculo de éste índice para los datos correspondientes al año 2004.

Tabla 3: Índices de concentración económica en hora pico, valle y resto de las horas, año 2004

Mes	Demanda en hora pico	HHI	Demanda en resto	HHI	Demanda en hora valle	HHI
Ene	128,327	2,426	283,843	2,242	180,884	2,267
Feb	120,874	2,418	278,258	2,258	176,706	2,159
Mar	133,929	2,553	319,793	2,359	195,847	2,080
Abr	124,281	2,814	291,252	2,446	193,571	2,357
May	123,271	2,863	302,834	2,391	196,350	2,509
Jun	116,858	2,950	296,257	2,620	188,266	2,526
Jul	124,265	2,643	312,257	2,533	198,294	2,391
Ago	121,358	2,753	291,694	2,495	187,301	2,331
Sep	113,805	3,382	281,978	3,100	181,115	3,386
Oct	128,391	3,420	319,699	3,238	242,811	3,704
Nov	117,707	2,792	285,633	2,367	179,363	2,115
Dic	127,451	2,273	279,218	2,082	181,351	1,981

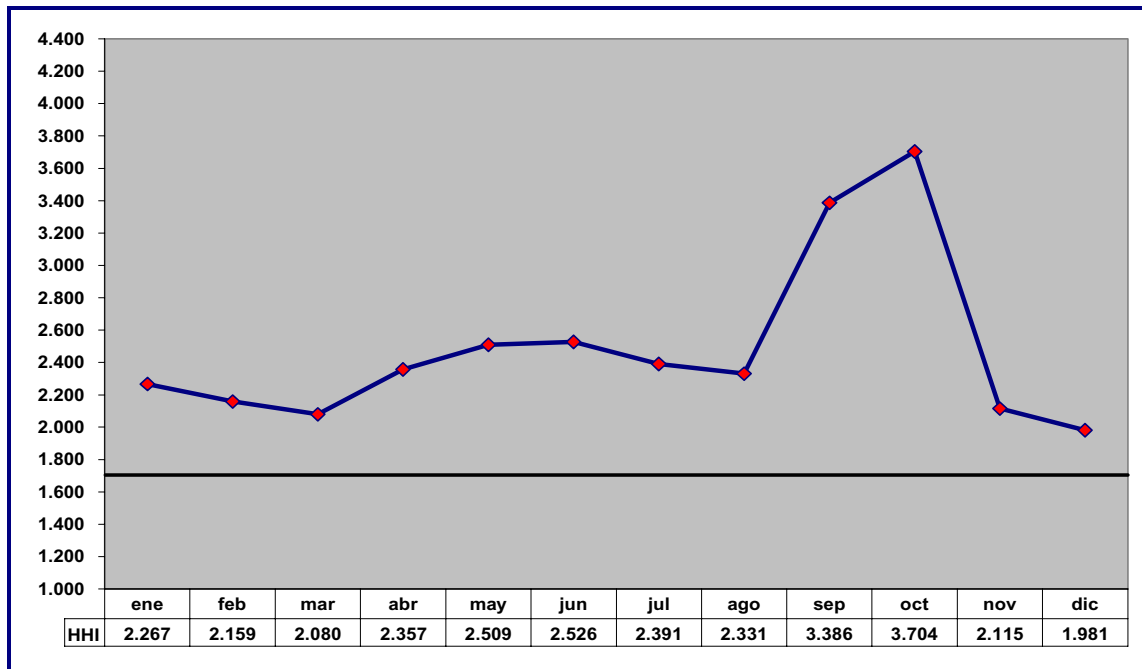
Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base a datos de inyección de UT y SIGET.

Grafico 1:HHI en hora pico, año 2004



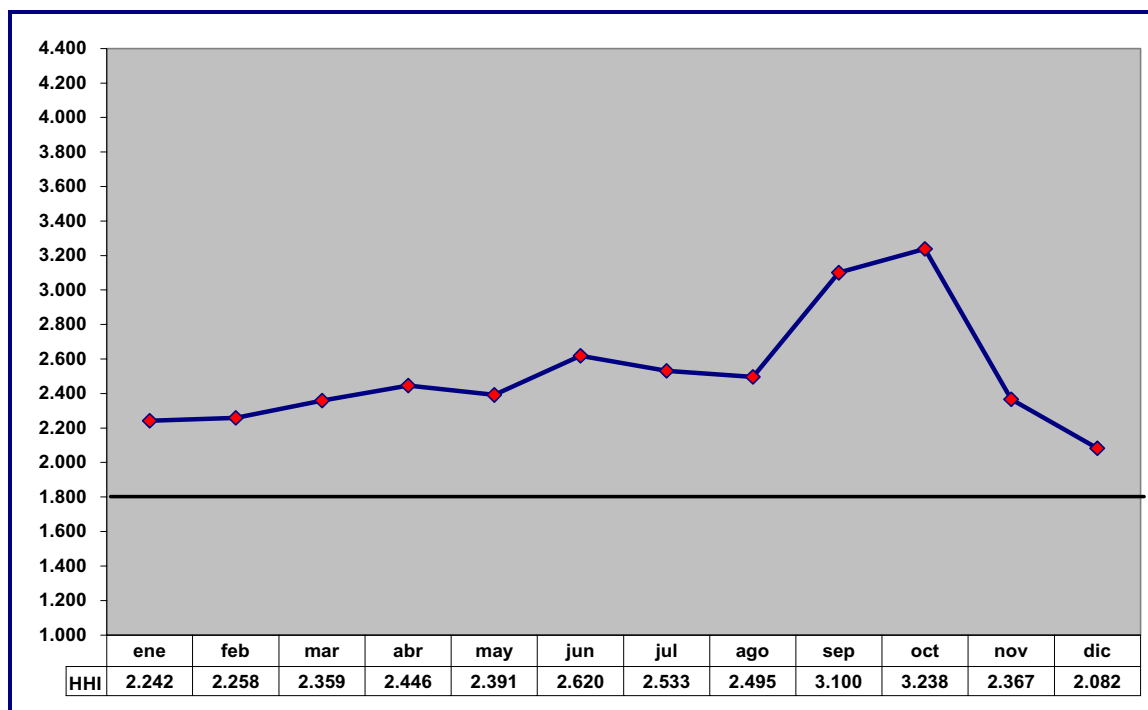
Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base a datos de inyección de UT y SIGET.

Gráfico 1: HHI en hora valle, año 2004



Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de inyección de UT y SIGET.

Gráfico 2: HHI en resto de horas, año 2004



Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de inyección de UT y SIGET.

Una medida más exigente de la concentración en cada mercado relevante, se ofrece a continuación al excluirse de la medición tanto las importaciones como la oferta de la generadora estatal.

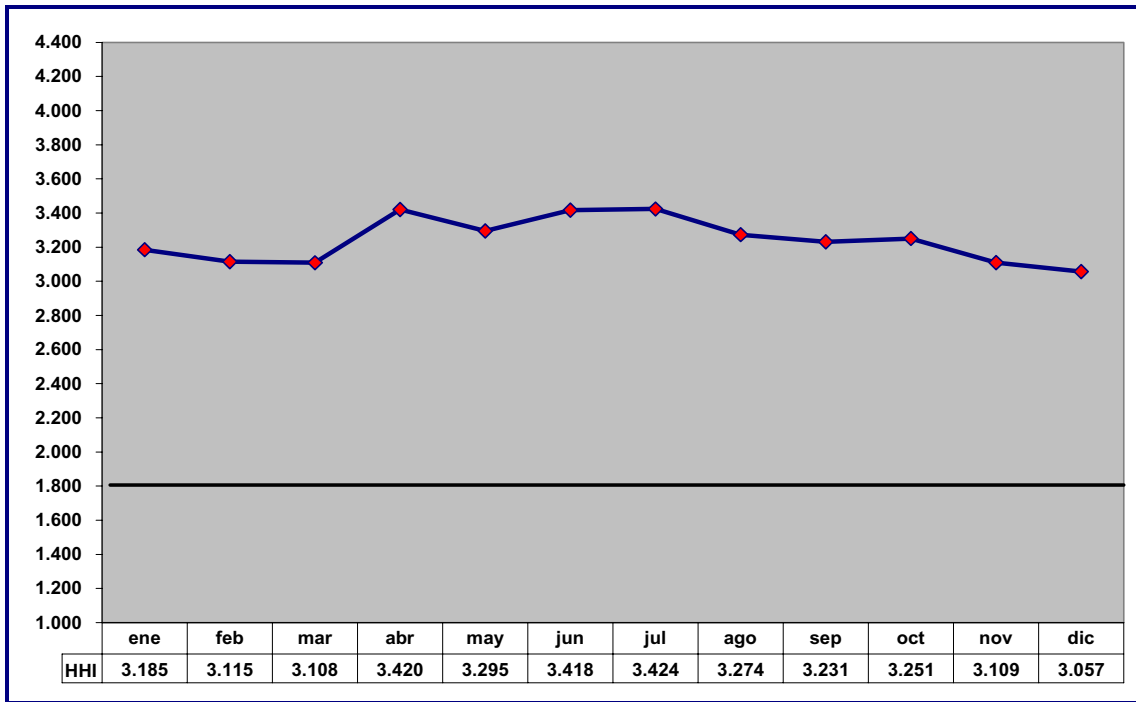
Tabla 4: Índices de concentración económica en hora pico, valle y resto de las horas, excluyendo importaciones y generación de CEL, año 2004.

Mes	Demanda en hora pico	HHI	Demanda en resto horas	HHI	Demanda en hora valle	HHI
Ene	50,115	3,185	119,502	3,194	101,849	3,629
Feb	47,645	3,115	115,503	3,160	103,326	3,276
Mar	50,526	3,108	124,479	3,140	107,256	3,340
Abr	97,317	3,420	116,939	3,287	92,168	3,844
May	50,755	3,295	126,520	3,266	96,319	3,744
Jun	45,876	3,418	117,548	3,340	92,798	3,800
Jul	47,960	3,424	118,396	3,399	90,219	4,071
Ago	50,162	3,274	124,890	3,255	99,008	3,679
Sep	46,346	3,231	112,115	3,215	80,908	3,628
Oct	51,152	3,251	121,720	3,273	84,710	4,192
Nov	51,875	3,109	122,848	3,158	99,886	3,454
Dic	55,501	3,057	132,167	3,096	110,317	3,274

Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de inyección horaria de UT y SIGET

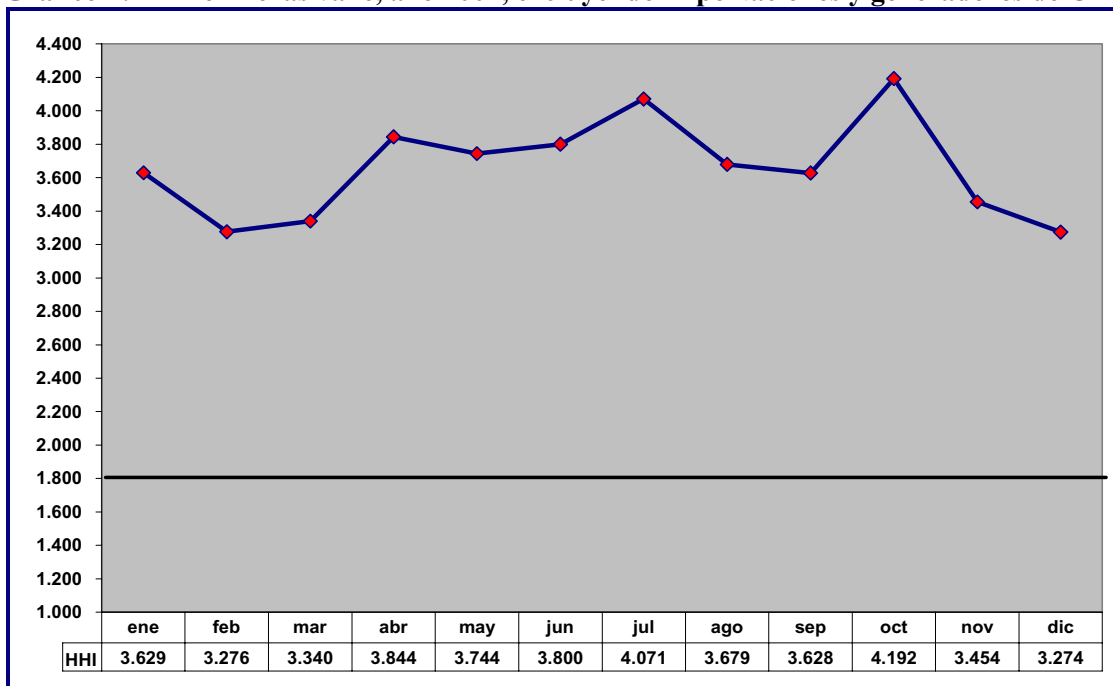
Los resultados de este re-cálculo se muestran a continuación:

Gráfico 3: HHI en hora pico, año 2004, excluyendo importaciones y generadores de CEL



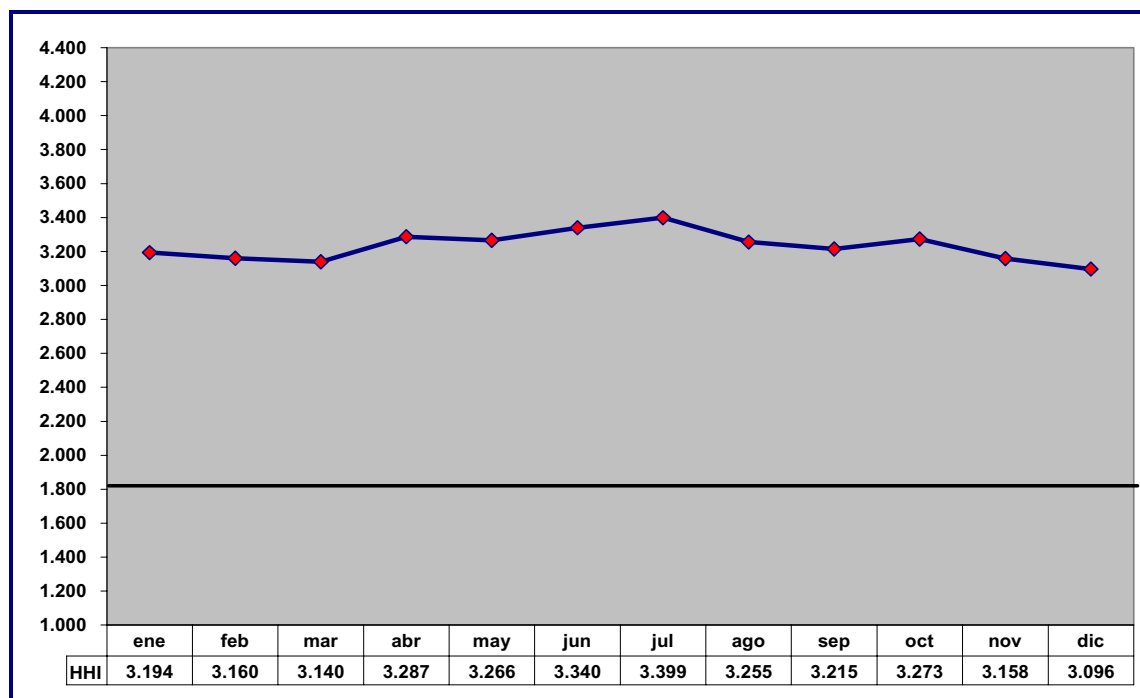
Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de inyección horaria de UT y SIGET

Gráfico 4: HHI en horas valle, año 2004, excluyendo importaciones y generadores de CEL



Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de inyección horaria de UT y SIGET

Gráfico 5: HHI en resto de horas, año 2004, excluyendo importaciones y generadores de CEL



Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de inyección horaria de UT y SIGET

En los tres escenarios mostrados basados en los mercados relevantes definidos – pico, valle y resto- los niveles de concentración superan el límite de 1,800 puntos de valor del HHI, que es el umbral a partir del cual la práctica de las autoridades de competencia estadounidenses define los mercados como “altamente concentrados”.

D. Análisis Pivotal

Este enfoque consiste en analizar, para cada generador, si la demanda en la hora de punta del sistema puede ser satisfecha si tal productor está ausente. El procedimiento seguido fue el siguiente:

- 1) Estimación de la capacidad disponible en el sistema. Ésta 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 (7% en el caso de El Salvador). La Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos de América 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 (i) y (ii)

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

- 4) Examen de Poder de Mercado: 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 se considera que el mismo ostenta poder de mercado.

En otras palabras, cuando la capacidad disponible del generador “i” es mayor o igual a la capacidad disponible neta del sistema, la demanda en la hora pico es mayor o igual que la capacidad total que el resto de los agentes dispone en ese momento, lo que significa que el generador “i” es indispensable para satisfacer la demanda.

Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 5, para los años 2004 y 2005:

Tabla 5: Resultados Análisis Pivotal

	Según Factor de planta promedio anual		Según Factor de planta promedio mes de hora pico (diciembre)	
	2004	2005	2004	2005
(i) Estimación Capacidad Disponible (MW)				
CEL	146.6	162.1	157.8	167.7
LaGeo	95.1	109.5	97.2	102.8
Duke Energy	268.8	267.8	268.8	267.8
Nejapa Power	125.6	125.6	125.6	125.6
Cemento de El Salvador	30.3	30.3	30.3	30.3
CASSA	13.0	23.3	13.0	23.3
Subtotal Capacidad Disponible Local :	679.3	718.5	692.7	717.4
Importaciones	139.7	139.7	139.7	139.7

Capacidad Disponible en el sistema	819.0	858.3	832.4	857.2
(ii) Demanda Máxima del Sistema (MW)				
Demanda Máx	787,7	829,0	787,7	829,0
(iii) Capacidad Neta Disponible en el Sistema				
	31,3	29,3	44,7	28,2
(iv) Análisis Pivotal en hora pico (1 = pivotal)				
CEL	1	1	1	1
LaGeo	1	1	1	1
Duke	1	1	1	1
Nejapa	1	1	1	1
Cemento El Salvador	0	1	0	1
CASSA	0	0	0	0

Fuente: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

De conformidad con lo expuesto en el cuadro anterior, se observa que cuatro de las empresas satisfacen al menos uno de los criterios expuestos para determinar que una empresa posee poder de mercado. Este resultado puede atribuirse al escaso margen existente entre la capacidad disponible y la demanda máxima del sistema y por lo tanto de la reducida magnitud de la “capacidad disponible neta en el sistema”.

E. Análisis de participación de mercado respecto de la capacidad disponible.

Este análisis asocia la posición dominante de un agente económico 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:

- 1) **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. La estimación de esta capacidad sigue una metodología similar a la del análisis pivotal, excepto porque se permite descontar aquella parte que está “fuera” del sistema por concepto de mantenimiento programado.
- 2) **Determinar la capacidad disponible del sistema:** se calcula como la suma de la capacidad disponible de los generadores más las importaciones.

- 3) **Estimación de la participación de mercado** de cada generador de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

La participación de mercado se calcula para cada agente económico y para cada estación.

- 4) **Examen:** la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos de América, establece que si la participación de mercado de un agente económico es menor al 20% en cada una de las estaciones consideradas, entonces este agente económico 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.

Los resultados de este análisis para los periodos definidos como estación seca y húmeda, se muestran a continuación:

**Tabla 6: Resultados del Análisis de Participación de Mercado
(sin corrección de factor de planta)**

	Seca 2003-2004	Húmeda 2004	Seca 2004-2005	Húmeda 2005
CEL	35%	34%	27%	31%
LaGeo	12%	11%	14%	13%
Duke	25%	26%	28%	26%
Nejapa	11%	12%	13%	12%
CESSA	3%	3%	3%	3%
CASSA	2%	2%	2%	2%
Subtotal	88%	87%	86%	87%
Importaciones (Max)	12%	13%	14%	13%
Total	100%	100%	100%	100%

Fuente: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

**Tabla 7: Resultados del Análisis de Participación de Mercado
(con corrección de factor de planta)**

	Seca 2003-2004	Húmeda 2004	Seca 2004-2005	Húmeda 2005
CEL	19%	15%	17%	16%
LaGeo	10%	11%	11%	12%
Duke	34%	34%	34%	34%
Nejapa	15%	16%	16%	15%
CESSA	4%	4%	4%	4%
CASSA	2%	2%	3%	3%
Subtotal	84%	83%	83%	84%
Importaciones (Max)	16%	17%	17%	16%
Total	100%	100%	100%	100%

Fuente: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

Como se observa en las tablas anteriores, si no se corrige por el factor de planta, al menos dos agentes económicos ostentan posición dominante pues su participación de mercado supera el límite crítico establecido de 20%.

F. Índice de Lerner (niveles de “markup”).

El Índice de Lerner (IL) 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”.

Una de las dificultades 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.

Utilizando la anterior metodología, es pertinente realizar un análisis histórico del desempeño del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador con el fin de detectar la posibilidad de desempeños desvinculados de la competencia por parte de los agentes componentes del mismo. Para ello, se analiza en forma horaria el despacho diario manejado por la Unidad de Transacciones correspondiente al año 2004, para estudiar el comportamiento de los precios, teniendo en cuenta las disponibilidades de capacidad de las agentes intervinientes y estimando los correspondientes costos variables de producción, utilizando estas variables como insumos para el cálculo del índice de Lerner.

En la siguiente tabla se presentan los promedios mensuales del IL para 2004. Se trata de promedios simples de todas las horas de cada mes.

Tabla 8: Índice de Lerner promedio (aritmético) mensual. El Salvador, 2004.

Mes	PM	CM	IL
Enero	66.06	47.86	27.60%
Febrero	64.78	42.27	34.70%
Marzo	66.04	42.8	35.20%
Abril	63.4	46.63	26.40%
Mayo	63.01	50.27	20.20%
Junio	70.69	47.62	32.60%
Julio	64.77	45.89	29.20%
Agosto	65.59	48.37	26.30%
Septiembre	64.08	45.69	28.70%
Octubre	63.18	51.55	18.40%
Noviembre	66.57	44.6	33.00%
Diciembre	64.21	43.19	32.70%
Promedio	64.99	46.3	28.80%

Fuente: Elaboración Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de SIGET.

La siguiente tabla muestra los resultados del cálculo del IL al concentrar el análisis en el despacho térmico, considerando aquellas horas donde la máquina que margina no es una central hidroeléctrica. En esta situación las generadoras térmicas tienen mayor poder de mercado.

Tabla 9: Índice de Lerner promedio (aritmético) mensual sin tomar horas donde marginaron centrales hidroeléctricas. El Salvador, 2004.

Mes	PM	CM	IL
Enero	67.01	47.47	29.2%
Febrero	69.44	41.92	39.6%
Marzo	70.45	42.29	40.0%
Abril	69.14	45.78	33.8%
Mayo	76.39	49.38	35.4%
Junio	81.69	46.78	42.7%
Julio	65.81	44.92	31.7%
Agosto	66.99	48.10	28.2%
Septiembre	77.19	45.37	41.2%
Octubre	69.15	51.02	26.2%
Noviembre	62.47	43.62	30.2%
Diciembre	60.98	42.24	30.7%
Promedio	69.08	45.27	34.5%

Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de SIGET

Los resultados muestran que las estimaciones de IL son más altas en aproximadamente 5 puntos porcentuales. A continuación se muestran los niveles de IL ponderados por la demanda, para poder así corregir el poder de mercado por el tamaño de mercado en cada hora.

Tabla 10: Índice de Lerner promedio (ponderado) mensual. El Salvador, 2004.

Mes	PM	CM	IL
Enero	67.93	48.34	28.8%
Febrero	66.66	42.62	36.1%
Marzo	68.04	43.15	36.6%
Abril	65.32	47.09	27.9%
Mayo	65.20	50.77	22.1%
Junio	73.39	47.99	34.6%
Julio	66.94	46.35	30.8%
Agosto	67.81	48.76	28.1%
Septiembre	66.92	46.16	31.0%
Octubre	66.34	52.00	21.6%
Noviembre	70.04	45.00	35.8%
Diciembre	68.04	43.56	36.0%
Promedio	67.54	46.76	30.8%

Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de SIGET

Como se puede observar, un común denominador de los índices de Lerner obtenidos, es el mayor nivel del mismo cuando se pondera por demanda, esto es mayores niveles para las horas punta. Para profundizar este análisis se calcularon los promedios mensuales para las horas de pico, valle y resto.

Tabla 11: Índice de Lerner promedio (aritmético) mensual por horas de puntas, valle y resto (%). El Salvador, 2004

Mes	Pico	Valle	Resto
Enero	29.30	23.50	30.30
Febrero	39.00	30.20	36.90
Marzo	39.10	30.40	37.60
Abril	36.20	19.80	27.60
Mayo	35.20	11.60	20.00
Junio	41.10	22.60	36.60
Julio	38.20	23.80	29.60
Agosto	38.90	18.80	26.40
Septiembre	44.60	17.50	29.40

Octubre	42.60	3.10	16.40
Noviembre	52.00	21.70	31.40
Diciembre	53.30	21.10	30.10
Promedio	41.50	20.50	29.40

Fuente: Elaboración de la Superintendencia de Competencia sobre la base de datos de SIGET

IV. CONCLUSIONES

1. La inexistencia de un mercado de contratos de tamaño relevante en que los precios pactados se fijen ex - ante y con independencia del precio spot, es una de las principales circunstancias presentes en el mercado de generación eléctrica, por lo que no obstante que estos podrían ser una herramienta eficiente para proteger al sistema del ejercicio de poder de mercado, ello no ocurre pues los precios de los contratos están relacionados con los del Mercado Regulador del Sistema menos un descuento porcentual. Para obtener un mercado significativo de contratos de largo plazo pactados de forma independiente del precio del Mercado Regulador del Sistema, se debería implementar los instrumentos normativos, técnicos e institucionales necesarios.
2. El mercado de generación eléctrica muestra un alto grado de concentración a diciembre de 2005. El segmento de generación está integrado por seis agentes económicos que participan en el mercado mayorista, de los cuales los más importantes, en términos de tamaño, son la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa la que concentra el 40% de la capacidad instalada, Duke Energy con un 28%, Nejapa Power con 13% y LaGeo 14%. Estos valores conservan la misma tendencia cuando se estiman sobre la base de la participación porcentual de cada uno en la inyección de energía eléctrica al sistema, siendo los valores aproximados en tal caso de 37 % la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa, 18% Nejapa Power, 21 % Duke y 23% LaGeo.

No obstante que no se perciben barreras significativas que dificulten la contestabilidad del sector, esta composición no ha mostrado una variación relevante a lo largo del tiempo.

3. El Índice Herfindahl Hirschmann de esta industria es 2,774 (calculado en base a la capacidad instalada), estimación que está sobre el límite de 1,800 puntos considerado internacionalmente como indicador de un mercado altamente concentrado. Este indicador cuando es calculado sobre la base de las contribuciones a la inyección de energía eléctrica al sistema con diferenciación de las particularidades del comportamiento de la demanda en los segmentos de pico, resto y valle, así como excluyendo la participación de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa y de las importaciones, en todos los escenarios descritos, invariablemente se muestran valores altos

de concentración. Este efecto, aunado a la inelasticidad de la demanda respecto al precio, son condiciones que no actúan como elementos disciplinadores de una posible actuación estratégica de los agentes económicos participantes del mercado.

4. Los resultados del análisis pivotal indican que cuatro de las empresas satisfacen uno de los criterios que determinan que una empresa posee poder de mercado. Lo anterior es un resultado del escaso margen existente entre la capacidad disponible y la demanda máxima del sistema y por lo tanto de la reducida magnitud de la capacidad disponible neta en el sistema. Esta condición ha sido consignada en la literatura tanto empírica como teórica como un factor relevante al momento de determinar cuál es el poder de un determinado agente económico en una industria, especialmente en la eléctrica en que se requiere balance instantáneo entre la oferta y la demanda. En el caso particular, se observa que la capacidad disponible está tan ajustada a las exigencias del sistema, que prácticamente todos los agentes son determinantes al momento de satisfacer la demanda. En la práctica, ello implica que estos agentes económicos tienen pocas restricciones competitivas al momento de hacer sus ofertas de precio.
5. El resultado del análisis de participación de mercado respecto de la capacidad disponible, indica que existe poder de mercado concentrado en al menos dos de los principales agentes económicos participantes del mercado de generación eléctrica, situación que de acuerdo a criterios internacionales implica la adopción de medidas de mitigación de dicho poder de mercado o bien sujetarse a las medidas de regulación de precios basados en costos.
6. El objeto del análisis del índice de Lerner es determinar en qué proporción hay poder de mercado toda vez que el precio de mercado se diferencia del costo marginal. Un índice de Lerner alto estará indicando la presencia de un grado importante de poder de mercado. Por el contrario un índice de precios bajo estaría indicando lo opuesto, es decir la ausencia de poder de mercado y la presencia de un mercado próximo a la competencia perfecta.

El cálculo del Índice de Lerner en el mercado de generación eléctrica para 2004 fue realizado a nivel horario. Los promedios mensuales oscilan alrededor del 30%; esto se percibe como significativamente alto, lo que se aleja de la situación competitiva donde los márgenes son nulos. Es decir, que se observa una estructura concentrada, la cual influye en el desempeño del mercado mayorista.

De acuerdo a los resultados de los análisis de los índices expuestos anteriormente, se concluye que no existen condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados al Mercado Regulador del Sistema.

En tanto no se encuentren completamente desarrollados los instrumentos normativos e institucionales para el despacho basado en costos en el mercado mayorista de

electricidad expuestos en romano I, letra D, número 3 del presente Acuerdo, y mientras las condiciones de vulnerabilidad del sistema eléctrico nacional persistan, es necesario que el cálculo de los precios en el mercado regulador del sistema se continúe realizando conforme al mecanismo establecido en el Romano I letra C de este Acuerdo, según el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista vigente.

POR TANTO, de conformidad lo anteriormente relacionado y de acuerdo al artículo 112-E de la Ley General de Electricidad,

El Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones y la Superintendente de Competencia,

ACUERDAN:

- a) Que no existen condiciones que garanticen la competencia en los precios ofertados al Mercado Regulador del Sistema en el Mercado Mayorista de Electricidad; por lo que la Unidad de Transacciones, deberá regirse por un Reglamento de Operación basado en costos marginales de producción, costos fijos y de inversión, y para el caso de centrales hidroeléctricas se basará en el valor de reemplazo del agua, según la metodología establecida en el Reglamento de la Ley General de Electricidad;
- b) Notifíquese a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.;
- c) Publíquese en el Diario Oficial.

PRONUNCIADA POR EL SUPERINTENDENTE GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES Y POR LA SUPERINTENDENTA DE COMPETENCIA QUIENES LA SUSCRIBEN “”Argüello. T “”C. Escolán”” RUBRICADAS.

Y para que dicho acuerdo sea publicado en el Diario Oficial y para los demás efectos de ley, se extiende la presente en la ciudad de Antigua Cuscatlán, departamento de La Libertad, a los dieciséis días del mes de marzo de dos mil siete.

Elvira Lorena Duke Chávez
Secretaria General de la
Superintendencia de Competencia

(Registros Nos. A042561/A042564)