

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSGRADO



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ

SISTEMA DE MONITOREO DE MERCADO ELÉCTRICO Y
APLICACIÓN DE INDICADORES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL

Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de los
Servicios Públicos

AUTOR

ALDO HERNÁN MENDOZA BASURTO

ASESOR

DR. ALFREDO DAMMERT

LIMA - PERÚ

2015

Resumen

La reestructuración de los mercados eléctricos con el objeto de introducir competencia ha originado la creación de agentes que se encarguen de la administración de los mismos, pero con herramientas modernas que les permitan supervisar el comportamiento del sistema eléctrico y la conducta de los agentes en el mercado eléctrico. La supervisión de la operación de un mercado requiere de información constante de los cambios que se presentan en el mercado, es así como surgen los Sistemas de Monitoreo de Mercado (SMM).

Los SMM están constituidos por un conjunto de indicadores, los que a su vez, pueden ser variables, relaciones que se calculan, complejos resultados estadísticos tanto del sistema o mercado eléctrico, que permiten hacer seguimiento del desempeño y la seguridad del sistema así como también detectar eventuales conductas anticompetitivas y vacíos en la normativa, lo cual una vez evaluado es susceptible de ser corregido. Adicionalmente, permiten a los agentes que interactúan en el mercado la identificación de estrategias de negocios y de esta manera se pueda lograr una asignación eficiente de los recursos disponibles.

La presente investigación sugiere un esquema para elaborar un SMM que sirva de apoyo a la vigilancia y toma de decisiones en el sector eléctrico, el mismo que resulta aplicable a las necesidades de un sistema hidrotérmico como el peruano. Para esto se plantea un esquema de diseño general de SMM y la forma como se debería distribuir la información para beneficio de todos los agentes en sus decisiones.

Se determina un grupo de indicadores de la literatura técnica actual, de los cuales se seleccionan los que son aplicables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, los mismos se agrupan en cuatro categorías principales: situación de la operación del mercado, situación de la operación del sistema, estructura del sistema y, desempeño y poder de mercado.

Finalmente, se evalúan en el tiempo siete (7) indicadores asociados a situaciones críticas que repercutieron en el mercado eléctrico peruano y su importancia del seguimiento que se les debe hacer.

Palabras Clave: Mercados Eléctricos, Sistemas de Monitoreo de Mercado, Indicadores, Supervisión, Vigilancia.

ABSTRACT

The restructuring of the electricity markets in order to introduce competition has led to the creation of agents that are responsible for the administration of the electricity markets, but with modern tools that will enable them to monitor the behavior of the electrical system and the behavior of agents in the electricity market. Monitoring the operation of a market requires continuous information about the changes that occur in the market, it is as well as emerge Monitoring Systems Market (SMM).

The SMM are constituted by a set of indicators, which in turn, can be variables, relationships that are calculated, complex statistical results both of the system or electricity market, which allow you to do follow-up to the performance and security of the system, as well as detect any anti-competitive behavior and gaps in the legislation, which once evaluated is capable of being corrected. In addition, they allow the agents that interact in the market identify business strategies by performing an efficient allocation of available resources.

This work proposes a general outline to develop a SMM that can serve as a support for the monitoring and decision-making in the electricity sector, the same as it is applicable to the needs of a hydrothermal system as the Peruvian. For this is shown a schematic of a general design of SMM and the way it should distribute the information for the benefit of all the agents in their decisions.

It determines a group of indicators of current technical literature, of which are selected some that are applicable to the national grid, the same are grouped into four main categories: status of the operation of the market, status of the operation of the system, and structure of the system, performance and market power.

Finally are evaluated by the time seven (7) indicators associated with critical situations that reverberated in the Peruvian electricity market and its importance from the monitoring that needs to be done.

Key Words: Electricity Markets, Monitoring Systems Market, Indicators, Supervision, Surveillance.

Contenido

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1. Generalidades.....	1
1.2. Motivación	3
1.3. Objetivo e Hipótesis.....	6
1.4. Alcances	7
1.5. Estructura del Trabajo.....	8
CAPÍTULO 2: LOS MERCADOS ELÉCTRICOS	10
2.1. Agentes de los Mercados	10
2.2. Estructuras de Mercado Eléctrico Básicas.....	11
2.2.1 Contratos Bilaterales Físicos	11
2.2.2 Contratos Bilaterales Financieros.....	12
2.2.3 Modelo Tipo Pool.....	12
2.2.4 Bolsa de Energía.....	13
2.3. Clasificación de los Mercados	15
2.3.1 Por la Magnitud de Energía Comercializada.....	15
2.3.2 Por el Grado de Competencia.....	15
2.3.3 Por el Período para el cual se Negocia la Energía Eléctrica.....	15
2.4. El Negocio del Mercado Eléctrico.....	15
2.5. Limitaciones de los Mercados Eléctricos	17
2.6. Problemas Específicos de los Mercados Eléctricos Competitivos	18
CAPÍTULO 3: VIGILANCIA DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS.....	20
3.1. Marco Teórico del Monitoreo de Mercados Eléctricos	20
3.1.1 Monitoreo del Mercado de Electricidad a partir de la Regulación.....	20
3.1.2 Objeto del Monitoreo de Mercados Eléctricos	23
3.1.3 Herramientas que se utilizan	25
3.2. Monitoreo de los Mercados Eléctricos	25
3.2.1 Rol del Operador del Sistema y del Administrador del Mercado	26
3.2.2 Esquemas de Monitoreo a Nivel Internacional.....	26
3.2.3 Experiencia a Nivel Internacional	33
3.2.4 Lecciones Aprendidas.....	38
3.3. Experiencia Peruana	39
3.3.1 Cambio de la Matriz Energética	39
3.3.2 Concentración de la Generación a Gas.....	39

3.3.3	Las Congestionen en el Sistema de Transmisión.....	40
3.3.4	La crisis eléctrica ocurrida durante el año 2004.....	41
3.4.	Características del Responsable de Monitorear Mercados	43
CAPÍTULO 4: DISEÑO GENERAL DEL SISTEMA DE MONITOREO DE MERCADO		44
4.1.	Consideraciones Preliminares	44
4.2.	Clasificación del Sistema de Indicadores	45
4.3.	Objetivo del Sistema de Indicadores	46
4.4.	Criterios de Diseño General del Sistema de Monitoreo del Mercado	47
4.4.1	Requerimientos del negocio	47
4.4.2	Modelamiento de los Datos y Aplicación al Sector Eléctrico	48
4.4.3	Diseño de la arquitectura	48
4.4.4	Implementación del SMM.....	49
4.4.5	Distribución de la Información.....	49
4.5.	Sistema de Indicadores	50
4.5.1	Recolección de información	50
4.5.2	Análisis y Evaluación	51
4.5.3	Reportes	51
4.6.	Relación de Indicadores.....	52
4.7.	Sistema de Indicadores para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ...	54
CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN DE SEIS INDICADORES APLICABLES AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL DEL PERÚ.....		55
5.1.	Indicadores de la Situación de la Operación del Sistema	55
5.1.1.	Indicador de Seguimiento de las Cotas de Embalse.....	55
5.1.1.1	Generalidades de los Sistemas Generación Hidráulicos	55
5.1.1.2	Restricciones en la Operación de Unidades Hidroeléctricas.....	56
5.1.1.3	Objetivo del Indicador Seguimiento de las Cotas de Embalse:	57
5.1.1.4	Evaluación de las Sequías en la Cuenca del Río Mantaro y el Embalse de Tablachaca	57
5.1.1.5	Importancia del Monitoreo.....	60
5.1.2.	Indicador de Estadísticas de Congestionen.....	60
5.1.2.1.	Evaluación de la Congestionen en la Interconexión del Sistema Centro y Sistema Norte en el SEIN.....	60
5.1.2.2.	Evaluación de las Congestionen de la Interconexión del Sistema Centro con el Sistema Sur	63
5.1.2.3.	Importancia del Monitoreo.....	63
5.2.	Indicador de la Situación de la Operación del Mercado.....	67

5.2.1.	Generalidades	67
5.2.2.	Indicador de la Evolución de la Desviación del Despacho Programado versus el Ejecutado	67
5.2.3.	Evaluación de la Desviación del Despacho en el SEIN	68
5.2.4.	Importancia del Monitoreo	71
5.3.	Indicadores de la Estructura del Mercado.....	72
5.3.1.	Generalidades	72
5.3.2.	Indicador de Concentración de Cuotas de Mercado (Market Share).....	72
5.3.2.1.	Evaluación del Año 2005 al 2013	73
5.3.3.	Indicador Herfindahl – Hirschman (HHI)	74
5.3.3.1.	Evaluación del 2002 al 2013	75
5.3.3.2.	Importancia del monitoreo	79
5.4.	Indicadores del Desempeño y Poder de Mercado.....	80
5.4.1.	Generalidades	80
5.4.2.	Indicador Evolución de los Costos Marginales	80
5.4.2.1.	Evaluación del Año 2001 al 2013	81
5.4.2.2.	Importancia del Monitoreo.....	82
5.4.3.	Indicador Curva de Duración de Precios.....	84
5.4.3.1.	Evaluación del Año 2007 al 2013	85
5.4.3.2.	Importancia del Monitoreo.....	86
5.5.	Relaciones entre Indicadores	86
5.6.	Diagnóstico del Mercado Eléctrico en Función de los Indicadores Evaluados	87
5.7.	Utilidad de los Indicadores	88
5.8.	Costos y Beneficios	89
CONCLUSIONES		90
6.1.	Desarrollo de trabajos futuros.....	92
ANEXOS		93
ANEXO N° 1: Relación de Indicadores		94
ANEXO N° 2: Indicadores que Aplican en el SEIN.....		97
BIBLIOGRAFÍA		102

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Ubicación de las Estructuras de Mercado Básicas entre los Extremos de ser Centralizados o Descentralizados.....	14
Gráfico 2: Vigilancia en USA	27
Gráfico 3: Vigilancia en Inglaterra.....	28
Gráfico 4: Vigilancia en Nueva Zelanda.....	28
Gráfico 5: Vigilancia en Australia.....	29
Gráfico 6: Vigilancia en la Comunidad Europea.....	29
Gráfico 7: Vigilancia en Ecuador, Bolivia	31
Gráfico 8: Vigilancia en SIEPAC, El Salvador, Guatemala y Panamá.....	32
Gráfico 9: Vigilancia en Brasil, Chile, Colombia	32
Gráfico 10: Vigilancia en Perú	33
Gráfico 11: Cronología de la Reformas.....	34
Gráfico 12: Criterios de Diseño General para SMM.....	47
Gráfico 13: Representación Simplificada del SEIN	62
Gráfico 14: Desviación Producción Programada vs Ejecutada – Programación anual con Actualización Mensual, 2005-2006.....	69
Gráfico 15: Desvío de los CMg. Programado/Ejecutado – Programa Anual, 2005-2006	70
Gráfico 16: Evolución del Indicador HHI del año 2002 al 2013.....	76
Gráfico 17: HHI por Grupo Económico -2005.....	77
Gráfico 18: HHI por Grupo Económico -2006.....	77
Gráfico 19: HHI por Grupo Económico -2007.....	77
Gráfico 20: HHI por Grupo Económico -2008.....	78
Gráfico 21: HHI por Grupo Económico -2010.....	78
Gráfico 22: HHI por Grupo Económico -2013.....	78
Gráfico 23: Costo Marginal Promedio Anual del SEIN (En barra de referencia de Santa Rosa).....	84
Gráfico 24: Costo Marginal Mensual del SEIN (En barra de referencia de Santa Rosa).....	84
Gráfico 25: Curva de Duración de Costos Marginales en el SEIN 2007-2013.....	85

Índice de Cuadros

Cuadro 1: Periodos de Sequía y Deficiencia en la Cuenca del Mantaro para el Periodo 1956 – 2006	59
CuadroN° 2: Relación de líneas de transmisión que alcanzan y/o superan el 95 % de la capacidad nominal	65
Cuadro 3: Horas por mes de Congestionen en las principales Líneas de Transmisión - 2013	66
Cuadro 4: Desviación Programación Programada vs Ejecutada	69
Cuadro 5: Desvío de los CMg Programado/Ejecutado – Programa Anual 2005-2006..	71
Cuadro 6: Producción de Energía Eléctrica por Grupo Económico	74
Cuadro 7: Costo Marginal Promedio del SEIN, 2001-2013 (US\$/MWh)	83



CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. Generalidades

Desde el año 1992 en que se estableció la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en el sector eléctrico se iniciaron una serie de cambios estructurales en el mercado eléctrico peruano, pasando progresivamente de una estructura de integración vertical de carácter monopólico administrado por el Estado a una estructura donde los agentes privados pueden administrar empresas de generación, transmisión y distribución. Con la particularidad de tender a un régimen de libre mercado en el área de generación excepto por el hecho de que existen precios de comercialización libres y regulados, mientras que en el área de transmisión y distribución se mantiene la estructura monopólica¹, siendo los precios de comercialización regulados excepto en el caso de los distribuidores que también pueden comercializar la energía eléctrica a precios libres con usuarios privados que consumen un determinado nivel de carga mayor al de los usuarios domésticos comunes.

Aparte de los agentes privados que adquirirían las empresas eléctricas, el diseño del mercado eléctrico previsto implicó la creación de nuevos agentes así como el operador del sistema eléctrico, el operador del mercado mayorista a corto plazo (de acuerdo a ley, el encargado de estas dos funciones es el Comité de Operación Eléctrica del Sistema – COES), el organismo regulador, supervisor y fiscalizador (de acuerdo a ley el encargado es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería), al cual se integró el Comisión de Tarifas de Energía que anteriormente se encargaba de la regulación de las tarifas de energía). Otro agente creado en año 1993 fue el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), cuya función es proteger al mercado de prácticas monopólicas que resulten restrictivas a la competencia en la producción y comercialización de bienes y servicios, así como prácticas que generen competencia desleal y de aquellas que afecten a los agentes del mercado y a los consumidores.

¹ Evaluación y Análisis de la Normatividad Internacional Relacionada a los Procesos de Fiscalización de Operadores de Sistemas Eléctricos y/o Administradores de Mercado – Osinergmin – Enero 2005

Con el transcurrir del tiempo el mercado eléctrico peruano ha experimentado ciertas crisis como períodos de sequías o carencia de lluvias que limitaron las cuencas hidrológicas y, con ello también la limitación de la producción de las centrales hidroeléctricas en el sector generación; el crecimiento de la demanda eléctrica en ciertas regiones o paradas de centrales eléctricas por mantenimiento que ocasionaron congestiones en el sistema de transmisión y, entre otros, el hecho de que los agentes distribuidores no consiguieran obtener contratos bilaterales con los generadores a precios regulados dado que los costos marginales en el mercado de corto plazo eran mayor a dichos precios regulados, por el hecho de que los distribuidores estaban obligados por ley a tener contratos bilaterales que garantizaran el suministro eléctrico con un mínimo de 24 meses, mientras que los generadores no tenían dicha obligación.

Similares en algunos casos y diferentes problemas ocurrieron en los mercados eléctricos de otros países donde se iniciaron las reformas estructurales y, después de evaluar y analizar los hechos se hicieron los cambios normativos requeridos. Como ejemplo de soluciones a los problemas presentados se tiene: la implementación de tecnologías modernas que permiten el aprovechamiento eficiente del gas y con esto disponer de más potencia de reserva, implementación de proyectos de transmisión y controlar las congestiones, ubicación estratégica de unidades generadoras, precios regulados que constituyan señales adecuadas para los inversionistas, es decir, en general la solución de estos tipos de problemas están asociados a inversiones de los agentes quienes requieren de señales adecuadas en los

, para ver asegurada la recuperación de sus inversiones, tal como lo establece el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La mayoría de países donde se realizaron cambios estructurales en su mercado eléctrico concluyen que para evitar o prevenir la ocurrencia de los problemas mencionados se requiere supervisar o monitorear ciertos parámetros o variables del mercado y del sistema eléctrico en forma permanente, de manera tal que se evite que los problemas se agudicen y se establezcan los cambios normativos pertinentes.

Para monitorear un mercado eléctrico se necesita determinar y evaluar las principales variables o parámetros, dado que no existen mercados idénticos y cada uno es muy particular. El tema del monitoreo de un mercado eléctrico no es simple, dado que, por la naturaleza de la energía eléctrica, se requiere de la implementación de una infraestructura de hardware y software especializado, y además el encargado del monitoreo, según la experiencia internacional debería recaer sobre una entidad independiente dedicada exclusivamente al monitoreo y pueda interactuar con los agentes del mercado eléctrico.

1.2. Motivación

Lo que motiva la presente investigación es el hecho concreto de apreciar en la literatura técnica la existencia en el tiempo de situaciones críticas en los mercados eléctricos que fueron apareciendo después de los procesos de reestructuración, es decir, en los procesos para liberalizarlos y hacerlos más competitivos, se presentaron situaciones como ejercicio de poder de mercado y otros tipos de conductas anticompetitivas de los agentes del mercado.

Se tiene también conocimiento de que ante los problemas presentados en el desarrollo de los mercados eléctricos mayoristas se evaluaron y analizaron las causas que los originaron, llegándose a establecer por parte de los investigadores y analistas que una manera de detectar problemas potenciales como conductas anticompetitivas entre los agentes, y fallas en el diseño del mercado, es el seguimiento permanente del comportamiento del mercado eléctrico, toda vez que los medios tecnológicos actuales permiten que la información técnica, económica y financiera pueda ser recibida, concentrada y almacenada.

En este sentido, el seguimiento permanente de los principales parámetros y variables en algunos casos agrupados como indicadores del sistema eléctrico, indicadores económicos y financieros, permiten establecer relaciones, índices o métricas que dan idea concreta, en muchos casos, de lo que está ocurriendo en el sistema y mercado eléctrico.

Por otro lado, en la experiencia de otros países que iniciaron cambios estructurales en sus mercados eléctricos anteriores al Perú, se tiene casos en que los cambios realizados no funcionaron adecuadamente y ocurrieron situaciones críticas que requirieron la intervención de las entidades reguladoras y normativas para que se tomaran acciones correctivas.

Son representativos y conocidos en la literatura técnica los problemas ocurridos en el Reino Unido, California y Nueva Zelanda en los cuales después de las evaluaciones realizadas se detectaron ejercicio de poder de mercado, conductas anticompetitivas y fallas en el diseño del mercado². Las lecciones aprendidas son que necesariamente se tiene que vigilar el comportamiento de los agentes y el desempeño del sistema eléctrico⁴, y no se puede dejar al libre mercado que solucione todas las dificultades que se presentan, y esto en parte debido a que los sistemas eléctricos tienen limitaciones físicas además que resulta complicado reestructurar un mercado eléctrico en el cual coexisten componentes eléctricos de antigua y moderna tecnología, cuyos costos de inversión y operativos son tan diferentes que no es racional pensar que puedan competir en un mercado libre.

En razón a la mencionada experiencia internacional se tiene en la literatura técnica que se han desarrollado metodologías y sistemas que haciendo uso de indicadores relevantes, desde el punto de vista operativo, permiten la vigilancia de los mercados eléctricos. Esta forma de vigilar los mercados se logra con los denominados Sistemas de Monitoreo de Mercado (en adelante SMM)⁴, cuyo uso se está haciendo extensivo en los países que tuvieron crisis notorias después de la apertura de sus mercados eléctricos al esquema de libre mercado.

Lo dicho anterior, es lo que motiva la presente investigación en la misma que se describirá los principales indicadores definidos por requerimientos de los

² A Framework For Electricity Market Monitoring – Teoman Güller and George Gross -2005.

mercados eléctricos y su aplicación en nuestro medio. Asimismo se revisará en el tiempo la importancia del seguimiento para algunas situaciones ocurridas en el mercado eléctrico nacional del Perú.

Como se apreciará en el desarrollo del presente trabajo, en nuestro medio no existe una entidad que tenga la infraestructura adecuada que le permita monitorear y a la vez tenga la facultad de sancionar y establecer cambios normativos, que sean necesarios para corregir comportamientos inadecuados de los agentes. Así por ejemplo, en nuestro medio el INDECOPI tiene las competencias para sancionar el ejercicio de poder de mercado y conductas anticompetitivas, sin embargo su actuación normalmente lo hace en forma ex –post, dado que no cuenta con un sistema que le permita supervisar el mercado eléctrico por lo menos en tiempo real, no obstante, su competencia abarca a todos los mercados de bienes y servicios a nivel nacional. Es decir, dicho instituto por ahora no tiene la infraestructura que le permita supervisar o vigilar los mercados eléctricos mayoristas modernos.

Le corresponde al ente normativo (MINEM) solucionar las fallas en el diseño del mercado, pero el hecho, es que, también esta entidad actúa ex –post, es decir, después de la ocurrencia del inconveniente, debido a que no disponen de mecanismos que le permita detectar con cierta anticipación el surgimiento de inconvenientes en el desarrollo del mercado eléctrico.

Por otro lado, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el encargado de supervisar el sistema eléctrico y el mercado mayorista a corto plazo en nuestro medio; sin embargo no tiene facultades sancionadoras ni tampoco normativas como para corregir o implementar normas.

En nuestro medio se tiene al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), el cual tiene funciones de regulación, supervisión y fiscalización; las mismas que desde el punto de vista operativo del sistema eléctrico corresponden a verificar el cumplimiento de las funciones asignadas por ley a los Comités de Operación Económica del Sistema (COES). Es decir, el Osinergmin debe monitorear y regular ciertas actividades con características

monopólicas³ en el mercado eléctrico para asegurar que la aplicación que se hace de las reglas cumpla con objetivos como son el promover la competencia y el desarrollo del mercado aunados a la seguridad con que se debe operar el sistema eléctrico.

No obstante lo dicho en el párrafo anterior, el referido Organismo no dispone de un sistema organizado que le permita detectar y determinar las conductas de los agentes⁴, y además los defectos en el diseño del mercado así como el cumplimiento de la normativa vigente para luego tomar las medidas correctivas correspondientes en forma oportuna y acertada.

Actualmente el Organismo supervisor y fiscalizador, dispone de la información proporcionada por las empresas concesionarias a través de una réplica del SCADA (Control Supervisorio) del COES, y cierta información disponible en el portal de internet del mismo y, adicionalmente puede requerir temas específicos con lo cual determina ciertos comportamientos o defectos en el sistema eléctrico en forma puntual; sin embargo, no dispone de un sistema con el cual vigile en forma permanente ciertos parámetros relevantes que, como ya se dijo, le permita apreciar la conducta de los agentes y fallas en el diseño del mercado.

1.3. Objetivo e Hipótesis

El tema en investigación es determinar la forma adecuada de vigilar o monitorear un mercado eléctrico para determinar la situación de la operación del sistema, la situación del mercado, su estructura y el desempeño del mismo.

En este contexto el objetivo general de este trabajo es determinar y establecer un sistema organizado de indicadores que permita la vigilancia de un mercado eléctrico, que refleje criterios técnicos y económicos que sean relevantes; los cuales puedan ayudar a identificar riesgos, defectos en el diseño del mercado y conducta de agentes, para luego proponer cambios normativos.

2 Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión en Generación – José Gallardo, Raúl García y José Távora, 2005.

4 Evaluación y Análisis de la Normatividad Internacional Relacionada a los Procesos de Fiscalización de Operadores de Sistemas Eléctricos y/o Administradores de Mercado – Osinergmin – Enero 2005

Un objetivo específico será proponer una relación de indicadores a monitorear para el Sistema Eléctrico Interconectado Internacional.

Un segundo objetivo específico consistirá en evaluar en el pasado, del mercado eléctrico mayorista peruano, una relación de ciertos indicadores y las situaciones críticas que reflejaron así como las consecuencias y, como se superaron dichas crisis con la implementación de cambios normativos y medidas correctivas por parte del Estado.

En relación a lo anterior planteamos las siguientes hipótesis:

- Una determinada relación de indicadores permite establecer la situación del mercado y del sistema eléctrico.
- El seguimiento de ciertos indicadores advierte de situaciones de riesgo y variaciones de precios, defectos en el diseño de mercado y comportamiento de los agentes.

1.4. Alcances

El presente trabajo se revisa la literatura más relevante referente a las formas y modelos de supervisión o vigilancia que se implementaron en los mercados eléctricos mayoristas a nivel internacional y los resultados de su aplicación.

Además se seleccionan los indicadores que sean adecuadamente aplicables al mercado eléctrico mayorista peruano, y que resulten herramientas adecuadas desde el punto de vista operativo.

Para desarrollar la presente investigación se requiere revisar las formas y modelos de supervisión o vigilancia, en función de su normativa, de los mercados existentes a nivel internacional, además la evaluación y análisis de las principales características del mercado eléctrico mayorista peruano, las experiencias más relevantes ocurridas, de manera que se puedan determinar los indicadores más eficientes que sean aplicables.

Las actividades previstas son necesarias ya que siendo los mercados eléctricos desde el punto de vista de su estructura, comportamiento y desempeño complejos, constituyen sistemas singulares a la par que la normativa bajo la cual operan en la práctica son diferentes en cada país.

Las características peculiares de cada mercado eléctrico mayorista también puede ser apreciado y corroborado si consideramos la intensidad del uso de las diferentes tecnologías, en cuanto a la generación de energía eléctrica, las mismas que requieren diferentes tipos de combustibles o medios para generar energía que resultarán en diferentes costos de inversión y operativos.

En resumen las actividades que comprende la presente investigación son:

- Revisar y evaluar la experiencia internacional referente a la supervisión y vigilancia de los mercados eléctricos mayoristas.
- Plantear un esquema de supervisión organizado para el mercado eléctrico peruano, utilizando las herramientas de monitoreo más relevantes acorde con la estructura y desempeño actual del mercado eléctrico mayorista.
- Acorde con la normativa actual evaluar algunos indicadores que resultan importantes por los hechos ocurridos en el pasado como las sequías, congestiones de equipos eléctricos, variaciones en el despacho de carga y comportamiento de los costos marginales.

1.5. Estructura del Trabajo

En el Capítulo 1, se hace el planteamiento del problema, el objetivo y alcances del trabajo, siendo el objetivo general elaborar una propuesta de indicadores de monitoreo del mercado eléctrico, que permita reflejar aspectos técnicos de importancia, los cuales puedan ayudar a identificar riesgos, defectos en el diseño del mercado y conductas inadecuadas de los agentes.

En el Capítulo 2, se hace una descripción general de los agentes del mercado eléctrico, las estructuras de mercado, se muestra cómo se clasifican los mercados eléctricos, las características de la electricidad y los problemas específicos de los mercados eléctricos.

En el Capítulo 3, se desarrolla el marco teórico del monitoreo de los mercados eléctricos, las herramientas que se utilizan y de acuerdo a la tendencia actual se define el rol del Operador del Sistema Eléctrico y del Administrador del Mercado

Eléctrico. Se muestran esquemas de monitoreo a nivel internacional y se resume experiencias de casos emblemáticos precisando las causas que originaron las crisis en dichos mercados. Además se resume los inconvenientes por los que pasó el mercado eléctrico peruano. Y finalmente se hace un resumen de las lecciones aprendidas en otros mercados así como las características del responsable de monitorear mercados.

En el Capítulo 4, se muestran brevemente los criterios generales que se deben tener en cuenta para diseñar el sistema de monitoreo de mercado, la implementación correspondiente, y se establece el sistema de indicadores desde el punto de vista de la Situación del Operación del Sistema Eléctrico, de la Situación de la Operación del Mercado, Estructura del Mercado y, Desempeño y Poder de Mercado. Los cuales se obtienen de la revisión de una serie de artículos técnicos y libros que describen las estructuras de los mercados eléctricos internacionales.

En el Capítulo 5, se describen situaciones críticas que se presentaron en el sistema eléctrico y sus consecuencias en el mercado eléctrico. También se evalúa la importancia de monitorear algunos indicadores como las cotas de embalses, congestiones de equipos, variaciones en el programa de despacho de carga y el desempeño de los costos marginales de corto plazo. Se realiza una evaluación y según el caso la manera como se superó la crisis ocurrida.

En el Capítulo 6, se presentan las conclusiones y recomendaciones. Se precisa que la presente investigación representa una evaluación parcial de la problemática del mercado eléctrico y, que queda pendiente evaluar más indicadores con el objeto de prever y evitar la ocurrencia de situaciones críticas así como implementar oportunamente aspectos normativos.

CAPÍTULO 2: LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

El comienzo de la liberalización del sector eléctrico en muchos países ha resultado como consecuencia de implementación de programas políticos de los gobiernos de turno y, los temas de discusión de cómo diseñar mercados eléctricos para promover competencia en un sector que en el pasado estuvo organizado como monopolio, representa talvez un gran desafío para la regulación. A pesar del tiempo transcurrido desde que se iniciaron los procesos de liberalización, las metodologías o técnicas para llegar a una competencia efectiva todavía no están bien definidas y dependen de las características particulares de cada país.

Ante las dificultades que se tienen para transformar el modelo de regulación del sector eléctrico, la eventual aparición de fracasos y crisis han originado periodos de desconfianzas frente al proceso de liberalización.

A efecto de comprender cómo están organizados los mercados eléctricos que se encuentran en proceso de liberalización, a continuación vamos a establecer ciertas definiciones básicas que rigen en la actualidad.

2.1. Agentes de los Mercados

En un mercado eléctrico dependiendo del diseño establecido generalmente se identifican los siguientes agentes:

- 2.1.1 **Generador:** Está representado por los propietarios de las centrales hidroeléctricas y térmicas convencionales y térmicas convencionales; y aquellos que tienen unidades de generación eléctrica no convencional como son los que utilizan el viento y la radiación solar.
- 2.1.2 **Auto productores:** Representado por usuarios que producen energía eléctrica para su consumo y parte de ella lo entregan al sistema eléctrico
- 2.1.3 **Distribuidor:** Representa a las empresas de distribución eléctrica que tiene concesión en un área geográfica.

- 2.1.4** Transmisor: Corresponde a las empresas de transmisión que tienen sus líneas eléctricas de varios niveles de tensión. Se encargan del transporte de la energía eléctrica desde los lugares de generación a los centros de consumo.
- 2.1.5** Usuario Regulado: Corresponde al consumidor final con tarifa regulada.
- 2.1.6** Usuario Libre Grande: Aquellos que toman energía eléctrica sobre un determinado volumen. Estos usuarios tienen la opción de negociar a precios libremente pactados.
- 2.1.7** Comercializador: Entidad con capacidad económica que puede comprar y vender energía eléctrica.
- 2.1.8** Agente Externo: Son aquellas entidades externas al país que desean interactuar en el mercado bien sea como compradores o vendedores de energía eléctrica.
- 2.1.9** Supervisor y/o Ente Regulador del Mercado: encargado de vigilar o supervisar el cumplimiento de la normativa del sector por parte de los agentes del mercado, y además establece las normas y reglas, y resuelve controversias.

Adicionalmente para coordinar la operación del sistema eléctrico y el funcionamiento del mercado eléctrico, existen en general dos entidades:

- 2.1.10** -Operador de la Red o Sistema (OS): es el prestador de los servicios y requerimientos técnicos que permite que el sistema eléctrico funcione con seguridad y en forma económica.
- 2.1.11** Operador o Administrador del Mercado (OM): el cual se encarga de administrar el mercado financiero de venta y compra de energía eléctrica.

2.2. Estructuras de Mercado Eléctrico Básicas

En ciertos países se han desarrollado complejas y variadas estructuras de mercado que permitan que se den condiciones de competencia en el sector electricidad, y es así que en la actualidad existen muchas organizaciones de mercados eléctricos.

En general y teniendo en cuenta la opertividad se distinguen cuatro formas básicas para realizar transacciones de energía eléctrica, la cuales son⁵:

2.2.1 Contratos Bilaterales Físicos

⁵ Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos para su implementación en Chile; Luis Vargas D., Rodrigo Palma y Oscar Moya A.

En este caso, los suministradores y consumidores de energía eléctrica establecen relaciones de tipo comercial en forma libre, esto puede ser en forma directa o a través de un comercializador. Las referidas relaciones se logran en un intercambio directo de ofertas entre los que participan en el mercado.

La característica básica de un contrato bilateral físico es la relación directa con el despacho de la operación eléctrica que resulta. Esto es, con el contrato de entrega de energía eléctrica acordado, el suministrador garantiza la entrega en el sistema eléctrico la potencia especificada en un programa de operación. Por otro lado, las cargas o demandas del consumidor que forma parte en el contrato, deben consumir la potencia eléctrica especificada en el programa de operación mencionado.

Aquí las funciones del OS y el OM se ejecuta en forma integrada o única, esto es, por una sola agente que actúa tomando ambos roles. Por otro lado, teniendo en cuenta los criterios de seguridad y confiabilidad, el operador del sistema determina si es factible la operación eléctrica y los servicios requeridos por la red eléctrica para la ejecución técnica del contrato bilateral físico solicitado. Además, haciendo uso de una metodología determinada, se calcula la tarifa o peaje resultante para la transacción bilateral. El desarrollo y evolución en el tiempo del programa de operación eléctrica así establecido, está en función directa del periodo de tiempo que permanecen los contratos bilaterales físicos.

2.2.2 Contratos Bilaterales Financieros

Tal como lo mencionado a los contratos bilaterales físicos, los contratos bilaterales financieros surgen del libre intercambio comercial entre suministradores y consumidores de energía eléctrica, esto puede ser en forma directa o a través de un agente comercializador. No obstante, los contratos bilaterales financieros no afectan al despacho de la operación eléctrica, dado que ellos tienen por objeto administrar, de acuerdo a una estrategia de mercado, el riesgo de variaciones futuras del precio de la electricidad.

2.2.3 Modelo Tipo Pool

Aquí los suministradores y consumidores de energía no tienen relaciones comerciales directas entre ellos. Las ventas y compras de energía son

determinadas y valorizadas por el encargado de la función Operador de Mercado (OM) teniendo en cuenta el criterio de optimizar los costos totales del sistema eléctrico. Es así que, dependiendo del esquema seleccionado, suministradores y consumidores entregan sus ofertas al OM. El programa de operación que resulta es derivado a quien realiza la función del Operador del Sistema (OS), y éste se verifica si es factible desde el punto de vista técnico. De esta forma el OS, de ser el caso, puede realizar las correcciones que sean necesarias al programa de operación y establece los servicios auxiliares requeridos por la red eléctrica.

Las características básicas de esta modelo son:

- Los agentes de generación tienen carácter de participación obligatoria,
- Se centra en la operación segura y económica del sistema,
- Tiene en cuenta en forma detallada ciertos aspectos técnicos de la operación del sistema, tales como: servicios complementarios, congestión, etc.

2.2.4 Bolsa de Energía⁶

Es una entidad encargada de recibir ofertas por la compra y venta de electricidad, y trata de establecer el equilibrio entre ellas. Según la experiencia internacional la Bolsa de Energía (BE) puede adquirir estructuras muy diversas. La BE puede ser definida como una parte integrante o caso particular de una estructura tipo Pool, en la cual ejecuta la función de operador de mercado con las características que siguen:

- Una BE no es obligatorio la participación de los generadores como en el caso de un “mandatory pool”,
- Los productos comercializados en una BE son estandarizados, de manera de facilitar el proceso de entrega de ofertas de compra y venta y el posterior cálculo del precio de mercado,
- El distribución de información entre agentes es mucho más reservado en el caso de una BE,

⁶ Modelo Orientado al Objeto para la Simulación y Gestión de Mercados Eléctricos Competitivos; E. Handschin, L. Müller, T. Nikodem, R. Palma - Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung
Prof. Dr.-Ing. Edmund Handschin, Universität Dortmund, D-44221 Dortmund, Deutschland.

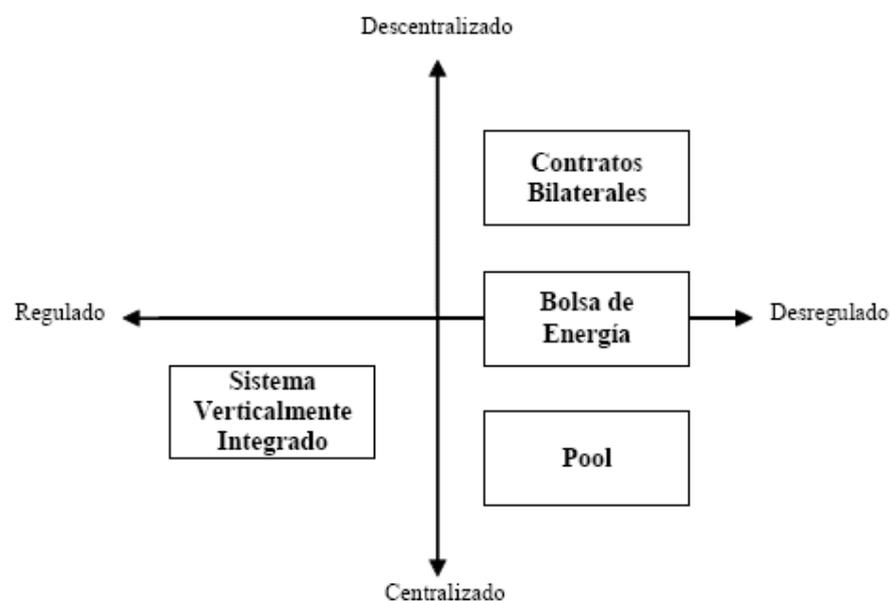
- La BE no evalúa aspectos técnicos de la operación del sistema, tales como: servicios complementarios, congestión, etc.,
- La BE tiene un enfoque comercial, a diferencia de una estructura clásica de Pool que se enfoca en la operación económica y segura del sistema
- Mayormente una BE no define el despacho final de las unidades generadoras y sus resultados con respecto a la producción de electricidad tienen un carácter preliminar,

Por lo dicho anterior, se tiene la necesidad de la participación de un operador de red (OS) para implementar desde el punto de vista técnico los resultados de la BE.

En la práctica usual los mercados se forman con una combinación de algunos de estos modelos.

En el gráfico que sigue a continuación se muestra como las estructuras de mercado básicas se ubican entre los extremos de ser centralizados o descentralizados.

Gráfico 1: Ubicación de las Estructuras de Mercado Básicas entre los Extremos de ser Centralizados o Descentralizados



Fuente: Paulo Atienza: Tesis – Pontificia Universidad Católica de Chile -2001

2.3. Clasificación de los Mercados

2.3.1 Por la Magnitud de Energía Comercializada

- Mayorista: en éste la electricidad es vendida en grandes bloques de cierto período de tiempo (horas o medias horas). Generalmente la venta de electricidad de un generador a un distribuidor.
- Minorista: corresponde a la compra que hacen los usuarios domésticos finales a las empresas distribuidoras.

2.3.2 Por el Grado de Competencia

- Mercados Regulados: son aquellos en los que las tarifas son fijas en cierto periodo de tiempo y son establecidas por el Regulador.
- Mercados Libres: son aquellos en los que el precio de venta y compra de la electricidad se establece en una negociación libre entre las partes involucradas.

2.3.3 Por el Período para el cual se Negocia la Energía Eléctrica

- Mercado Spot: aquel en la que entrega y el pago se realiza en corto período de tiempo o corto plazo. Así se tienen mercados diarios, de tiempo real o balance.
- Mercado de Contratos Forward o de Largo Plazo: mercados paralelos a las bolsas en los que se realizan acuerdos comerciales o financieros no estandarizadas, osea a la medida de las partes que intervienen y a largo plazo.

2.4. El Negocio del Mercado Eléctrico

Entre los productos o servicios que pueden ser comercializados en un mercado eléctrico en general tenemos:

- La potencia eléctrica
- La energía eléctrica
- Los derechos de transmisión de electricidad
- Los servicios complementarios

- Los bonos de contaminación
- Los combustibles

Sin embargo, no todos los productos o servicios mencionados son comercializados de la misma manera en los diferentes mercados. Para comprender esto describiremos las características de la electricidad que precisamente motiva el tratamiento que se le da en los mercados eléctricos, así podemos mencionar que⁷ la electricidad:

1. Es reconocida como un “commodity” esencial de interés público, a pesar que no reúne las características propiamente de un commodity.
2. A diferencia de otros productos no puede ser económicamente almacenada, motivo por el cual la oferta y la demanda por el producto debe ser mantenido en equilibrio.
3. La electricidad sigue el camino de menor resistencia⁸ eléctrica.
4. La electricidad viaja a la velocidad de la luz.
5. El transporte de la electricidad en la red queda sometido a una serie de complejas interacciones físicas.
6. La elasticidad precio de la electricidad es baja para los compradores, lo cual origina un incremento de la oportunidad para el ejercicio de poder de mercado de parte de los vendedores.
7. El mercado es complejo dado su naturaleza técnica, es decir, el conjunto de habilidades que es requerido para monitorear el mercado está generalmente limitado a los especialistas involucrados en estas industrias.
8. Se requiere de una red eléctrica sea eficiente para transportar la electricidad desde las centrales de generación hasta los lugares de consumo. El hecho de que los agentes dependan de un medio de transmisión compartido, origina que el accionar de un agente afecten a otros, por lo que se necesita que la operación sea debidamente coordinada.
9. Existen elevadas barreras de entrada y de salida, pues el sector eléctrico es intensivo en capital, con largo períodos de maduración de las inversiones.

⁷ Introductory Primer on the Monitoring and Surveillance of electric Power Markets: Prepared for the Philippine Energy regulatory Commission By The Academy for Educational Development – Under USAID Contract N° LAG-I-00-98-00011-00

⁸ Bases para el Diseño de los Mercados Eléctricos, por Juan de la Cruz Ferrer, Profesor Jean Monnet Director del Centro Europeo de Regulación Económica. Publicado en la Revista del Derecho de las Telecomunicaciones e Infraestructuras de Red (REDETI), n 26 (2006) y 28 (2007)

10. La demanda de electricidad es difícil de predecir.
11. Conocimiento de los costos del resto de los agentes, pues las empresas conocen la curva de costos de sus competidores, y mediante relaciones o modelos, pueden pronosticar con cierta aproximación sus conductas por lo que puede darse el caso de prácticas de colusión.

2.5. Limitaciones de los Mercados Eléctricos

A continuación mencionaremos algunas limitaciones en los mercados eléctricos:

- Limitaciones de tipo operativo:
 1. El equilibrio producción-demanda⁹ tiene que mantenerse y respetarse todo el tiempo, dentro de ciertas tolerancias estrechas existiendo el riesgo de que pueda producir un colapso del sistema eléctrico. Como ya se mencionó el almacenamiento de la electricidad no es posible, salvo el caso de manera indirecta, como lo representa la energía potencial del agua almacenada en los embalses.
 2. En un mercado eléctrico existen limitaciones de tipo operativo, pues el suministro de electricidad debe hacerse en condiciones de seguridad, confiabilidad y economía, para lo cual, como ya se mencionó se requiere de una entidad que se encargue de las operación del sistema eléctrico, es decir, el operador del sistema.
 3. Necesariamente un único operador debe coordinar el balance entre la producción y demanda en cada instante y en forma permanente en un sistema eléctrico interconectado.
 4. Los flujos de energía por la red eléctrica siguen leyes físicas. El conjunto de las unidades de generación debe asumir, por otra parte, las pérdidas de energía que ocurren en el transporte, es decir, la red eléctrica, como resultado de esas leyes físicas.
 5. El grado de confiabilidad que resulta de la correcta operación del sistema eléctrico se traduce en un bien público para el conjunto de participantes

⁹ Regulación en los mercados eléctricos competitivos, Mario Ibarburu, Documento No. 08/01 Diciembre, 2001- Universidad de la República -Facultad de Ciencias Sociales Dpartamento de Economía

- Limitaciones integracionales:

Por otro lado, se dice que existen limitaciones de tipo integracional con otros mercados, ya que la comercialización de la energía estará concunscrita al área geográfica del sistema eléctrico y a la existencia de interconexiones con otros sistemas eléctricos que se encuentren dentro de un mismo país o entre países vecinos.

2.6. Problemas Específicos de los Mercados Eléctricos Competitivos

La Seguridad

El diseño de los mercados eléctricos se fundamenta en los inconvenientes que origina la electricidad como producto y específicamente en el sector eléctrico por su tecnología, dado que las alternativas de solución de estos problemas condicionan la seguridad del suministro al usuario final y la factibilidad de lograr acuerdos comerciales eficientes.

Es así que la desintegración de los monopolios verticales y con el inicio de la competencia en los mercados se logró cierta eficiencia no sólo en la operación sino también en la expansión de los sistemas eléctricos, dado que las inversiones tendieron a hacerse con más eficiencia. No obstante, según la experiencia internacional, esto no ocurrió en todos los casos, observándose dificultades y problemas con la seguridad de la operación y con eficiencia económica¹⁰.

Ineficiencia Económica

Respecto de este tema, se puede mencionar las variaciones de los precios con tendencia a subir exageradamente en los mercados eléctricos.

Se tiene que tener en cuenta que existen ciertas características propias de los mercados eléctricos que originan la gran variación de los precios spot (por ejemplo la demanda errática, los diversos costos de operación de las unidades de generación que tienen diversas tecnologías disponibles, congestiones el sistema de transmisión, cambios o variaciones en la hidrología, fallas en el sistema eléctrico etc.), no obstante lo dicho, se tienen otros factores que pueden originar ineficiencias en el mercado.

¹⁰Governance and Regulation of Power Pools and System Operators: James Baker Jr., Bernard Tenebawn, Fiona Woolf – WORLD BANK Technical Paper N° 382, Spt. 1997

En relación a lo dicho se citan como causas principales de estas subidas de precios las siguientes¹¹ :

-
- La existencia de congestiones en la red de transmisión, que pueden causar la formación de sistemas aislados en el sistema eléctrico, en el cual, la unidad generadora que encuentre disponible para la cobertura de la demanda en dichas sistemas aislados puede ofertar a precios altos (esto puede ocurrir en el caso de países que tienen en su estructura de mercado el modelo de bolsa de energía),
- En el caso de las plantas generadoras que participan en un mercado tipo pool y que son puestas en operación solo para cubrir la demanda en horas de punta, pero al operar reducidas horas al año, ofertan precios altos (a veces por encima de los costos variables de operación) para recuperar sus costos de inversión.
- Existencia de vacíos en las reglas del mercado, siendo el origen la inexperiencia en la operación de los nuevos esquemas de mercado establecidos.
- En el largo plazo, la no correspondencia entre oferta y demanda eléctrica. Esto se puede originar en el pronóstico subestimado de la demanda o la falta de incentivo para la inversión, lo que podría ser una razón de tener un margen de reserva ajustada y como consecuencia de ello precios elevados.
- Entre otros imprevistos: fallas, accidentes, variaciones climáticas extremas, catástrofes naturales, sequías, ejercicio de poder de mercado, etc.

De las causas mencionadas, resulta de interés analizar para el caso peruano las congestiones de equipos, sequías, evaluar el margen de reserva existente, entre otros.

¹¹ Yang, J. A Market Monitoring System for the Open Electricity Markets. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2001. (jul. 2001).

CAPÍTULO 3: VIGILANCIA DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

3.1. Marco Teórico del Monitoreo de Mercados Eléctricos

Con la introducción de formas de competencia y al mismo tiempo la poca experiencia en la operación de mercados de electricidad se originaron nuevos problemas. Se pensaba que la implementación de esquemas que tienen sustento en las leyes del mercado, serían suficientes para determinar y asegurar la competencia entre los agentes participantes del mercado.

Pero a medida que paso el tiempo, se originaron diferentes dificultades como el ejercicio de poder de mercado y otros que afectaron la seguridad operativa de los sistemas eléctricos. Las referidas dificultades mayormente se debieron a fallas en el diseño mismo de los mercados y por las conductas anticompetitivas que mostraban algunos agentes, lo cual se puede apreciar en la en cierta literatura técnica^{12,13} entre otros.

3.1.1 Monitoreo del Mercado de Electricidad a partir de la Regulación

Los Agentes del Negocio

Por un lado, los agentes como empresas rentables y competitivas requieren tomar decisiones oportunas y correctas, por lo que se hace necesario disponer con herramientas de monitorización del mercado que suministre confiable y oportuna, para identificar oportunidades y riesgos. Los agentes requieren de un proceso o

¹² Rahimi, A. y Sheffrin, A. Effective Market Monitoring in Deregulated Electricity Markets. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 18, issue 2. (may. 2003).

¹³ Peterson, P., Biewald, B., Johnston, L., Gonin, E. y Wallach, J. Best practices in Market Monitoring. Synapse Energy Economics (nov. 2001).

metodología de seguimiento del mercado eléctrico que proporcione información y, además que conlleve a garantizar un ambiente confiable e imparcial para los todos de manera que se disminuya las asimetrías de información.

Un sistema de monitoreo proporciona información útil para la toma de decisiones y apoya los procesos de planeación estratégica.

El Regulador

Adicional al apoyo para la toma de decisiones, el monitoreo de los mercados eléctricos permite identificar conductas y situaciones inadecuadas en la interacción de los agentes, que pueden ir en contra de los objetivos y fines establecidos por el regulador. Las mencionadas situaciones se deben a muchas causas entre otros:

- Ineficiencias del mercado
- Vacíos regulatorios
- Ubicación geográfica de la demanda
- Aspecto sociales de la población
- Aspectos económicos
- Sospechas de poder de mercado
- Estado del sistema de transmisión
- Condiciones técnicas de la infraestructura, etc.
- Clima

Indicadores y variables

Con el objeto de evaluar la evolución y comportamiento de un mercado eléctrico se requieren analizar las variables e indicadores asociados a dicho mercado, y adicionalmente es necesario, en primer lugar, la identificación de los agentes que conforman la estructura del mercado. Es así, que se realiza la tarea de seleccionar las variables o indicadores más representativos, constituyendo ello una de las principales tareas a solucionar en el proceso de monitorear los mercados eléctricos.

A diferencia de otros tipos de mercados, en el mercado eléctrico las variables e indicadores que interesan cambian dinámicamente. Entonces si los agentes que intervienen no reciben la información de los cambios oportunamente, entonces las

decisiones que se toman pueden convertirse en una asignación ineficiente de recursos.

Las formas de competencia introducidas en el sector eléctrico ha originado el desarrollo de herramientas para monitorear el mercado, de forma que se pueda detectar, por ejemplo, conductas anticompetitivas.

Estado actual de los mercados eléctricos

El mercado eléctrico puede ser modelado como una gran empresa conformada por cuatro unidades de negocio (generación, transmisión, distribución y comercialización) que a su vez compiten entre sí, desarrollando funciones definidas a través de la regulación.

La industria de la generación de electricidad, en el estado del arte de la tecnología actual se encuentra con un elevado nivel de automatización, pero a pesar de ello son necesarios la vigilancia y el seguimiento por parte de expertos¹⁴. La vigilancia de los procesos, y de la evolución constante del producto o servicio son los que permitirán alertar e informar que el funcionamiento del sistema y mercado eléctrico, es el adecuado o no; y esto a su vez permite determinar criterios de cambios o ajustes en el sistema y mercado eléctrico.

Monitoreo

Un sistema de monitoreo es la estrategia que toma como punto de partida determinadas características del mercado que se obtienen del análisis de información, proporcione una visión general sobre la conducta de los agentes y las posibles medidas preventivas y correctivas.

Todos los mercados eléctricos pueden ser monitoreados, no obstante aquellos diseñados en ofertas como las bolsas de energía, en las cuales los agentes generadores compiten con sus ofertas y no con sus costos (Mandatory Pool por ejemplo), necesitan de mecanismos de vigilancia especiales que les permitan ejercer un constante control en el comportamiento de los agentes para que, por medio del uso del poder de mercado, no se presenten enormes transferencias de

¹⁴ Sistemas de Supervisión, J. Colomer, J Meléndez y J. Ayza, CEA-IFAC 2000

dinero injustificadas desde los usuarios a los productores, lo que trae consigo ineficiencias y limita la competencia¹⁵.

Los esquemas de competencia introducidos en el sector ha originado el desarrollo de herramientas para monitorear el mercado, de forma que se pueda detectar, por ejemplo, conductas anticompetitivas. Por otro lado, los agentes del mercado hacen uso de variadas fuente de información que le pueden permitir sus estrategias de negocios.

En general los elementos de monitorización que un plan de monitorización debe tener en cuenta son:

1. Propósito del plan: Se debe describir lo que se quiere monitorear (riesgos, comportamiento de generadores, de carga o competencia de otros participantes), identificar y mitigar comportamientos anticompetitivos, penalizar a los participantes que violen las reglas de mercado, asegurar transparencia en las señales de mercado, identificar amenazas de tipo estructural, financiero y operacional.
2. Procedimientos de implementación: para monitorear se debe tener en cuenta el estado actual de las leyes, las reglas de mitigación (hasta donde puede actuar el control del mercado) y los problemas de conseguir la información.

3.1.2 Objeto del Monitoreo de Mercados Eléctricos

Teniendo en cuenta la seguridad de la operación interconectada de las unidades generadoras, se entiende que siempre se tiene a una entidad técnica (Centro de Control, Coordinador de la operación en tiempo real, Operador del Sistema), encargada de dirigir o coordinar la conexión y desconexión de las unidades generadoras y equipos del sistema eléctrico, que permitan con holgura satisfacer los requerimiento de una demanda de energía eléctrica variable en el tiempo. Sin embargo, dichas entidades no siempre han tenido atribuciones adicionales como para aspectos de competencia.

Por el motivo anterior se tiene la necesidad de crear sistemas de información o sistemas de monitoreo con responsabilidades y funciones definidas, que coordinen

¹⁵ Monitorización del Mercado de la Energía Eléctrica a Partir de la Regulación; J.A: Felizola Cruz, G. Carrillo Caicedo y R.D. Cruz Rodríguez; Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica , SICEL 2007.

con lo demás agentes (incluido el regulador) de forma tal que las actividades se realicen en manera más eficiente.

Es así como los llamados Sistemas de Monitoreo de Mercado (SMM) aparecen con el fin de vigilar o supervisar la conducta de los agentes y, detectar comportamientos anticompetitivos o inconvenientes en el diseño mismo del mercado que incentiven dichas conductas; las cuales pueden estar conduciendo a un desempeño ineficiente o afectando en forma negativa la operación económica y técnica, todo lo anterior para después sugerir medidas correctivas a dichos inconvenientes.

No obstante lo dicho, el alcance de presente trabajo es establecer una relación de los indicadores y variables más relevantes en forma organizada para el sistema de generación hidrotérmico peruano y luego evaluar en un periodo determinado el comportamiento de algunos indicadores.

En resumen el objeto del monitoreo de mercado es¹⁶:

- Evaluar y reportar el desempeño del mercado.
- Monitorear el cumplimiento de las normas/reglas y aplicar medidas atenuantes y sanciones cuando sea aplicable y autorizado.
- Proponer cambios a las normas/reglas para mejorar la operación y desempeño del mercado.

De este modo, los mercados en los que se han implementado uno de estos SMM ha establecido determinadas funciones acorde a su estructura de diseño, pero en términos generales se tiene tres funciones básicas que se realizan:

- a) Detectar fallas en el diseño del mercado (reglas, normas o estructuras) que podrían originar distorsiones en los resultados del mercado, además comportamientos ineficientes y estratégicos, etc.
- b) Remediar los problemas anteriores, o alternativamente proponer medidas correctivas.
- c) Identificar problemas de ejercicio de poder mercado

¹⁶ A Review of Market Monitoring Activities at U.S. Independent System Operators - Western Interstate Energy Board Committee on Regional Electric Power Cooperation, Las Vegas NV, November 4, 2003

3.1.3 Herramientas que se utilizan

Los Sistemas de Monitoreo de Mercado emplean diferentes herramientas. Un grupo importante lo conforman una serie de indicadores que se emplean para evaluar el desempeño del mercado eléctrico¹⁷. Otra parte, corresponde a las relaciones o modelos de simulación, que se emplean para evaluar la operación técnica y económica del sistema eléctrico, así como simular las posibles conductas estratégicas que podría estar realizando determinado agente.

Adicionalmente, se tienen los controles o seguimientos que se van realizando en línea sobre las variables y parámetros de operación del sistema, con los que se podrían ir construyendo curvas tendenciales. En general las mediciones y herramientas se pueden emplear en forma combinada.

Actualmente, en la literatura técnica se hallan una serie de indicadores, en especial en los reportes de los ISO (Independent System Operators).

Algunos indicadores permiten evaluar situaciones en el corto plazo y otros en el largo plazo.

3.2. Monitoreo de los Mercados Eléctricos

Un sistema eléctrico con el objeto de optimizar recursos se interconecta con otros sistemas eléctricos dentro de un área geográfica, para lo cual requieren que sus operaciones sean coordinadas, de manera que se mantenga el equilibrio oferta-demanda y se consiga ciertos niveles de confiabilidad, seguridad y, economía.

Durante los años setentas y ochentas muchas empresas de servicio público de electricidad con la finalidad de reducir sus costos formaron los “power pools” y operaron de una manera coordinada. Así fue posible transmitir potencia desde una empresa de servicio público, la cual tenía fuentes de generación más baratas a otra que tenía fuentes de generación más costosa¹⁸.

Con la restructuración de los sistemas eléctricos se mantiene esta función en entidades que se encargan de la operación coordinada teniendo en cuenta los aspectos técnicos y también los aspectos económicos.

¹⁷ Muchos de ellos no han sido desarrollados exclusivamente para evaluar el mercado eléctrico, sino los mercados en general.

¹⁸ Operation of Restructured Power Systems; Kankar Bhattacharya, Math H.J. Bollen, Jaap E. Daalder. Chalmers University of Technology - KLUWER ACADEMIC PUBLISHERS.

3.2.1 Rol del Operador del Sistema y del Administrador del Mercado

En mercados eléctricos competitivos la función de vigilancia del mercado se asigna generalmente al Regulador sectorial, para asegurar que la aplicación de las reglas, o las reglas en sí mismas, cumplen con el objetivo de promover la competencia y el desarrollo eficiente del Mercado, así como también para vigilar que el comportamiento de las ofertas de los agentes y de la administración del mercado, corresponden a sana competencia y cumplimiento de las reglas y normas vigentes para el mercado.

Sin embargo, en muchos casos la función de vigilancia no se asigna directamente al Regulador, sino a entidades denominadas “Operador del Sistema y/o Administrador del Mercado” (OS/AM) que deben cumplir con sus responsabilidades oportunamente y con la debida formalidad, en particular debe garantizar su transparencia, independencia, predictibilidad (cumplimiento de las normas vigentes) y trato no discriminatorio a todos los agentes.

Para ello se debe verificar si las normas, los modelos, metodologías y procedimientos que emplea el OS y AM son eficientes, seguros y auditables.

Operador del Sistema Eléctrico

Es el responsable de la gestión técnica del sistema eléctrico.

Administrador del Mercado

Es el responsable de la gestión económica del sistema eléctrico.

3.2.2 Esquemas de Monitoreo a Nivel Internacional

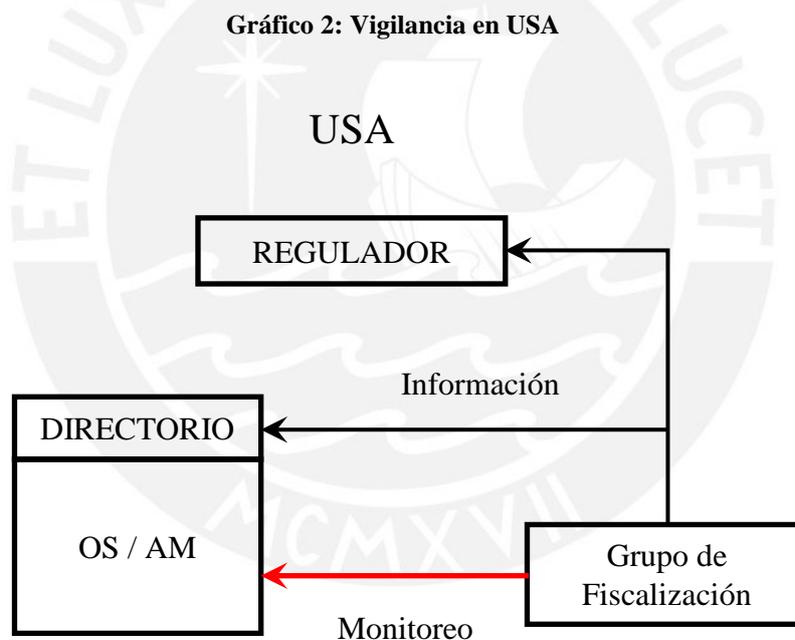
A continuación se muestra en forma resumida en el ámbito internacional cómo interactúa el Regulador con el OS y el AM.

Empezaremos por mencionar que en Los Estados Unidos de Norteamérica (USA) se tiene una entidad denominada Federal Energy Regulatory Commission (Comisión Federal Reguladora de Energía, FERC) que obliga establecer a cada Operador del Sistema (ISO o RTO¹⁹) un mecanismo de vigilancia del mercado, compuesto por personal experto e independiente que realice el seguimiento de las ofertas de los participantes del mercado y los precios de los mercados que administra el OS, así como del diseño y reglas de dicho mercado. Su objeto es

¹⁹ Regional Transmission Operator

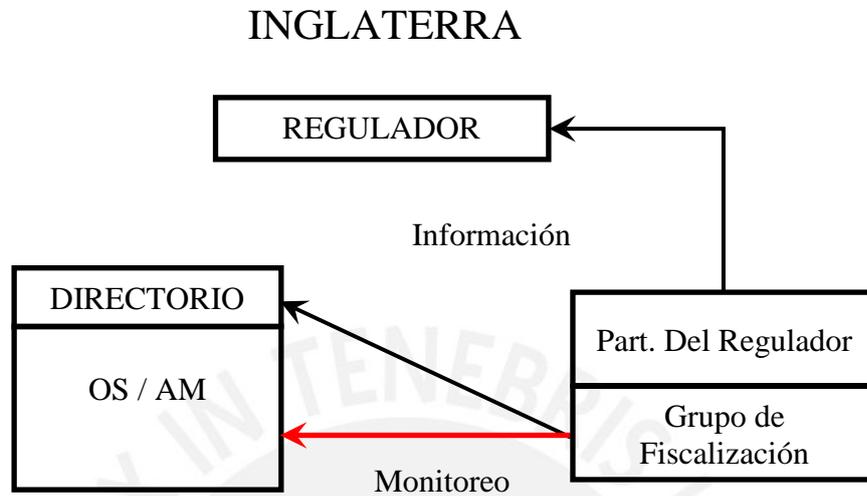
monitorear todos los sectores del mercado, el impacto de la regulación en la eficiencia y la efectividad del mercado y proponer cambios en las normas. La experiencia de estos grupos lleva a recomendar que el grupo de vigilancia se ubique dentro del regulador no en el ISO por que una de sus funciones debe ser también vigilar el comportamiento del ISO. Es así que en USA se tiene la siguiente estructura de vigilancia o fiscalización que se muestra en el Gráfico N° 2.

En el referido Gráfico²⁰: se aprecia que el grupo de fiscalización monitorea y vigila al OS y AM, e informa al Regulador y al Directorio. Mientras que en Inglaterra el esquema es el siguiente: el grupo de fiscalización que es parte del Regulador vigila al OS y AM, informado a su Directorio, ver Gráfico N° 2.



²⁰ Evaluación y Análisis de la Normatividad Internacional Relacionada a los Procesos de Fiscalización de Operadores de Sistemas Eléctricos y/o Administradores de Mercado (Documento preparado por SERING para Osinergmin en Enero-2005)

Gráfico 3: Vigilancia en Inglaterra



Nueva Zelanda es quizás el único Mercado voluntario y autoregulado, y tiene un comité de disciplina y monitoreo creado por contrato, ver Gráfico N° 4. Mientras que en Australia la NECA (National Electricity Code Administrator) ha desarrollado un intensivo monitoreo y control de mercado para asegurar la libre competencia, ver Gráfico N° 5.

Gráfico 4: Vigilancia en Nueva Zelanda

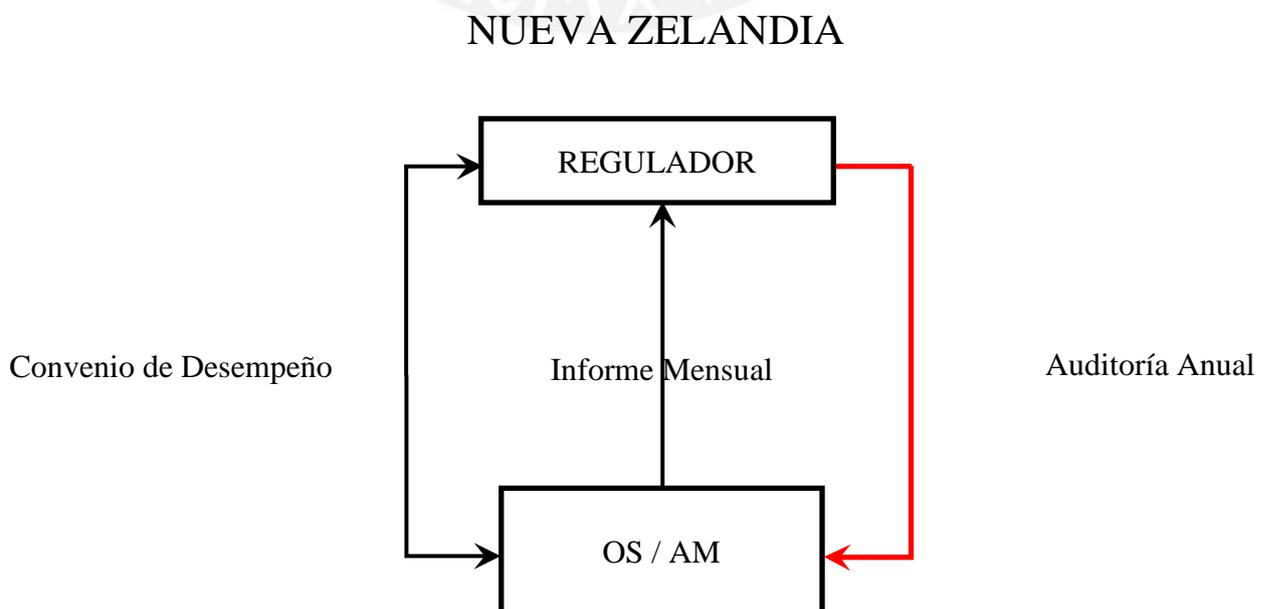
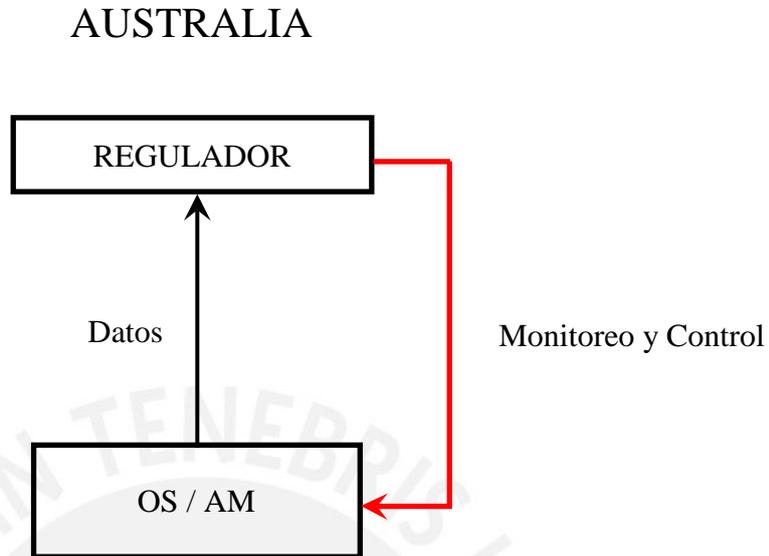
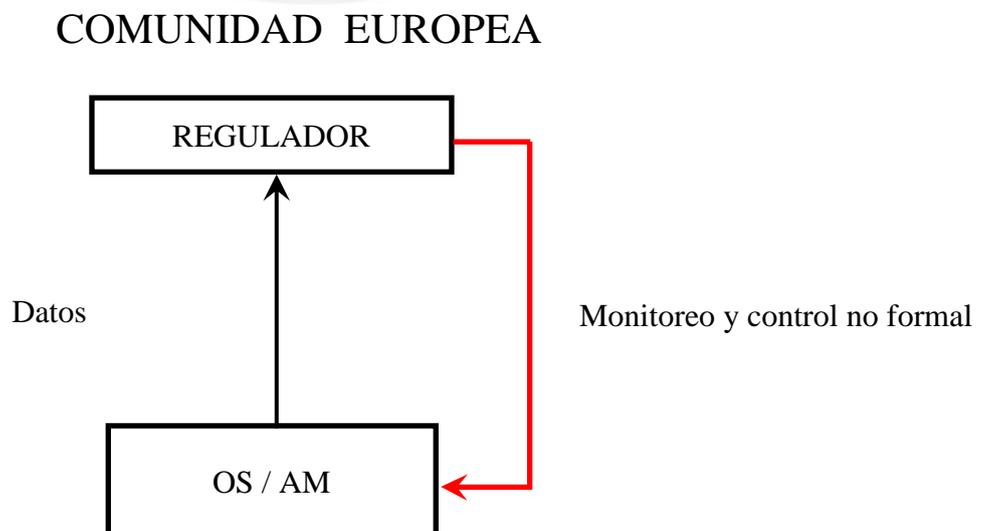


Gráfico 5: Vigilancia en Australia



Europa no ha desarrollado la función de vigilancia como un grupo independiente como lo está en América del Norte. La normativa indica que los estados miembros crearán los mecanismos oportunos y eficaces de la regulación, control y transparencia, para evitar en lo posible los abusos de posición dominante, y esto especialmente en detrimento de los consumidores, así como toda práctica abusiva. En general la función de vigilancia la desarrolla el regulador de un manera no muy intensa, dado que los mercados europeos son muy pocos competitivos.

Gráfico 6: Vigilancia en la Comunidad Europea



América Latina

En general la vigilancia de los mercados eléctricos se justifica principalmente en aquellas estructuras de mercado donde existe oferta de precios (Bolsas de Energía), en las cuales no necesariamente los agentes correspondientes están obligados a ofertar precios. En estos mercados existe más posibilidad que se manifieste el poder de mercado en una determinada modalidad.

En mercados eléctricos donde no exista Bolsas de Energía y más bien exista un mercado de costos como en el Perú (mercado de corto plazo o mercado spot), la vigilancia tiene como objetivo determinar conductas anti-competitivas, defectos en el diseño del mercado y ejercicio de poder de mercado en el mercado de corto plazo.

La fiscalización de las actividades de los administradores y operadores del mercado en general en el nivel de control formal es bajo: no obstante ello es notable el avance que se está dando en Centroamérica (El Salvador, Guatemala, Panamá y SIEPAC²¹). Se puede clasificar la situación de fiscalización en los distintos países de la siguiente manera:

- Control por participación del Regulador en la dirección del Operador: ver Gráfico N° 7
 1. Argentina: el regulador del Mercado Mayorista (la Secretaría de Energía) tiene una participación directa en el Directorio de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico).
 2. Ecuador: el gobierno tiene una participación directa en el Directorio del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía). Adicionalmente el regulador controla lo emitido por el CENACE de manera informal
 3. Bolivia: El regulador participa del CND (Centro Nacional de Despacho de Carga).

- Control por existencia de una actividad de control con procedimientos establecidos (en todos los casos en desarrollo): ver Gráfico N° 8
 1. El Salvador
 2. Guatemala

²¹ Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central

3. Panamá
4. SIEPAC
5. Uruguay

• Control del regulador sin un procedimiento específico establecido: ver Gráfico N° 9

1. Chile
2. Brasil
3. Colombia

• Control del regulador con procedimientos específicos establecido: ver Gráfico N° 10

Perú

Gráfico 7: Vigilancia en Ecuador, Bolivia

ECUADOR, BOLIVIA

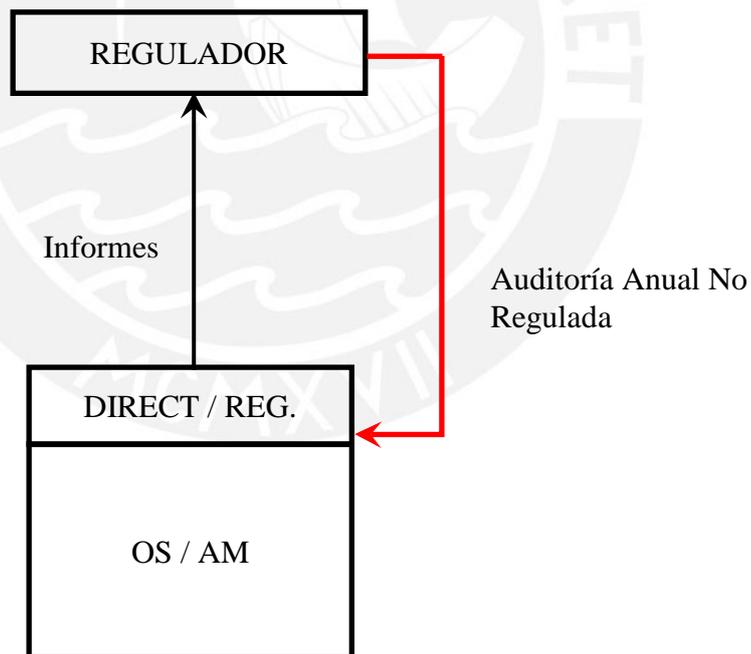


Gráfico 8: Vigilancia en SIEPAC, El Salvador, Guatemala y Panamá

SIEPAC, EL SALVADOR,
GUATEMALA, PANAMÁ

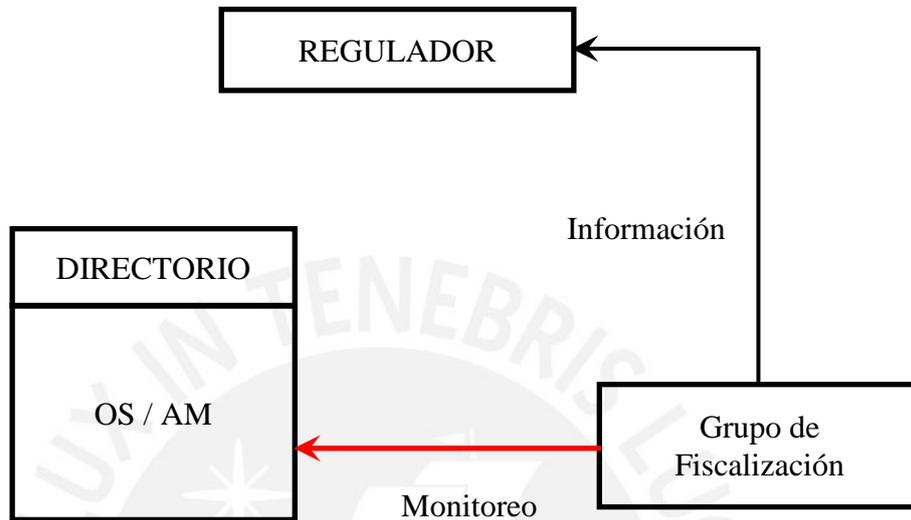


Gráfico 9: Vigilancia en Brasil, Chile, Colombia

BRASIL, CHILE,
COLOMBIA (fiscalizador)

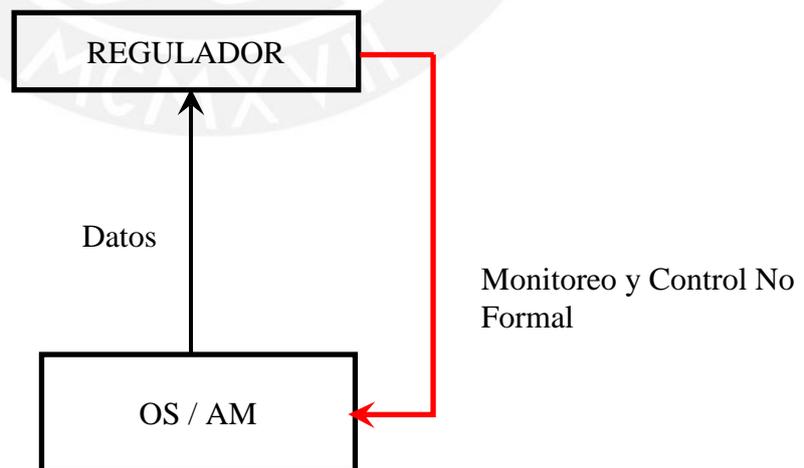
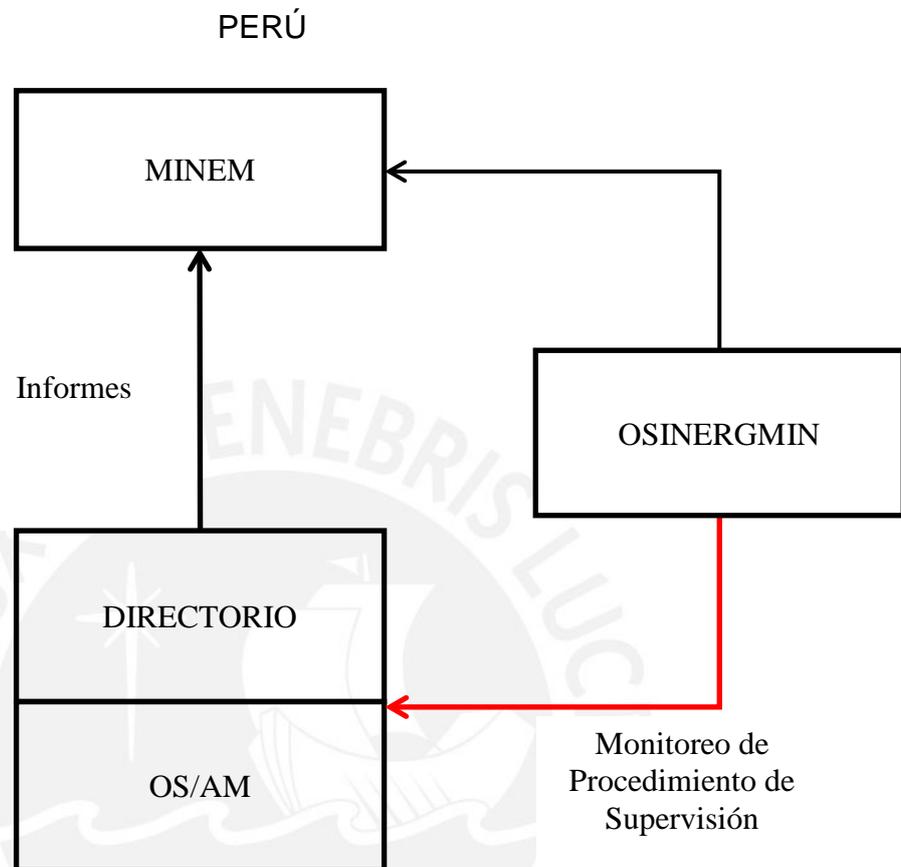


Gráfico 10: Vigilancia en Perú

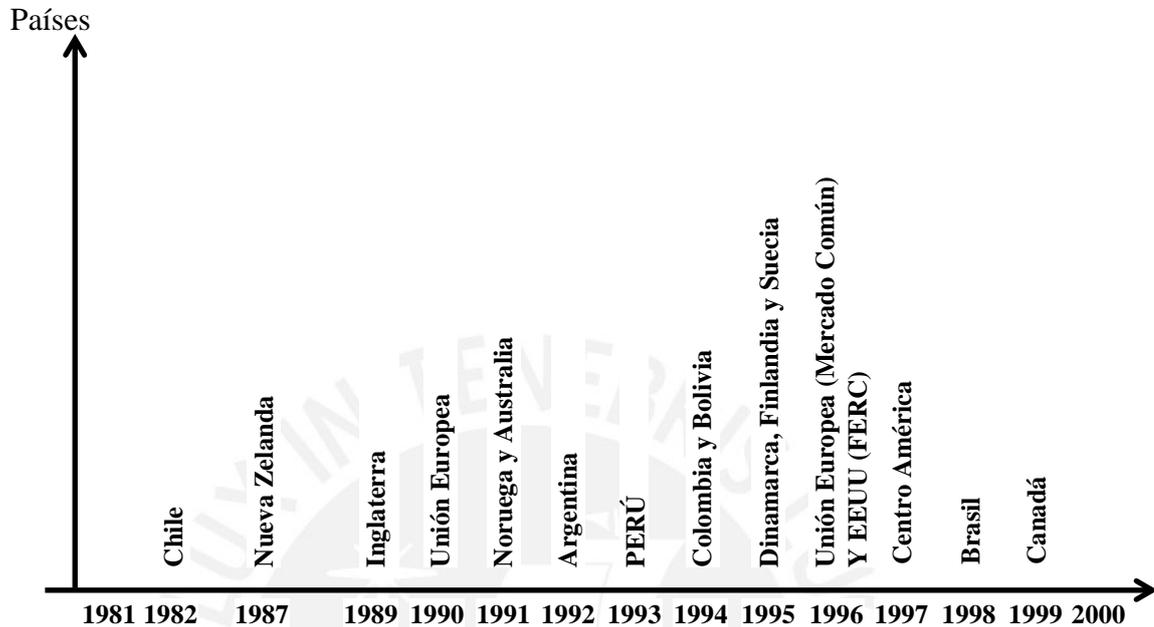


El tema de fiscalización es muy importante, puesto que es la característica de mercado. En aquellos países donde hay ofertas de precios (Colombia, El Salvador) el control de precios es el principal motor de vigilancia.

3.2.3 Experiencia a Nivel Internacional

Durante los años noventa, se han establecido los mercados eléctricos basados en una administración centralizada OS/AM y mercados abiertos. Entre ellos el de Noruega (desde que extendió para incluir la mayoría de Escandinavia), Argentina, Nueva Zelanda, Colombia, Perú, Ucrania, Victoria (y seguidamente todo el continente oriental de Australia), España, Alberta, California, PJM (la Pennsylvania, New Jersey y Maryland) Nueva York, Nueva Inglaterra y Ontario, y otras partes. En la figura siguiente se hace una reseña cronológica de las reestructuraciones de los mercados eléctricos que se iniciaron en la década de los ochenta.

Gráfico 11: Cronología de la Reformas



Fuente: Economía del Sector Energético: Alfredo Dammert, José Gallardo, Raúl García; Febrero-2007

Para el caso específico de América Latina en su conjunto, con algunas excepciones en Paraguay, Venezuela, México y Costa Rica especialmente han transformado su sector cediendo las monopólicas estatales a empresas privadas y dividiendo el sector que era antes verticalmente integrado en las actividades monopólicas de distribución y transmisión y la competitividad en generación. Para esta última se han creado los Mercados Mayoristas generalmente basados en costos (con la excepción de Colombia, y El Salvador).

En la experiencia de otros países que iniciaron cambios estructurales en sus mercados eléctricos, anteriores al Perú, se tienen casos en que los cambios realizados no funcionaron adecuadamente y ocurrieron situaciones críticas que requirieron la intervención de las entidades reguladoras y normativas para que se tomaran acciones correctivas.

Son representativos y conocidos en la literatura técnica los problemas ocurridos en el Reino Unido, California y Nueva Zelanda en los cuales después de las

evaluaciones realizadas se detectaron ejercicio de poder de mercado, conductas anticompetitivas y fallas en el diseño del mercado²².

También se tiene referencia en la literatura técnica de la existencia de poder de mercado en países de América del Sur como Colombia (donde existe el esquema de contratos bilaterales y bolsa de energía)²³ y Chile (cuyo mercado spot funciona en forma similar al peruano)²⁴.

Las lecciones aprendidas son que necesariamente se tiene que vigilar el comportamiento de los agentes y el desempeño del sistema eléctrico⁵, y no se puede dejar al libre mercado que solucione todas las dificultades que se presentan en el mercado, y esto en parte debido a que los sistemas eléctricos tienen limitaciones físicas además que resulta complicado reestructurar un mercado eléctrico en el cual coexisten componentes eléctricos de antigua y moderna tecnología, cuyos costos de inversión y operativos son tan diferentes que no es racional pensar que puedan competir en un mercado libre.

En razón a la mencionada experiencia internacional se tiene en la literatura técnica que se han desarrollado metodologías y sistemas que haciendo uso de parámetros o indicadores relevantes, desde el punto de vista operativo, permiten la vigilancia de los mercados eléctricos y determinar el poder de mercado así como conductas anticompetitivas. Esta forma de vigilar los mercados se logra con el seguimiento de los parámetros y variables técnicas y económicas (Sistemas de Monitoreo de Mercado - SMM)²⁵, cuyo uso se está haciendo extensivo en los países que tuvieron crisis notorias después de la apertura de sus mercados eléctricos al esquema de libre mercado.

²² A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems; by Paul Twomey, Richard Green, Karsten Neuhoff, and David Newbery, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 05-002 MW, March 2005.

²³ Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano; John Jairo García Rendón y Simón Pérez Botero, Ecos de Economía No. 20. Medellín, abril 2005, pp. 129- 156.

²⁴ Regulación del Sector Eléctrico Chileno: PABLO SERRA, Centro de Economía Aplicada, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, Av. República 701, Santiago, Chile

²⁵ Best Practices in Market Monitoring: A Survey of Current ISO Activities and Recommendations for Effective Market Monitoring and Mitigation in Wholesale Electricity Markets - Prepared by: Paul Peterson, Bruce Biewald, Lucy Johnston and Etienne Gonin- Synapse Energy Economics 22 Pearl Street, Cambridge, MA 02139; and Jonathan Wallach, Resource Insight, 347 Broadway, Cambridge, MA 02139

Para sustentar la necesidad de un sistema de monitoreo de mercado en la referencia bibliográfica se menciona²⁶ :

“Virtualmente todos los mercados de electricidad alrededor del mundo han experimentado un sostenido periodo con ejercicio de significativo poder de mercado unilateral. A los mercados a los cuales les ha ido peor son aquellos que no tuvieron un proceso de monitoreo de mercado prospectivo”.

Tres son los ejemplos más representativos sobre este tema: el mercado del Reino Unido, California y el de Nueva Zelanda.

- **Reino Unido**

El pool de empresas en el Reino Unido se formó en 1999: se tenía que si un defecto de diseño fuera identificado, un subcomité sería establecido para formular un cambio en la regla de mercado y resolver el problema, luego el Comité ejecutivo del Pool aprobaría los cambios propuestos, pero debido a que los diferentes participantes del mercado tenían sus votos con pesos ponderados basados en su tamaño, fue posible para las empresas más grandes bloquear los cambios desfavorables a sus intereses financieros. Más aún el regulador fue muy incapaz de implementar cambios en las reglas del mercado para direccionar defectos de diseño en el mercado.

El pool fue reemplazado por The New Trading Arrangements (NETA) en el 2001.

Según la bibliografía:

1. Se detectó la existencia de poder de Mercado. (National Power y PowerGen fijaban el precio el 90% del tiempo a pesar de la entrada masiva de unidades de ciclo combinado (turbinas a gas y vapor).
2. También se detectó manipulación en el pago de capacidad mediante el control y manejo de las indisponibilidades.
3. Algunos problemas afectaban los incentivos en inversión en capacidad eficiente (Roques),

²⁶ Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring, Fank Wolack , 2004, CSEM Center for the Study of Energy Markets.

- **California**

La mayor causa de la crisis de California fue el deseo de la FERC y la Comisión de Empresas de Servicios Públicos de California de no intervenir para reparar defectos de diseño del mercado en el verano de 1998. En resumen las causas inmediatas de la crisis del sistema eléctrico de California fueron:

1. El aumento en los precios del gas natural, el cual representaba cerca del 30% de la producción de electricidad de California.
2. Se presentaron mayores niveles de demanda resultantes del sostenido crecimiento económico de la década del 90. El verano del 2000 tuvo un significativo incremento de temperatura.
3. Disminución de las importaciones desde otros Estados:
 - Mayor demanda en todo el Oeste.
 - Menor disponibilidad de agua en las centrales hidráulicas del Nor-Oeste.
 - Importante incremento en los precios de los créditos de emisiones (NO_x).
4. Existencia de poder de mercado

Entre las causas estructurales identificada por otros autores se tienen:

- Una disminución en la capacidad de generación y persistencia de algunas barreras importantes a la entrada de nuevas inversiones (restricciones ambientales a generación térmica).
- Existencia de Poder de Mercado en el Mercado Mayorista (Joskow y Kahn; 2001).

- **Nueva Zelandia**

(Frank A. Wolak) Hasta hace poco el mercado de Nueva Zelandia no tenía una comisión reguladora formal, el Ministerio de Finanzas y el Ministerio de Energía supervisaban la operación del mercado eléctrico. Aunque había un comité de monitoreo del mercado.

En julio de 2001 se reportó una “situación indeseable” por parte de los participantes del mercado: 1) excesivos precios altos como resultado de la

pérdida de competencia en el mercado, 2) la oferta y otras actividades de algunos generadores pueden ser de importancia para manipular actividades bajo ciertas reglas existentes, 3) las condiciones del mercado podrían representar conductas inconsistentes con los altos estándares de integridad, trato justo y de la negociación requerida por las reglas.

Este reporte no analizó la real conducta de la oferta de los generadores y fue incapaz de cuantificar en el extremo el poder de mercado ejercitado o el poder de mercado a los ancho del sistema reflejado en los precios durante dicho período.

El análisis fue basado primariamente en las condiciones de la hidrología, crecimiento de la demanda y el comportamiento de los precios en el mercado.

3.2.4 Lecciones Aprendidas

En ⁸ tenemos como corolario algunas lecciones de los mercados de electricidad mayorista alrededor del mundo para que el diseño de un proceso de monitoreo de mercado sea efectivo. :

- La primera lección es que el proceso de monitoreo de mercado debería estar a la vanguardia anticipándose de cómo defectos pequeños en el diseño del mercado puedan desarrollar fallas de mercado que significativamente perjudican a los participantes.
- La segunda lección es que el proceso de monitoreo de mercado debe ser completamente sostenido por el proceso regulatorio. El regulador debe tener el deseo y habilidad para intervenir y reparar cualquiera de los problemas descubiertos por el proceso de monitoreo tan rápido como sea posible.
- La tercera lección es la necesidad de que el monitoreo de mercado prepare medidas consistentes del mercado y el desempeño del sistema, que sean comparables en el tiempo y a través de los mercados.
- La cuarta lección es la necesidad de liberar públicamente toda la información enviada y producida por el mercado y los operadores del sistema.

3.3. Experiencia Peruana

A continuación se resume como está evolucionando el mercado eléctrico peruano bajo el impacto de eventos que tienen efectos técnicos y económicos.

3.3.1 Cambio de la Matriz Energética

En la década de los noventa las fuentes de generación de energía eléctrica estaban constituidas por fuentes hidráulicas y térmicas en base a carbón y diesel como combustible. Las fuentes hidráulicas dependen básicamente de factores climatológicos, concretamente de la intensidad de lluvias registradas, por lo que se puede deducir que la energía generada en base a este recurso no es permanente. Por otro lado, el combustible de las fuentes térmicas (carbón y diesel) dependen de los precios internacionales, por lo tanto están expuestos a las variaciones en los mercados internacionales, lo cual afecta directamente a los costos de generación.

A partir de agosto del 2004 con la entrada al servicio del proyecto del gaseoducto de Camisea, comienza un cambio principal en la matriz energética del país. El aumento actual de la generación eléctrica se ve impulsado a través del uso del gas de Camisea, y por la de inversión por parte de las empresas generadoras en la instalación de centrales térmicas a gas.

Entonces, a partir de la fecha anterior, la inversión en unidades de generación térmicas se incrementaron por el bajo costo del gas natural del yacimiento de Camisea, y también por incentivos adicionales otorgados por el estado peruano para promover el uso del gas como fuente de generación eléctrica. Lo anterior motivó que la producción en gas natural constituya el 45.3% del total de la matriz energética a junio de 2013, mientras que en el 2004 era en promedio el 10.3%.

La nueva estructura de la matriz energética, donde las unidades térmicas a veces logran contribuir hasta el 50% de la generación eléctrica, depende del suministro de un solo gaseoducto que ahora se encuentra a su máxima capacidad y, que tiene retrasos en la ampliación del mismo por no tener las garantías necesarias de seguridad.

3.3.2 Concentración de la Generación a Gas

En los últimos años se aprecia concentración de generación de energía en el centro del país, especialmente en el departamento de Lima, y esto ocurre a nivel de producción como por potencia instalada.

Las inversiones en nuevas centrales termoeléctricas mayormente se han ubicado cercanas a la ubicación del ducto de TGP (Transportadora de Gas del Perú S.A.) para el abastecimiento respectivo, dichas centrales concentran cerca de 3619 MW de potencia efectiva (68.4% de la máxima demanda registrada en el 2012) y se encuentran ubicadas en el distrito de Chilca en Lima. La referida concentración puede originar serias complicaciones en el suministro de energía eléctrica ante cualquier contingencia que pueda ocurrir, ya sea natural o de otro tipo. Es por dicho motivo, que se requiere incentivar y promover la generación en las zonas norte y sur del país con el fin de diversificar la generación de energía eléctrica.

En la actualidad la costa central del Perú (Lima) se constituye como el principal suministrador de energía a las diferentes regiones, no obstante, se tiene problemas debido al déficit de infraestructura necesaria para atender la creciente demanda.

3.3.3 Las Congestiones en el Sistema de Transmisión

El crecimiento constante de la demanda eléctrica en los últimos años en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sobretodo en las principales ciudades; así como la concentración de las nuevas unidades de generación termoeléctrica alrededor de Chilca (Lima), fue uno de los motivos para iniciar la construcción de los proyectos de líneas de transmisión con un nivel de tensión mayor al de 220 kV existente en nuestro medio.

La carencia de nuevas centrales eléctricas tanto en el norte del Perú como en el sur fue otro de los motivos para decidir licitar los proyectos de líneas de transmisión en extra alta tensión, de manera que éstos permitieran la evacuación de la energía eléctrica concentrada en las nuevas centrales termoeléctricas en Lima. Este proceso se inició con la promulgación de la Ley N° 28832 (Ley para Estimular el Desarrollo de la Generación Eficiente en el año 2006), el cual definió el Plan de Transmisión y el proceso para llevar a cabo las licitaciones para construcción de

los nuevos proyectos de transmisión que están permitiendo el descongestionamiento de las redes de alta tensión del SEIN.

La infraestructura de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha presentado congestiones al tratar de transportar energía eléctrica a su máxima capacidad, como consecuencia de la creciente demanda de energía eléctrica en las zonas norte y sur del país. Por la razón anterior las pérdidas de energía se incrementaron en el año 2012 (4.3%) respecto del 2011 (2.9%), registrándose así el mayor cantidad de pérdidas de los últimos 10 años. Esto ocurrió a pesar del ingreso de nuevas líneas de transmisión al SEIN, tales como la entrada al servicio de líneas eléctricas de 500 kV (552 Km.) entre Carabayllo – Chimbote I y entre Chimbote I – Trujillo Nueva) según el Osinergmin.

Por otro lado, de acuerdo a los reportes ubicados en el Website del COES-SINAC (www.coes.org.pe), se tiene que las congestiones en el sistema de transmisión se hicieron más frecuentes con el crecimiento de la demanda eléctrica en el SEIN en los últimos años de la década de los noventa. Un caso conocido es el congestionamiento de la línea de interconexión entre el Sistema Centro y el Sistema Norte, es decir la línea Chimbote – Paramonga Nueva (220 kV). Esta situación de congestión fue solucionada con la puesta en servicio de la segunda terna entre las mismas subestaciones en el año 2006.

3.3.4 La crisis eléctrica ocurrida durante el año 2004

Esta crisis eléctrica mostró una serie de defectos y fallas en el diseño de mercado. Alcalá y Ausejo²⁷ (2004) hacen una descripción de los principales problemas y dificultades que se apreciaron en la crisis. Entre otros, se menciona que las causas principales de la crisis fueron la sequía ocurrida durante el año 2003 y los elevados precios de los combustibles como reemplazo de la generación hidráulica, tanto fue así que el precio spot de la energía eléctrica en el periodo de estiaje llegó en promedio a cerca de 400 nuevos soles por

²⁷ Alcalá, Elías y Ara Ausejo (2004) ¿Es conveniente un mecanismo de cobertura de riesgos en el corto plazo para el mercado de generación eléctrica de Perú?: Un análisis del mercado eléctrico 1998 – 2003. Trabajo de Investigación del Seminario de Investigación Económica. Universidad Del Pacífico. Peru

Megavatio – hora en dicho año, en contraste el precio promedio durante el periodo de lluvias fue de 40 nuevos soles Megavatio - hora en el mismo año.

Además, Gallardo y García²⁸ (2004) mencionan que “ha existido una negativa de las generadoras a renovar contratos con las empresas distribuidoras desde hace tres años, además que ha existido un incremento mucho mayor al esperado de la demanda de electricidad”.

Adicionalmente, Távara, Gallardo y García²⁹ (2005) mencionan “que otro factor estructural en la crisis ha sido una demora en los compromisos de inversión declarados que afectó seriamente las estimaciones tarifarias para los 48 meses de vigencia de la tarifa, según lo estipulado por la Ley de Concesiones Eléctricas”. También mencionan “que el diseño de mercado es relevante, pues de ello deriva la forma en que se pueden establecer estrategias de maximización de beneficios por parte de los agentes participantes”.

Los hechos descritos en la crisis eléctrica peruana nos muestran la existencia de un comportamiento estratégico por parte de los agentes generadores los cuales aprovecharon los vacíos en la normativa para obtener mayores beneficios.

Por otro lado, para afrontar esta crisis tuvo que intervenir Electroperú (empresa del estado) y lo hizo en forma acertada a pesar de todo, pero no se ha evaluado y analizado como para determinar si existió un abuso del poder de mercado por parte de los agentes generadores privados a través de estrategias de restricción de energía contratada.

Justamente para superar esta crisis y el de las congestiones se dio la Ley N° 28832³⁰ (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23.07.2006). Dicha Ley también permite la incorporación formal de los agentes que se encontraban fuera del COES, es decir, los distribuidores y los usuarios libres.

²⁸ Gallardo, José, Raúl García y Raúl Pérez Reyes (2004) “Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano”, Documento de Trabajo No2. Oficina de Estudios Económicos – OSINERG. Mimeo. Peru.

²⁹ Gallardo, José; José Távara y Raúl García (2005) “Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión desde el enfoque de la economía institucional”. Informe Preliminar Proyecto Mediano del Consorcio de Investigación Económica y Social. CIES -PUCP. Lima. Mayo 2005

³⁰ Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23.07.2006

Autores como Hogan³¹ (2002) y Stoft³² Stoft (2001) mencionan “que el mejor momento para poder establecer mecanismos de monitoreo y mitigación del poder de mercado se dan justo cuando se inicia una reforma”.

3.4. Características del Responsable de Monitorear Mercados

Como se dijo anteriormente son importantes los criterios de independencia y transparencia de parte del encargado de la operación eléctrica y administrador del mercado eléctrico, por lo que el encargo de estas funciones debería tener las siguientes características:

- Debería ser independiente y encargado con una responsabilidad de “interés público” para asegurar que los mercados sean factiblemente competitivos tanto en aquellos a tiempo-real y en los de largo plazo.
- Tener todas las herramientas necesarias para monitorear todos los mercados, así como también los mercados de energía relacionados y los mercados fuera de la región durante todas las horas.
- Tener la autoridad para mitigar, sancionar y penalizar, así como también la habilidad para identificar cambios necesarios en las reglas.
- Promover transparencia en el mercado y en sus propias actividades a través de reportes regulares.

³¹ Hogan, William (2002) “Market Power And Electricity Competition”. Working Paper presentado en el 50th Annual Antitrust Law Spring Meeting. American Bar Association. Washington, DC. Disponible en www.hogan.com.

³² Stoft, Steven (2001) “Power System Economics: Designing Markets for Electricity”. IEEE Press

CAPÍTULO 4: DISEÑO GENERAL DEL SISTEMA DE MONITOREO DE MERCADO

4.1. Consideraciones Preliminares

Se ha mencionado que al reestructurar los mercados de electricidad con el objetivo de promover la competencia, origina que se vigile o supervise que la competencia en forma efectiva se esté logrando.

El implementación de los SMM son procesos graduales que se van adecuando al sistema eléctrico particular. Dentro de la amplia variedad de SMM que han sido desarrollados e implementados hay algunos temas básicos a tener en cuenta para que el SMM sea efectivo³³: (acorde con las lecciones aprendidas)

1. El monitoreo de mercado debe ser realizado por una entidad con especialistas y debe contar con respaldo regulatorio.
2. El encargado del monitoreo debe tener la autoridad de mitigar, sancionar y penalizar, así como también de identificar e implementar cambios necesarios en las reglas. Para lo cual debería contar con el respaldo regulatorio, sin embargo, en la práctica tienen el consenso de los agentes participantes.
3. La entidad encargada del monitoreo de mercado debería ser independiente y encargada con una responsabilidad de “interés público” para asegurar que los mercados sean competitivos en tiempo real y a largo plazo.
4. El monitor del mercado deberá tener todas las herramientas e indicadores necesarios para hacer seguimiento del comportamiento del mercado eléctrico, del sistema eléctrico, y de las conductas de los agentes. Sin embargo, la información técnica nos muestra que no hay acuerdo sobre el conjunto de indicadores requeridos como necesarios, y esto justamente por las variaciones y diferencias que se presentan en los mercados eléctricos. Además hay que tener en cuenta que determinar una serie de indicadores

³³ Best Practices in Market Monitoring – A Survey Of Current ISO Activities and Recommendations for Effective Market Monitoring and Mitigation in Wholesale Electricity Markets , Paul Anderson, Bruce Blewald , Lucy Johnston and Etienne Gonin and Jonathan Wallach – Synapse Energy Economics , November 9, 2001.

significa la tarea de contar con la información que se requiera para realizar el análisis, aparte que los indicadores o herramientas que se determine deben ser de forma tal que no presenten dificultad para obtener la información para hacerlo.

5. Acceder a la información, la información accesible tiene que hacerse pública y al menor tiempo posible, como una manera de hacer transparente el mercado y así haya mayor competencia. Sin embargo, algunos de los agentes de mercado son renuentes a que se hagan públicas sus ofertas, porque así los demás agentes podrían conocer sus estrategias.

4.2. Clasificación del Sistema de Indicadores

Para establecer el sistema de indicadores se tiene que tener en cuenta algunos criterios, los cuales son:

- Que permita realizar un adecuado análisis a los agentes del mercado.
- Sea factible de implementar el proceso de adquisición de la información o se pueda calcular con precisión adecuada.
- Al implementarse en sistemas computacionales deben ser factibles de ser validados algunos aspectos funcionales.
- Se tenga la cantidad de indicadores necesarios.

Teniendo en consideración dichos criterios, se puede clasificar a los indicadores de la siguiente manera:

- Por el tipo de cálculo: indicadores, simulaciones.
- Por la Jerarquía de acuerdo al cálculo: algunos son parámetros medidos del sistema eléctrico, y otros son indicadores calculados o simulaciones efectuadas que usan los parámetros medidos. Entonces existe cierta dependencia de información de otros indicadores calculados previamente.
- Por el tipo de análisis:
 - 1.- **Situación de Operación del Sistema**: en esta clasificación se agrupan parámetros que caracterizan la operación del sistema, con el objetivo de supervisar su evolución. Como ejemplos tenemos evaluación de la demanda, despacho y producción, seguridad de suministro,

congestiones de la red de transmisión, pérdidas en la red eléctrica, eficiencia de las unidades de generación, uso de los servicios complementarios para el sistema eléctrico.

2.- **Situación de Operación del Mercado:** en esta categoría se agrupan parámetros del mercado como son el precio spot, costos de operación de las térmicas, precio de combustibles, costo de oportunidad de embalses, precios de la energía eléctrica, ofertas de compra y venta, costos de las congestiones en la red, etc.

3.- **Estructura del Mercado:** en esta categoría se describen las características estructurales del sistema que pueden determinar la existencia de condiciones para el ejercicio de poder de mercado. Como ejemplos se tiene la concentración del mercado y la capacidad instalada, posicionamiento en el despacho de las unidades generadoras, costos de entrada y salida en el mercado eléctrico entre otros.

4.- **Desempeño y Poder de Mercado:** en esta categoría los indicadores evalúan el performance y procuran ver indicios de la existencia de ejercicio de poder de mercado mostrando la existencia de conducta competitiva. Como ejemplo tenemos análisis del comportamiento competitivo, sensibilidad de la demanda, y exposición al mercado spot .

4.3. Objetivo del Sistema de Indicadores

La propuesta de un SMM será el establecimiento de un sistema de indicadores que permita mostrar cómo es el comportamiento del sistema en lo que respecta a la operación técnica y de mercado. En otras palabras lo que se quiere es:

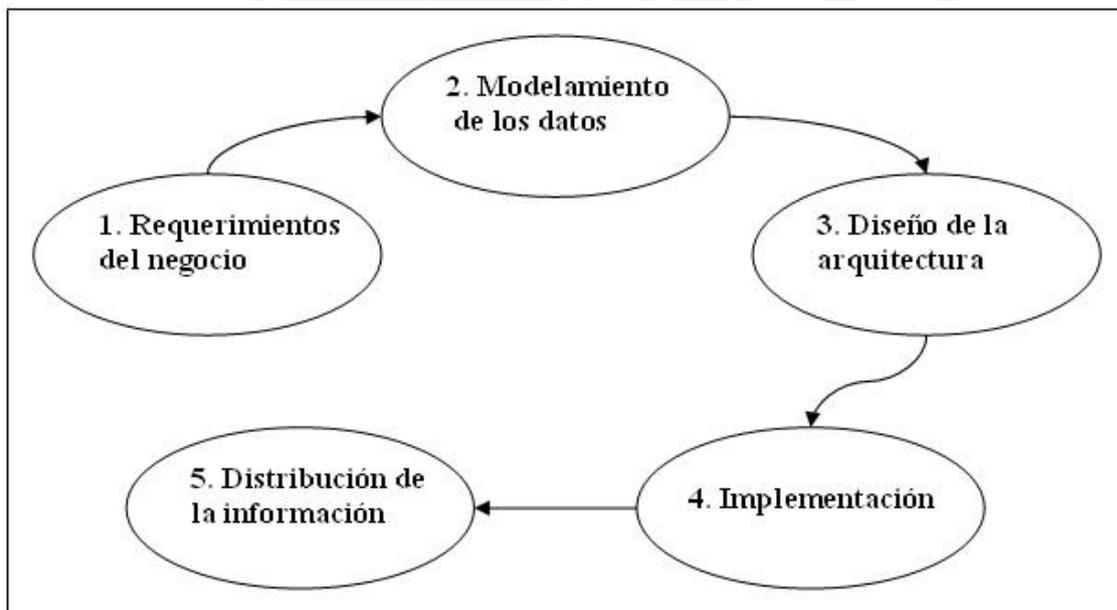
- Teniendo en cuenta la operación del sistema eléctrico, hacer seguimiento de ciertos parámetros o variables eléctricas, tanto a corto y largo plazo, como pueden ser por ejemplo la demanda, generación suficiente, congestiones en las redes de eléctricas, etc.

- Teniendo en cuenta la operación del mercado, realizar seguimiento de los precios de la energía, costos de operación de las unidades generadoras, precios finales a los usuarios entre otros.
- Mostrar un perfil de cómo está compuesto el mercado y si éste está variando en el tiempo.
- Evaluar aspectos en relación a competencia y desempeño del mercado.

4.4. Criterios de Diseño General del Sistema de Monitoreo del Mercado

En general, los países han desarrollado distintos modelos y formas de mercados competitivos, por lo tanto la estructura del SMM deberá ser diferente para cada mercado eléctrico. Las funciones específicas serán diferentes dependiendo de las características peculiares del mercado pero en general se tienen cinco pasos para la construcción de un SMM:

Gráfico 12: Criterios de Diseño General para SMM



Fuente: Sistema de Monitoreo de Mercado: Aplicación al Sector Eléctrico (Rodrigo Palma, Sharo Escobar y Tomás Reid)

4.4.1 Requerimientos del negocio

Aquí se tiene que identificar las preguntas del negocio desde los usuarios del sistema de monitoreo de mercado. Se puede obtener esta información mediante

encuestas. Los resultados nos permiten precisar las variables e indicadores que son de mayor interés de modo que el SMM sea muy útil.

Las variables que representan riesgo son vigiladas y supervisadas por el proceso de monitoreo de mercado en el caso eléctrico.

4.4.2 Modelamiento de los Datos y Aplicación al Sector Eléctrico

Con el objeto de determinar los indicadores mencionados en la sección anterior, es necesario que los datos de entrada se guarden en una estructura que se adapte al sistema de monitoreo de mercado.

Se requiere precisar qué se necesita de los datos para satisfacer los requerimientos del negocio, en forma independiente del sistema usado para manejar las bases de datos.

En un sistema hidrotérmico se propone realizar la división de los datos de entrada en 4 bases:

- 1) mercado eléctrico, 2) red eléctrica, 3) centrales hidráulicas y 4) centrales térmicas.

Para el diseño lógico lo anterior se lleva al formato en que serán guardados.

Para poder almacenar y cargar estos datos se hace uso de archivos fuentes, ya sea en formato ASCII y bases de datos relacionales.

La información que se encuentra en la base de datos puede ser modificada en línea, a través de los editores de red y de mercado.

4.4.3 Diseño de la arquitectura

El conjunto compuesto por una arquitectura de software consiste en un conjunto de abstracciones y patrones organizados que proporcionan la referencia necesaria para la guiar la construcción del software para un sistema de información.

Las bases de datos son la parte básica del sistema, siendo sus servicios solicitados por todos los componentes del sistema. De esta forma, se logra un acceso controlado a la información.

Las nuevas exigencias de calidad y reducción de costos motiva la informatización de la industria eléctrica actual. Los procesos son más accesibles y su seguimiento es posible mediante los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) o software de monitorización y control que permite el registro de datos de los procesos y la interacción a través de interfaces gráficas. Como su nombre lo indica dichos sistemas se atribuyen las funcionalidades de centralización o adquisición de datos, control y supervisión.

4.4.4 Implementación del SMM

Estructura general

Es posible iniciar la etapa de implementación correspondiente al montaje sobre una plataforma preexistente.

En este proceso es necesario incluir sistemas y procesos de validación que evalúen el rigor de los datos así como si están completos los datos.

Se tienen medidas de calidad de datos implementadas en el sistema de monitoreo de mercado eléctrico:

- Períodos en que son válidos los datos, y esto basado en la idea de que cada dato tiene un ciclo de vida o vigencia.
- Ante la inconsistencias de los datos se tiene alarmas automáticas.
- Registro de las fuentes en una base de datos y factibilidad de consultarlas.

4.4.5 Distribución de la Información

En el envío de la información se emplean herramientas que permiten visualizar y reportes adecuados. Se tiene una variedad extensa de alternativas o formas para mostrar información: números, tablas, gráficos (circulares, de barra, de columnas, de líneas, etc.), agujas, colores, animaciones, flechas, contornos de colores, películas, entre otros.

Tratar de ver en un despliegue todas las variables e indicadores en todos los lugares del sistema disponible no resultaría práctico. Entonces la herramienta de monitoreo de mercado debe tener una aplicación (software) que recorra el mercado con una ventana de tiempo móvil, sobre elementos de interés.

4.5. Sistema de Indicadores

Antes de establecer los indicadores propiamente dichos precisaremos el proceso de monitoreo que se efectúa por parte de los operadores de mercado; así tenemos la obtención de la información y datos para el cálculo o determinación de los indicadores, además el análisis y evaluación que permite efectuar, los cursos de acción a seguir y finalmente los reportes.

4.5.1 Recolección de información

Esta actividad implica la obtención de información, el procesamiento y almacenamiento. Para una mejor comprensión no referiremos a las fuentes que se encuentran disponibles en nuestro medio:

- Información interna del operador de sistema: COES

Parte de la información se obtiene de las bases de datos de que dispone en un centro de control del operador del sistema y de los reportes que se elaboran, en este caso el COES. Esta información está referida a la operación técnica o económica (despacho de unidades generadoras, precios, mediciones que se obtienen de sistemas de Control Supervisorio - SCADA, sistemas de Administración de la Energía - EMS, etc.). Mayormente esta información se manipula en diferentes bases de datos, por lo que es necesario realizar análisis de la consistencia de la información de que se dispone para evitar ambigüedades.

La información que posee el COES es proporcionada por los agentes de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Como ejemplo podemos señalar que, la información específica en tiempo real recibida por el COES (Centro Coordinador de la Operación Interconectada) se establece en la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTOTR).

- Información que se obtiene mediante reportes periódicos, información histórica con la que se cuente o solicitados a determinadas entidades que realizan el monitoreo al: MINEM, Osinergmin, SENAMHI y otros.

En este caso, la información requerida se obtiene generalmente de fuentes externas al operador de mercado. Dicha información puede ser sobre

condiciones climatológicas, información sobre otros mercados eléctricos, los precios de combustible, entre otros.

- Información pública con la que se puede contar de diversas fuentes: inversionistas y empresas.

Obtenida la información y datos, se procesa, se clasifica y ordena de modo que en ciertos casos se efectúe análisis previos para la definición de valores referenciales o la determinación de tendencias, además de ser almacenada de manera adecuada, para ser empleada en la siguiente etapa. Entre otras herramientas que se utilizan se tienen la simulación de la operación de mercados y las de análisis estadístico.

Los valores referenciales y las tendencias se actualizan a medida que se obtiene información nueva.

4.5.2 Análisis y Evaluación

En esta etapa se efectúan los estudios y análisis correspondientes, de esta manera se evalúa si se está cumpliendo los criterios que se establecieron para la operación del mercado, siendo importante contar con un grupo suficiente de indicadores que nos permitan mostrar dicho cumplimiento. El análisis se realiza generalmente en dos etapas: una que evalúa y analiza la información que se obtiene en tiempo real o de muy corto plazo, y otra etapa que analiza la operación fuera del tiempo real, en el mediano o largo plazo.

4.5.3 Reportes

Periodicidad

En esta etapa se elaboran los reportes correspondientes sobre el análisis realizado y sus resultados. En ciertos casos se circunscriben a mostrar los resultados que son obtenidos, mientras que otros reportes están orientados a analizar hechos y situaciones de mayor importancia, por lo que su elaboración puede resultar más exhaustiva. La periodicidad de elaboración depende del mercado en particular y de la complejidad o grado detalle que se necesita y la finalidad que tengan; de

esta manera, existen reportes que se efectúan a diario, semanalmente, mensualmente y anualmente, que resumen los resultados obtenidos de las operaciones.

Quién recibe los reportes

Estos reportes deberán ser presentados a las entidades reguladoras o autoridades normativas incluyendo además de los estudios realizados, las propuestas que se consideren importantes.

Deben ser públicos

Finalmente, los reportes no necesariamente son enviados a todos los agentes del mercado; es probable que se hagan públicos en forma integral o parcial, lo que dependerá de las normativa existente.

4.6. Relación de Indicadores

En la literatura técnica actual se obtiene indicadores y herramientas, que a continuación se muestran:

A.- Situación de operación del sistema eléctrico

- a) Producción y Despacho
 - Producción de energía: evolución
 - Despacho de generación ejecutado y. despacho programado
 - Estadística de desconexiones programadas y forzadas
 - Niveles de las cotas de embalses de centrales hidráulicas

- b) Demanda
 - Demanda máxima: seguimiento y comparación
 - Factor de carga: estadística
 - Curvas de duración
 - Pronóstico y estimaciones de la demanda del sistema

- c) Congestionamientos

- Estadística sobre congestiones de redes eléctricas
- Frecuencia de uso de determinadas líneas de transmisión

- d) Seguridad de suministro
 - Margen de reserva
 - Requerimientos de combustible
 - Energía no suministrada
 - Costo de racionamiento
- e) Pérdidas en el sistema de transmisión
- f) Uso de servicios complementarios

B.- Situación de operación del mercado

- a) Precios de la energía eléctrica
 - Precios de combustibles
 - Precios spot de energía eléctrica
 - Costos de oportunidad de las unidades de generación hidráulica con embalses de regulación (cuando el agua de los embalses tiene valor)
 - Costos de operación de las unidades de generación térmicas
 - Precios regulados
 - Precios de contratos
- b) Costos por congestiones
 - Costos por congestión de los equipos de las redes eléctricas
 - Pagos por la utilización de la red eléctrica

C.- Estructura del mercado

- a) Cómo se compone el mercado eléctrico
 - Capacidad instalada de las unidades generadoras
 - Estadística de producción de la energía eléctrica
- b) Concentración del mercado
 - Market share (Cuotas de Mercado)
 - HHI (Herfindahl-Hirshman Index)
 - RSI (Residual Supplier Index)

D.- Desempeño y poder de mercado

a) Comportamiento competitivo

- Liquidez de mercado
- Curva de duración de precios
- Índice de Lerner
- Correlación de precios con situaciones puntuales de operación

Finalmente, se identifican características para cada indicador, las mismas que permiten facilitar y estandarizar su cálculo, evaluación o registro: identificación, objetivo, procedimiento de cálculo y resultados.

En el Anexo N° 1 se muestra la relación detallada de los indicadores identificados.

4.7. Sistema de Indicadores para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

De la relación anterior se selecciona aquellos que más se adecúan a las características y tienen aplicabilidad en del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), obteniéndose la relación que se muestra en el Anexo N° 2.

CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN DE SIETE INDICADORES APLICABLES AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL DEL PERÚ

Se selecciona siete (07) indicadores de los cuatro grandes grupos en que se han clasificado, pues éstos permiten evaluar y analizar la tendencia cuando se presenten situaciones importantes en el mercado eléctrico del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), pues ayudan a determinar que se están presentando problemas en el sistema eléctrico y mercado eléctrico del SEIN.

Como se mencionó en el Capítulo 3, en el pasado en el mercado del SEIN se presentaron situaciones críticas como:

- Sequías en las cuencas de ríos que alimentan embalses de centrales eléctricas.
- Congestionamientos de líneas de transmisión.
- Incremento de las desconexiones forzadas de equipos.
- Convergencia de equipos en mantenimiento.
- Incremento del costo marginal del mercado

Las situaciones mencionadas ocurren en el corto o mediano plazo y la detección de la aparición progresiva requiere que se monitoreen ciertos indicadores; es por dicha razón que se ha seleccionado 6 indicadores que nos permiten monitorear el sistema y mercado eléctrico del SEIN y que a continuación vamos a desarrollar.

5.1. Indicadores de la Situación de la Operación del Sistema

5.1.1. Indicador de Seguimiento de las Cotas de Embalse

Para comprender las tendencias de este indicador Seguimiento de Cotas de Embalse tenemos que tener en cuenta algunas consideraciones técnicas de la operación de los sistemas de generación hidráulicos.

5.1.1.1 Generalidades de los Sistemas Generación Hidráulicos

Una unidad de generación hidráulica haciendo uso de una turbina acoplada con un generador transforma la energía cinética de una masa de agua en movimiento en energía eléctrica.

El agua de que se dispone en cada central es una variable de estocástica, por lo que se deberán necesariamente considerar diferentes escenarios hidrológicos dentro un sistema hidrotérmico como el existente en el SEIN.

En general se distinguen dos tipos de unidades hidráulicas: de pasada y de embalse.

Centrales hidráulicas de pasada

En las que se aprovecha el paso de agua a velocidad, por decir de un río, para generar energía eléctrica. En este caso no es posible el almacenamiento del agua, por lo que la generación debe seguir las variaciones del agua disponible. Debido a sus características particulares, este tipo de centrales se consideran siempre despachadas.

Centrales hidráulicas de embalse

Las cuales tienen capacidad para almacenar agua (energía potencial). Dependiendo de la capacidad de almacenar agua en el embalse se puede disponer de una regulación estacional o interanual. Para operar en forma eficiente una central de este tipo, el agua almacenada debe utilizarse en el momento más oportuno y adecuado con el objeto de reducir el costo de operación del sistema.

En esta clase de centrales debe tenerse presente que para obtener el máximo provecho del agua, el nivel del agua debe estar lo más cercana posible a la cota máxima del embalse. Es por esto que en la programación del despacho de generación, para obtener la mayor potencia posible por cada metro cúbico de agua, debe procurarse que la cota de embalse permanezca lo más alta posible.

5.1.1.2 Restricciones en la Operación de Unidades Hidráulicas

Cotas mínima y máxima del embalse

Las centrales hidráulicas no deben operar para cotas demasiado bajas en el embalse.

Es necesario respetar las cotas máximas para evitar el desperdicio del agua en el vertimiento.

Existencia de centrales hidráulicas en cascada

En las centrales en cascada (tándem) el caudal de entrada de las centrales aguas abajo dependerá de la descarga de las centrales aguas arriba.

Usos alternativos del agua

Se tiene restricciones tales como caudales mínimos por uso para riego aguas abajo o cotas mínimas en embalses utilizados, por ejemplo, con fines turísticos.

Dependencia de la generación Hidráulica

Las decisiones que se toman para un período en un sistema hidrotérmico tienen influencia en lo que ocurrirá en los períodos siguientes de la programación. Las unidades de generación hidráulicas utilizan la energía almacenada para desplazar la generación térmica y los costos que implican el uso de combustible. Debido a que la disponibilidad de energía hidroeléctrica se encuentra limitada por la capacidad de almacenamiento que tengan los embalses, se origina una dependencia entre la decisión de operación de hoy y los costos de operación en los próximos periodos.

Por lo dicho, la utilización de agua en un período de la programación afectará la disponibilidad de energía en los períodos siguientes.

5.1.1.3 Objetivo del Indicador Seguimiento de las Cotas de Embalse:

El objetivo de este indicador es llevar un registro de la energía que almacenan los embalses y como se está utilizando.

Como se determina:

Se determina calculando las variaciones porcentuales de las alturas de las cotas embalses y lo que significa eso en energía que se puede producir.

Cómo se muestra los resultados:

Los resultados se pueden mostrar en cuadros o gráficos que indican la evolución.

5.1.1.4 Evaluación de las Sequías en la Cuenca del Río Mantaro y el Embalse de Tablachaca

La presa Tablachaca es una de las más representativas del SEIN, tiene características de regulación semanal. Dicho embalse es suministrado de agua de

la cuenca del río Mantaro. Se encuentra ubicada en la localidad de Kichuas, distrito de Colcabamba, provincia de Tayacaja y región de Huancavelica.

La mencionada represa suministra agua a las centrales hidráulicas de Santiago Antúnez de Mayolo (Central Mantaro) y Restitución de la Concesión de la empresa Electroperú.

En la represa de Tablachaca la máxima cota de embalse es 2697,00 msnm y la del nivel de piso es 2688,50 msnm.

Se tiene los siguientes niveles en el embalse:

Nivel de agua máximo de operación	2 694,50 msnm
Nivel de agua mínimo de regulación	2 691,50 msnm
Nivel de agua mínimo para la purga	2 676,00 msnm
Longitud del embalse a máximo nivel	6000 m

Se tiene información histórica del SENAMHI que se muestra en el Cuadro N° 1 Periodos de sequía y diferencias en la Cuenca del Mantaro para el periodo 1965 – 2006, se aprecia, según la coloración, el grado de sequía que ocurrieron en la referida cuenca. Para el caso de Huarcalpi en Cerro de Pasco se aprecia que se produjeron en los años 1982/1983 sequía severa, 1987/88 sequía extrema, 1988/1989 sequía moderada.

Para el caso de Acobamba se produjeron en los años 1989/90 sequía severa, 1991/1992 sequía extrema y para 1994/95 sequía severa. Estos afluentes conforman la cuenca del Mantaro y reflejan la disponibilidad de agua en el Complejo Mantaro. Los mencionados periodos reflejaron la poca disponibilidad de agua en el embalse de Tablachaca. Naturalmente, dichas sequías reflejaron la menor disponibilidad de agua embalsada y consecuentemente menor generación de potencia hidroeléctrica en el mercado eléctrico, que ocasionó el uso de generación térmica o racionamiento de la demanda por no disponer de reserva de generación. Una de las últimas importantes sequías ocurridas en el año 1992 originó racionamiento en el suministro de energía eléctrica y reducción de venta de energía (Macroconsult) , esto último se reflejó en el PBI (BCRP). Esta sequía fue la mayor registrada de los 50 años (según memoria anual 2005 Electroperu) y en segundo término la sequía de 1995 y 2004, que hicieron bajar la producción del Complejo Mantaro.

Cuadro 1: Periodos de Sequía y Deficiencia en la Cuenca del Mantaro para el Periodo 1956 – 2006

Tabla N° 7: Periodos de sequía y deficiencias en la Cuenca del Mantaro para el periodo 1965 – 2006

AÑOS	CPCO	MPCHA	JJA	HYAO	PLCHCA	HINLPI	ABMBA	LRCAY
1965/66								
1966/67								
1967/68								
1968/69								
1969/70								
1970/71								
1971/72								
1972/73								
1973/74								
1974/75								
1975/76								
1976/77								
1977/78								
1978/79								
1979/80								
1980/81								
1981/82								
1982/83								
1983/84								
1984/85								
1985/86								
1986/87								
1987/88								
1988/89								
1989/90								
1990/91								
1991/92								
1992/93								
1993/94								
1994/95								
1995/96								
1996/97								
1997/98								
1998/99								
1999/00								
2000/01								
2001/02								
2002/03								
2003/04								
2004/05								
2005/06								

CPCO	Cerro de Pasco
MPCHA	Marcapomacocha
JJA	Jauja
HYAO	Huayao
PLCHCA	Pilchaca
HINLPI	Huancelpi
ACBMSA	Acobamba
LRCY	Lircay

Percentil	Tipo de Sequía
5	S.extrema
10	S.severa
15	S.moderada
30	Deficiencia

Escenarios de Cambio Climático en la Cuenca del Río Mantaro para el Año 2100

Autor: SENAMHI – Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, Centro de Predicción Numérica - CPN

Año: 2007

Edición: SENAMHI

La presente publicación forma parte del Proyecto Regional Andino de Adaptación – PRAA, como línea de base del Proyecto “Adaptación al Retroceso Acelerado de los Glaciares en los Andes Tropicales (Bolivia, Ecuador, Perú)”, auspiciado por GEF a través del Banco Mundial y fue coordinado por CONAM

5.1.1.5 Importancia del Monitoreo

El seguimiento de las cotas de embalse en el corto plazo permitirá determinar la potencia eléctrica disponible de la central, pues a mayor cota mayor potencia disponible para el despacho semanal o diario.

La información histórica de las variaciones de las cotas de embalse permite prever la potencia y energía disponible y con ello programar la operación anual y mensual del SEIN, y con esto el requerimiento de unidades térmicas para la cobertura de la demanda.

En general la no recuperación de la cota de embalse por largos periodos indica el inicio del periodo de estiaje y a veces el inicio de un periodo de sequía.

5.1.2. Indicador de Estadísticas de Congestionamientos

Objetivo:

El objetivo de este indicador es identificar los problemas de congestión de la red de transmisión. Se requiere cuadros que muestren las estadísticas del sistema eléctrico y diagramas de barras.

Como se determina:

Se registran los periodos de congestión de líneas eléctricas y otros equipos.

Cómo se muestra los resultados:

Los resultados se pueden mostrar en cuadros o gráficos que indican la evolución.

5.1.2.1. Evaluación de la Congestionamientos en la Interconexión del Sistema Centro y Sistema Norte en el SEIN

Las empresas de generación que se encuentran en competencia entre ellas, dependen de la capacidad de la red eléctrica y cuando ésta tiene congestión, el mercado se fragmenta en zonas cuyos mercados se pueden ver afectados por el racionamiento si es que no se dispone de fuentes de generación local, o se tendría que despachar unidades generadores cuyo costo variable es mayor respecto de las unidades previstas en el despacho central del SEIN.

La congestión se hace más crítica en los períodos de estiaje cuando disminuye la generación de las centrales hidráulicas.

La congestión de líneas de transmisión ocasiona restricción en la distribución de la potencia generada, ya sea por llegar al límite técnico del equipo o en la magnitud de la tensión; esto último puede impedir que las unidades generadoras de más bajo costo sean despachadas o que los contratos de suministro no se cumplan. De esta manera se afecta la competitividad de los mercados eléctricos.

Periodo del 2006 al 2012

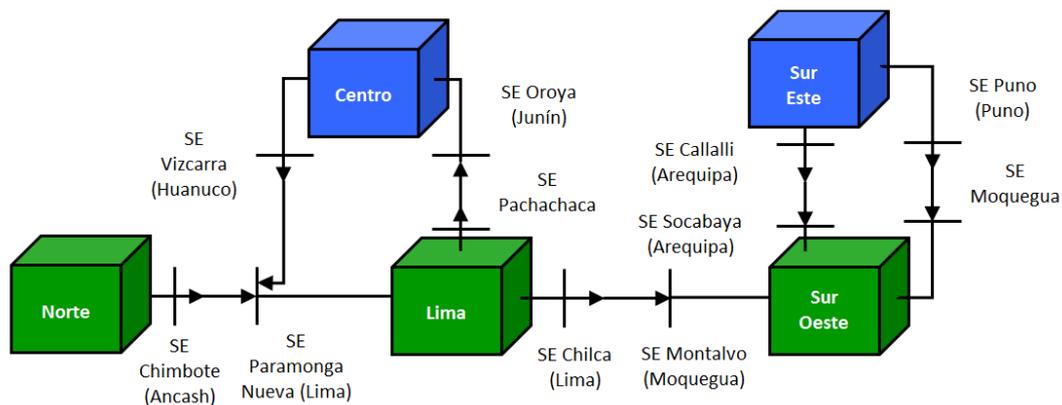
Con el continuo crecimiento de la demanda en el SEIN y la falta de nuevos proyectos de generación en la zona sur y zona norte del país empezaron los problemas de congestión, así se tiene que en el período 2001-2006 la demanda creció en 28.2% mientras que la oferta en nueva generación sólo creció 9.4% (fuente: PowerPoint, exposición del Vice Ministro de Energía en el año 2008);

En la Gráfico N° 15 a continuación se muestra en forma de esquema los sistemas que forman el SEIN.

Por otro lado, desde el año 2005, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) estuvo reportando congestión periódica en líneas de transmisión críticas para el abastecimiento de energía eléctrica con eficiencia económica y seguridad, para las diferentes regiones geográficas del país, lo que se agudizó en el año 2007, debido a la congestión de la línea de transmisión entre Lima - Chimbote (la referida línea unía la subestaciones de Chavarría, Paramonga Nueva y Chimbote Nueva, fue puesta en servicio en octubre de 1980) que une el sistema centro con el sistema norte del país, ocasionando la elevación desmesurada de los costos marginales de la zona norte con relación al centro y sur. Para corregir esta situación, el gobierno emitió el Decreto de Urgencia N.º 0446- 2007, el 25/11/2007, el cual establece que por consideraciones de congestión de las instalaciones de transmisión, el COES deba despachar unidades de generación fuera del orden de mérito de costos variables, tomando en cuenta los criterios de optimización en la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), los costos variables de dichas unidades no

serán consideradas para la determinación de los costos marginales del SEIN. Esto último con la finalidad de no elevar demasiado el precio de las transferencias de potencia entre los generadores que tienen superávit y los deficitarios.

Gráfico 13: Representación Simplificada del SEIN



Dicha situación de insuficiencia de capacidad de transmisión y generación eléctrica reflejó la ausencia de una adecuada planificación del desarrollo eléctrico y que las medidas que se fueron adoptando tienen un carácter más coyuntural que estratégico.

Cabe anotar que las centrales hidráulicas del Sistema Norte son de pasada, es decir no tienen represa que les permita almacenar agua, motivo por el cual en los periodos de estiaje fue más crítico las congestiones en línea de transmisión al norte.

Reforzamiento de la Interconexión del Sistema Centro con el Sistema Norte

Con una adenda al contrato de concesión entre la empresa Red de Energía del Perú y el estado peruano se acordó ejecutar el segundo circuito de transmisión en 220 kV entre las subestaciones Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote, y con ello se eliminó la congestión entre los sistemas Norte y Centro, siendo la puesta en servicio de dicho proyecto en marzo del 2008.

En el Cuadro N° 2 (fuente Osinergmin) se muestra la relación de líneas de transmisión que superaron el 95% de su capacidad, verificándose que figuran

varias líneas congestionadas, entre ellas la L.T. 220 kV Paramonga Nueva-Chimbote que como se puede apreciar a partir de marzo-2008 deja de estar congestionada al ponerse en servicio su segundo circuito. Esta situación ha mejorado con la puesta en servicio en diciembre- 2010 del Proyecto L.T. 220 kV Carhuamayo - Paragsha-Conococha – Kiman Ayllu – Cajamarca Norte de la concesión de Abengoa Transmisión Norte.

5.1.2.2. Evaluación de las Congestionaciones de la Interconexión del Sistema Centro con el Sistema Sur

Por otro lado, la línea en 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya (que fue puesta en servicio en Octubre del año 2000), que constituye la interconexión entre el Sistema Centro y Sur también presentó problemas de congestión, lo cual originó primero el despacho de unidades generadoras térmicas de costo variable mayor en relación al despacho previsto de la unidades en el SEIN, y en horas de punta originó el racionamiento a algunos suministros. Esto ocurrió debido a que la generación en el Sistema Sur no cubre su demanda interna, por lo que se hacía necesario el flujo de potencia del Sistema Centro al Sistema Sur a través de la referida línea de transmisión de la concesión del Consorcio Transmantaro.

Ante la situación anterior se repotenció, mediante una Adenda al contrato del Consorcio Transmantaro, la mencionada línea y posteriormente con la puesta en servicio de la línea 500 kV, Chilca-Montalvo se mejoró el suministro al sur. En el Cuadro N° 2 se muestra la relación de congestiones registradas en el 2008, dado que a esa fecha aún no había ingresado los nuevos proyectos BOOT (Build Own, Operate and Transfer) licitados por Pro Inversión. Luego con la puesta en servicio de nuevas líneas de transmisión tanto en 500 kV como en 220 kV en los últimos años, en el Cuadro N° 3 se muestra que para el 2013 se tiene un menor número de líneas congestionadas.

5.1.2.3. Importancia del Monitoreo

En el corto plazo la ocurrencia de congestión en una línea eléctrica obligará a tomar las previsiones del caso, a los encargados de la coordinación de la operación del SEIN, así por ejemplo efectuar rechazos de cargas o poner en servicio unidades generadoras que se encuentran fuera del orden de mérito del despacho central del SEIN. De ser un tema recurrente, se debe informar a los

planificadores de los sistemas de eléctricos para ejecutar los estudios correspondientes de los nuevos proyectos de transmisión.

La estadística de congestiones en el largo plazo conlleva a evaluar, en cada congestión de línea eléctrica, el costo adicional incurrido en comparación de una operación normal. Si la congestión es una situación permanente los planificadores de las redes tendrán que evaluar la solución técnica-económica más factible para solucionar la congestión como puede ser el proyecto de una central eléctrica o una línea eléctrica en el mediano plazo y largo plazo.



CuadroN° 2: Relación de líneas de transmisión que alcanzan y/o superan el 95 % de la capacidad nominal

Tipo de Empresa	Empresa	Subestación de Salida - Subestación de Llegada	Código de Línea de Transmisión	Tensión Nominal (kV)	Potencia de Transporte (MVA)	2008											
						Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
TRANSMISORA	ISA REP	CARHUAMAYO - PARAGSHA	L2258	220	150	122%	123%	121%	118%	108%	119%	107%	134%	125%	134%	129%	121%
		CAMPO ARMINO - HUAYUCACHI	L-2220	220	152	105%	90%	92%	93%	100%	101%	99%	118%	122%	110%	98%	99%
		CHIMBOTE 1 - PARAMONGA NUEVA	L-2215	220	152	127%	115%	97%	61%	95%	82%	90%	130%	102%	96%	90%	94%
		CHIMBOTE 1 - TRUJILLO NORTE	L-2232	220	152	82%	124%	107%	94%	75%	83%	84%	104%	89%	103%	108%	109%
		PACHACHACA - CALLAHUANCA	L-2233	220	152	135%	111%	125%	94%	76%	84%	85%	105%	91%	109%	127%	111%
		PACHACHACA - CALLAHUANCA	L-2222	220	152	117%	91%	117%	100%	117%	109%	89%	118%	122%	113%	91%	98%
		PACHACHACA - CALLAHUANCA	L-2223	220	152	116%	90%	107%	99%	117%	95%	89%	118%	122%	112%	91%	118%
		PACHACHACA - POMACOCHA	L-2226	220	152	159%	117%	128%	109%	91%	68%	68%	86%	70%	110%	101%	97%
		POMACOCHA - SAN JUAN	L-2205	220	152	133%	117%	105%	111%	121%	97%	96%	106%	110%	113%	120%	116%
		POMACOCHA - SAN JUAN	L-2206	220	152	132%	117%	105%	111%	108%	96%	95%	105%	111%	103%	104%	120%
		SANTA ROSA - CHAVARRIA	L-2003	220	152	85%	83%	86%	70%	84%	52%	96%	117%	115%	95%	80%	125%
		SANTA ROSA - CHAVARRIA	L-2004	220	152	85%	149%	119%	70%	84%	87%	98%	117%	111%	98%	59%	125%
		VENTANILLA - CHAVARRIA	L-2244	220	189	104%	115%	107%	109%	106%	102%	117%	89%	97%	121%	107%	103%
		VENTANILLA - CHAVARRIA	L-2245	220	189	104%	116%	124%	112%	108%	104%	104%	92%	100%	100%	109%	104%
VENTANILLA - CHAVARRIA	L-2246	220	189	103%	113%	114%	108%	104%	100%	110%	87%	95%	113%	104%	100%		
VENTANILLA - CHAVARRIA	L-6544	60	60	93%	100%	102%	103%	103%	97%	95%	96%	97%	105%	101%	101%		
EGESUR	ARICOTA 1 - ARICOTA 2	L-6617	66	25	83%	84%	83%	83%		83%	83%	83%	83%	162%	82%	81%	
	LOS HEROES - TACNA	L-6640	66	25	119%	121%	122%	123%		119%	121%	125%	124%	127%	128%	134%	
	LOS HEROES - TACNA	L-6640	66	25	119%	121%	122%	123%		119%	121%	125%	124%	127%	128%	134%	
DISTRIBUIDORA	COELVISAC	L-6623-3 P95 de L-6623-2	L-6623-3	60	10	148%	150%	152%	155%	152%	149%	137%	137%	132%			
	EDELNOR	CHAVARRIA - CAUDIVILLA	L-625	60	56	84%	93%	95%	93%	87%	118%	90%	89%	98%	90%	98%	108%
		CHAVARRIA - MIRONES	L-621	60	56	85%	97%	108%	74%	73%	97%	109%	73%	102%	113%	111%	66%
		CHAVARRIA - MIRONES	L-622	60	56	71%	79%	77%	99%	74%	102%	111%	101%	104%	114%	112%	100%
		CHAVARRIA - NARANJAL	L-698	60	56	109%	108%	115%	115%	106%	102%	124%	106%	117%	119%	120%	112%
		CHAVARRIA - OQUENDO	L-618	60	56	117%	101%	103%	105%	106%	119%	118%	119%	115%	111%	111%	105%
		CHAVARRIA - PUENTE PIEDRA	L-636	60	56	96%	99%	93%	92%	88%	101%	107%	87%	106%	95%	101%	110%
		CHAVARRIA - TOMÁS VALLE	L-626	60	56	121%	109%	112%	104%	98%	108%	100%	106%	104%	100%	127%	105%
		S. ROSA ANTIGUA - S. ROSA NUEVA	L-701	60	62	123%	133%	120%	121%	118%	113%	140%	135%	138%	140%	145%	137%
		TOMÁS VALLE - OQUENDO	L-699	60	56	114%	106%	109%	69%	101%	107%	70%	111%	110%	69%	125%	87%
		CT IQUITOS - SANTA ROSA	L-01	60	14	89%	91%	91%	92%	94%	95%	97%	101%	103%	103%	99%	99%
	ELECTRO ORIENTE	MOYOBAMBA - RIOJA	L-20	60	7	101%	102%	103%	107%	99%	99%	106%	107%	108%	108%	105%	
		MOYOBAMBA - RIOJA	L-20	60	10												76%
	ELECTRO SUR MEDIO	ICA - ICA NORTE	L-6623	60	33	105%	99%	99%	98%	93%	86%	86%	91%	100%	98%	109%	
	ELECTROCENTRO	NINATAMBO - CHANCHAMAYO	L-6077	44	10	84%	86%	77%	104%	103%	109%	117%	114%	118%	110%	105%	123%
	ELECTROPUNO	PUNO - BELLAVISTA	L-0639	60	13	90%	89%	94%	94%	98%	99%	102%	104%	100%	96%	93%	105%
		PUNO - POMATA	L-0638	60	7	85%	85%	92%	94%	98%	97%	99%	96%	95%	101%	97%	98%
	LUZ DEL SUR	CHILCA LDS - SAN BARTOLO	L-639	60	38	72%	75%	91%	91%	94%	98%	99%	102%	99%	99%	98%	98%
		SANTA ROSA - INGENIEROS	L-609	60	52	101%	107%	103%	103%	95%	92%	100%	92%	90%	92%	103%	92%
	SEAL	CHILINA - PARQUE INDUSTRIAL	L-3060	33	15	99%	107%	99%	103%	101%	102%	97%	98%	101%	95%	89%	92%
		SOCABAYA - PARQUE INDUSTRIAL	L-3080	33	15	114%	109%	102%	107%	106%	106%	102%	109%	109%	104%	103%	112%
	SEAL	SOCABAYA - PARQUE INDUSTRIAL	L-3081	33	15	114%	104%	103%	109%	105%	105%	102%	109%	108%	104%	103%	112%

Fuente: Osinergmin

Cuadro 3: Horas por mes de Congestiones en las principales Líneas de Transmisión - 2013

(Fuente: COES Estadística de Operación 2013)

EQUIPO	POTENCIA		HORAS POR MES DE CONGESTIONES EN EL AÑO 2013												TOTAL
	DE:	A:	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
L-2224	<u>Pachachaca</u>	Oroya Nueva	6,7		9,0	1,0	33,2	110,6	34,1						194,5
L-2234/L-2235	Guadalupe	Trujillo Norte					4,9				26,6	17,4		1,7	50,5
L-2051/L-2052/L-2053/L-2054	Campo <u>Armiño</u>	<u>Socabaya</u>	411,6	272,4	390,3	125,0	37,2	102,1	103,9	152,6	147,7	164,6	420,7	631,1	2 959,0
L-2233/L-2232	Chimbote 1	Trujillo Norte											5,3		5,3
L-2245/L-2246/L-2244	<u>Cahavarría</u>	<u>Ventanilla</u>	10,9	1,7		10,3						30,7	11,6	8,6	73,7
L-2093/L-2094/L-2095	San Juan	<u>Chilca</u>			4,2		1,3	3,0		7,2			5,1		20,6
L-2236/L-2237	Chiclayo <u>Oeste</u>	Guadalupe									12,4		7,5	5,0	24,9
L-2239	Chiclayo <u>Oeste</u>	La Niña											82,3	231,5	313,8
L-1120	<u>Paragasha II</u>	Huánuco	9,4	2,3	7,4	25,3	22,8	11,6		15,8	27,5	71,7	47,9	55,6	297,1
L-1020	<u>Callalli</u>	<u>Santuario</u>			1,20	1,03	5,98				10,67				18,9
L-1005	<u>Quencoro</u>	<u>Tintaya</u>				79,2									79,2
L-6544	<u>Huampaní</u>	<u>Naña</u>		4,2	1,5	2,4									8,1
L-6040	<u>Callahuanca</u>	<u>Huampaní</u>			20,0										20,0

5.2. Indicador de la Situación de la Operación del Mercado

5.2.1. Generalidades

Mercado de corto plazo o spot administrado por el COES (Comité de Operación Económica del Sistema) se encarga del balance entre la generación y la demanda del mercado eléctrico. El COES como coordinador del sistema realiza la programación del despacho de generación que debe atender la demanda eléctrica requerida.

Pero en sus inicios el COES no realizaba un control eficiente entre el despacho programado y el ejecutado, lo que originaba costos elevados por el excesivo uso de la generación térmica. Es por esta razón que el regulador estableció un esquema para determinar y controlar las desviaciones entre el despacho ejecutado y programado a efecto de que las desviaciones sean las mínimas.

5.2.2. Indicador de la Evolución de la Desviación del Despacho Programado versus el Ejecutado

El objetivo de este indicador es analizar las desviaciones que ocurren en el despacho programado y ejecutado. En un análisis posterior se trata de determinar el motivo de dichas desviaciones.

La desviación se determina de la siguiente manera:

$$\% \text{ Desviación} = \frac{\text{Desp. Ejecutado} - \text{Desp. Programado}}{\text{Desp. Programado}} * 100$$

Este indicador está orientado a evaluar el resultado de la planificación de la operación del SEIN a largo plazo, sin embargo también es aplicable para el mediano y corto plazo.

5.2.3. Evaluación de la Desviación del Despacho en el SEIN

El COES en sus inicios evidenció algunos problemas en su función de programación de la operación del SEIN, específicamente en la etapas de mediano y largo plazo³⁴.

El poder acumular agua en los embalses en un periodo de tiempo para su utilización en otro periodo permite planificar su uso dependiendo cuánto tiempo y en qué cantidad puede ser almacenado el recurso hidráulico.

Descargar agua de los embalses para reducir los costos operativos al reemplazar energía térmica por energía hidráulica, es un tema que debe analizar con cuidado, pues mientras más agua se descargue en el tiempo presente, los costos futuros de operación serán altos ya que la reducción del recurso hidráulico almacenado para los periodos futuros ocasiona una mayor generación térmica. También tiene que tenerse en cuenta el tipo de año hidrológico que se puede presentar lo que aumenta la incertidumbre al proceso.

Por lo dicho anterior, se debe establecer una política de utilización de los recursos energéticos, tanto hidráulicos como térmicos, teniendo en cuenta si se dispone de reservorios de regulación anual y estacional.

En el periodo de una semana o diario sólo se puede regular los embalses con capacidad de regulación diaria y/o horaria

El monitoreo debe permitir verificar la programación de la operación en sus horizontes de largo, mediano y corto plazo se está cumpliendo en condiciones previstas, es decir, con el uso óptimo de los recurso energéticos.

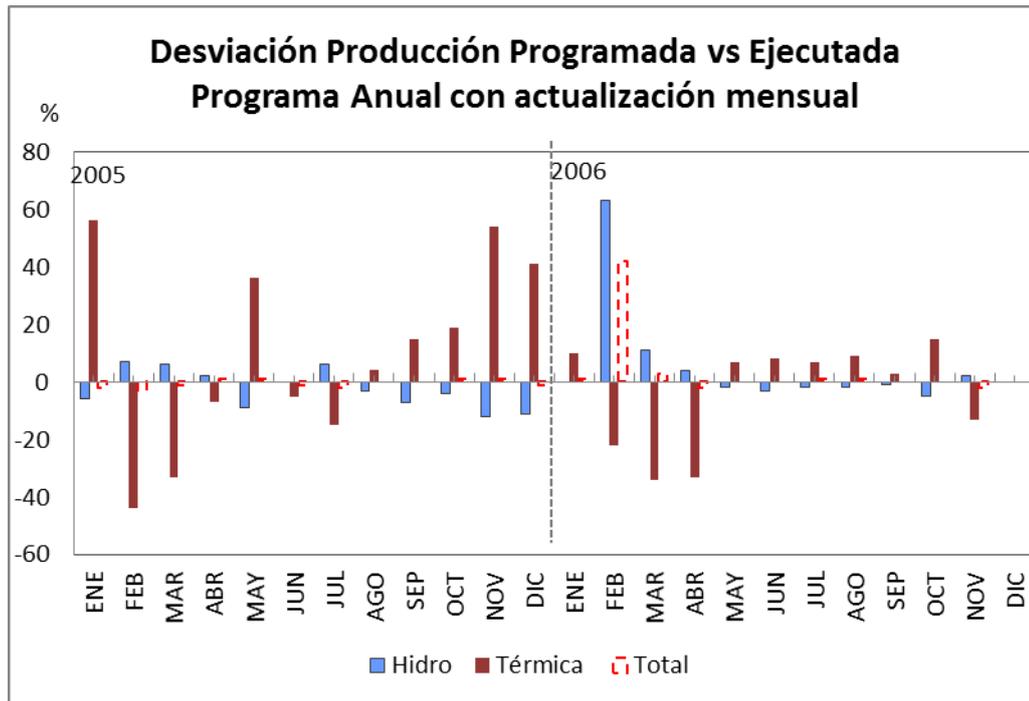
Desviaciones entre la Producción Programada y Ejecutada en los Años 2005 y 2006

Se tiene disponible el gráfico de la desviación de la producción programada con respecto a la programación ejecutada en forma mensual para los años 2005 y 2006, ver Gráfico N°16 y Cuadro N°4.

Se aprecia que la programación de la generación hidráulica y térmica presentan desviaciones significativas: $\pm 50\%$ para la generación térmica y $\pm 10\%$ para la generación hidráulica.

³⁴ Seguimiento de Indicadores para la Supervisión de la Planificación de la Operación del SEIN – Informe N°0052-2007-GART, Osinergmin

Gráfico 14: Desviación Producción Programada vs Ejecutada – Programación anual con Actualización Mensual, 2005-2006



Fuente: Osinergmin

Cuadro 4: Desviación Programación Programada vs Ejecutada

Meses	PROGRAMADO [GWh]			EJECUTADO [GWh]			DIFERENCIA [%]			
	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	
2005	ENE	1776	151	1926	1662	235	1897	-6	56	-2
	FEB	1448	347	1795	1555	194	1748	7	-44	-3
	MAR	1580	376	1956	1677	253	1929	6	-33	-1
	ABR	1538	341	1878	1572	316	1888	2	-7	1
	MAY	1491	444	1935	1356	603	1959	-9	36	1
	JUN	1241	644	1885	1243	615	1858	0	-5	-1
	JUL	1193	720	1913	1265	613	1878	6	-15	-2
	AGO	1285	663	1948	1251	688	1939	-3	4	0
	SEP	1307	605	1912	1213	695	1908	-7	15	0
	OCT	1526	436	1962	1468	521	1989	-4	19	1
	NOV	1549	396	1946	1361	610	1971	-12	54	1
	DIC	1656	396	2052	1478	559	2037	-11	41	-1
2006	ENE	1723	296	2020	1716	326	2042	0	10	1
	FEB	996	334	1330	1626	260	1886	63	-22	42
	MAR	1680	370	2050	1859	245	2103	11	-34	3
	ABR	1691	314	2006	1761	210	1971	4	-33	-2
	MAY	1582	479	2061	1550	511	2061	-2	7	0
	JUN	1392	596	1988	1349	646	1995	-3	8	0
	JUL	1366	661	2027	1343	706	2049	-2	7	1
	AGO	1390	673	2062	1356	736	2092	-2	9	1
	SEP	1367	693	2060	1351	710	2061	-1	3	0
	OCT	1574	579	2153	1489	665	2154	-5	15	0
	NOV	1549	637	2186	1582	556	2138	2	-13	-2
	DIC	1709	506	2215	0	0	0			

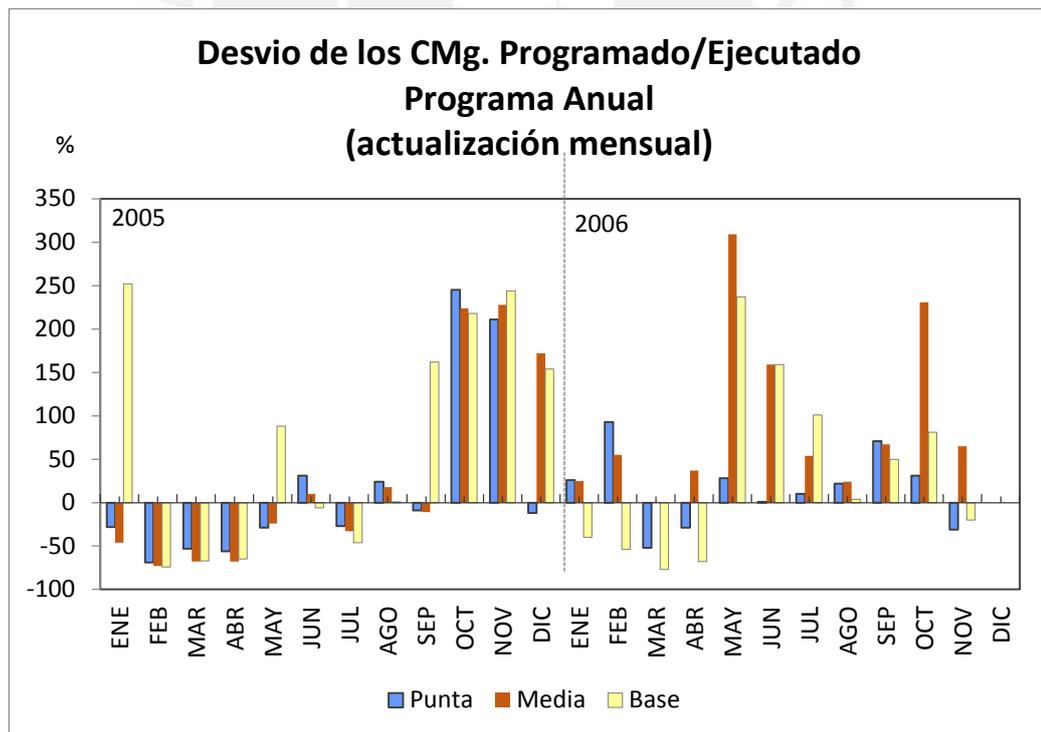
Fuente: Osinergmin

Naturalmente lo anterior origina desviaciones en el Costo Marginal (CMg) mensual calculado en la programación mensual con respecto al promedio mensual ejecutado (ver Gráfico N°17 y Cuadro N°5).

El CMg ejecutado muestra desviaciones mayores con respecto a lo que se previó alcanzando valores del orden del +300% (4 veces lo previsto) y -70% lo cual implica que el cálculo de la componente térmica fue muy diferente a lo que resultó en lo ejecutado.

En los meses de mayo a setiembre del año 2006 se muestra una considerable desviación de los costos marginales a pesar de que las desviaciones de producción térmica e hidráulica son relativamente pequeñas (ver Gráfico 17). Esta incongruencia puede deberse a una deficiencia en los datos utilizados (información deficiente de mantenimientos, disponibilidad de combustibles, etc.).

Gráfico 15: Desvío de los CMg. Programado/Ejecutado – Programa Anual, 2005-2006



Fuente: Osinergmin

Cuadro 5: Desvío de los CMg Programado/Ejecutado – Programa Anual 2005-2006

	Meses	PROGRAMADO [ctv US\$/KWh]			EJECUTADO [ctv US\$/KWh]			DIFERENCIA [%]		
		Punta	Media	Base	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base
2005	ENE	4.61	4.61	0.39	3.34	2.49	1.36	-28	-46	252
	FEB	9.56	9.56	4.35	3	2.59	1.14	-69	-73	-74
	MAR	10.21	10.21	4.39	4.84	3.26	1.45	-53	-68	-67
	ABR	10.46	10.46	4.41	4.65	3.36	1.54	-56	-68	-65
	MAY	13.33	12.18	4.63	9.49	9.27	8.7	-29	-24	88
	JUN	6.89	6.88	6.88	9.03	7.54	6.47	31	10	-6
	JUL	7.82	7.3	7.3	5.73	4.86	3.92	-27	-33	-46
	AGO	8.46	8.16	8	10.45	9.65	8.08	24	18	1
	SEP	9.56	9.56	3.25	8.66	8.46	8.5	-9	-11	162
	OCT	2.9	2.9	2.59	10.01	9.41	8.24	245	224	218
	NOV	3.18	3.18	2.66	9.87	10.42	9.15	211	228	244
	DIC	8.74	2.89	2.72	7.7	7.87	6.92	-12	172	154
2006	ENE	3.07	2.78	2.76	3.87	3.47	1.65	26	25	-40
	FEB	3.07	3.07	2.84	5.93	4.76	1.3	93	55	-54
	MAR	7.99	3	2.7	3.85	3.04	0.61	-52	1	-77
	ABR	10.72	3.24	3.24	7.58	4.43	1.04	-29	37	-68
	MAY	10.2	2.85	2.73	13.1	11.63	9.19	28	309	237
	JUN	10.15	3.55	2.85	10.25	9.2	7.37	1	159	159
	JUL	10.01	6.29	3.55	11.03	9.66	7.13	10	54	101
	AGO	9.68	9.51	7.89	11.83	11.78	8.19	22	24	4
	SEP	9.68	9.55	8.52	16.51	15.93	12.74	71	67	50
	OCT	8.02	2.37	2.37	10.5	7.85	4.29	31	231	81
	NOV	8.73	2.93	2.29	6.06	4.83	1.82	-31	65	-20
	DIC	2.29	1.82	1.81						

Fuente: Osinergmin

5.2.4. Importancia del Monitoreo

En general este indicador permite la supervisión de la planificación de la operación en el mediano y largo plazo.

Para este indicador el monitoreo es importante pues nos permite hacer seguimiento al cumplimiento de la política del uso del agua de los principales reservorios, y que se cumpla la producción de las centrales térmicas y con ello la evolución del costo marginal del sistema.

En el largo plazo, cuando se presentan desviaciones importantes indica indisponibilidad de unidades generadoras hidráulicas que reflejan el uso de unidades térmicas, pues el costo marginal también aumenta. También un costo marginal alto puede haber sido ocasionado por indisponibilidad de unidades térmicas de menor costo marginal. Esta situación aumenta generalmente en los periodos de estiaje.

Otro hecho resaltante es que podría haber simultaneidad de mantenimientos de equipos importantes, lo cual es necesario evitar.

En el corto plazo, este indicador refleja desconexiones de equipos por falla y mantenimientos correctivos o de emergencia de equipos.

5.3. Indicadores de la Estructura del Mercado

5.3.1. Generalidades

Los indicadores estructurales se enfocan a determinar las características estructurales del sistema, además buscan la existencia de potencial para ejercer poder de mercado.

Un indicador ideal es aquel que provea en un simple número una medida de la habilidad para ejercer poder de mercado. Con este criterio algunos trabajan bien pero tienen un desempeño no bueno en otros mercados y más sofisticadas medidas son consecuentemente requeridas.

La literatura económica nos presenta indicadores conocidos como el Índice de Lerner o el indicador de Herfindahl - Hirschmann, los cuales, si bien son indicadores gruesos de poder de mercado, no son lo suficientemente aplicables a los mercados eléctricos porque éstos provienen de modelos que tienen diferentes supuestos que los mercados eléctricos. Es por ello que se debe tener mucho cuidado con el uso de éstos indicadores, y complementarlos con otros indicadores.

5.3.2. Indicador de Concentración de Cuotas de Mercado (Market Share)

El indicador muestra el porcentaje del mercado que es compartido por las n empresas más grandes de una industria.

$$C_n = \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{A}$$

Dónde:

n: las n más grandes empresas

a_i: tamaño de la empresa i

A: tamaño de la industria específica

Para calcular este indicador se tiene que tener en cuenta algunas consideraciones:

- El producto relevante necesitado (producción de energía, energía más reservas, capacidad de largo plazo, capacidad corto plazo). No siempre está claro cuál es el producto apropiado, varios estudios incluyen un número diferente de indicador de cuota de mercado basados en este producto.
- El otro aspecto a tener en cuenta es el límite geográfico del mercado para conocer cuáles son sus competidores, esto depende de la red de transmisión.

5.3.2.1. Evaluación del Año 2005 al 2013

En el Cuadro 6, se muestra la producción de energía porcentual por Grupo Económico en el SEIN y para el año 2005 se muestra una mayoritaria participación de las empresas del Estado y de las empresas del Grupo Endesa.

A partir del 2007 aparecen nuevas empresas mientras que otras se fusionan, y continúa con mayor participación las empresas del estado y del grupo Endesa.

En el 2010 si bien es cierto siguen teniendo mayor participación las empresas del estado y el grupo Endesa, sin embargo su cuota del mercado va disminuyendo con respecto al 2005 y se acentúa el crecimiento del grupo Suez y el grupo Globeleq.

Tal como se aprecia en el Cuadro N° 6 a continuación, para el 2013, las empresas del Estado participan con el 26,4% de la producción de energía en el SEIN, las empresas del Grupo Endesa lo hacen con un 22,3%, en tanto que el restante 51,3% es cubierto fundamentalmente por Suez, Duke Energy, Globeleq, SN Power y otros pequeños grupos. Siendo notorio el aumento de los grupos Suez y Globeleq

Cuadro 6: Producción de Energía Eléctrica por Grupo Económico

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR GRUPO ECONÓMICO									
Grupo Económico	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Estado	40.70%	40.60%	35.80%	31.30%	31.90%	29.40%	29.10%	27.70%	26.40%
Endesa	30.70%	29.60%	30.80%	30.20%	29.80%	28.60%	28.40%	25.00%	22.30%
Suez			14.00%	16.30%	15.90%	14.50%	13.30%	15.50%	19.40%
Duke Energy	9.10%	9.10%	12.20%	12.20%	10.90%	8.90%	8%	9.50%	6.90%
Tractebel	6.70%	8.60%							
Aguaytía	5.60%	4.60%							
PSEG	4.60%	4.50%	3.60%						
SN Power			1.90%	5.40%	5.60%	4.70%	4.80%	4.70%	4.50%
Globeleq			1.00%	3.30%	4.20%	9.90%	11.30%	11.50%	13.70%
Otros	2.70%	3.00%	0.60%	1.20%	1.70%	4.00%	5.10%	6.10%	6.80%

Fuente: COES Estadística de Operaciones

5.3.2.2 Importancia del Monitoreo

Nos indica la concentración del mercado del SEIN en cuanto a producción de energía eléctrica, así se tiene que en el 2005 la mayor energía fue producida por el estado y el grupo Endesa, lo que indica la posibilidad de ejercer poder de mercado, dado que el resto de grupos privados no superaba el 9.1% de participación.

El seguimiento de este indicador nos permite apreciar la participación del crecimiento de otros grupos económicos con lo cual para el 2013 disminuye la participación del estado y del grupo Endesa, y el grupo Suez y grupo Globeleq se acercan al porcentaje de participación del estado y el grupo Endesa.

Sin embargo, como ya se dijo la producción de energía eléctrica depende del orden de mérito, de acuerdo a los costos variables, del despacho de unidades de generación de parte del COES; por lo que para confirmar la participación de los grupos económicos en concentración del mercado, se debe evaluar de manera similar la participación por potencia instalada, potencia firme y otros.

5.3.3. Indicador Herfindahl – Hirschman (HHI)

El objetivo de este indicador es conocer la concentración del mercado eléctrico en cuanto a la producción de la energía. Se puede tomar la producción media del último mes o año, o también se podría construir una curva en función a cómo evoluciona el indicador en los últimos años y meses.

Se calcula con la siguiente relación:

$$HHI = 10,000 \times \sum s_i^2$$

Y se considera como altamente concentrado a partir de un HHI mayor a 1,000. Por otro lado, Stoft (2002), cuestiona este indicador, entre otros, al afirmar que puede medir el poder de mercado, siempre y cuando todas las empresas tengan una misma tecnología, lo cual es muy lejano a la realidad. Este indicador tampoco refleja la expansión potencial de los competidores, la entrada potencial de nuevas empresas ni la posibilidad de que las empresas firmen contratos bilaterales en el mercado de futuros.

Como referencia el Departamento de Justicia de los Estados Unidos utiliza los siguientes rangos para determinar el grado de concentración:

- el mercado no está concentrado si $HHI < 1000$.
- el mercado está moderadamente concentrado si $1000 < HHI < 1800$.
- el mercado está altamente concentrado si $HHI > 1800$

Una mayor crítica hecha al indicador HHI en mercados eléctricos es que aún donde el más dominante vendedor tiene una pequeña relativa cuota de mercado (por decir menos que el 10%) ellos todavía pueden ser capaces de ejercer poder de mercado. Esto es como consecuencia de ser medidas estáticas y examinan solamente el lado de la oferta del mercado.

5.3.3.1. Evaluación del 2002 al 2013

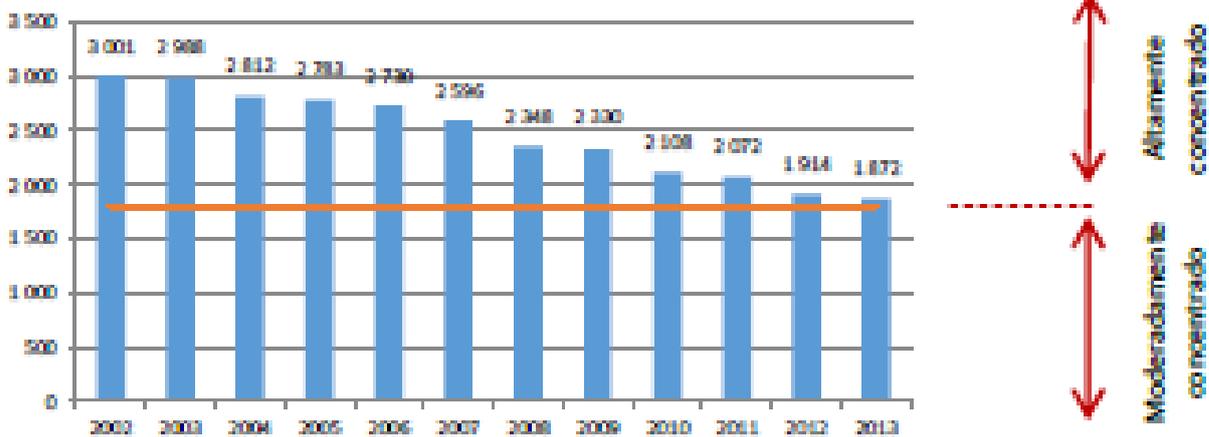
Teniendo en cuenta que el sistema eléctrico centro y norte se interconectan con el sistema eléctrico sur, a través de la línea de transmisión del 220 kV Mantaro-

Cotaruse-Socabaya, a partir de octubre del año 2000; es que, a partir del mencionado año se considera el mercado eléctrico integrado a nivel nacional.

En el Gráfico N°18 se muestra la evolución del indicador HHI desde el año 2002 al 2013, donde se aprecia que el mercado eléctrico estuvo inicialmente altamente concentrado y con el ingreso de nuevos actores en el sector generación, el indicador tiende a ubicarse al rango de moderadamente concentrado.

El hecho mostrado, tiene relación con el crecimiento vertiginoso de la demanda eléctrica lo cual motivo el ingreso al mercado de nuevos actores; pero a partir de la Ley para Estimular la Generación Eficiente (Ley N° 28832), se aprecia que la mencionada situación mejora para el mercado eléctrico peruano.

Gráfico 16: Evolución del Indicador HHI del año 2002 al 2013



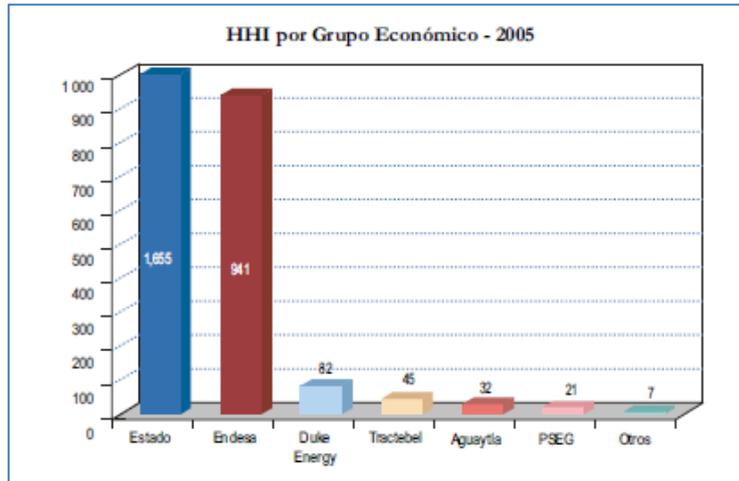
Fuente: Osinergmin

Comportamiento del indicador HHI por grupo económico

En los Gráficos del 19 al 22 los grupos económicos que mayor participación tienen en el mercado son el Estado Peruano y el grupo Endesa el resto de grupos tiene relativamente poca participación.

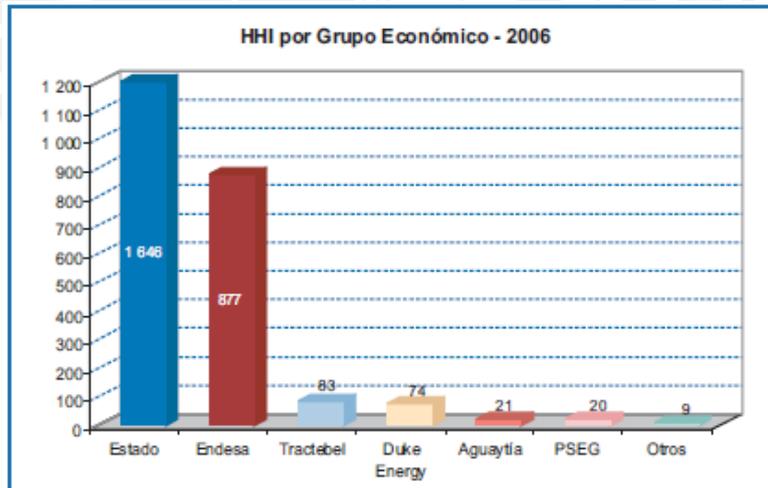
Pero a partir del año 2010 se nota el crecimiento de los grupos económicos Suez y Globeleq (ver Gráfico 23) con lo cual mejora la competencia del mercado. En el año 2013 se puede apreciar que el crecimiento de los grupos Suez y Globeleq tienen tendencia a consolidarse (ver Gráfico 24).

Gráfico 17: HHI por Grupo Económico -2005



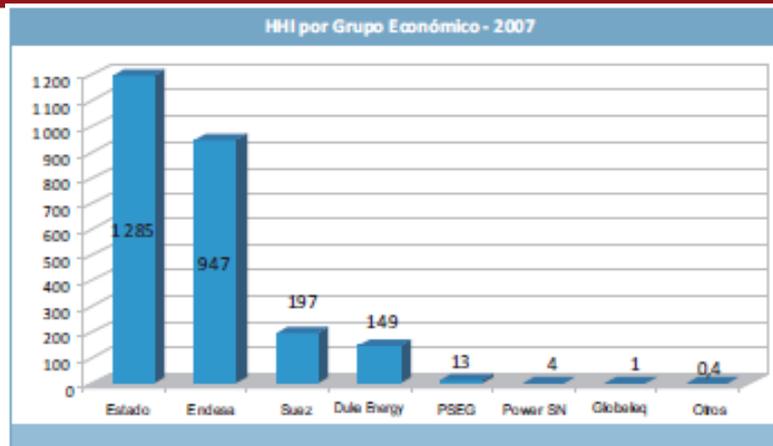
Fuente: Osinergmin

Gráfico 18: HHI por Grupo Económico -2006



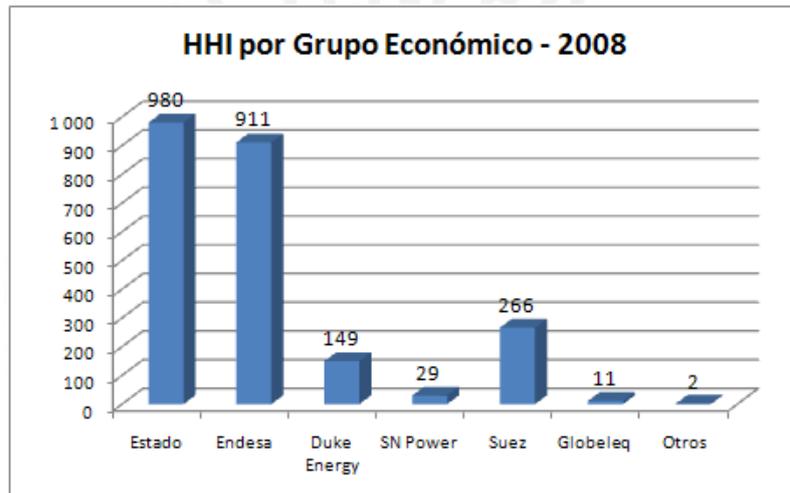
Fuente: Osinergmin

Gráfico 19: HHI por Grupo Económico -2007



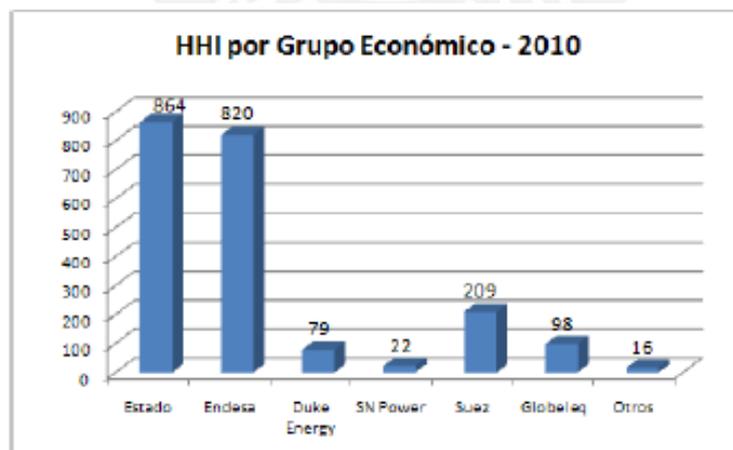
Fuente: Osinergmin

Gráfico 20: HHI por Grupo Económico -2008



Fuente: Osinergmin

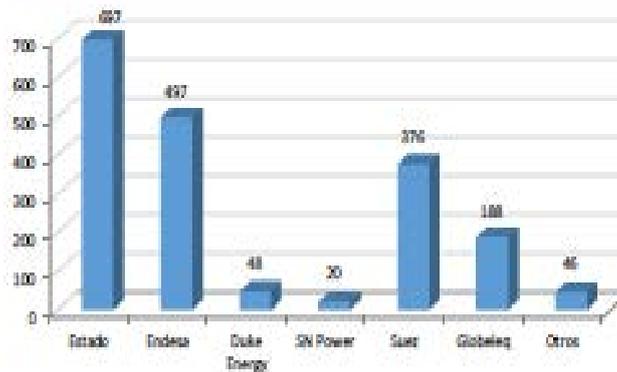
Gráfico 21: HHI por Grupo Económico -2010



Fuente: Osinergmin

Gráfico 22: HHI por Grupo Económico -2013

HHI POR GRUPO ECONÓMICO 2013



Fuente: Osinergmin

5.3.3.2. Importancia del monitoreo

Este indicador muestra a través de tiempo el comportamiento de los grupos económicos en nuestro medio, en cuanto a la cantidad de unidades generadoras que poseen en relación a los demás. Es así que en el 2003 se tenía gran concentración del mercado por parte del Estado y el grupo Endesa (Edegel) y con el ingreso de nuevas inversiones en los últimos años el mercado tiende a desconcentrarse como puede apreciarse en Gráfico N° 24.

Comentarios adicionales

Una mayor crítica hecha al indicador de cuotas de mercado y HHI en mercados eléctricos, es que, aún donde el más dominante vendedor tiene una pequeña relativa cuota de mercado (por decir menos que el 10%) ellos todavía pueden ser capaces de ejercer poder de mercado. Esto es como consecuencia de ser medidas estáticas y examinan solamente el lado de la oferta del mercado.

En realidad las condiciones del mercado eléctricos cambian hora a hora, es decir, el sistema eléctrico es dinámico, debido a los cambios de demanda, desconexiones de generación, fallas de transmisión, congestiones en transmisión, etc.

Respecto de la separación del sistema en zonas geográficas, ello no es percibido por estos indicadores, pero es posible aplicarlos en cada una de ellas, para lo cual se debe hacer un trabajo previo que nos permita identificar las zonas

técnicas y económicas que se forman. Para ello se acostumbra hacer una serie de análisis, los que mayormente consisten en simulaciones o en el estudio de las situaciones que se dan en la operación diaria del sistema eléctrico.

En este orden de ideas, generalmente son usados para tener una primera impresión sobre la existencia de problemas potenciales.

5.4. Indicadores del Desempeño y Poder de Mercado

5.4.1. Generalidades

El costo marginal es aquel en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

En el mercado mayorista (COES) el precio spot (costo marginal) es el precio de venta de energía entre generadores excedentarios y deficitarios. Los generadores excedentarios son aquellos que aparte de cumplir con sus contratos de venta de energía, su excedente de energía lo entregan al SEIN y los deficitarios son los que compran el excedente mencionado para cumplir con sus contratos de energía.

Por otro lado, los costos Marginales de Corto Plazo se determinan a partir de los costos variables de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas que se despacharon.

5.4.2. Indicador Evolución de los Costos Marginales

Objetivo

El costo marginal permite conocer los precios a los cuales se hacen las transferencias de potencia y energía en el mercado Spot y la evolución de éste, es decir, subidas o bajadas, permite determinar que se están presentando situaciones en el SEIN como pueden ser: periodos de estiajes largos, mantenimientos simultáneos de unidades generadoras necesarias y congestiones en el sistema de transmisión.

Cómo se calculan los costos marginales

Los Costos Marginales de Corto Plazo se determinan a partir de los costos variables de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas que se despacharon.

Para la determinación se tiene en cuenta lo siguiente (ver Cuadro N° 7):

- 1) Las unidades de generación térmica del SEIN son calificadas de acuerdo a su costo variable
- 2) Los costos variables de las unidades térmicas se determinan a un valor equivalente en la barra de referencia de Santa Rosa, esto se hace aplicando el factor de pérdidas marginales para las condiciones de máxima, media y mínima demanda.
- 3) Se incluyen los costos variables no combustibles en las unidades térmicas.
- 4) Para las unidades de generación hidroeléctrica se tiene en cuenta el valor de agua semanal y la variación del costo futuro actualizado de operación y falla del SEIN, con relación a la variación del volumen del lago Junín.

5.4.2.1. Evaluación del Año 2001 al 2013

En el Cuadro N° 7 se aprecia cómo ha evolucionado el costo marginal promedio mensual del 2001 al 2013, en la barra de referencia de Santa Rosa. En el Gráfico N° 25 se muestra que costo marginal promedio mensual tiene comportamiento estacional anual, ocurriendo los mayores valores durante los meses de junio a octubre. El valor mayor registrado en los años señalados es de 235.38 US\$/MW.h correspondiente a julio del 2008.

Los costos marginales promedio de dicho mes estuvieron altos como consecuencia de:

-Reducción de la generación de las unidades que operan con gas de Camisea por saturación de la capacidad disponible del gaseoducto, probablemente por aumento de consumo de gas por parte de las industrias.

-El 25.07.2008 el Mantenimiento de unidad TG4 de la CT Ventanilla (inspección por falla).

-El 28.07.2008 mayor energía indisponible del mes debido a mantenimientos preventivos la C.H. Mantaro y Restitución (mantenimiento del puente tubo), y la unidad TG2 de la C.T. Chilca (inspección de turbina por 4000 EOH – horas equivalentes de operación)

Comentario

Como consecuencia de las congestiones que se presentaron en el SEIN, lo cual motivó la puesta en servicio de unidades de generación térmica que no estaban en el orden del despacho previsto y, con costos marginales mayores; se estableció el Decreto de Urgencia N°049-2008, para no considerar los costos marginales como resultados de las congestiones en la valorización de transferencias en el mercado Spot; siendo dicho Decreto prorrogado hasta diciembre del 2016. Sin embargo, el COES realiza un cálculo de los costos marginales idealizados sin considerar la congestión y con dichos costos marginales se valorización las transferencias de energía.

5.4.2.2. Importancia del Monitoreo

El seguimiento de este indicador permite determinar la ocurrencia de eventos en el SEIN como las desconexiones de unidades de generación ya sea por mantenimientos importantes o fallas y, también de la presencia de congestiones en líneas de transmisión.

En condiciones de operación normal, es decir, sin congestión en el SEIN, las subidas de los costos marginales indican el nivel de estiaje, pues la generación hidráulica disminuye y se hace uso intensivo de las unidades térmicas. También pueden ocurrir subidas de los costos marginales cuando se ejecutan desconexiones de unidades generadoras hidráulicas para mantenimiento preventivo por largos periodos.

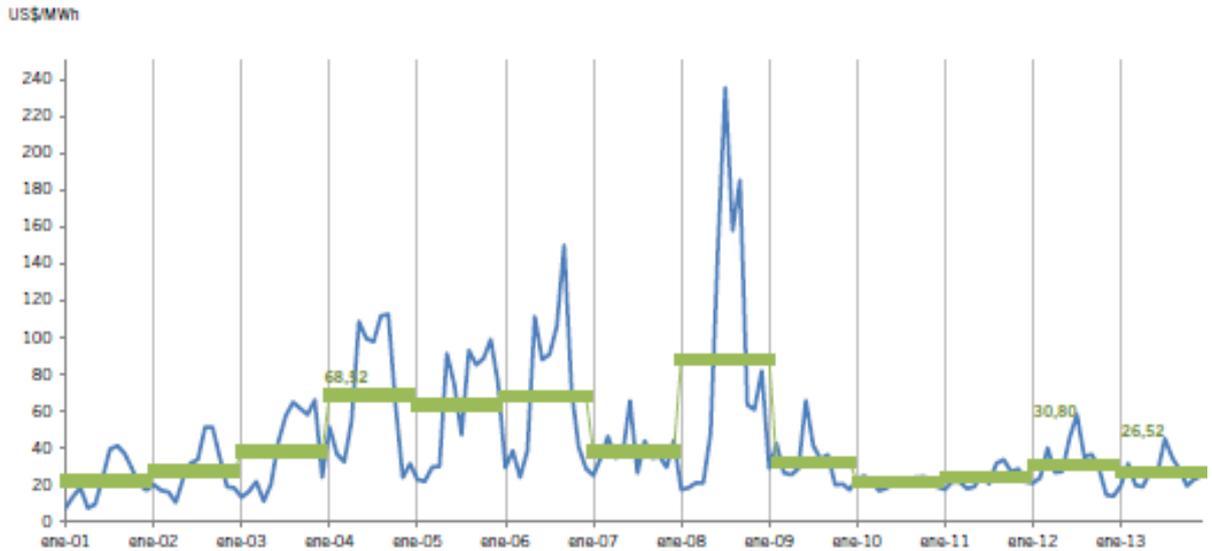
Cuadro 7: Costo Marginal Promedio del SEIN, 2001-2013 (US\$/MWh)

MESES	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	7,57	19,99	13,11	51,20	22,72	29,41	25,00	17,39	28,89	23,15	17,49	20,92	19,35
Febrero	13,64	16,88	16,39	36,60	21,85	38,38	34,58	18,33	42,39	24,55	21,74	23,73	31,41
Marzo	18,27	15,94	21,63	32,52	29,48	24,06	46,09	20,84	26,46	21,97	21,63	39,83	19,72
Abril	7,30	10,34	11,14	54,50	29,99	38,67	34,56	20,90	25,43	16,60	17,92	26,68	18,78
Mayo	9,47	23,31	20,34	108,50	91,20	111,06	36,33	47,86	28,67	18,16	18,79	27,18	27,14
Junio	23,56	31,50	43,23	99,39	74,71	87,93	65,45	148,85	65,70	20,43	25,86	45,52	26,61
Julio	39,18	33,57	57,36	97,57	47,09	90,65	26,41	235,38	41,22	19,88	20,45	58,05	44,86
Agosto	41,13	51,21	64,63	111,60	92,82	105,92	43,70	157,88	33,88	22,89	31,51	35,09	34,73
Setiembre	36,87	51,23	61,29	112,39	85,09	149,81	34,39	185,21	36,22	23,84	33,63	36,41	28,27
Octubre	29,02	35,17	58,07	64,06	88,58	71,83	35,54	63,35	19,79	24,23	27,06	28,76	19,45
Noviembre	20,14	18,93	65,89	23,94	98,81	40,59	29,42	60,69	20,37	23,10	28,58	14,35	23,00
Diciembre	17,12	18,18	24,03	31,45	75,19	28,87	44,14	81,78	17,24	18,76	21,57	13,75	24,90
PROMEDIO	21,94	27,18	38,09	68,64	63,13	68,10	37,97	88,21	32,19	21,46	23,85	30,86	26,52

Fuente: COES Estadística de Operación 2013

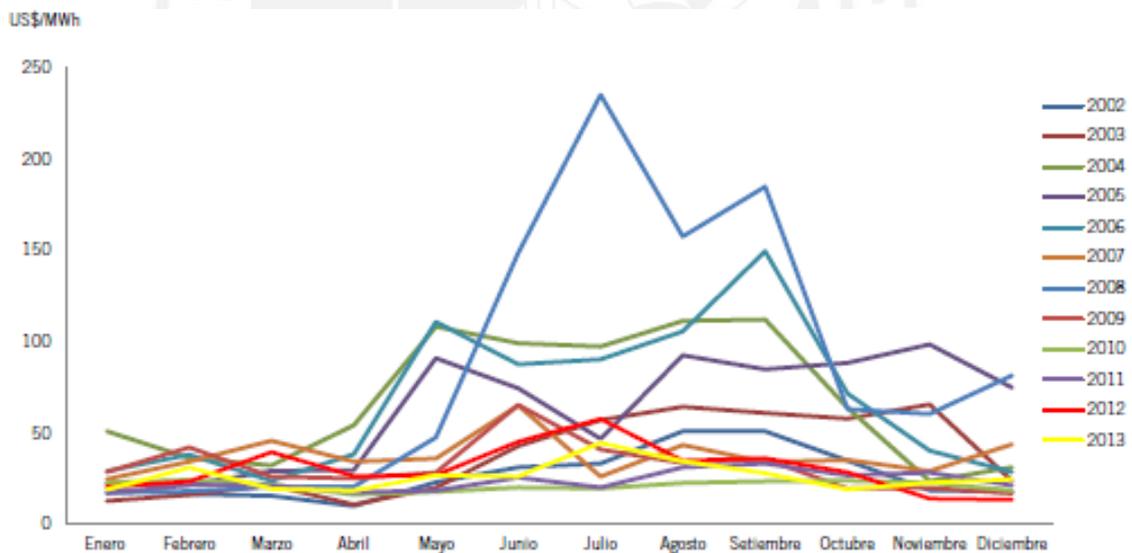


Gráfico 23: Costo Marginal Promedio Anual del SEIN (En barra de referencia de Santa Rosa)



Fuente: COES Estadística de Operación 2013

Gráfico 154: Costo Marginal Mensual del SEIN (En barra de referencia de Santa Rosa)



Fuente: COES Estadística de Operación 2013

5.4.3. Indicador Curva de Duración de Precios

El objetivo es determinar qué porcentaje de un año estaría por encima de un especificado precio. Se construye la curva de duración de precio para distintos periodos.

Los Costos Marginales de Corto Plazo se determinan a partir de los costos variables de las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas que se despacharon.

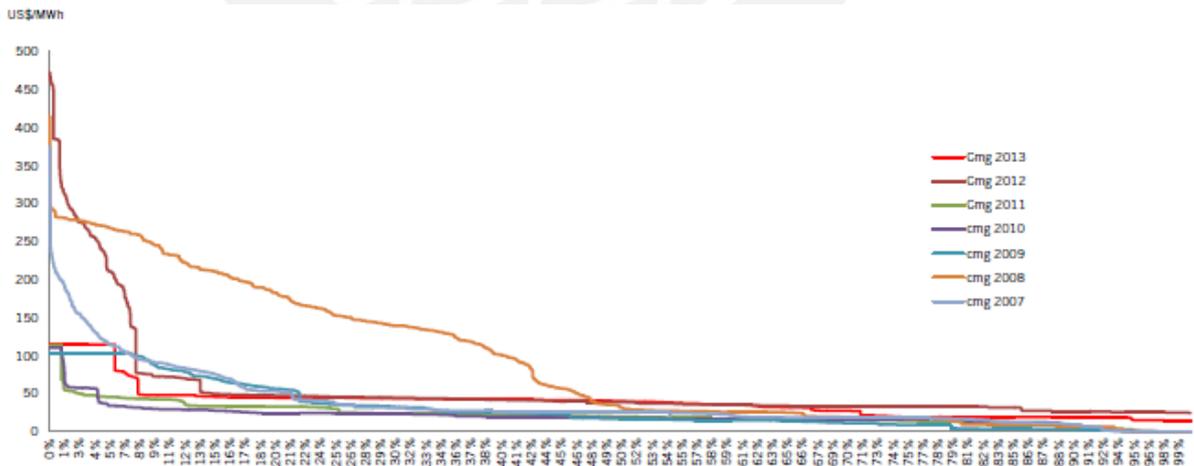
5.4.3.1. Evaluación del Año 2007 al 2013

En el Gráfico N° 27 se muestra que varios años el costo marginal se mantiene dentro de ciertos límites razonables, llegando a un costo máximo 110 US\$/MWh; a excepción de los años 2008, 2009 y 2012 en los que se llega a picos de 290, 240 y 475 US\$/MWh.

El hecho que la curva de duración muestre costos marginales casi estable puede indicar que la sequía no fue muy intensa o también que no hubieron congestiones notables en el sistema de transmisión y, así como también problemas en el abastecimiento de gas a la centrales térmicas.

Para el 2008, debido al estiaje, la contribución de la generación hidráulica en la producción de electricidad total disminuye en el segundo semestre del año. Además, la reserva de generación hidráulica útil para generación eléctrica del periodo enero-julio 2008 resulta menor que el promedio registrado en los últimos seis años y relativamente similar a la del año 2005, en este último año se tuvo la segunda menor reserva hídrica del período 2003-2007.

Gráfico 165: Curva de Duración de Costos Marginales en el SEIN 2007-2013



Fuente: Estadística de Operación COES 2013

5.4.3.2. Importancia del Monitoreo

En el largo plazo, permite evaluar el cumplimiento del programa de mantenimiento anual.

En el corto plazo, permite evaluar si dentro del periodo de estiaje las centrales hidráulicas de pasada fueron reemplazadas por unidades térmicas. En las centrales hidráulicas de regulación estacional nos permite evaluar las descargas previstas en los embalses.

5.5. Relaciones entre Indicadores

Los indicadores Seguimiento de las Cotas de Embalse, Estadística de Congestionamientos, Evolución de los Costos Marginales y Curva de Duración de los Costos Marginales tienen cierta relación entre ellos, pues en un sistema hidrotérmico determinan el uso de unidades de generación térmica. El seguimiento continuo respectivo permite lograr el costo de operación del mercado eléctrico y a largo plazo permite tomar la decisión de implementaciones de unidades generadoras más eficientes o de menor costo variable.

El indicador Evolución de la Desviación del Despacho Programado versus el Ejecutado en el mediano y largo plazo permite apreciar el impacto que implica desconectar unidades generadoras para mantenimiento programado en forma indiscriminada. Adicionalmente, el impacto de las desconexiones forzadas de las unidades de generación sobre el sistema.

Los indicadores Cuotas de Mercado y HHI son complementarios en el sentido que permiten apreciar la conformación de los grupos económicos en cuanto a la oferta de generación, y con esto si el nivel de competencia se incrementa a medida que transcurre el tiempo.

En general, se puede decir que existen grupos de indicadores que tienen cierta relación pues persiguen un objetivo común y permiten hacer las correcciones necesarias, para reducir el costo operativo y tomar acciones para reducir las desconexiones forzadas.

En cuanto a determinar el comportamiento de los agentes, como el ejercicio de poder de mercado, este tema requiere evaluar otros tipos de indicadores o simulaciones.

Todos los indicadores apuntan a mejorar las condiciones del mercado realizando las correcciones post-despacho, modificando las normas o estableciendo nuevas por la autoridad regulatoria.

5.6. Diagnóstico del Mercado Eléctrico en Función de los Indicadores Evaluados

- Los periodos de sequías o estiaje en la cuenca del río Mantaro se presentan cada cierto periodo de tiempo, entonces es pertinente el monitoreo de las cotas de embalse en la presa Tablachaca. Cuando del monitoreo resulte que la cota de embalse disminuya y se mantenga en forma constante en los niveles más bajos, y como no se sabe el grado de sequía que se presentaría será necesario hacer un uso adecuado del recurso hidráulico, para lo cual se requerirá en el despacho de carga del SEIN el uso más intenso de la generación térmica de más bajo costo como son las unidades generadores del ciclo combinado y gas como base en el diagrama de carga.
- La infraestructura de redes de transmisión que conforman el SEIN han presentado congestiones como consecuencia de la creciente demanda de energía eléctrica en la zona norte y especialmente la zona sur del país. Sin embargo, a pesar de los proyectos de líneas de transmisión licitados por Pro Inversión y que a la fecha se encuentran en servicio, aún se presentan congestiones en ciertas líneas; por lo que se debe dar prioridad a los proyectos tanto del Plan de Transmisión como del Plan de Inversiones de Transmisión para disminuir las referidas congestiones.
- El COES en sus inicios experimentó deficiencias en su función de programación de la operación del SEIN en especial en las etapas de mediano y largo plazo. En la actualidad ya se tiene la experiencia y procedimientos específicos para programar los despachos; sin embargo esta función puede ser mejorada con un control más minucioso lo que permitirá detectar las diferencias entre los despachos programados y ejecutados y hacer las correcciones del caso.

- El SEIN se inició con concentración de generación de energía en ciertos grupos de interés pero la evolución del indicador HHI muestra que se está tendiendo a un nivel de no concentración. Por otro lado, la llegada del gas de Camisea a la zona sur de Lima, en Chilca ha originado concentración de generación térmica en dicha zona, dicha dependencia hace vulnerable al SEIN ante cualquier contingencia de las líneas de transmisión que evacúan la energía de las unidades generadoras ubicadas en Chilca. Por lo dicho, es necesario estimular los proyectos de generación en zona norte y sur del SEIN.
- El monitoreo de los costos marginales promedio anual indica marcadamente la sequía ocurrido en el año 2008 y el uso intensivo de plantas térmicas con combustible de alto costo; pero con la implementación de más unidades generadoras a gas en la cual es costo variable es menor que el petróleo se va disminuyendo el costo marginal. Para mejorar esta situación se requiere en lo posible la implementación de la tecnología de ciclo combinado que mejora eficiencia de las planta generadoras de gas y por lo tanto reduce el costo variable.

5.7. Utilidad de los Indicadores

Es pertinente recalcar que por la naturaleza del mercado eléctrico, este requiere el monitoreo de ciertos indicadores, pues como se ha mencionado permite detectar si los agentes cumplen la normativa o muestran conductas anticompetitivas, además los indicadores permiten detectar inconvenientes en la infraestructura eléctrica a medida que el mercado evolucione, variaciones de los costos por cambios en la hidrología de las regiones o cambios en los precios de los combustibles.

El sistema de información conformado por los indicadores sirve también para que los agentes diseñen sus estrategias de comercialización y definan sus inversiones en infraestructura eléctrica.

En este orden de ideas, no se puede concebir un mercado eléctrico funcione adecuadamente sin un control de un mínimo de indicadores.

5.8. Costos y Beneficios

El presente trabajo de investigación tiene desarrollado la metodología básica conceptual para seleccionar los indicadores más convenientes que muestren la situación del mercado eléctrico, del sistema, de la estructura y desempeño del sistema en nuestro medio, y luego de lo cual se puede elaborar el proyecto de selección de indicadores requerido en el mercado eléctrico.

Además con la evaluación de los indicadores que se muestra en el Capítulo 5, se sustenta la importancia que éstos representan para el mercado y sistema eléctrico, es decir, el seguimiento o monitoreo permitirá al operador del mercado eléctrico tomar decisiones a corto y largo plazo para realizar las implementaciones que sean necesarias o corregir la normativa existente.

Omitir algunos de los indicadores en el monitoreo tendría como consecuencia ignorar los problemas potenciales que se estarían originando en el mercado eléctrico en general, para luego sufrir las consecuencias y las pérdidas económicas que representan por ejemplo las sequías, congestiones de equipos, incumplimiento de los despachos programados e incremento de la generación térmica lo que elevará el costo marginal del mercado entre otros. En el extremo una congestión podría originar no solo incremento de la generación térmica y el costo del combustible asociado, sino también racionamiento a usuarios grandes y pequeños.

En este orden de ideas, un proyecto de selección de indicadores así como su implementación se justifica al compararse el precio del proyecto con las pérdidas económicas que ocurren en el mercado eléctrico, de no contarse con la tecnología moderna que permite monitorear los indicadores. Lo dicho anterior se puede apreciar por el hecho que la mayoría de los operadores de mercados eléctricos disponen de tecnología moderna y automatizada (sistemas de cómputo, programas o software especializados, sistemas de control supervisorio, entre otros) para el monitoreo de los indicadores.

Por otro lado, los beneficios están representados por la detección de situaciones o problemas a corto y largo plazo, que permite tomar acciones preventivas y correctivas, tales como implementar cambios en el sistema eléctrico o cambios de la normativa.

CONCLUSIONES

- En el presente trabajo se revisa en forma resumida los esquemas de monitoreo a nivel internacional destacando el agente sobre el cual recae la responsabilidad del monitoreo o supervisión del mercado. Se aprecia que la función de monitoreo recae en entidades, dentro la organización de los mercados, con mayor o menor facultades de supervisión dependiendo del país.
- Se propone una metodología general para elaborar sistemas de monitoreo que puede ser aplicable a distintos diseños de mercados eléctricos. El esquema metodológico planteado responde a las características del mercado eléctrico peruano.
- De la revisión de la bibliografía se desprende que una de las principales aplicaciones de los SMM, es la vigilancia de la conducta de los agentes que interactúan, a efectos de garantizar la competencia en los mercados eléctricos. Además se aprecia que los principales indicadores se orientan generalmente a detectar el ejercicio de poder de mercado y también a observar el comportamiento estratégico no competitivo. Debido a que estas son las dificultades más comunes que pueden alterar el funcionamiento de los mercados y precisamente han motivado a crear normativas para tratar de amortiguarlas.
- La mayor parte de las experiencias mencionan el uso de los SMM como instrumento para vigilar situaciones en donde falta competencia, mientras que el presente trabajo se enfoca en la determinación de situaciones críticas que se pueden presentar en el mercado eléctrico. De este modo, en nuestro medio, para el punto de vista del generador los problemas de competencia no necesariamente significan un riesgo para su negocio, sino más bien están enfocados a otros temas como la disponibilidad del combustible, la incertidumbre hidrológica y la existencia de congestiones.
- Del grupo total de indicadores, se seleccionan los más aplicables al SEIN, dichos indicadores son categorizados de acuerdo a la clase de información que proporciona: situación de operación del sistema, situación de operación del

mercado, estructura del sistema y, comportamiento y poder de mercado. A los mencionados indicadores se les especifican sus objetivos y características, y un esquema para su cálculo definiendo los datos a emplear.

Los referidos indicadores constituyen lo suficiente requerido para evaluar los más importantes riesgos a que está expuesto un sistema hidrotérmico, sin embargo, a medida que se estudie con más detalle un determinado mercado estos deberían ajustarse.

- Por otro lado, los agentes como empresas rentables y competitivas requieren de toma decisiones oportunas y acertadas, por lo que se hace necesario contar con instrumentos y herramientas de monitorización del mercado que proporcione datos e información oportuna y confiable, para identificar oportunidades y riesgos. Los agentes requieren de una metodología de seguimiento del mercado eléctrico que proporcione información que conlleve a garantizar un ambiente confiable e imparcial para todos, de manera que se disminuya las asimetrías de información. Un sistema de monitoreo proporciona información útil para la tomar decisiones y sirven también de apoyo a los procesos de planeación estratégica.
- Los indicadores Seguimiento de las Cotas de Embalse, Estadística de Congestionamientos, Evolución de los Costos Marginales y Curva de Duración de los Costos Marginales tienen cierta relación entre ellos, pues en un sistema hidrotérmico determinan el uso de unidades de generación térmica. El seguimiento continuo respectivo permite lograr el costo de operación del mercado eléctrico y a largo plazo permite tomar la decisión de implementaciones de unidades generadoras más eficientes o de menor costo variable.
- El indicador Evolución de la Desviación del Despacho Programado versus el Ejecutado en el mediano y largo plazo permite apreciar el impacto que implica desconectar unidades generadoras para mantenimiento programado en forma indiscriminada. Adicionalmente, el impacto de las desconexiones forzadas de las unidades de generación sobre el sistema.

- Finalmente, la necesidad de tener sistemas que capten la información que se origina en un mercado con mucha incertidumbre, resulta de mucha utilidad para prever que se presenten dificultades. Adicionalmente, permite planificar estrategias para el futuro y como enfrentar los problemas proponiendo modificaciones a la normativa..

6.1. Desarrollo de trabajos futuros

La determinación de cuál es el conjunto de indicadores que resulta necesario con la finalidad de que el sistema de monitoreo sea el más efectivo posible, es un tema que se plantea para futuros trabajos.

Este trabajo propone un grupo de indicadores en general para sistemas hidrotérmicos, sin embargo existen indicadores adicionales para otros modelos de mercado específicos.





ANEXO N° 1: Relación de Indicadores

A.- SITUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO			
Indicadores	Objetivo	Análisis	Unidad
Cotas de Embalse	Seguimiento de cotas de los embalses	Evolución de cotas de embalses permite detectar posibles situaciones de racionamiento o sequía frente a la reducción de los niveles históricos.	m
Demanda	Tendencias de la demanda	Máxima demanda, media, curva de duración, etc.	MW, MWh
	Comparación entre valores pronosticados y los ejecutados	Valores estadísticos comparados	%
	Tendencias del comportamiento del factor de carga	Valores estadísticos sobre el factor de carga	%
Congestiones	Tendencias de las congestiones	Recurrencia de restricciones en la red de transmisión y sus orígenes, porcentaje de tiempo con congestiones, MW restringidos, etc	# veces, %, MW
		Información sobre transferencias entre áreas geográficas	MWh
Pérdidas en la red eléctrica	Comportamiento de las pérdidas en la red eléctrica	Evolución de las pérdidas en la red eléctrica	%, MWh
Seguridad de suministro	Tendencias de la capacidad instalada	Capacidad disponible e instalada, capacidad de acuerdo al tipo de recurso, por propietario, etc.	MW, MWh
	Tendencias del margen de reserva	Evolución del margen de reserva, con respecto a la capacidad instalada total y a la capacidad disponible. Proyección del margen de reserva	MW, %
		Comparación de la capacidad pronosticada con la real.	%
	Tendencias de las desconexiones de operación	Evolución de la reserva rodante disponible para distintos periodos de tiempo	MW, %
		Estadística de desconexiones programadas y forzadas en generación y transmisión	# veces, MW, MWh
		Comportamiento de la tasa de indisponibilidad	%
	Necesidades de combustibles	Determinar los requerimientos de combustible por tipo de tecnología de la unidad generadora	MWh, otras
Costos de racionamiento	Estadística del costo de racionamiento	USD, %	
Utilización de servicios complementarios	Tendencias del uso de servicios complementarios	Comportamiento del uso de servicios complementarios	%, horas

Continuación

B., SITUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO			
Indicadores	Objetivo	Análisis	Unidad
Ofertas de compra / venta	Seguimiento del volumen transferido entre generadores	Tendencias de los montos de energía	%, USD
	Seguimiento a tendencias de oferta de suministro y demanda	Tendencias de las curvas de oferta y demanda, cambio de formas de oferta, etc.	MWh
Despacho y producción	Seguimiento del despacho ejecutado respecto del programado	Evolución de la producción por tipo de unidad, por grupo económico, para diferentes periodos de tiempo	MWh, %
		Desviación del despacho ejecutado respecto del programado	MWh, %
Costos de congestión	Seguimiento de los costos por congestión	Costos: por periodo, por zonas, etc.	USD, USD/MWh
		Tendencias de pagos por peajes	USD
Precios de electricidad	Tendencias de los precios de los servicios	Precios de potencia	USD/kW-mes
		Precios de servicios complementarios, reserva, etc	USD[]
		Tarifas de usuarios libres	USD
		Costos marginales	USD/MWh
		Precios (Tarifas) reguladas en barras	USD/MWh
		Peajes de los sistemas de transmisión	USD/MW
	Tendencias y comparativo de precios	Se compara los precios entre los diferentes mercados: regulado, usuarios libres y spot	%
	Tendencias de los precios de energía con respecto a productos	Se compara los precios de los combustibles con respecto a los precios de la energía Comparación y estadística de los costos variables de operación de las unidades de generación	% USD/MWh
	Estadística de precios de combustibles.	USD[]	

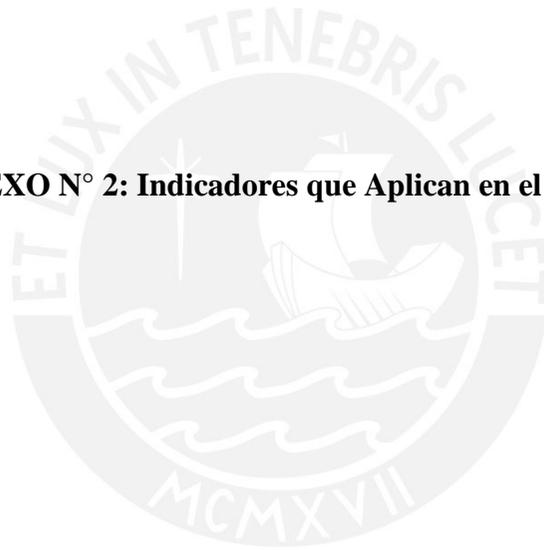
C.- ESTRUCTURA DEL MERCADO			
Indicadores	Objetivo	Análisis	Unidad
Repartición o concentración de mercado	Cálculo de diferentes razones o ratios de concentración o repartición del mercado. Cálculo porcentual de concentraciones horizontal y vertical.	Evaluar la repartición en función de la producción de energía, capacidad instalada, por grupo económico, por tipo de tecnología, en diferentes periodos de tiempo, para el sistema y por sectores geográficos.	-
Análisis de costos de entrada y salida del mercado		Cálculo estimado de costos de entrada y de salida al mercado para un nuevo agente. Cálculo del costo alternativo de red eléctrica a las instalaciones de generación	USD
Transferencias entre agentes de generación	Precisar en el despacho los agentes excedentarios de energía eléctrica y los agentes deficitarios.		-
Posicionamiento de las unidades en el despacho	Determinación del orden en el despacho de las unidades generadoras en función a sus costos variables	Estimación del orden de mérito en que las unidades generadoras son despachadas	-

Continuación

D.- DESEMPEÑO Y PODER DE MERCADO			
Indicadores	Objetivo	Análisis	Unidad
Conductas competitivas	Costos marginales	Evolución de costos marginales	USD
		Curva de duración	USD
	Evaluación de grupos generadores que mayormente marginan	Señalar cual es la tecnología que esta marcando el precio marginal para proyectar el precio a largo plazo. Sobre datos históricos	
	Evaluación de la retención física de equipos para producir	Análisis de disminución de la capacidad en la oferta de energía (manipulación de cotas de embalses , declaración por partes de los agentes de indisponibilidades, entre otros)	-
		Determinación de motivos o incentivos para retener	-
	Usar modelos que permiten simular las conductas de los agentes	Modelos de comportamientos de agentes, modelos de oligopolio, teoría de juegos, entre otros	-



ANEXO N° 2: Indicadores que Aplican en el SEIN



SITUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Indicador	Objetivo	Información necesaria	Cálculos	Resultado
Seguimiento de las cotas de los embalses	Elaborar registros del nivel del agua y determinar la energía capaces de almacenar y cuál es su uso	Alturas de las cotas de los embalses	Cálculo de las variaciones de los niveles de los embalses y luego cálculo de la energía que representa	Gráfico o cuadro que muestren las tendencias
Estadística de congestiones	Determinar las congestiones en el las líneas de transmisión	Estadísticas o información sobre el congestiones en el sistema	Se presentan las estadísticas y tendencias de congestiones que ocurrieron en el sistema eléctrico	Diagramas , gráficos o cuadros que muestran las estadísticas de las congestiones
Seguimiento de la demanda	Determinar la tendencia de la demanda	Demandas eléctricas por periodos	Se presenta las tendencias y evolución de la máxima demanda máxima, y también se puede determinar la curva de duración.	Cuadros y curvas de tendencia, tasas de crecimiento, factor de carga
Curva de duración de la demanda	Conocer la tendencia de la demanda eléctrica con valores extremos y promedios	Potencias que se van integrando en periodos mayores a una hora	Se muestra la frecuencia de las demandas en determinados periodos	Cuadro y curvas
Desconexiones de operación de unidades de generación	Conocer la frecuencia de desconexiones programadas y forzadas de unidades generadoras, seleccionando las más recurrentes, para luego relacionarla con estrategias	Estadísticas de desconexiones, programadas y forzadas, programas de mantenimiento	Mostrar las estadísticas que se tienen sobre desconexiones, clasificando las forzadas y las programadas. Adicionalmente se seleccionan aquellas unidades que desconectan con mayor recurrencia.	Cuadros que muestran las estadísticas y las tendencias, disponibilidad en porcentajes así mismo la indisponibilidad de las unidades
Tendencia del margen de reserva	Determinar la necesidad del ingreso de nuevas unidades generadores	Capacidad instalada, máximas demandas y pronósticos, potencia firme	Se calcula el exceso de capacidad que se tiene respecto de la demanda del sistema referido a la capacidad instalada. Se muestra la tendencia del porcentaje	Gráfico o cuadro que muestra la tendencia y la evolución
Evolución de la Producción	Determinar la tendencia de la energía producida en el sistema eléctrico	Energía eléctrica producida	Se puede mostrar la evolución de la producción de energía, ya sea por unidad o por empresa	Gráfico o cuadro que muestre la tendencia de crecimiento o disminución

SITUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL MERCADO

Indicador	Objetivo	Información necesaria	Cálculos	Resultado
Evolución de la desviación del despacho programado vs el ejecutado	Determinar las desviaciones que se presentan entre el despacho programado y el ejecutado	Energía térmica e hidráulica programada y ejecutada	Se muestra el despacho programado y el ejecutado y se calculan las desviaciones	Diagrama o cuadro de tendencias y comparativos
Tarifa en barras	Comparar las tarifa regulada en barras con los costos marginales reales	Tarifan en barra y costos marginales	Se muestra con los mismos periodos de los costos marginales	Curvas tendenciales
Evolución de los precios de combustible	Determinar los costos de operación de las unidades generadoras térmicas	Precios de combustible	Se muestra los cambios de los costos de combustibles y se determinan escenarios en los cuales se hacen proyecciones	Gráficos y cuadros
Costos incurridos por congestiones	Estimar los sobrecostos que se originan por las congestiones en el sistema eléctrico	Reporte de congestiones y costos marginales de operación	Se detallan los costos obtenidos en una operación sin congestiones y aquellos obtenidos por congestión	Curvas de tendencia y cuadros comparativos
Evolución de precios libres y regulados	Determinar una estadística de cómo cambian los precios regulados	Precios regulados, precios libres	Se muestra un seguimiento a los precios libre y regulados	Gráficos o cuadros que muestran las curvas de tendencia y evolución

ESTRUCTURA DEL MERCADO

Indicador	Objetivo	Información requerida	Cálculos	Resultado
Cuota de mercado (Market share)	Determinar cómo está compuesto el mercado de acuerdo a varios parámetros	Estadística sobre producción de energía por empresa o grupo económico, potencia instalada por empresa, etc.	Muestra de que manera se encuentra compuesto el mercado	Diagrama de barra y diagrama de torta
HHI	Conocer la concentración de mercado en cuanto a la producción de energía	Estadística sobre la producción en el mercado	Calculo el indicador HHI para la producción de energía por grupo económico. Además puede elaborarse una curva del comportamiento en los últimos años	Diagramas de barras y curvas de tendencia, además se indica como se encuentra respecto a los valores referenciales
Transferencias entre empresas generadoras	Señalar las empresas excedentarias y deficitarias, para evaluar la posibilidad de nuevos contratos	Energía producida y contratos	Si la empresa es excedentaria o deficitaria	Cuadro y curvas tendenciales

DESEMPEÑO Y PODER DE MERCADO

Indicador	Objetivo	Información requerida	Cálculos	Resultado
Evolución de costos marginales	Conocimiento des precios del mercado spot y evolución de los mismos	Costos marginales	Se muestra la variaciones por diversos motivos	Cuadros o curvas de tendencia
Curva de duración de precios	Evaluar que porcentaje de un año se está por encima de un precio definido	Costos marginales	Se elabora la curva de duración de precios para diferentes periodos	Diagramas o curvas de duración
Análisis de la retención física de equipos	Análisis de disminución de la oferta de generación, por declaración de indisponibilidades o manejo de cota de embalses entre otros	Indisponibilidades, cotas de embalse	Registro de indisponibilidad de unidades en el tiempo.	Cuadros o curvas de tendencia

BIBLIOGRAFÍA

- 1) J.A. Felizzola Cruz, G. Carrillo Caicedo y R.D. Cruz Rodríguez; Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, SICEL 2007.
Monitorización del Mercado de la Energía Eléctrica a Partir de la Regulación.
- 2) Newbery, D., Green, R., Neuhoff, K. y Twomey, P., Reporte preparado a solicitud de ETSO (Nov. 2004)
A Review of the Monitoring of Market Power – the Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission System.
- 3) Frank Wolak. Working Paper Series of the Center for the Study of Energy Markets (CSEM) – Program of the University of California Energy Institute. June 2004.
Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring.
- 4) Paul Twomey, Richard Green, Karsten Neuhoff and David Newbery. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504 – University of Cambridge, Department of Applied Economics – Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research. November 2004.
A Review of the Monitoring of Market Power
- 5) Trabajo realizado por la empresa SERING para el OSINERG en Enero-2005.
Evaluación y Análisis de la Normatividad Internacional Relacionada a los procesos de Fiscalización de Operadores de Sistemas Eléctricos y/o Administradores de Mercado.
- 6) Bong Samonte, Elaine de Guzman, Ed Buhain and Larry Blank. Prepared for The Phillippine Energy Regulatory Commission By The Academy for Educational Development Under USAID Contract N°. LAG-I-00-98-00011-00. March 2004.
Introductory Primer on the Monitoring and Surveillance of Electric Power Markets
- 7) Diego Petrecolla, Carlos A. Romero, Aileen Agüero y Alexis Pirchio. Trabajo realizado por el Instituto de Estudios Peruanos para Osinergmin, Agosto-2010.
Análisis de Monitoreo de las Condiciones de Competencia en el Sector Eléctrico del Perú.
- 8) Portal del COES: <http://www.coes.org.pe> (información operativa, datos, estadísticas del mercado y sistema eléctrica).
- 9) Portal del MINEM: <http://www.minem.gob.pe> (reportes, datos, estadísticas del mercado eléctrico y sistema eléctrico)
- 10) Steven Stoft, ISBN: 978-0-471-15040-4, Wiley-IEEE Press (May 2002).
Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity.

- 11) Ara Bani Ausejo García, Elías Alcalá Pillaca. Consorcio de Investigación Económica y Social – Documento de investigación breve PBA 029-2005. Poder de Mercado en el Mercado de Generación Eléctrico Peruano: Mecanismos de Monitoreo y Mitigación, y Opciones de Políticas.
- 12) Güller, T. y Gross, G. Proceedings of the NSF Seams Issues Workshop, Arlington, VA (Oct. 2004).
A Framework for Electricity Market Monitoring.
- 13) Charles Goldman, Bernie C. Lesieutre, and Emily Bartholomew. Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California. January 2004.
A Review of Market monitoring Activities al U.S. Independent System Operators.
- 14) Paul Peterson, Bruce Biewald, Lucy Johnston and Etienne Gonin - Synapse Energy Economics; Jonathan Wallach - Resource Insight . November 2001.
Best Practices in Market Monitoring: A Survey of Current ISO Activities and Recommendations for Effective Market Monitoring and Mitigation in Wholesale Electricity Markets.
- 15) Rodrigo Palma, Sharo Escobar y Tomás Reid. Revista de Ingeniería de Sistemas, Volumen XXII, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. Año 2008.
Sistema de Monitoreo de Mercado: Aplicación al Sector Eléctrico.
- 16) Luis Vargas D., Rodrigo Palma y Oscar Moya A., Vol. 113 N°1, ISSN 0716-2340, Abril 2000
Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos para su implementación en Chile.
- 17) Governance and Regulation of Power Pools and System Operators: James Baker Jr., Bernard Tenebawn, Fiona Woolf – WORLD BANK Technical Paper N° 382, Spt. 1997.
- 18) Mohammad Shahidehpour, Ph.D.; Hatim Yamin, Ph.D.; Zuyi Li, Ph.D.; IEEE, Wiley Interscience, a John Wiley & Sons, Inc., Publication
Market Operationin Electrica Power Systems: Forecasting Scheduling, and Risk Management.
- 19) Joan Colomer, Joaquim Meléndez, Jordi Ayza, CEA-IFAC, Barcelona (ESP); 2000. Sistemas de Supervisión.
- 20) Shmuel S. Oren, Project Leader University of California at Berkeley, Fernando Alvarado, University of Wisconsin George Gross, University of Illinois Timothy Mount, Cornell University, PSERC Publication 05-55, September 2005.
Market Redesign: Incorporating the Lessons Learned for Enhancing Market Design.
- 21) Paul L. Joskow, Elizabeth and James Killian Professor of Economics and Management and Director of the Center for Energy and Environmental Policy

Research (CEEPR) at the Massachusetts Institute of Technology (MIT). Research support has been provided by the MIT CEEPR (This paper is based on Joskow 2006c).

Lessons Learned From Electricity Market Liberalization.

- 22) Micheal Pollitt, ESRC Electricity Policy Research Group and Judge Business School, University of Cambridge, September 2007
Evaluating the evidence on electricity reform: Lessons for the South East Europe (SEE) Market.

