

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



AJUSTE DE LAS TARIFAS EN BARRA CON BASE EN EL
ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS PRECIOS DEL
MERCADO LIBRE

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

HÉCTOR MARIO TERRONES CARRASCO

PROMOCIÓN
1996-I

LIMA – PERÚ
2006

**AJUSTE DE LAS TARIFAS EN BARRA
CON BASE EN EL ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS PRECIOS DEL
MERCADO LIBRE**

Dedico este trabajo a:
Mis padres y hermanos, por su apoyo
incondicional y ejemplo de lucha y sacrificio.
Mi esposa, mis deseos de superación y
motivación constante.

SUMARIO

Uno de los objetivos principales del ente regulador es velar por el buen funcionamiento del mercado de electricidad. Para esto debe fijar los precios máximos para los usuarios regulados, utilizando como parámetro de comparación los precios del mercado libre, el cual debe realizarse en condiciones de competencia.

El presente trabajo pretende analizar la competitividad del mercado libre de electricidad en el Perú y la contribución, del procedimiento de comparación de precios del mercado libre con los precios regulados, al incremento de la competencia en el mercado eléctrico.

Se presenta un análisis de los niveles de competencia existentes en el mercado libre, basado en un análisis estadístico de la información existente; así como una descripción del procedimiento de comparación de precios libres con regulados analizando la normatividad involucrada y proponiendo las mejoras necesarias para mejorar los niveles de competitividad existentes en el mercado libre de electricidad.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

FIJACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA

1.1. Proceso de Regulación Tarifaria	3
1.2. Metodología utilizada	6

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LA COMPETITIVIDAD DEL MERCADO LIBRE

2.1. Por el lado de la demanda	9
2.1.1. Segmentación del Mercado de Clientes Libres	9
2.1.2. Número de clientes	10
2.1.3. Ventas de energía	12
2.1.4. Evolución de los Precios Medios Libres de Energía	14
2.2. Por el lado de la oferta	20
2.2.1. Número de clientes	20
2.2.2. Ventas de energía	24
2.2.3. Evolución de los Precios Medios Libres de Energía	29
2.2.4. Medida de la concentración de mercado	33
2.3. Liquidez, eficiencia y medios de transacción	35
2.3.1. Liquidez	36
2.3.2. Eficiencia	37
2.3.3. Mecanismos de mercado	37
2.4. Conclusiones	38

CAPÍTULO III**PROCEDIMIENTO DE COMPARACIÓN DE PRECIOS**

3.1.	Normatividad vigente	41
3.2.	Análisis del marco normativo	42
3.3.	Descripción detallada de la metodología	45
3.3.1.	Cálculo del Precio Promedio Ponderado Libre	46
3.3.2.	Cálculo del Precio Promedio Ponderado Teórico	49
3.3.3.	Cálculo de la comparación de precios	51
3.4.	Evaluación histórica de la comparación	56
3.5.	Impacto de la normatividad en los resultados del procedimiento de comparación de precios	57
3.6.	Problemas y diagnóstico de la comparación de precios	64

CAPÍTULO IV**PROPUESTA PARA MEJORAR EL PROCEDIMIENTO DE COMPARACIÓN DE PRECIOS**

4.1.	Propuestas de metodologías	68
4.1.1.	Depuración de información distorsionante	69
4.1.2.	Considerar solo la compra en bloque de distribuidores	71
4.1.3.	Métodos estadísticos	72
4.2.	Modificaciones en la estructura de mercado	78
4.2.1.	Respuesta de la demanda	78
4.2.2.	Liquidez, eficiencia e integridad de mercado	80
4.2.3.	Incremento del tamaño del mercado libre	80

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
---------------------------------------	-----------

BIBLIOGRAFÍA	85
---------------------	-----------

PRÓLOGO

El mercado de electricidad en el Perú considera la existencia de dos segmentos: el servicio público de electricidad y el mercado libre. El marco regulatorio vigente establece que el mercado libre está constituido por los suministros que pueden realizarse en condiciones de competencia, cuya demanda de potencia sea mayor o igual a 1000 kW.

Los suministros pertenecientes al mercado libre de electricidad, eligen libremente a su suministrador y pactan libremente los precios y condiciones de suministro eléctrico. Mientras que el SPE está constituido por todos aquellos clientes cuyos consumos son inferiores a 1 MW y cuyas tarifas son fijadas semestralmente por OSINERG.

OSINERG actualmente fija en Mayo de cada año (anteriormente en mayo y noviembre), los precios tope para el mercado regulado en las barras de las subestaciones base, llamadas también Barras de Referencia de Generación (BRG). Dentro del proceso de fijación de tarifas en barra, la regulación tarifaria peruana, establece que las tarifas en barra deberán ajustarse con los precios del mercado libre. Esto se realiza mediante una comparación de los precios teóricos, a fijarse en barras de referencia de generación, con el precio de mercado libre. Si el precio a fijar difiere en $\pm 10\%$ del precio del mercado libre, deberá producirse un ajuste del mismo hasta quedar dentro del rango que establece la ley.

El objetivo general del presente trabajo es realizar un diagnóstico del grado de competitividad del mercado libre peruano y determinar si el procedimiento actual utilizado para realizar el ajuste de las tarifas en barra, influye positivamente en que dicho mercado sea competitivo. En función de los resultados obtenidos, se propondrán procedimientos alternativos para realizar dicho ajuste y las reformas requeridas en la estructura de mercado orientadas a lograr dicha competitividad.

La data utilizada corresponde al periodo 1998-2004 y la información obtenida para realizar el presente informe proviene del Sistema de Información de Clientes Libres, sistema propio de la Gerencia Adjunta de Regulación Tributaria (GART), con el cual se

procesa la información del mercado libre que es utilizada para realizar el proceso de comparación de precios a que se refiere la ley. Por lo tanto, la data de entrada para la comparación de precios, en los procesos de fijación de tarifas en barra mencionados en el presente trabajo, es la utilizada por la GART y corresponde a la información en BRG; es decir, información de precios y consumos que no incluyen conceptos regulados como los peajes y compensaciones por el uso de las instalaciones de distribución, sistema de transmisión secundaria ni sistema principal de transmisión.

En el capítulo I se ofrece una visión general del proceso de fijación de tarifas en barra que se realiza anualmente, explicándose tanto el proceso de regulación tarifaria, como la metodología involucrada.

El capítulo II se refiere al análisis de la competitividad del mercado libre, para ello se realizan análisis estadísticos de la información desde diferentes perspectivas, que permitan determinar el grado de competitividad existente en dicho mercado.

El capítulo III trata sobre el procedimiento de comparación de precios, brindando una explicación de la metodología implicada en la normatividad, analizando sus resultados en las últimas fijaciones tarifarias y realizando un diagnóstico de la problemática existente relacionada a dicho procedimiento.

El capítulo IV presenta propuestas para mejorar tanto el aspecto metodológico de la comparación de precios, como la estructura de mercado del negocio eléctrico, propuestas orientadas principalmente a mejorar la competitividad del mercado libre.

En el capítulo V recopilan las conclusiones y recomendaciones surgidas durante el desarrollo del presente trabajo.

CAPÍTULO I

FIJACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA

1.1. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Regulación Tarifaria, involucra todas las actividades que realiza el organismo regulador (Osinerg), con el objetivo de determinar los precios regulados de electricidad (1).

La fijación tarifaria se inicia con el envío, por parte del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), del “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria”, el cual es sustentado posteriormente en audiencia pública.

Osinerg envía sus observaciones a dicho informe, las cuales son absueltas por el COES. Una vez recibida la respuesta a sus observaciones, Osinerg realiza la publicación del proyecto de Resolución y el informe de sustento con los que se fijan las tarifas en barra correspondiente al periodo analizado. Cabe resaltar, que mediante una reciente modificación a la LCE (3), se varió la vigencia de la fijación de los precios en barra, pasando de ser semestral a ser anual; consecuentemente los precios en barra se fijan una vez al año y en el mes de mayo.

Seguida a la publicación de este proyecto de Resolución, se realiza una audiencia pública, en la que Osinerg expone y sustenta la misma. Una vez incorporados las sugerencias y observaciones recabadas durante la audiencia pública, se procede a la publicación de la Resolución definitiva que fija las tarifas en barra. En caso existan desavenencias respecto a la Resolución publicada, éstas se pueden materializar en recursos de reconsideración, los cuales serán analizados y contestados en su debido momento por Osinerg.

Los plazos estipulados para la realización de este proceso regulatorio se muestran en el siguiente cuadro (1):

Tabla 1.1

**ANEXO A
PROCEDIMIENTO PARA FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRA**

Item	Procesos	Organos	Facultades y obligaciones	Plazos para su pronunciamiento y/o presentación
a	Presentación del Estudio Técnico Económico	COES	Presentar el Estudio Técnico Económico conforme al Artículo 47 ⁴ y siguientes de la LCE.	Antes del 15 de enero de cada año 4
b	Publicación del Estudio Técnico Económico y convocatoria a Audiencias Públicas de COES y OSINERG	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB el Estudio Técnico Económico y convocar a Audiencia Pública para sustentación del COES y la posterior Audiencia Pública de OSINERG.	Dentro de los tres (3) días hábiles contados a partir de la presentación del Estudio Técnico Económico
c	Audiencia Pública del COES	OSINERG-GART COES	OSINERG-GART: Organizar la Audiencia Pública. COES: Presentar y sustentar el Estudio Técnico Económico y responder consultas de los asistentes a la audiencia.	Dentro de los ocho (8) días hábiles contados a partir de la presentación del Estudio Técnico Económico
d	Observaciones al Estudio Técnico Económico del COES	OSINERG-GART	Comunicar al COES las observaciones formuladas al Estudio Técnico Económico de acuerdo al artículo 52 ⁶ de la LCE.	Dentro de los quince (15) días hábiles contados a partir de la presentación del Estudio Técnico Económico
e	Abstención de las Observaciones	COES	Abstener las observaciones planteadas por OSINERG, teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 52 ⁶ de la LCE.	Dentro de los quince (15) días hábiles contados a partir de la comunicación de las observaciones al Estudio Técnico Económico del COES
f	Publicación en página WEB de OSINERG	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB la abstención de observaciones.	Dentro de tres (3) días hábiles de abstruertas las observaciones
g	Prepublicación del Proyecto de Resolución que fija la Tarifa en Barra y la relación de la información que la sustenta	OSINERG-GART	Prepublicar en el Diario Oficial El Peruano y en su página WEB el Proyecto de Resolución que fija las Tarifas en Barra y la relación de información (informes, estudios, diagnósticos o medios económicos) que la sustenta, con excepción de información clasificada previamente como confidencial mediante Resolución del OSINERG.	No menor a quince (15) días hábiles anteriores a la publicación a que se refiere el ítem II, conforme lo establecido en el Artículo 4 ⁵ de la Ley 27838
h	Audiencia Pública de OSINERG-GART	OSINERG-GART	Audiencia Pública en que OSINERG-GART sustenta y expone los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis del Estudio Técnico Económico del COES que servirán de justificación en la fijación de las Tarifas en Barra.	Dentro de los cinco (5) días hábiles contados a partir de la prepublicación del Proyecto de Resolución.
i	Opiniones y sugerencias de los interesados respecto a la Prepublicación	Interesados OSINERG-GART	Interesados: Podrán presentar a OSINERG-GART sus opiniones y sugerencias sobre el Proyecto de Resolución prepublicado que fija la Tarifa en Barra. OSINERG-GART: Recepcionar y analizar las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados.	Dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes contados a partir de la prepublicación del Proyecto de Resolución.
j	Publicación de la Resolución de Tarifas en Barra	OSINERG-GART	Publicar en el Diario Oficial El Peruano y en su página WEB la Resolución de Tarifas en Barra aprobada por el Consejo Directivo.	Quince (15) días calendario antes de su vigencia (entra en vigencia el 1 ^o de mayo de cada año) 5
k	Interposición de Recursos de Reconsideración (de ser el caso)	Interesados	Entidades y/o usuarios que se consideren afectados por la Resolución que fija las Tarifas en Barra podrán presentar Recurso de Reconsideración.	Dentro de los quince (15) días hábiles contados a partir de la publicación en el Diario Oficial El Peruano de la Resolución de Tarifas en Barra
l	Publicación de los Recursos de Reconsideración y convocatoria a Audiencia Pública	OSINERG-GART	Publicar en su página WEB los Recursos de Reconsideración y convocar a Audiencia Pública para la sustentación de los recurrentes.	Dentro de los tres (3) días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo de interposición del recurso de reconsideración
m	Audiencia Pública para sustentación de Recursos de Reconsideración	OSINERG-GART Recurrentes	OSINERG-GART: Organizar la Audiencia Pública. Recurrentes: Exponer y sustentar sus recursos de reconsideración y responder a las consultas de los asistentes a la audiencia.	Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la convocatoria de la Audiencia Pública indicada en el ítem I)
n	Opiniones y Sugerencias sobre los Recursos de Reconsideración	Interesados legítimos OSINERG-GART	Interesados legítimos: Podrán presentar sus opiniones y sugerencias sobre los Recursos de Reconsideración interpuestos por los Recurrentes. OSINERG-GART: Recepcionar y analizar las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados legítimos.	Dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes a la publicación de los Recursos de Reconsideración
ñ	Resolución de Recursos de Reconsideración	OSINERG Consejo Directivo	Resolver los Recursos de Reconsideración como última instancia administrativa, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 74 ⁶ de la LCE.	Dentro de los treinta (30) días hábiles contados a partir de la interposición de los Recursos de Reconsideración
o	Publicación de las Resoluciones que resuelven Recursos de Reconsideración	OSINERG-GART	Publicar las Resoluciones que resuelven los Recursos de Reconsideración.	Dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la Resolución del Recurso de Reconsideración
p	Audiencias solicitadas por las Empresas Prestadoras y las Organizaciones Representativas de Usuarios (Artículo 8 ⁶ de la Ley 27838)	Interesados	Derecho a intercambio de opinión respecto del proceso de fijación de predios regulados.	Desde el inicio hasta el final del proceso

4: ítem modificado mediante Resolución 002-2005-OS/CO publicada el 13.01.2005. El ítem original señalaba: "Antes del 15 de enero y 15 de Mayo de cada año".

6: ítem modificado mediante Resolución 002-2005-OS/CO publicada el 13.01.2005. El ítem original señalaba: "Para la fijación de Mayo: quince (15) días calendario antes de su vigencia (1^o de mayo de cada año). Para la fijación de Noviembre: antes del 31 de octubre de cada año (Art. 52⁶ de la LCE y Art 141⁶ del RLCE)

1.2. Metodología utilizada

Conforme se establece en los Artículos 47° al 50° de la LCE (2), para la fijación de los precios en barra, es necesario determinar primeramente el precio básico de la energía y el precio básico de la potencia. Así mismo, se debe calcular el peaje por el Sistema Principal de Transmisión y los factores de pérdidas marginales para realizar la expansión de precios desde las Subestaciones Base hasta las diferentes barras del sistema interconectado.

El precio básico de energía se determina en función de los costos marginales de energía esperados para un periodo de análisis de 36 meses, que comprende la proyección de 24 meses y los 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Para obtener los costos marginales del Sistema Interconectado, se utiliza el modelo PERSEO, que es un modelo de despacho de energía multinodal que permite calcular los costos marginales optimizando la operación de un sistema hidrotérmico, basado en los embalses mensuales y los costos de combustible asociados a la operación de las centrales térmicas.

Para realizar la optimización del despacho de energía es necesario contar con información sobre la proyección de la demanda de energía para cada una de las barras, así como del programa de obras de generación programadas en el periodo de análisis. Estas dos variables influyen de modo importante, tanto en la demanda como en la oferta a considerar para realizar el modelo de optimización.

El precio básico de la potencia se calcula sobre la base de la unidad de generación más eficiente para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de punta. Para el caso peruano, el precio básico de la potencia corresponde a la anualidad de la inversión de una unidad Turbogas (unidad de punta), incluidos los costos de conexión y los costos fijos de operación y mantenimiento de dicha unidad. Se considera así mismo, la tasa de indisponibilidad fortuita de la unidad y el margen de reserva firme objetivo del sistema, que influyen en la determinación del precio básico de la potencia.

Una vez determinados el precio básico de la energía y de la potencia para la Barra de Referencia (Santa Rosa 220 kV), se realiza la expansión de dichos precios a las diferentes barras del sistema (Subestaciones Base), determinándose los precios teóricos en las mismas.

Con el escenario teórico de precios en barra, se realiza la comparación de precios, verificándose que el precio medio de energía teórico debe estar dentro del rango de $\pm 10\%$ del precio medio de energía del mercado libre, en caso no suceda esto, se deben ajustar los precios de energía hasta que se encuentren dentro del rango establecido por la Ley. Una vez que se verifica que los precios medios teóricos de energía están dentro del rango estipulado en la Ley, los mismos se convierten en los precios regulados, que son fijados por el regulador.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LA COMPETITIVIDAD DEL MERCADO LIBRE

Vale la pena recalcar, que el término “mercado” es usado para definir el conjunto de condiciones que engloban la producción, el transporte y la distribución de un producto. Es decir, para nuestro caso, involucra todo lo relacionado con los agentes, medios y reglas utilizadas para las transacciones de energía eléctrica.

Los diferentes mercados, se mueven en un espectro que va de un monopolio a la competencia perfecta. Para que un mercado se considere competitivo se deben dar ciertas condiciones, que según el mayor o menor grado en que se presenten, definirán su nivel de competitividad (4):

- ◆ Existencia de numerosos compradores y ofertantes que son tomadores de precios, ambos con ausencia de poder de mercado como para ejercer control de los mismos.
- ◆ Oferta y demanda sensibles a las señales de precio.
- ◆ Liquidez y eficiencia en las transacciones de mercado.
- ◆ Acceso irrestricto a la infraestructura (transmisión y distribución)

Como parte de este capítulo, se realizará una evaluación de estas condiciones para el mercado libre peruano, basada en la información comercial de dicho mercado en el periodo enero 1998 a diciembre 2004. Para esta evaluación se utilizó la información comercial de precios y consumos del mercado libre reportada por las empresas suministradoras después de ser trasladadas a su respectiva BRG, ya que solo así se obtiene la facturación libre, luego de quitarle todos los conceptos que son regulados como los peajes y compensaciones por el uso de instalaciones de distribución, sistema de transmisión secundaria y sistema principal de transmisión.

2.1. Por el lado de la demanda

2.1.1. Segmentación del Mercado de Clientes Libres

Previo al análisis estadístico, se consideró realizar una categorización de los clientes libres existentes en el periodo de análisis, considerando sus consumos de energía total, es decir, la suma de la energía consumida en los bloques de punta y fuera de punta. Para esto, se obtuvo previamente un Promedio Mensual del Consumo de Energía Total (PMET) de cada cliente en el periodo de análisis (enero 1998 – diciembre 2004), asignando a cada cliente una categorización de consumo acorde los siguientes rangos:

Clientes Libres Especiales:	$PMET \geq 25\ 000\ MWh$
Clientes Libres Mayores:	$3\ 000 \leq PMET < 25\ 000\ MWh$
Clientes Libres Medianos:	$1\ 000 \leq PMET < 3\ 000\ MWh$
Clientes Libres Menores:	$PMET < 1\ 000\ MWh$

Esta categorización tiene el objetivo de segmentar la demanda, en función a sus consumos de energía, lo cual tiene una correlación directa con su potencia instalada y por ende con el tamaño de la infraestructura del cliente. El perfil de estos tipos de consumidores puede describirse como sigue:

a) Clientes Libres Especiales

Representan clientes con consumos mensuales promedio superiores a los 25 000 MWh, siendo clientes que por su ubicación geográfica, están apartados de la zona de concesión de las empresas distribuidoras. Por esta razón, son atendidos exclusivamente por empresas generadoras y representan en promedio el 44% del consumo de energía del mercado libre.

Estos clientes están concentrados principalmente en los rubros de minería, fundición e industria metalúrgica y debido al giro de negocio al que pertenecen, la energía eléctrica representa un porcentaje menor de su estructura de costos y priorizan ante todo la confiabilidad del suministro debido a las altas pérdidas en que se incurrirían ante la paralización de sus procesos productivos.

b) Clientes Libres Mayores

Son clientes con consumos mensuales de energía que varían entre 3 000 y 25 000 MWh. Representan en promedio el 32% de la energía eléctrica comercializada en el mercado libre. Son clientes ubicados generalmente cerca de la red de subtransmisión de las empresas distribuidoras. En lo que respecta a su abastecimiento encontramos que este segmento es abastecido principalmente por las generadoras, teniendo las distribuidoras una participación menor.

c) Clientes Libres Medianos

Son clientes con consumos mensuales de energía que varían entre 1 000 y 3 000 MWh. Representan en promedio el 13% de la energía comercializada en el mercado libre, generalmente son industrias ubicadas en las zonas de concesión de empresas distribuidoras. En lo que respecta a su abastecimiento encontramos que este segmento es abastecido principalmente por las distribuidoras, teniendo las generadoras una participación menor pero que se ha venido incrementando en los últimos años.

d) Clientes Libres Menores

Son clientes con consumos de energía menores a 1 000 MWh y representan en promedio el 11% del consumo del mercado libre, estos clientes son generalmente alimentados en Media Tensión. Están ubicados dentro de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras de electricidad y representan industrias de diversos sectores de la actividad económica del país con características de consumo similares al mercado regulado.

A este tipo de clientes tienen acceso, tanto las distribuidoras como los generadores; sin embargo, en el caso de estos últimos, el servicio se efectúa a través de las instalaciones de los distribuidores, para cuyo efecto se pagan compensaciones por el uso de dichas instalaciones.

2.1.2. Número de clientes

En las Tablas N° 2.1 y 2.2 se muestran la evolución del número y el porcentaje de clientes por tipo de consumidor en el periodo de análisis, se considera el número de clientes del mes de diciembre de cada año:

Tabla N° 2.1
Número de Clientes por Tipo de Consumidor (Diciembre de cada año)

TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Especiales	4	4	6	6	6	6	6
Mayores	22	25	26	26	26	28	29
Medianos	47	51	48	49	48	49	49
Menores	116	127	130	153	166	165	168
Total general	189	207	210	234	246	248	252

Tabla N° 2.2
Porcentaje de Clientes por Tipo de Consumidor (Diciembre de cada año)

TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Especiales	2%	2%	3%	3%	2%	2%	2%
Mayores	12%	12%	12%	11%	11%	11%	12%
Medianos	25%	25%	23%	21%	20%	20%	19%
Menores	61%	61%	62%	65%	67%	67%	67%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

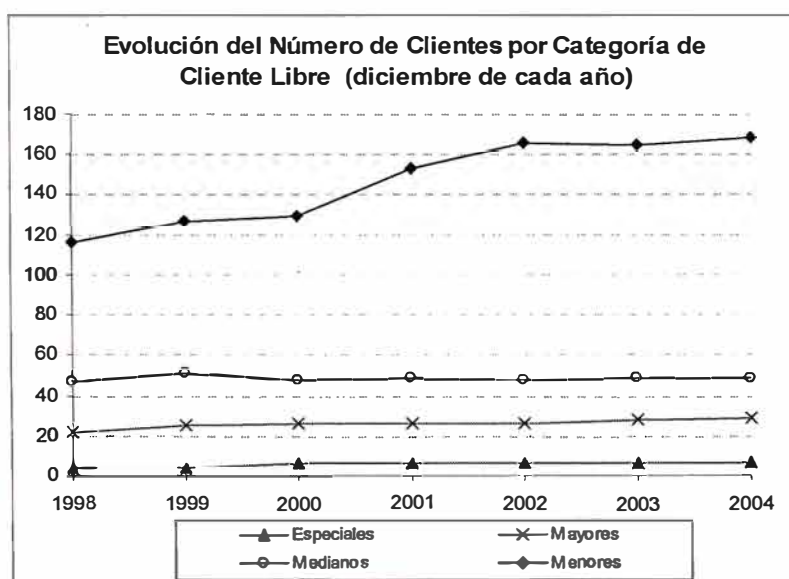


Fig. 2.1 Evolución del Número de Clientes por Categoría de Cliente Libre (Diciembre de cada año)

Como se puede observar en las Tablas N° 2.1, 2.2 y en la Fig. 2.1, el número de clientes en cada categoría disminuye considerablemente a medida que aumenta el nivel de consumo. Es resaltante lo reducido del número de clientes especiales, que solamente llegan a seis en diciembre del 2004 (2% del total), mientras que el segmento de clientes menores son los que tienen mayor número de integrantes dentro del mercado libre (67%

del total). Los porcentajes en cada uno de los segmentos se mantienen durante los últimos tres años.

Agrupando los clientes del mercado libre por tipo de actividad, se puede obtener la siguiente información:

Tabla N° 2.3
Número de Clientes por Actividad Económica
(Diciembre de cada año)

ACTIVIDAD	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Minería	34	33	35	36	39	44	47
Textiles	28	29	29	37	35	34	35
Alimentos	22	22	21	21	21	19	19
Pesquería	7	7	6	16	26	25	26
Industria Metalúrgica	16	17	16	13	12	13	12
Otros	11	12	14	13	13	14	14
Vidrios, cauchos y plásticos	10	11	12	13	14	13	13
Bebidas	8	9	9	10	10	11	8
Papel	7	8	8	9	9	10	10
Fundición	8	9	7	8	9	9	10
Agroindustria	1	7	6	9	9	9	10
Químicos	6	7	8	8	7	7	7
Cementos	7	7	7	7	6	7	7
Saneamiento	3	4	6	7	7	8	8
Cerámicos	5	6	6	6	7	6	6
Comercio	4	4	5	5	5	6	5
Bancos y financieras	3	4	4	4	4	4	4
Transporte	3	3	3	3	3	3	4
Cables	3	3	3	4	4	2	2
Hidrocarburos	1	3	3	2	3	2	2
Contrucción		1	1	2	2	1	2
Salud	2	1	1	1	1	1	1
Total general	189	207	210	234	246	248	252

La Tabla N° 2.3 muestra que la mayor cantidad de clientes están agrupados en el rubro de minería, seguido por textiles, alimentos, pesquería e industria metalúrgica.

2.1.3. Ventas de energía

Para determinar el volumen de energía consumido por cada categoría de consumidor se presenta la Tabla N° 2.4, la cual se complementa con la Tabla N° 2.5 que muestra los porcentajes que representa cada categoría en el total de la energía demandada por el mercado libre:

Tabla N° 2.4
Ventas Anuales por Categoría de Consumidor (MWh)

TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Especiales	2 412 316	2 632 080	2 772 288	3 476 276	3 780 648	3 957 721	3 961 682
Mayores	1 750 766	1 931 498	2 122 437	2 464 691	2 591 975	2 914 278	3 192 518
Medianos	832 721	845 948	975 051	1 024 266	1 039 893	1 036 878	1 154 023
Menores	660 035	666 473	755 455	832 744	897 691	930 212	1 031 850
Total	5 655 839	6 075 999	6 625 232	7 797 977	8 310 207	8 839 089	9 340 073

Tabla N° 2.5
Porcentaje de las Ventas Anuales por Categoría de Consumidor

TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Especiales	43%	43%	42%	45%	45%	45%	42%
Mayores	31%	32%	32%	32%	31%	33%	34%
Medianos	15%	14%	15%	13%	13%	12%	12%
Menores	12%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

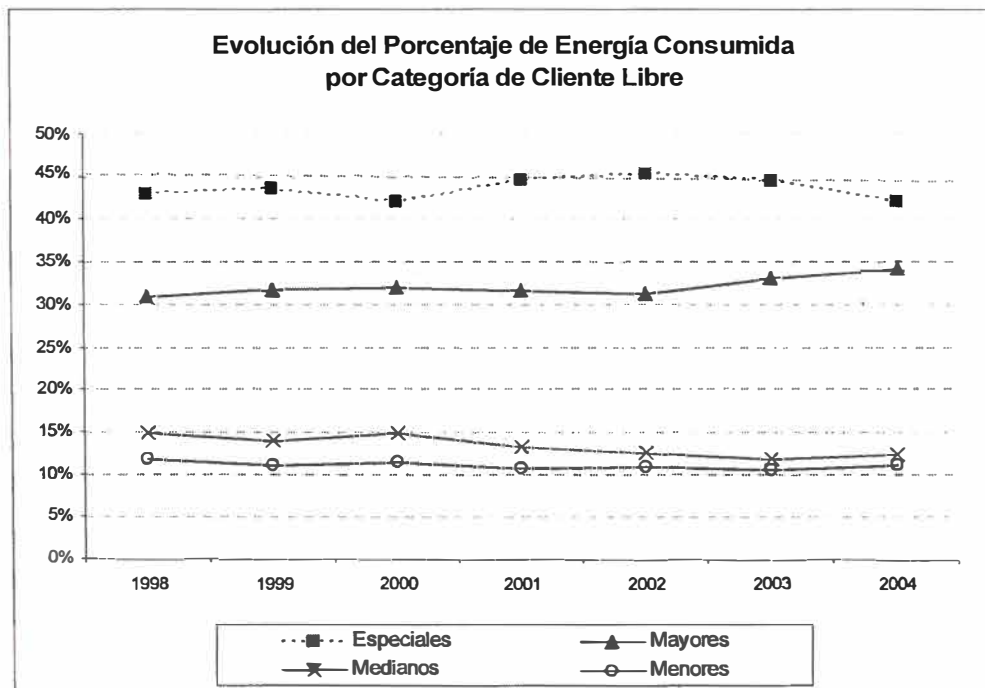


Fig. 2.2 Evolución del Porcentaje de Energía Consumida por Categoría de Cliente Libre

Aquí se puede ver que las mayores demandas de energía se encuentran concentradas en los segmentos de consumidores denominados especiales y mayores, los cuales representan para el 2004, el 76% del consumo total. Estos dos segmentos representan tan solo el 14% del número de clientes del mercado libre peruano. En la Fig. 2.2 se observa cómo los niveles de estos porcentajes se han venido manteniendo en el tiempo, desde 1998 a la fecha.

A continuación se muestran la información evolutiva de ventas anuales (MWh) por tipo de actividad económica:

Tabla N° 2.6
Porcentaje de las Ventas Anuales por Actividad Económica

ACTIVIDAD	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Minería	40.7%	42.1%	43.8%	47.4%	49.0%	48.8%	49.5%
Fundición	22.8%	21.9%	19.6%	18.3%	15.7%	16.5%	15.7%
Químicos	4.9%	5.5%	5.6%	6.0%	6.8%	6.9%	6.6%
Textiles	5.3%	5.3%	5.9%	5.7%	5.7%	5.6%	6.0%
Cementos	7.3%	6.1%	5.5%	4.6%	5.0%	5.1%	5.4%
Industria Metalúrgica	4.9%	4.3%	4.1%	4.3%	3.9%	4.3%	4.0%
Alimentos	3.1%	3.5%	3.3%	2.8%	2.6%	2.5%	2.7%
Papel	2.0%	2.1%	2.2%	2.0%	1.9%	1.9%	1.9%
Vidrios, cauchos y plásticos	1.9%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%	1.5%	1.3%
Hidrocarburos	1.0%	1.4%	1.9%	1.6%	1.4%	0.9%	0.7%
Otros	1.4%	1.3%	1.4%	1.2%	1.1%	1.1%	1.1%
Bebidas	1.5%	1.2%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%	1.0%
Cerámicos	0.6%	0.7%	0.8%	0.6%	0.9%	0.7%	0.8%
Saneamiento	0.5%	0.7%	0.6%	0.7%	0.8%	0.8%	0.7%
Agroindustria	0.2%	0.5%	0.6%	0.6%	0.6%	0.7%	0.5%
Pesquería	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.7%	0.4%	0.7%
Transporte	0.5%	0.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Bancos y financieras	0.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Comercio	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.4%
Cables	0.3%	0.2%	0.2%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%
Salud	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Contrucción	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%
Total general	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Una conclusión importante que se puede obtener de la Tabla N° 2.6 es que en el análisis evolutivo, más del 80% del consumo del mercado libre está concentrado en los rubros de minería, fundición, químicos, textiles y cementos. Siendo claramente la minería la que concentra casi el 50% de la demanda de energía del mercado libre.

2.1.4. Evolución de los Precios Medios Libres de Energía

El precio medio libre de energía, para todos los casos, ha sido calculado como (5):

$$P_{\text{Medio}} = \frac{(Facturación\ por\ Potencia + Facturación\ por\ Energía)}{Energía\ Total} \quad (2.1)$$

PMedio (ctm. Sol / kWh)

En primer lugar, se analizará la evolución de los precios medio por categoría de consumidor:

Tabla N° 2.7
Precio Medio de Energía (ctm Sol / kWh) por Categoría de Consumidor

TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Especiales	13.75	16.71	18.27	15.38	15.64	15.03	18.89
Mayores	10.49	12.20	12.95	11.60	10.55	10.22	11.21
Medianos	11.71	13.97	15.31	14.03	13.04	12.74	12.45
Menores	13.39	15.55	16.59	16.30	15.29	14.40	13.33
Total general	12.40	14.77	15.94	14.10	13.69	13.11	14.85

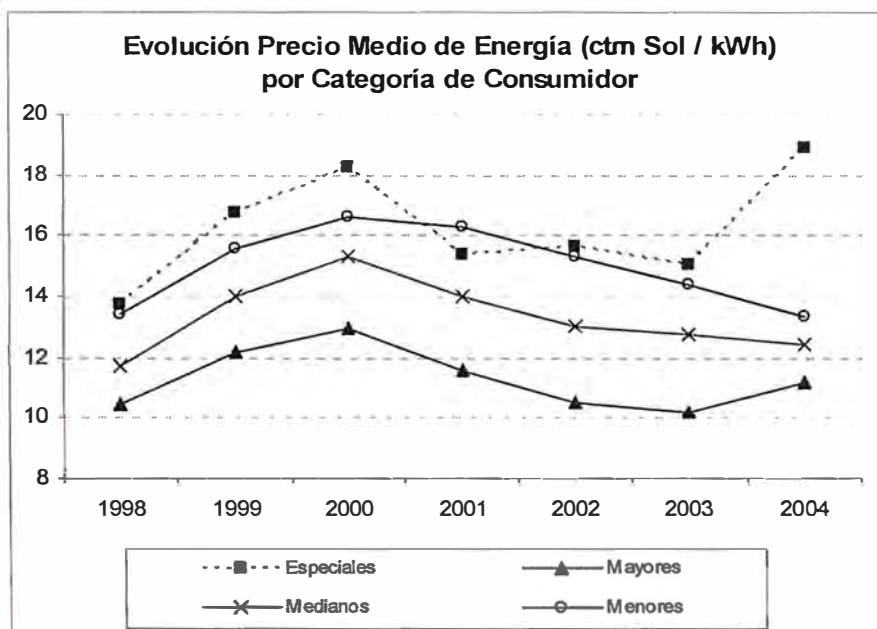


Fig. 2.3 Evolución Precio Medio de Energía (ctm Sol / kWh) por Categoría de Consumidor

En la Tabla N° 2.7 que se complementa con la Fig. 2.3, se puede observar claramente que los precios de los clientes especiales, son mayores que el resto de categorías. Esto es algo que llama la atención, porque de acuerdo al tipo de consumidor, los precios medios de energía deberían ir disminuyendo a medida que se incrementan los volúmenes consumidos por cada tipo de cliente. En efecto, los menores precios los tiene la categoría de clientes mayores, seguido por los clientes medianos y los precios más altos son los de los clientes menores; sin embargo, los clientes especiales presentan precios inclusive mayores a los de los clientes menores.

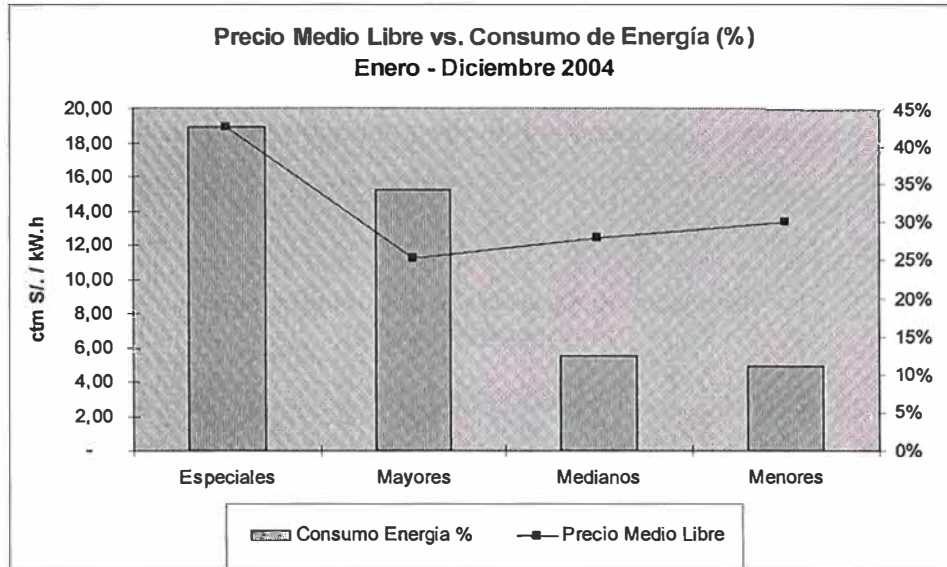


Fig. 2.4 Evolución Precio Medio de Energía vs. Consumo de Energía
Año 2004

En la Fig. 2.4 se muestra los precios medios de energía por cada categoría y el porcentaje de energía consumida; claramente se puede observar que más del 40% del consumo de energía del mercado libre (equivalente al 2% de los clientes), posee precios distorsionados respecto del resto de segmentos.

Para resaltar este punto se muestran los siguientes gráficos, correspondientes al precio medio y la participación de cada actividad en el total de energía del mercado libre, tanto para el horizonte de estudio (enero 1998-diciembre 2004) como para el año 2004 en particular:

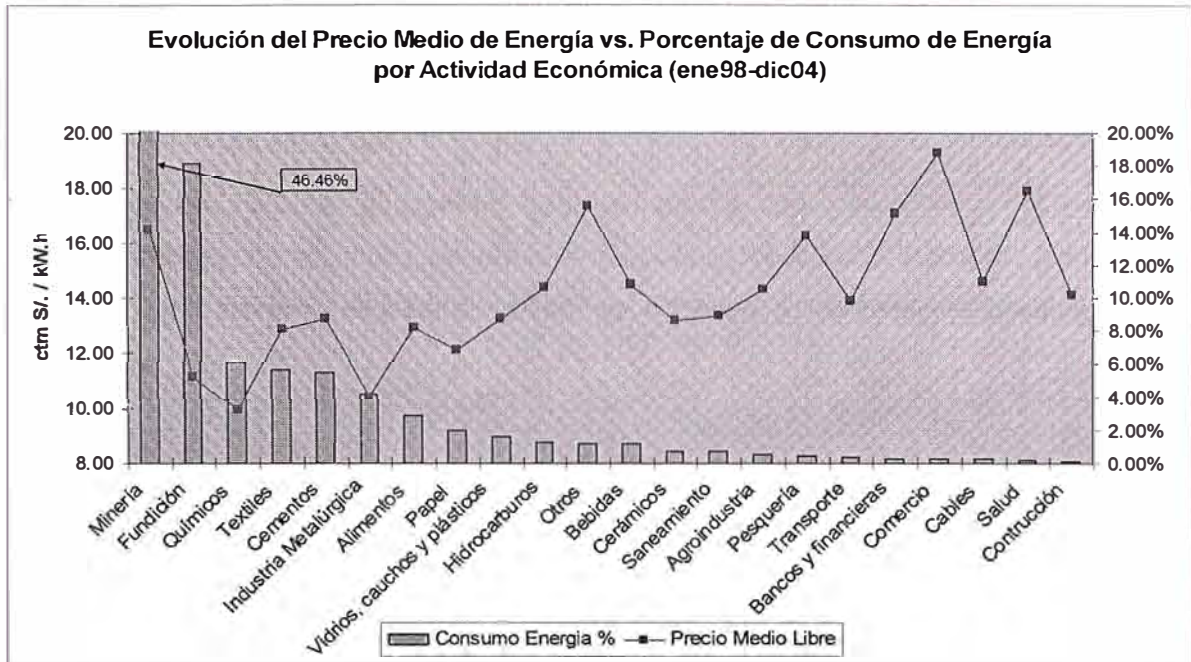


Fig. 2.5 Evolución del Precio Medio de Energía vs. Porcentaje de Consumo de Energía por Actividad Económica (ene98-dic04)

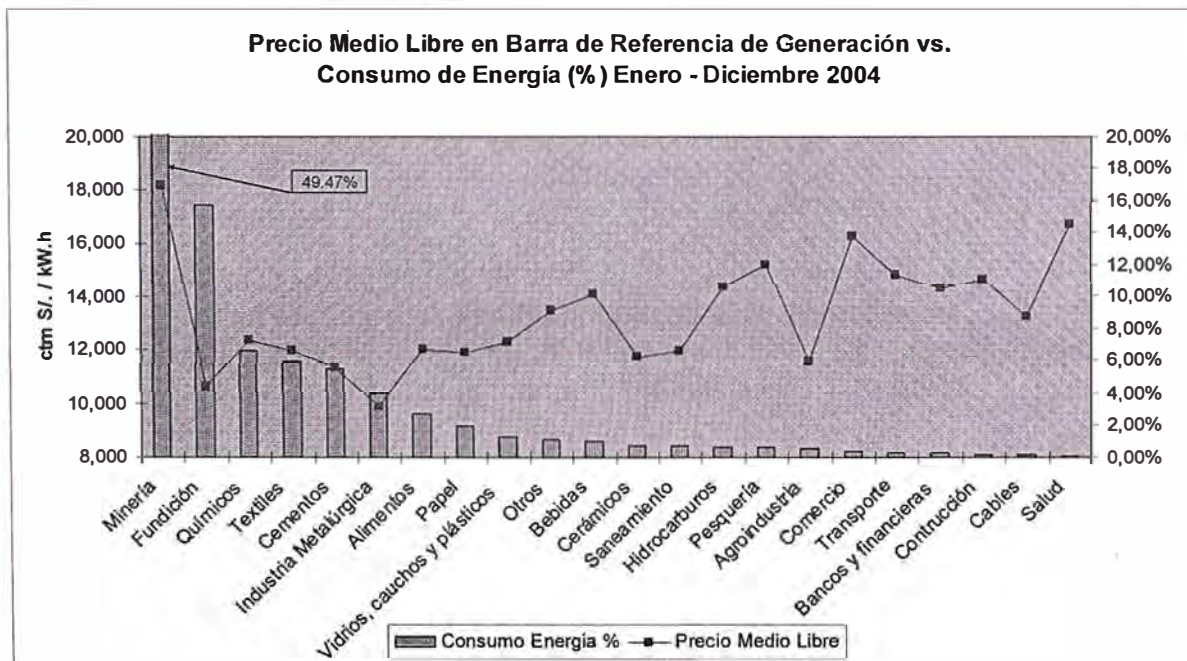


Fig. 2.6 Evolución del Precio Medio de Energía vs. Porcentaje de Consumo de Energía por Actividad Económica (2004)

Tanto en la Fig. 2.5 como 2.6 se confirma que el rubro de minería, que concentra alrededor del 46% del mercado libre, presenta niveles de precios medios que no corresponden al nivel de energía que se consume en este rubro, presentando un precio

medio de energía superior al de las actividades de fundición y químicos que son las que consumen más energía después de minería. Así mismo, se puede observar un patrón de incremento de precios conforme disminuye el consumo en cada rubro económico.

Por lo que se ha visto en el análisis anterior, existe una incoherencia¹ en los precios medios de energía de los consumidores especiales, los cuales agrupan principalmente clientes del rubro minero. Por este motivo, se hará un detalle de los precios de dichos consumidores:

Tabla N° 2.8
Precio Medio de Energía (ctm Sol / kWh)
Clientes Especiales

TIPO DE CLIENTE	EMPRESA	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Especiales	SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORATION	18,77	21,40	24,45	20,12	21,07	20,61	29,56
	MINERA ANTAMINA			12,82	14,21	13,68	13,60	13,78
	DOE RUN PERÚ (PLANTA DE ZINC1)	10,70	11,97	12,10	12,06	11,21	10,81	10,49
	REFINERÍA DE CAJAMARQUILLA	9,30	12,24	10,35	11,38	11,95	11,47	11,35
	SHOUGANG HIERRO PERU	9,82	12,65	14,45	12,80	12,00	9,93	15,87
	MINERA CERRO VERDE			16,87	11,11	11,53	11,55	11,35
Total Especiales		13,75	16,71	18,27	15,38	15,64	15,03	18,89

¹ Desde el punto de vista de la respuesta del consumidor a los precios.

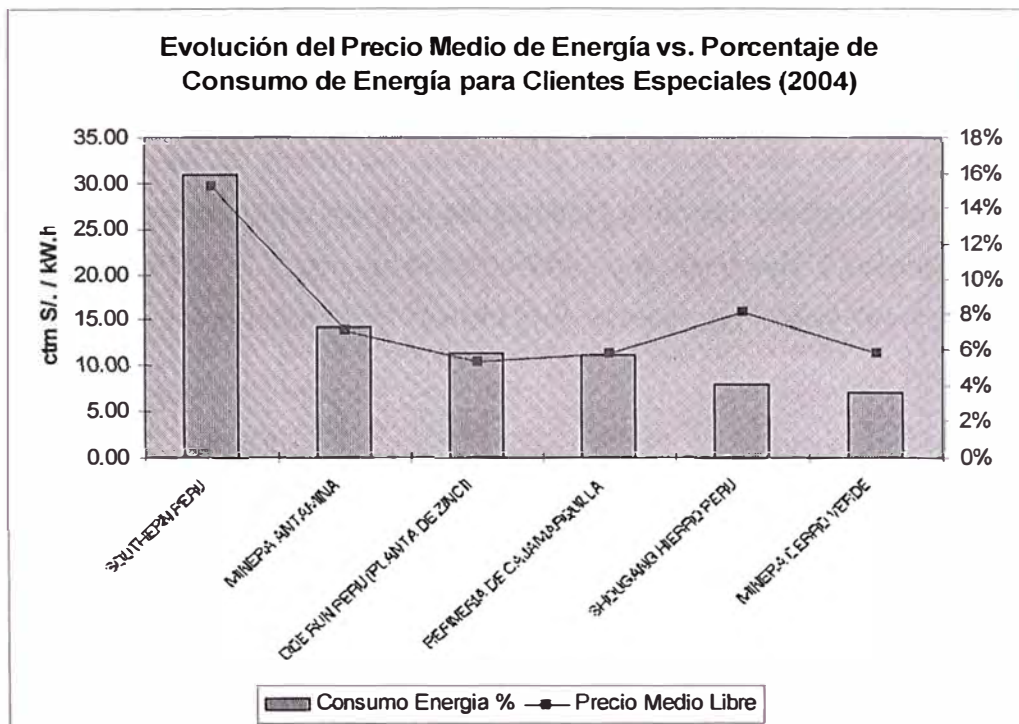


Fig. 2.7 Evolución del Precio Medio de Energía vs. Porcentaje de Consumo de Energía para Clientes Especiales (2004)

Como se puede observar en la Tabla N° 2.7, el precio medio de energía de los clientes mayores para el año 2004 fue de 11.21 ctm. S/. / kWh, esto indica que los clientes especiales cuyos precios medios de energía estén sobre este valor, presentan características de contratación que difieren del resto de integrantes de este segmento. En la Fig. 2.7, se puede ver que el precio de Southern Perú (29.56 ctm.S./kWh) es muy superior al del resto de clientes de este segmento, justamente este cliente libre que concentra alrededor del 16% del consumo del mercado libre, posee un precio medio de energía "outlier"² con respecto al resto de clientes.

² Término estadístico que sirve para señalar una observación que es detectada fuera de un intervalo de confianza

2.2. Por el lado de la oferta

El presente capítulo pretende analizar las condiciones de competitividad del mercado libre desde el lado de la oferta. Se analizarán los indicadores del número de clientes, ventas y precios medios; tanto por tipo de suministrador del mercado libre (generadora o distribuidora), como por el grupo económico al cual pertenecen. Finalmente se realizará un análisis de la concentración de la oferta sobre la base del índice Herfindahl-Hirschman (HHI).

2.2.1. Número de clientes

En la Tabla N° 2.9 se muestra la evolución del número de clientes por tipo de empresa suministradora (generadora o distribuidora) y de acuerdo a la categoría de consumo de los clientes libres en el periodo de análisis.

Tabla N° 2.9
Número de Clientes por Tipo de Empresa y Tipo de Consumidor (Diciembre de cada año)

TIPO DE EMPRESA	TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Generadora	Especiales	4	4	5	6	6	6	6
	Mayores	16	19	19	22	23	24	25
	Medianos	8	7	9	12	15	20	23
	Menores	8	13	13	14	24	32	39
Total		36	43	46	54	68	82	93
Distribuidora	Especiales			1				
	Mayores	6	6	7	4	3	4	4
	Medianos	39	44	39	37	33	29	26
	Menores	108	114	117	139	142	133	129
Total		153	164	164	180	178	166	159
Total general		189	207	210	234	246	248	252

Como se puede observar en la tabla anterior, los consumidores especiales son abastecidos únicamente por empresas generadoras, a excepción de Minera Cerro Verde, que era atendido por SEAL durante el último semestre del año 2000 y paso a ser atendido por Electroperú en adelante. Se observa que en el total del número de clientes, las distribuidoras han experimentado una disminución paulatina, principalmente en el rubro de clientes menores, mientras que las generadoras presentan un incremento constante principalmente en el rubro de clientes mayores y medianos.

Considerando el número de clientes que es abastecido por cada tipo de suministrador en cada segmento de la demanda, se observa en la Tabla N° 2.9 que, para el caso de

consumidores especiales, estos se incrementaron de cuatro a seis entre el año 1998 y 2004. Para los otros tipos de consumidores, se obtienen los siguientes gráficos:

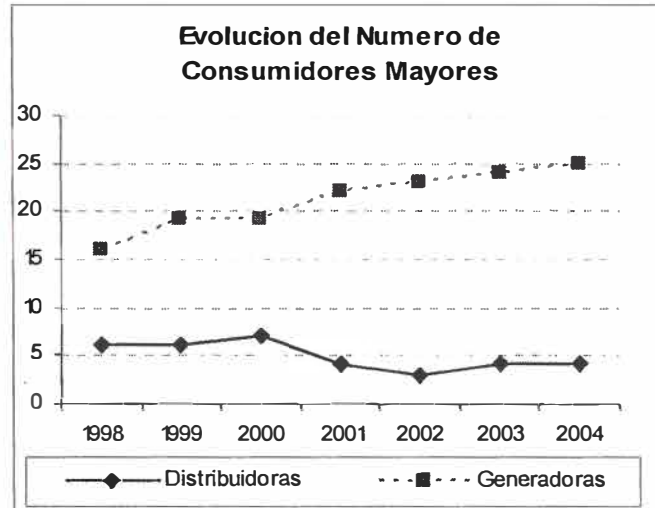


Fig. 2.8 Evolución del Número de Consumidores Mayores

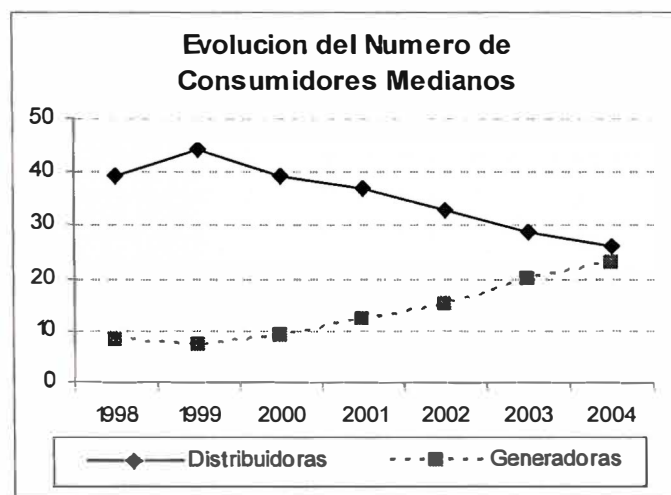


Fig. 2.9 Evolución del Número de Consumidores Medianos

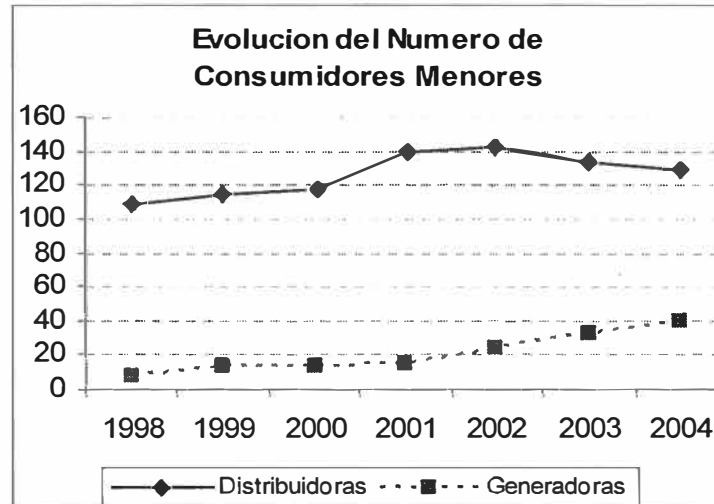


Fig. 2.10 Evolución del Número de Consumidores Menores

De las figuras anteriores se pueden identificar ciertas tendencias respecto a la evolución del número de clientes abastecido por tipo de suministrador. Para el caso de consumidores mayores (Fig. 2.8) se nota un incremento en el número de clientes de generadoras mientras que las distribuidoras tienden a mantener su número de clientes en este segmento. En el caso de consumidores medianos (Fig. 2.9) la tendencia de incremento es más pronunciada en los generadores y los distribuidores presentan una disminución también marcada, mientras que en el caso de menores (Fig. 2.10), se nota un incremento del número de clientes de generadoras y una disminución en el de las distribuidoras.

El siguiente cuadro muestra los grupos económicos a los que pertenecen los suministradores del mercado libre:

Tabla N° 2.10
Empresas Suministradoras y Grupos Económicos

GRUPO ECONOMICO	SUMINISTRADOR
CONENHUA	CONENHUA
DUKE	EGENOR TERMOSELVA
EDECAÑETE	EDECAÑETE
ELECTRO SUR MEDIO	ELECTRO SUR MEDIO
EMPRESA ELECTRICA DE PIURA	EMPRESA ELECTRICA DE PIURA
ENDESA	EDEGEL EDELNOR CAHUA
ESTADO	EGASA EGEMSA ELECTRO NORTE ELECTRO NORTE MEDIO ELECTRO PUNO ELECTRO SUR ESTE ELECTROCENTRO ELECTRONOROESTE ELECTROPERU ELECTROUCAYALI SAN GABAN SEAL
GENERACION ELECTRICA ATOCONGO	GENERACION ELECTRICA ATOCONGO
PSEG	ELECTRO ANDES LUZ DEL SUR
SHOUGESA	SHOUGESA
SOCIEDAD MINERA CORONA	SOCIEDAD MINERA CORONA
TRACTEBEL	ENERSUR

La evolución del número de clientes pertenecientes a los distintos grupos económicos, a los cuales pertenecen las empresas generadoras y distribuidoras que suministran energía eléctrica al mercado libre, se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla N° 2.11
Evolución del Número de Clientes por Grupo Económico

GRUPO ECONOMICO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
ENDESA	84	86	85	92	95	96	92
PSEG	63	66	74	71	65	54	54
ESTADO	32	33	34	34	43	48	41
DUKE	6	9	11	18	24	26	36
OTROS	3	12	5	18	18	16	20
TRACTEBEL	1	1	1	1	1	8	9
Total general	189	207	210	234	246	248	252

Como ya se ha visto anteriormente, el rubro de distribuidoras son las que concentran el mayor número de clientes en el mercado libre, es por eso que los grupos Endesa y PSEG, dueños de Edelnor y Luz del Sur respectivamente, son los que concentran mayor número de clientes libres, seguido por el Estado que posee las distribuidoras del grupo Distriluz.

2.2.2. Ventas de energía

Para determinar la participación de cada tipo de suministrador en cada segmento de la demanda, se presenta la participación en las ventas totales de energía anual por tipo de empresa en cada una de las categorías de consumidores:

Tabla N° 2.12
Ventas Anuales por Tipo de Empresa y Categoría de Cliente (MWh)

TIPO DE EMPRESA	TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Generadora	Especiales	2 412 316	2 632 080	2 610 327	3 476 276	3 780 648	3 957 721	3 961 682
	Mayores	1 190 853	1 473 469	1 571 028	2 103 691	2 275 671	2 583 706	2 931 749
	Medianos	198 999	142 900	161 635	236 984	261 446	422 269	563 067
	Menores	56 206	63 861	72 136	83 989	94 317	144 590	199 350
Total		3 858 374	4 312 310	4 415 126	5 900 940	6 412 081	7 108 286	7 655 847
Distribuidora	Especiales			161 961				
	Mayores	559 913	458 028	551 409	361 000	316 304	330 572	260 769
	Medianos	633 723	703 049	813 416	787 282	778 447	614 609	590 957
	Menores	603 829	602 611	683 319	748 755	803 375	785 622	832 500
Total		1 797 465	1 763 689	2 210 106	1 897 037	1 898 125	1 730 803	1 684 226
Total general		5 655 839	6 075 999	6 625 232	7 797 977	8 310 207	8 839 089	9 340 073

Sobre la base de esta tabla, se construyeron los siguientes gráficos, con el objeto de puntualizar algunos aspectos importantes sobre las características del mercado libre, desde el lado de la oferta:

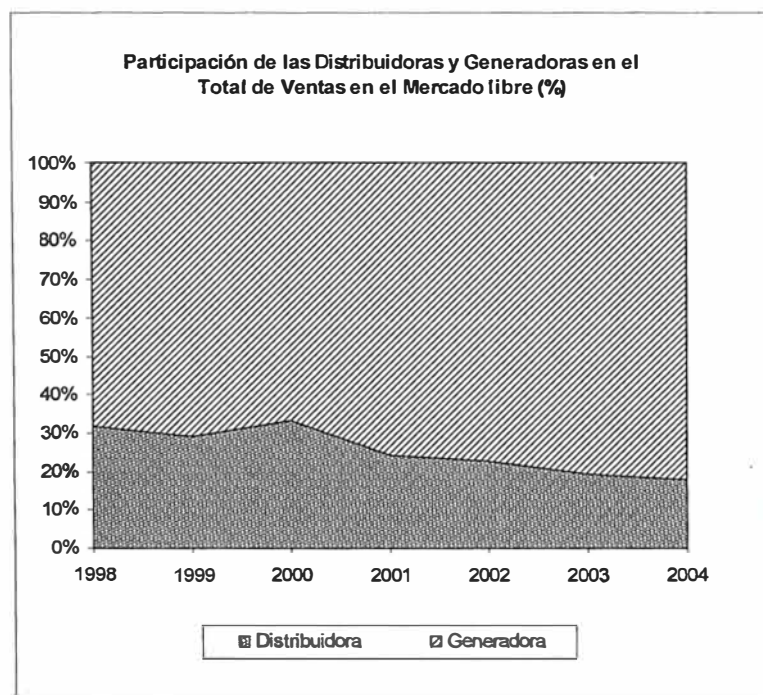


Fig. 2.11 Participación de las Distribuidoras y Generadoras en el Total de Ventas en el Mercado libre (%)

En la Fig. 2.11 se nota la predominancia de los generadores en los volúmenes totales de energía vendida en el mercado libre, pasando de un aproximadamente 70% de participación en 1998 a valores cercanos al 80% en el 2004.

En los siguientes gráficos, se aprecia la participación por tipo de empresa, en cada uno de los segmentos de consumidores:

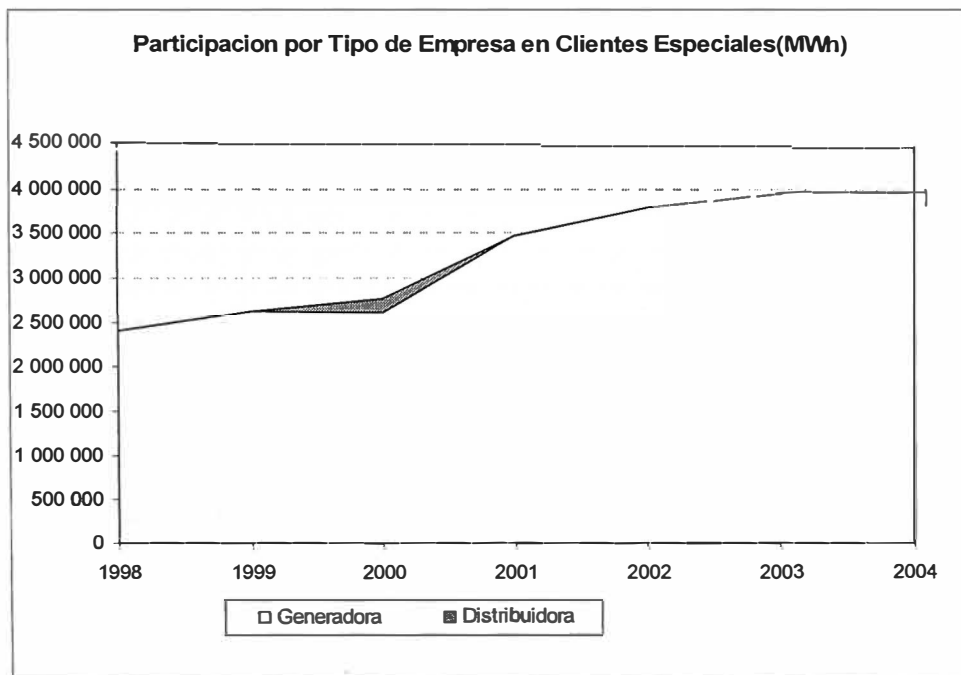


Fig. 2.12 Participación por Tipo de Empresa en la Categoría de Clientes Especiales (MWh)

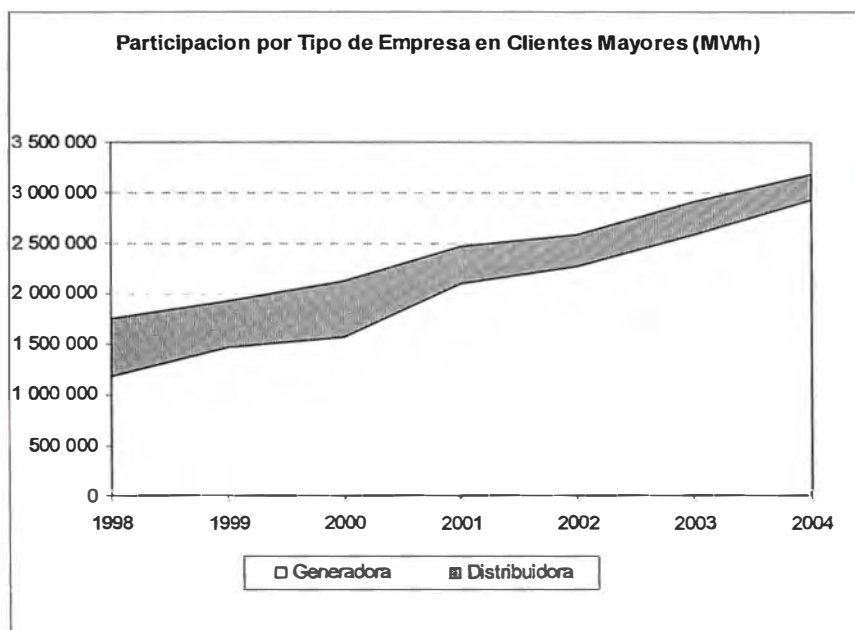


Fig. 2.13 Participación por Tipo de Empresa en la Categoría de Clientes Mayores (MWh)

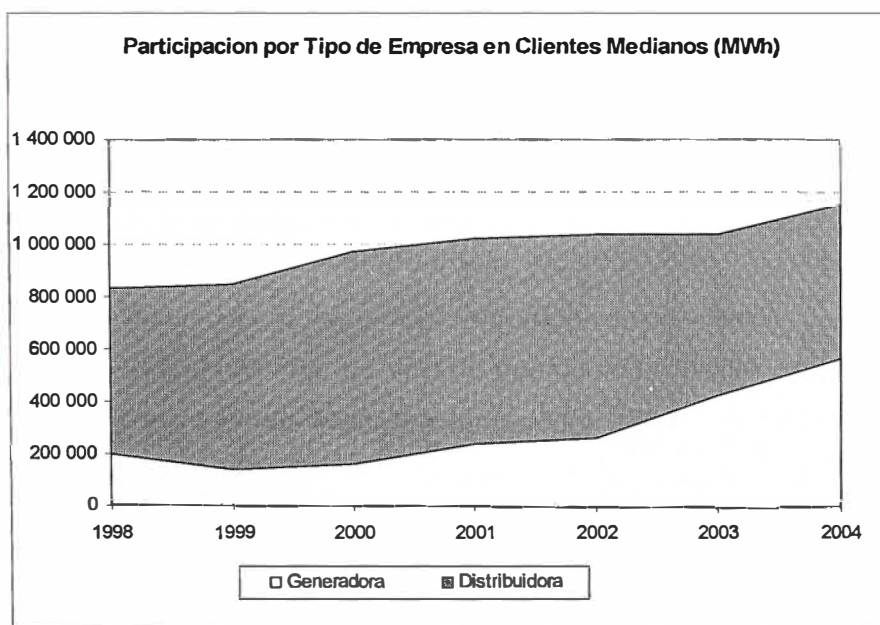


Fig. 2.14 Participación por Tipo de Empresa en la Categoría de Clientes Medianos (MWh)

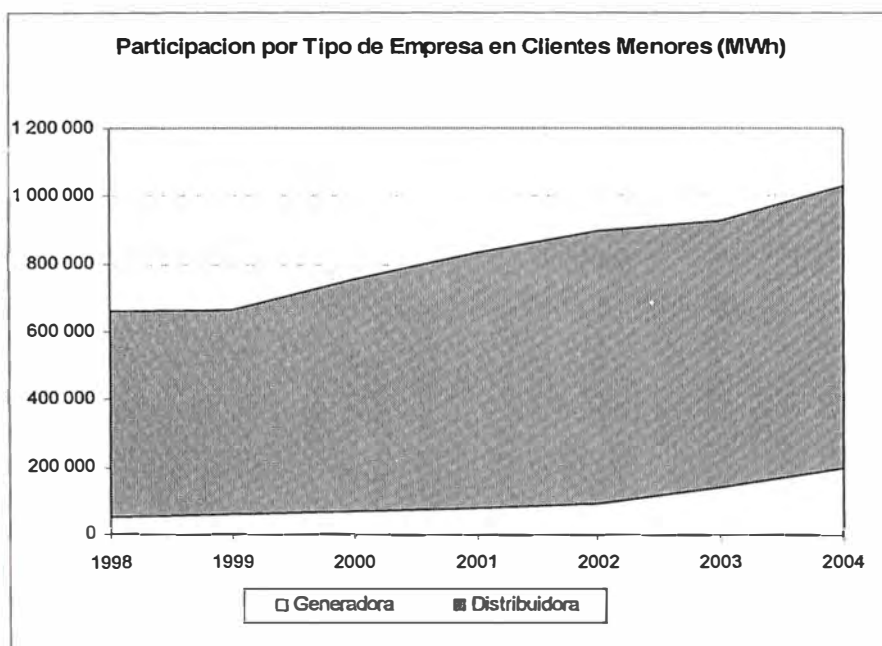


Fig. 2.15 Participación por Tipo de Empresa en la Categoría de Clientes Menores (MWh)

Respecto a las empresas generadoras, se observa que tienen una participación exclusiva en el segmento de clientes especiales y una participación mayoritaria en el segmento de clientes mayores. Las distribuidoras tienen mayor participación en las ventas a clientes medianos y menores, notándose un ligero incremento a partir del 2001 de ventas de energía de los generadores en estos segmentos.

Ordenando en forma descendiente las ventas por cada empresa agrupadas por tipo de suministrador, en función de las ventas anuales del 2004, se obtienen los siguientes valores:

Tabla N° 2.13
Ventas (MWh) por Empresa Suministradora

TIPO DE EMPRESA	EMPRESA	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003	Total general	
Distribuidora	EDELNOR	926 848	913 231	957 615	809 750	841 339	750 546	929 260	6 128 589	
	LUZ DEL SUR	571 326	527 614	613 729	630 393	676 724	619 018	440 660	4 079 464	
	ELECTRO NORTE MEDIO	114 847	123 296	189 672	175 297	124 121	122 335	59 004	908 572	
	ELECTROCENTRO	124 424	86 806	127 751	78 628	52 849	74 086	83 789	628 332	
	SEAL	32 798	49 656	238 154	70 896	56 878	34 427	27 188	509 998	
	ELECTRO SUR MEDIO	6 099	16 198	38 004	90 433	87 527	62 603	66 113	366 976	
	ELECTRONOROESTE	10 486	23 319	13 040	12 254	22 833	25 951	28 661	136 544	
	ELECTRO PUNO	0	3 297	17 440	16 307	17 411	16 770	16 643	87 868	
	ELECTRO SUR ESTE	8 537	14 706	7 362	9 603	12 217	14 117	20 751	87 293	
	ELECTROUCAYALI	0	0	0	0	2 694	7 639	7 928	18 261	
	EDECANETE	2 100	5 565	6 867	558	0	0	0	15 090	
	ELECTRO NORTE	0	0	473	2 919	3 532	3 310	4 228	14 462	
	Total Distribuidora		1 797 486	1 763 889	2 210 108	1 897 037	1 898 125	1 730 803	1 684 226	12 931 451
	Generadora	ENERSUR	1 032 911	1 289 035	1 330 359	1 380 478	1 460 923	1 503 568	1 674 303	9 671 567
ELECTRO ANDES		1 037 680	1 113 626	1 131 545	1 177 660	1 102 958	1 057 564	1 018 946	7 639 978	
EDEGEL		308 016	285 888	365 068	1 289 477	1 425 621	1 657 092	1 716 866	7 048 027	
ELECTROPERU		7 16 790	826 863	722 960	742 676	745 496	858 544	707 009	5 320 338	
SHOUGESA		346 122	251 760	261 953	355 757	345 681	344 445	383 057	2 288 776	
SAN GABAN		0	62 157	164 980	272 654	291 591	503 836	574 809	1 870 028	
EGENOR		146 420	169 908	154 502	244 667	262 154	266 725	375 371	1 619 748	
TERMOSELVA		0	0	5 098	68 634	246 434	295 811	723 519	1 339 496	
EGEMSA		193 140	97 887	419	21 223	181 868	282 308	291 805	1 068 651	
CAHUA		28 277	121 406	163 185	221 529	214 827	214 008	40 114	1 003 347	
EGASA		37 944	60 381	40 929	57 570	68 252	69 572	66 656	401 305	
EMPRESA ELECTRICA DE PIURA		3 750	29 945	69 641	59 591	54 977	48 247	53 657	319 809	
GENERACION ELECTRICA ATOCONGO		7 323	3 453	4 485	9 023	11 299	6 576	6 299	48 459	
SOCIEDAD MINERA CORONA		0	0	0	0	0	0	22 028	22 028	
CONENHUA	0	0	0	0	0	0	1 408	1 408		
Total Generadora		3 858 374	4 312 310	4 415 126	5 900 940	6 412 081	7 108 288	7 656 847	39 662 954	
Total general		5 655 839	6 075 899	6 625 232	7 797 977	8 310 207	8 839 089	9 340 073	62 644 415	

En la Tabla N° 2.13 se observa que las empresas distribuidoras que más venden al mercado libre son Edelnor y Luz del Sur, siendo las ventas de Edelnor casi el doble que las de Luz del Sur. Dentro de las empresas generadoras, son Enersur, Electroandes y Edegel las que tienen marcada incidencia en las ventas al mercado libre.

En el siguiente gráfico se puede observar el porcentaje de las ventas anuales de energía por empresa suministradora para el año 2004:

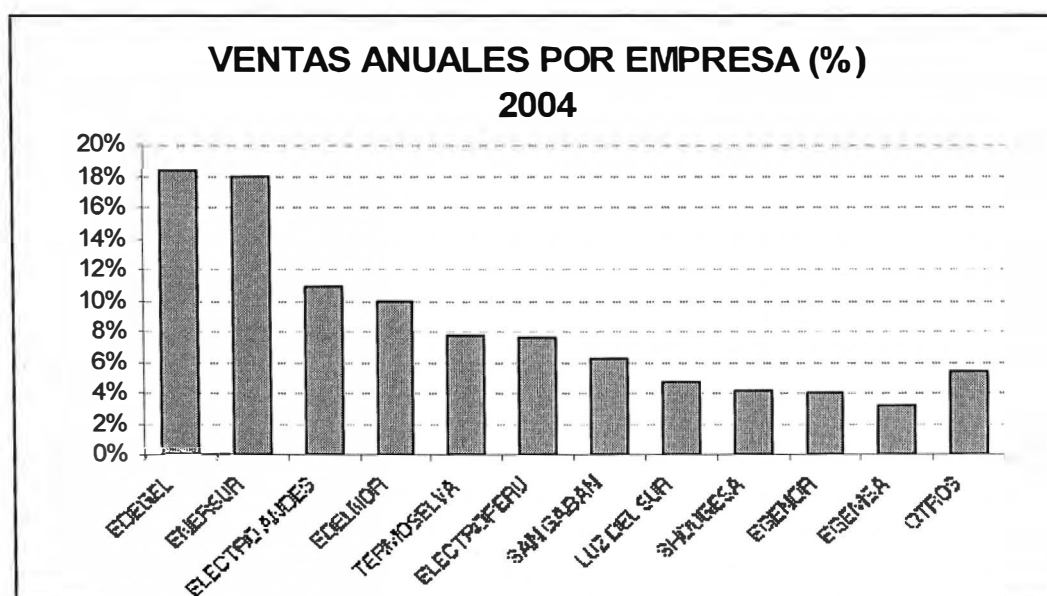


Fig. 2.16 Ventas de Energía por Empresa Suministradora (Año 2004)

En la Fig. 2.16 se observa que en la actualidad son Edegel y Enersur las empresas que más venden en el mercado libre, seguidas por Electroandes y Edelnor.

La evolución de la participación de mercado por grupo económico, ordenada en forma descendiente respecto a los valores presentados el año 2004, es la siguiente:

Tabla N° 2.14
Ventas (MWh) por Grupo Económico

GRUPO ECONOMICO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
ENDESA	1 238 613	1 229 064	1 392 324	2 158 817	2 321 937	2 455 886	2 699 783
ESTADO	1 238 967	1 348 370	1 523 180	1 460 027	1 579 742	2 012 896	1 888 472
TRACTEBEL	1 032 911	1 289 035	1 330 359	1 380 478	1 460 923	1 503 558	1 674 303
PSEG	1 609 006	1 641 240	1 745 274	1 808 053	1 779 682	1 676 582	1 459 606
DUKE	146 420	169 908	159 601	313 301	508 588	562 535	1 098 890
OTROS	389 921	398 382	474 494	677 301	659 335	627 632	519 019
Total general	5 655 839	6 075 999	6 625 232	7 797 977	8 310 207	8 839 089	9 340 073

Tabla N° 2.15
Participación (%) en las Ventas por Grupo Económico

GRUPO ECONOMICO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
ENDESA	22%	20%	21%	28%	28%	28%	29%
ESTADO	22%	22%	23%	19%	19%	23%	20%
TRACTEBEL	18%	21%	20%	18%	18%	17%	18%
PSEG	28%	27%	26%	23%	21%	19%	16%
DUKE	3%	3%	2%	4%	6%	6%	12%
OTROS	7%	7%	7%	9%	8%	7%	6%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Como se puede observar en las Tablas N° 2.14 y 2.15, Endesa es el grupo que tiene mayor participación en el mercado libre, seguido por el Estado. Cabe resaltar que Tractebel, pese a tener un número reducido de clientes, posee una participación más importante que PSEG y Duke. Así mismo, los cuatro primeros grupos económicos de la lista (Endesa, El Estado, Tractebel y PSEG), agrupan el 83% de las ventas de energía al mercado libre para el año 2004.

2.2.3. Evolución de los Precios Medios Libres de Energía

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de los precios medios de energía por tipo de suministrador, en cada uno de los segmentos de demanda:

Tabla N° 2.16
Evolución de los Precios Medios de Energía (ctm S/. / kWh)
por Tipo de Suministrador

TIPO DE EMPRESA	TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	TOTAL
Generadora	Especiales	13.75	16.71	18.36	15.38	15.64	15.03	18.89	16.29
	Mayores	10.64	12.25	12.88	11.30	10.27	9.95	10.78	11.00
	Medianos	12.15	14.23	16.35	12.85	11.77	12.67	12.56	12.90
	Menores	20.77	22.39	22.27	23.31	21.18	17.06	15.76	19.27
Total		12.81	15.19	16.40	13.93	13.66	13.09	15.24	14.29
Distribuidora	Especiales			16.87					16.87
	Mayores	10.16	12.01	13.17	13.36	12.53	12.26	16.01	12.50
	Medianos	11.57	13.92	15.10	14.39	13.47	12.78	12.35	13.49
	Menores	12.70	14.82	15.99	15.52	14.59	13.91	12.75	14.31
Total		11.51	13.73	15.02	14.64	13.79	13.20	13.12	13.63
Total general		12.40	14.77	15.94	14.10	13.69	13.11	14.85	14.13

En la Tabla N° 2.16, resalta el elevado nivel de precios del segmento de consumidores especiales, que inclusive son mayores a los precios de clientes menores. Así mismo, es posible observar, que los precios medios que ofrecen las generadoras para clientes mayores son menores a los que ofrecen las distribuidoras; en el caso del segmento mediano son comparativos; y en el caso del segmento de clientes menores, son las distribuidoras las que ofrecen los menores precios. Esto guarda relación con la participación que tiene cada tipo de empresa en las ventas a los diferentes segmentos. Aquí se puede notar que en los segmentos donde existe participación, tanto de generadoras como de distribuidoras, los precios aparentemente tienen un comportamiento coherente con los niveles de consumo.

En la Tabla N° 2.17 se presenta la evolución de los precios medios de energía por tipo de suministrador y por empresa eléctrica, con el objeto de comparar si existe una relación directa entre los volúmenes de venta vendidos y los precios ofrecidos en el mercado libre:

Tabla N° 2.17
Evolución de los Precios Medios de Energía (ctm S/. / kWh)
por Suministrador

TIPO DE EMPRESA	EMPRESA	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003	Total general	
Distribuidora	ELECTRONOROESTE	8.38	9.54	12.03	14.29	10.78	11.10	11.12	10.95	
	EDELNOR	10.66	12.22	13.40	13.20	12.83	12.47	13.06	12.54	
	ELECTROCENTRO	11.55	14.24	15.24	13.97	13.50	12.97	12.18	13.39	
	ELECTRO SUR MEDIO	10.82	14.39	14.74	15.35	13.77	12.95	10.36	13.49	
	ELECTRO NORTE MEDIO	11.04	12.05	14.59	15.44	14.36	13.36	13.08	13.66	
	ELECTRO SUR ESTE	23.48	29.24	9.42	7.98	8.23	8.87	9.76	13.80	
	ELECTRO PUNO		39.66	23.18	15.43	8.43	9.56	9.32	14.21	
	LUZ DEL SUR	12.74	15.78	16.77	16.32	15.24	14.28	14.35	15.11	
	SEAL	12.90	17.84	16.91	14.34	13.12	13.37	10.68	15.39	
	ELECTROUCAYALI					19.89	17.91	15.69	17.24	
	ELECTRO NORTE			19.83	20.57	18.73	19.00	15.16	18.16	
	EDECANETE		23.23	20.18	20.61	34.23			21.32	
	Total Distribuidora		11.51	13.73	15.02	14.64	13.79	13.20	13.12	13.63
	Generadora	CAHUA	7.82	5.64	8.09	10.78	10.03	9.46	9.95	9.16
EGEMSA		13.99	15.55	13.41	7.62	7.51	7.78	7.95	9.61	
ELECTROPERU		9.70	12.07	10.79	10.76	11.14	10.77	10.58	10.85	
SAN GABAN			23.72	15.43	11.39	9.69	10.10	10.54	11.28	
TERMOSELVA				13.55	12.17	11.25	11.54	11.19	11.34	
ELECTRO ANDES		10.81	12.45	13.04	11.97	10.84	10.62	11.35	11.61	
SOCIEDAD MINERA CORONA								11.64	11.64	
CONENHUA								11.84	11.84	
EGASA		13.24	14.62	15.96	12.28	10.64	9.89	9.24	11.90	
EDEGEL		10.49	11.33	13.90	12.00	12.39	12.32	12.51	12.28	
SHOUGESA		9.82	12.65	14.45	12.80	12.00	9.93	15.87	12.48	
EGENOR		8.85	13.00	15.10	14.43	12.59	12.11	12.03	12.60	
EMPRESA ELECTRICA DE PIURA		10.35	14.07	15.28	14.34	13.62	13.05	12.75	13.89	
ENERSUR		18.77	21.40	24.45	20.12	21.07	20.45	27.74	22.26	
GENERACION ELECTRICA ATOCONGO		65.77	126.27	103.41	83.19	71.87	104.10	100.79	87.98	
Total Generadora			12.81	15.19	16.40	13.93	13.66	13.09	15.24	14.29
Total general			12.40	14.77	15.94	14.10	13.69	13.11	14.85	14.13

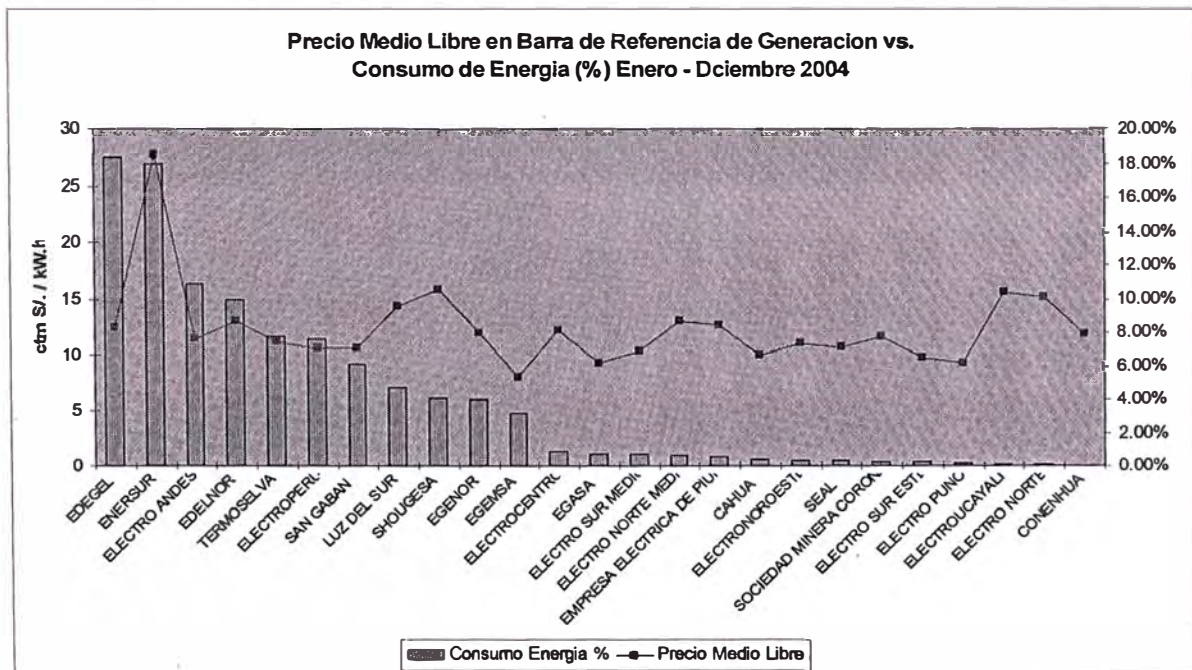


Fig. 2.17 Precio Medio de Energía vs. Ventas por Suministrador (Año 2004)

Dentro de las distribuidoras se puede observar que Edelnor, que es la distribuidora que tiene mayor energía vendida en el mercado libre, posee uno de los precios medios más

bajos dentro del rubro de distribuidoras. Por otro lado, en lo que respecta a generadoras, llama la atención el precio medio de Enersur, el cual pese a ser la empresa que más vende en el mercado libre después de Edegel, posee un precio medio incluso superior al promedio de distribuidoras.

Analizando el comportamiento de los precios medios de energía en función de los grupos económicos a los que pertenecen las empresas que suministran energía al mercado libre, se puede observar lo siguiente:

Tabla N° 2.18
Evolución de los Precios Medios de Energía (ctm S/. / kWh)
por Grupos Económicos

GRUPO ECONOMICO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
TRACTEBEL	18.77	21.40	24.45	20.12	21.07	20.45	27.74
OTROS	10.81	11.67	13.22	13.43	12.62	11.06	15.55
ENDESA	10.62	12.06	13.63	12.52	12.58	12.38	12.70
PSEG	11.50	13.52	14.35	13.49	12.51	11.97	12.26
DUKE	8.85	13.00	15.05	13.93	11.94	11.81	11.48
ESTADO	10.95	13.53	13.38	11.88	10.81	10.46	10.28
Total general	12.40	14.77	15.94	14.10	13.69	13.11	14.85

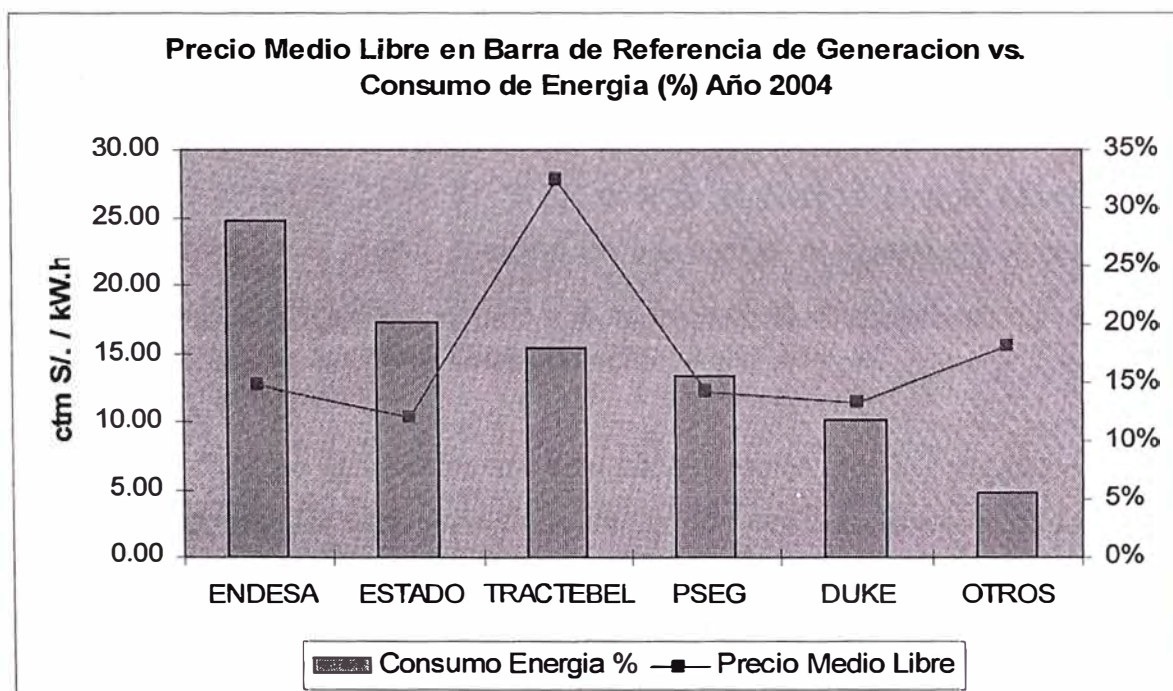


Fig. 2.18 Precio Medio de Energía vs. Ventas por Grupo Económico (Año 2004)

De la Tabla N° 2.18 y de la Fig. 2.18, se puede observar que no existe una correspondencia entre la participación de mercado y los precios medios de energía de cada grupo, ya que las empresas del Estado presentan los menores precios medios de

energía con un 20% de participación en el mercado libre, mientras que Endesa con un 29% y Tractebel con un 18% presentan precios medios superiores.

2.2.4. Medida de la concentración de mercado

En lo que respecta a la generación total del mercado eléctrico peruano, vale decir, tanto para el mercado libre como para el regulado, se tiene la siguiente composición:

Tabla N° 2.19
Total de Generación por Grupo Económico (Año 2004)

Empresa Generadora	Potencia Efectiva		Producción de Energía 2004		Ingresos Totales por venta de Energía*	
	MW	%	GWh	%	Miles de US\$	%
ESTADO (1)	1,494.6	34.20%	9465.6	43.20%	423,622	44.90%
ENDESA (2)	1,452.7	33.30%	5934.2	27.10%	178,128	18.90%
DUKE ENERGY (3)	541.8	12.40%	2179.8	10.00%	67,544	7.20%
OTROS (4)	877.9	20.10%	4323.1	19.70%	273,732	29.00%
Total SEIN	4,367.0	100.00%	21,902.7	100.00%	943,026	100.00%

(1) Electroperú, Egasa, San Gabán, Egemsa y Egesur

(2) Edegel, Eepsa y Etevensa

(3) Egenor

(4) Enersur, ElectroAndes, Termoselva, Shougesa y Cahua - CNP

* Con data histórica a diciembre 2004

Se puede observar en la Tabla N° 2.19, que es el Estado el que posee la mayor capacidad instalada, y la mayor posición en las ventas e ingresos por conceptos de generación. Los otros principales grupos que concentran la generación son Endesa, Duke y dentro de otros resalta Tractebel (Enersur).

Una de las condiciones principales para la consideración de la competitividad de un mercado es determinar la existencia de poder de mercado. Existen varios índices para medir el grado de concentración en un mercado, siendo el más utilizado el índice Herfindahl-Hirschman (HHI). Este indicador combina el número de empresas que forman parte de una industria y la participación de mercado que tiene cada una de ellas (6).

Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$HHI = \sum S_i^2 \quad (2.2)$$

Donde,

S_i : Participación de mercado de la empresa i .

El Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio de Estados Unidos, establecen la siguiente clasificación para determinar el grado de concentración de mercados:

- ◆ Mercado no concentrado (Índice HHI menor a 1 000)
- ◆ Mercado moderadamente concentrado (Índice HHI entre 1 000 y 1 800)
- ◆ Mercado altamente concentrado (Índice HHI mayor a 1 800)

Sobre la base de la Tabla N° 2.20, en la que se muestra las participaciones de mercado de cada uno de los grupos económicos en el mercado libre, y aplicando la fórmula (2.2), se obtiene la Tabla N° 2.21 en la que se muestra el índice Herfindahl-Hirschman (HHI) para el mercado libre:

Tabla N° 2.20
Evolución de la Participación de Mercado (%) por Grupo Económico

GRUPO ECONOMICO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
ENDESA	21.90	20.23	21.02	27.68	27.94	27.78	28.91
ESTADO	21.91	22.19	22.99	18.72	19.01	22.77	20.22
TRACTEBEL	18.26	21.22	20.08	17.70	17.58	17.01	17.93
PSEG	28.45	27.01	26.34	23.19	21.42	18.97	15.63
DUKE	2.59	2.80	2.41	4.02	6.12	6.36	11.77
SHOUGESA	6.12	4.14	3.95	4.56	4.16	3.90	4.10
HICA INVERSIONES	0.11	0.27	0.57	1.16	1.05	0.71	0.71
CAHUA	0.50	2.00	2.46	2.84	2.59	2.42	0.43
SOCIEDAD MINERA CORONA	-	-	-	-	-	-	0.24
GENERACION ELECTRICA ATOCONGO	0.13	0.06	0.07	0.12	0.14	0.07	0.07
CONENHUA	-	-	-	-	-	-	0.02
EDECAÑETE	0.04	0.09	0.10	0.01	-	-	-
Total general	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla N° 2.21
Índice Herfindahl-Hirschman (IHH)

GRUPO ECONOMICO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
ENDESA	480	409	442	766	781	772	836
ESTADO	480	492	529	351	361	519	409
TRACTEBEL	334	450	403	313	309	289	321
PSEG	809	730	694	538	459	360	244
DUKE	7	8	6	16	37	41	138
SHOUGESA	37	17	16	21	17	15	17
HICA INVERSIONES	0	0	0	1	1	1	1
CAHUA	0	4	6	8	7	6	0
SOCIEDAD MINERA CORONA	-	-	-	-	-	-	0
GENERACION ELECTRICA ATOCONGO	0	0	0	0	0	0	0
CONENHUA	-	-	-	-	-	-	0
EDECAÑETE	0	0	0	0	-	-	-
HHI	2 147	2 110	2 095	2 014	1 972	2 002	1 966

Se puede observar en la Tabla N° 2.21, que existe una tendencia a la disminución del valor del índice Herfindahl-Hirschman (IHH) para el mercado libre, teniendo para el año 2004 un valor de HHI=1966.

Este valor cae dentro del rango que representa un mercado altamente concentrado, lo cual indica la existencia de un alto poder por parte de los proveedores. Esto es consecuente con la composición de la generación en el mercado eléctrico peruano, donde Endesa y el Estado son los principales protagonistas.

Sin embargo, es posible observar que el grado de concentración ha ido disminuyendo a medida que nuevos actores han venido ingresando al mercado.

2.3. Liquidez, eficiencia y medios de transacción

Se dice que un mercado es líquido, cuando existen muchos compradores y vendedores que pueden acceder fácilmente entre ellos, teniendo similar acceso a la información. En los mercados líquidos, el precio de un bien, llega rápidamente al precio de equilibrio de mercado por la rápida interacción de compradores y vendedores y la rapidez del flujo de información entre los mismos. Por otro lado, un mercado eficiente se define como aquel en el que ni la oferta ni la demanda son capaces de predecir los movimientos de los precios (4).

Otra característica de un mercado competitivo es la existencia de adecuados medios de transacción. Esto significa tener un adecuado mercado Spot, la existencia de contratos y mercados de forwards y futuros; y adecuadas herramientas de manejo de riesgos (4).

Estos conceptos son válidos para todo mercado competitivo y basado principalmente en productos almacenables. El mercado de electricidad por sus características de carecer de stocks, por los costos de congestión de la transmisión eléctrica y debido a la cantidad de información y cálculos necesarios para pronosticar los precios, es inherentemente un mercado menos eficiente y líquido que los mercados de productos con stocks, pero en la medida que estos elementos estén presentes en mayor grado, generarán un mercado competitivo.

A continuación se analiza el comportamiento del mercado libre peruano respecto a estas características necesarias para la existencia de un mercado competitivo.

2.3.1. Liquidez

Para el caso del mercado libre peruano, en lo que respecta a la información, existe una asimetría entre los clientes libres y los suministradores, ya que estos últimos poseen información y capacidad técnica superior respecto al conocimiento del negocio eléctrico.

Por otro lado el segmento de clientes especiales, que es el que concentra el 40% de la demanda en términos de energía, solo puede ser accesado por empresas generadoras con capacidad instalada suficiente para poder abastecerlos en condiciones confiables de suministro, es decir en este segmento solo negocian grandes mineras con grandes generadores.

La congestión en la transmisión eléctrica, sobre todo en el país donde no se tiene implementada políticas del manejo de dichos costos, actúa como un agente que tiende a dividir mercado generando costos marginales diferentes en cada una de las barras donde se produce dicha congestión, esto va en contra de lograr un equilibrio de precios propio de un mercado competitivo.

Así mismo, en el segmento de clientes ubicados dentro de zonas de concesión de distribuidoras, como es el caso de clientes menores y medianos, si bien es cierto las condiciones se dan para que exista también competencia entre generadores y distribuidores, los distribuidores tienen supremacía en este segmento. Esto se debe principalmente a la dificultad de acceso que tienen los generadores a la infraestructura del distribuidor, quien aprovechando de vacíos en la ley pone reparos, so pretexto de requerir realizar reforzamientos en sus redes para que estos clientes puedan ser abastecidos.

A partir del 2001 y en lo que va del presente año se puede apreciar un leve incremento en la participación de las generadores en este segmento donde antes su participación no era significativa. Esto es producto de ciertos decretos que hacen mas claro el acceso a las redes de terceros para abastecer clientes libres, tales como el decreto supremo D.S. N° 017-2000-EM "Reglamento para la comercialización de electricidad en un régimen de libertad de precios" y la Resolución N° 1089-2001-OS/CD donde se aprueba el procedimiento para la aplicación de los cargos por transmisión y distribución a clientes libres. Estos decretos esclarecen la forma de calcular las compensaciones por uso de las

instalaciones de transmisión y distribución para los clientes libres, lo que habría originado un interés de los generadores por este tipo de clientes.

Una explicación adicional a lo que ocurre en este segmento radica en que al ser la energía eléctrica un commodity, es decir, que es un producto que no brinda posibilidades de diferenciarse, sería lógico pensar que no existe diferencia entre comprar a uno u otro suministrador. Pero si hablamos de los servicios alrededor de la venta de electricidad, el abastecimiento de energía eléctrica deja de ser un commodity, ya que en la calidad del servicio podemos diferenciar la venta de energía eléctrica. En el caso de los distribuidores, esta diferenciación pasa por brindar servicios adicionales a los de la venta de energía que pueden ser la confiabilidad del suministro o el abastecimiento en diferentes puntos. Esto podría justificar la alta participación de los distribuidores en el último segmento de clientes, o dicho en otras palabras la preferencia de los clientes de este segmento por distribuidores en lugar de generadores.

2.3.2. Eficiencia

Respecto a la eficiencia del mercado, es claro que el pronóstico de precios, es mucho más accesible a los vendedores que a los compradores, ya que es necesario manejar mucha información y manejar un modelo informático de optimización de precios, para poder predecir los precios de la energía con cierto grado de certidumbre. El COES, que es el organismo encargado del despacho económico del sistema, está únicamente integrado por los vendedores, sin intervención de la demanda, lo cual incrementa la brecha de información entre compradores y vendedores.

Por otro lado, otra desventaja de la concentración de la información es que esta no se hace accesible a los nuevos ofertantes. Nuevos inversionistas tienen dificultad de contar con la información necesaria que les permita analizar y realizar inversiones en generación, siendo esta información únicamente manejada por los integrantes del COES, son estos los que tienen la primera opción de realizar nuevas inversiones.

2.3.3. Mecanismos de mercado

El mercado Spot en el Perú es administrado por el COES, el cual es manejado íntegramente por las generadoras. Actualmente son únicamente estas empresas las que

pueden realizar transacciones en el mercado Spot sobre las liquidaciones de transferencias de energía entre sus miembros.

No existe un mercado de “forwards” en el Perú, los contratos “forward” realizados en el mercado peruano son del tipo “full requirement”, es decir que solo contemplan valores de contratación de potencia y toda la energía asociada a la potencia contratada. Esto no permite la existencia de un mercado de transacciones “forward”, en el que se puedan adquirir los faltantes o vender los excedentes de energía derivados de dichos contratos³.

Para tener un mercado de forwards, es necesario principalmente estandarizar los contratos de suministro de energía, de modo que puedan contener características similares y que contengan solamente condiciones relacionadas al precio y cantidad de energía transada.

Es sabido que en el rubro de clientes especiales, existen contratos en los que además de condiciones relacionadas al precio de la energía, contienen otros conceptos que se reflejan en el precio pactado, tal podría ser el caso de Southern Perú, la cual tiene precios elevados en comparación con otras empresas.

2.4. Conclusiones

En lo que respecta al análisis de la competitividad del mercado libre, por el lado de la demanda, se pudo observar lo siguiente:

- ◆ Si bien existe un gran número de clientes en el mercado libre, solo el 14% de ellos tienen rangos de consumos que en volumen representan el 76% del mercado libre.
- ◆ El año 2004 fue el año más seco del periodo analizado, razón por la cual los precios tendieron a subir en los segmentos especiales y mayores, más no en los otros. Sin

³ Los distribuidores y clientes libres, al tener contratos “full requirement”, no pueden acceder al mercado Spot por ser un mercado de corto plazo; por lo tanto no pueden vender sobrantes o comprar faltantes, que se generen de la administración que hagan de su demanda de energía.

embargo, los consumos en todos los segmentos se incrementaron, demostrando que no existe sensibilidad a los precios en estos segmentos de la demanda, que son representativos por sus mayores rangos de consumo.

- ◆ Las actividades económicas que concentran mayores consumos, están referidas a la minería y fundición que representan en promedio el 64% del consumo total. Estos sectores de la industria tienen la particularidad de que los costos asociados al consumo de energía eléctrica, no son importantes dentro de la estructura de costos del negocio. Por lo que su principal característica es que son sectores con una demanda inelástica, es decir insensibles a las señales de precios.
- ◆ La diferencia de precios entre segmentos de demanda, indica una imposibilidad de los ofertantes a moverse entre segmentos, para forzar la disminución de precios (aislamiento de mercados). Esto debido principalmente a que los distribuidores no tienen acceso a suministrar energía en el segmento de especiales, no existiendo otro agente distinto a la generación que pueda abastecer de energía a estos grandes clientes. El grado de competitividad en este segmento se podría incrementar mediante la incorporación de la figura de agentes comercializadores de energía, como sucede en otras realidades, principalmente en Colombia y Argentina.

En lo que respecta al análisis de la competitividad por el lado de la oferta, se puede concluir lo siguiente:

- ◆ Existe una alta concentración de mercado por el lado de la oferta de generación, la que se refleja en la participación en las ventas al mercado libre. Incluso, dentro de cada segmento de la demanda, existen niveles mayores de concentración, lo cual no permite que los ofertantes sean tomadores de precios.
- ◆ Como se puede ver, estos valores son consecuentes con la composición de la generación en el mercado eléctrico peruano, donde cuatro grupos económicos concentran más del 80% de las ventas en el mercado libre.

Respecto a los mecanismos de mercado existentes, se puede mencionar:

- ◆ Existen debilidades en las condiciones de liquidez, eficiencia y mecanismos de mercado que inciden en una falta de competitividad en el mercado libre de electricidad.
- ◆ Es necesario disminuir la asimetría de información existente entre compradores y vendedores.

- ◆ Debe permitirse el acceso a la información manejada en el COES, como un medio de permitir y alentar nuevas inversiones.
- ◆ Es necesario modificar las formas de contratación y generar de ese modo un mercado de forwards⁴, en el que se puedan negociar los faltantes y excedentes de estas contrataciones, con el objeto de obtener un precio de equilibrio.
- ◆ Es necesario estandarizar los contratos incluyendo el concepto de precio y cantidad para hacer posible la negociación en el mercado de forwards.

Ante lo expuesto, la conclusión principal que se puede sacar del presente capítulo, es la existencia de una falta de competitividad en el mercado de clientes libres.

⁴ Mercado de corto plazo en que se puede transar desviaciones de lo contratado con lo que se requiere consumir, como consecuencia de una respuesta adecuada del consumidor a los precios.

CAPÍTULO III

PROCEDIMIENTO DE COMPARACIÓN DE PRECIOS

El objetivo principal del presente capítulo es brindar una explicación adecuada de las variables principales que intervienen en el proceso de comparación de precios.

Debido a que la metodología para efectuar la comparación de precios, está basada en una serie de leyes y resoluciones que han ido modificándola en el tiempo, se pretende recopilar toda la normatividad que sirve de base para efectuar dicho proceso, así como explicar lo que esta normatividad implica respecto a cálculos y requerimientos de información.

3.1 Normatividad vigente

La normatividad relacionada con el proceso de comparación de precios es la siguiente:

- ◆ Artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)
- ◆ Artículo 129° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), que establece el proceso de comparación de precios.
- ◆ El Decreto Supremo N° 017-2000-EM publicado el 18/09/2000, modifica varios artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y publica el “Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios”. Con la entrada en vigencia de este decreto, se establecen criterios y condiciones, que modifican la forma en que se venía realizando el procedimiento para realizar la comparación de precios.
- ◆ Artículo 8° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, que determina requisitos y condiciones para que los contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53° de la Ley

- ◆ Artículo 8° de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que los contratos de venta de energía y potencia de los suministros que se efectúan en un régimen de libertad de precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados a nivel de la barra de referencia de generación y de las tarifas de transmisión y distribución, de forma tal de permitir la comparación a que se refiere el artículo 53° de la Ley.
- ◆ Artículo 44° de la Ley de Concesiones Eléctricas, que establece que las tarifas de transmisión y distribución eléctrica son reguladas, independientemente de si ésta corresponde al mercado libre o regulado.
- ◆ Resolución Osinerg N° 1089-2001-OS/CD del 9.07.2001 que establece el "Procedimiento para la Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres".
- ◆ Resolución N° 017-98 P/CTE, publicada el 13 de julio de 1998, que define los formularios de solicitud de información del mercado libre por parte de las empresas eléctricas.
- ◆ Resolución Osinerg N° 079-2004-OS/CD, publicada el 27 de abril del 2004, que modifica los formularios de reporte de información del mercado libre por parte de las empresas eléctricas, formularios que están actualmente en vigencia.
- ◆ Resolución Osinerg N° 092-2005-OS/CD, publicada el 27 de mayo del 2005, que establece el procedimiento para la comparación de precios libres y regulados.

3.2. Análisis del marco normativo

La necesidad de realizar una comparación de precios previo a cada fijación de tarifas en barra para clientes regulados, se basa en el Artículo 53° de la LCE (2), en el cual se precisa que las tarifas fijadas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERG (antes Comisión de Tarifas Eléctricas), deben estar en el rango de $\pm 10\%$ de los precios libres.

La esencia de la Ley respecto a esta comparación, es evitar que los precios que fije el ente regulador estén desfasados del precio de libre mercado de la electricidad. La franja del $\pm 10\%$ asegura que las tarifas emitan una señal apropiada a los inversionistas, propiciando que se den en el sector eléctrico las inversiones necesarias en generación para sustentar el crecimiento de la demanda.

En el Artículo 129° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM), se describe paso a paso el procedimiento que se debe aplicar para realizar la comparación de precios, el cual será descrito detalladamente más adelante. El artículo inicial promulgado en el RLCE, fue modificado posteriormente por el D.S. 017-2000-EM publicado el 18/09/2000, el cual introduce al procedimiento de comparación de precios algunos conceptos y precisiones importantes:

- ◆ Se precisa que tanto los precios libres como los teóricos, deberán ser calculados en la Barra de Referencia de Generación correspondiente a cada cliente libre, evitando de esta manera incluir conceptos como peajes y compensaciones por instalaciones de transmisión secundaria y distribución, que son conceptos regulados.
- ◆ Se menciona que la información utilizada para el cálculo del precio medio libre, deberá reunir las condiciones especificadas en el D.S. 017-2000-EM.
- ◆ Se define la manera en que se calcula el precio medio teórico para realizar la comparación de precios.
- ◆ Se menciona que la compra realizada por las empresas distribuidoras de electricidad para atender a su mercado libre, es denominada compra en bloque para el mercado libre y es tratada como de libre negociación.

Mediante el D.S. 017-2000-EM se aprueba el “Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios”, el cual establece la necesidad de que la información utilizada para el cálculo del precio medio libre este sustentada en los contratos presentados a Osinerg por los suministradores del mercado libre. Al mismo tiempo se establece que los contratos presentados deben reunir ciertas condiciones contenidas en los Art 7° y 8° del D.S. 017-2000-EM⁵ para poder ser considerados en el proceso de comparación de precios.

⁵ Artículo 7°.- Criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios.

Según estos artículos, se pone como primer requisito que los precios utilizados para el cálculo del precio medio libre, estén sustentados en contratos presentados a Osinerg por los suministradores. Adicionalmente estos contratos deben cumplir con separar los precios de generación, transmisión y distribución y por último considera que aquellos clientes con potencias contratadas superiores al 5% de la potencia contratada por el

Todos los Contratos suscritos con los Clientes, son de dominio público y deberán contener como mínimo los siguientes criterios:

a) Separación de los precios de la electricidad para cada uno de los conceptos involucrados, tales como: precios al nivel de la Barra de Referencia de Generación, costo por la transmisión principal, costo por la transmisión secundaria, costo por el uso de la red de distribución en media tensión y/o baja tensión, costo de comercialización y demás costos que resulten pertinentes. Las facturas deben desagregar cada uno de los costos y/o servicios involucrados y anexar los cálculos necesarios.

b) Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio: estándar, superior o inferior. El nivel de calidad estándar, es el señalado en las normas y procedimientos técnicos establecidos por los organismos competentes.

c) Descripción de las fórmulas con parámetros y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte de los Clientes.

Es aplicable a los Contratos lo dispuesto por el inciso b) del Artículo 5° del Decreto Legislativo N° 701, Decreto Legislativo contra las Prácticas Monopólicas, Controlistas y Restrictivas de la libre competencia, o el que lo sustituya, de modo que no puedan aplicarse condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.

Artículo 8°.- Requisitos y Condiciones para que los Contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53° de la Ley.

Los requisitos y condiciones para que los precios contenidos en los Contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley y el Artículo 129° de su Reglamento, son los siguientes:

a) Los Clientes cuya potencia contratada es superior al 5% de la potencia contratada total del mercado eléctrico no sujeto a regulación de precios, deberán efectuar un concurso público para seleccionar al suministrador de electricidad. Las bases del concurso no podrán especificar otros conceptos que la venta de electricidad ni condicionar el Contrato al cumplimiento de otras obligaciones no relacionadas con el suministro eléctrico materia del Contrato.

b) Si la participación accionaria directa o indirecta entre la empresa suministradora y el Cliente es igual o superior al 15%, se aplicará lo dispuesto en el Artículo 10° del presente reglamento.

Se exceptúa el alcance de lo señalado en el inciso b) que antecede, cuando el otorgamiento del Contrato se efectúa mediante un concurso público de conformidad con lo señalado en el inciso a) que antecede, y al menos hayan participado 3 ofertantes. El Cliente o la empresa ganadora del concurso a que se refiere el inciso a) que antecede, deberá proporcionar a la CTE toda la información que ella considere pertinente y relacionada con el concurso en los plazos y forma señalada por la CTE. La falta de información oportuna o la deficiencia de la misma, faculta a la CTE a tomar las medidas señaladas en el Artículo 10° del presente reglamento.

mercado libre, deberán contratar a su suministrador mediante un concurso público en el que participen como mínimo tres ofertantes.

Para el caso de aquellos clientes libres, cuyos contratos no se encuentren en poder de Osinerg o cuyos contratos no cumplan con los requisitos establecidos en el D.S. 017-2000-EM, se aplicará el artículo 10° del mismo D.S.⁶, según el cual se penalizará los precios de dichos clientes, reemplazándolos en el cálculo del precio libre por los precios teóricos menos un 10%.

3.3. Descripción detallada de la metodología

Básicamente la metodología utilizada para realizar la comparación de precios en cada fijación tarifaria se basa en el Artículo 129° del RLCE⁷. A continuación se muestra la

⁶ Artículo 10°.- Efectos del incumplimiento de requisitos y condiciones.

Sin perjuicio de la multa que resulte aplicable, en caso que el Contrato estipule cláusulas o condiciones diferentes al suministro de electricidad y/o no contenga los criterios mínimos, requisitos y condiciones previstos en el Artículo 7° y 8° del presente reglamento, la CTE considerará como precio de la electricidad el precio determinado según lo señalado en el inciso c) del Artículo 129° del Reglamento menos un 10%.

⁷ **RLCE, Artículo 129°.**- Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, los concesionarios y titulares de autorizaciones deberán presentar a la Comisión los contratos de suministro de electricidad suscritos entre el suministrador y el cliente sujeto a un régimen de libertad de precios, y la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale. Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de la electricidad al nivel de la Barra de Referencia de Generación, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses. La Barra de Referencia de Generación, es la Barra indicada por la Comisión en sus resoluciones de fijación de los Precios en Barra;

b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado libre;

c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente Artículo, se determinará el precio medio teórico de la electricidad que resulte de la aplicación de los precios de potencia y de energía teóricos al nivel de la Barra de Referencia de Generación a sus respectivos consumos. El precio teórico de la energía se calcula como la media ponderada de los precios de energía, determinados según lo señalado en el inciso i) del artículo 47° de la Ley y el consumo de energía de todo el sistema eléctrico para los bloques horarios definidos por la Comisión. El precio teórico

forma en que se calculan los dos valores que se comparan previos a cada fijación tarifaria, el precio medio ponderado libre y el precio medio ponderado teórico (7).

3.3.1. Cálculo del Precio Promedio Ponderado Libre

Para cada cliente libre, conociendo su barra de conexión al sistema y el diagrama unifilar del sistema eléctrico al que pertenece, se determina su respectiva BRG.

Para efectos del cálculo del precio promedio ponderado libre, cabe resaltar que Osinerg considera la compra en bloque de las distribuidoras para su mercado libre, en lugar de considerar individualmente a los clientes libres de las distribuidoras, esto amparado en el Artículo 4° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios (D.S. 017-2000-EM)⁸.

de la potencia, corresponde a lo señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, pudiendo descontarse los costos de transmisión;

d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,

e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en el inciso b), los precios de energía determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley, serán aceptados. En caso contrario, la Comisión modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

El precio de la electricidad señalado en el inciso a) del presente artículo, deberá reunir los requisitos y condiciones contenidos en el Artículo 8° de la Ley y en los reglamentos específicos sobre la comercialización de la electricidad a los clientes bajo el régimen de libertad de precios.

La Comisión podrá expedir resoluciones complementarias para la aplicación del presente artículo y publicará periódicamente informes estadísticos sobre la evolución de los precios libres y teóricos de cada uno de los clientes no sujetos al régimen de regulación de precios.

⁸ Reglamento de Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios Artículo 4°.- Modalidades de Contratación

Para adquirir electricidad, el Cliente puede optar por cualquiera de las siguientes modalidades:

- a) Compra de la electricidad en el punto de entrega a uno o a varios suministradores.
- b) Compra de la electricidad en las Barras de Referencia de Generación a uno o a varios suministradores y contratos por el servicio de transporte y/o distribución desde dichas Barras hasta el punto de entrega.
- c) Cualquier combinación entre las opciones a) y b) que anteceden, de acuerdo a la definición del Punto de Compra o suministro.

Dentro de la información mensual reportada por las empresas eléctricas respecto a sus clientes libres, se extrae la información de consumos de los clientes libres en el semestre que se está analizando. Dado que la información mensual necesaria se reporta los 20 del mes siguiente, para la fijación tarifaria de mayo de cada año, se tomará la información reportada de octubre a marzo.

Dependiendo si la información se encuentra en BRG o en otra barra, con el empleo del “Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres” se calculan las compensaciones por Transmisión Secundaria y Distribución (de ser el caso).

Mediante la Diferencia de la facturación del Cliente en su Barra de Conexión y las Compensaciones halladas, se calcula la facturación libre en BRG.

Teniendo la Facturación libre en la BRG se divide entre los consumos reflejados a esta barra y se determinan los precios libres a nivel BRG. A estos precios se le quitan las componentes de los precios de transmisión a nivel de BRG (Peaje Unitario por conexión al Sistema Principal y Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía) y se definen los precios libres del cliente en Barra de Referencia de Generación.

Una vez determinados los precios libres en BRG, se calcula el precio medio libre de cada cliente, sumando las facturaciones por potencia en hora punta y de energía en hora punta y fuera de punta, divididas por la energía total consumida en el semestre de análisis:

En el caso que el Distribuidor comercialice la electricidad a sus Clientes, la compra de dicha electricidad al Generador en las Barras de Referencia de Generación, no está sujeta a la regulación de precios, y por lo tanto será considerado como una Compra en Bloque para los Clientes de la distribuidora y sujetas a las obligaciones del presente reglamento.

$$PML_x = \frac{\sum_1^6 (PPHP_n * PHP_n + PEHP_n * EHP_n + PEFP_n * EFP_n)}{\sum_1^6 (EHP_n + EFP_n)} \quad (3.1)$$

Donde:

PML_x : precio medio libre en BRG del cliente X

$PPHP_n$: precio potencia en hora de punta en el mes "n"

PHP_n : potencia en hora de punta en el mes "n"

$PEHP_n$: precio de la energía en hora de punta en el mes "n"

EHP_n : energía en hora de punta en el mes "n"

$PEFP_n$: precio de la energía en hora fuera de punta en el mes "n"

EFP_n : energía en hora fuera de punta en el mes "n"

Lo cual es equivalente, en términos de facturación a lo siguiente:

$$PML_x = \frac{\sum_1^6 (FACTOT_n)}{\sum_1^6 (ET_n)} \quad (3.2)$$

Donde:

PML_x : precio medio libre en BRG del cliente X

$FACTOT_n$: facturación total del cliente libre X (por potencia, energía en punta y energía en fuera de punta) en el mes "n"

ET : energía total (punta y fuera de punta) en el mes "n"

Una vez determinado el precio medio libre de cada cliente, se ponderan con sus respectivos consumos totales en el periodo de análisis, determinándose un **precio promedio ponderado libre PPPL**:

$$PPPL = \frac{\sum_1^x (PML_x * ET_x)}{\sum_1^x ET_x} \quad (3.3)$$

Donde:

PPPL : precio promedio ponderado libre

PML : precio medio libre en BRG del cliente X

ET : energía total en el semestre del cliente X en BRG.

Lo cual es equivalente, en términos de facturación a lo siguiente:

$$\boxed{PPPL = \frac{FACTOT_{ML}}{ET_{ML}}} \quad (3.4)$$

Donde:

PPPL : precio promedio ponderado libre

FACTOT_{ML} : facturación total del mercado libre en BRG

ET_{ML} : energía total del mercado libre en BRG.

Tal como se vio en el análisis del marco normativo y de acuerdo al D.S. 017-2000-EM, en caso que la información correspondiente a un cliente libre, no se encuentre validada con contratos que obren en poder de OSINERG o en caso que los contratos remitidos no cumplan con los requisitos y condiciones mencionados en dicho decreto, se tomará como información de precios para dicho cliente, los precios teóricos correspondientes a su BRG.

Por lo tanto, tal como se apreciará en el análisis estadístico de la comparación, existe un grupo de clientes libres para los cuales se considera que tienen precios teóricos a la hora de realizar el cálculo del precio promedio ponderado libre.

3.3.2. Cálculo del Precio Promedio Ponderado Teórico

Para cada fijación tarifaria, OSINERG fija los precios de potencia en hora de punta, energía en hora punta y energía en hora fuera de punta para el mercado regulado en cada una de las subestaciones base o BRG. La forma de calcular dichos precios se establece en el Artículo 47° de la LCE.

A estos precios en BRG que entran al proceso de comparación, se le denominan precios teóricos, ya que serán los precios regulados definitivos, si en el proceso de comparación se cumple con lo establecido en la LCE respecto al margen de $\pm 10\%$ que debe guardar

respecto al precio libre. Caso contrario los precios teóricos serán reajustados a fin de ubicarlo dentro de dicho margen.

El precio teórico de Potencia en Hora Punta que se considera en la comparación, corresponde al precio regulado en cada BRG a ser fijado por el OSINERG sin considerar los costos por peaje de transmisión principal. En el caso del precio teórico de energía en BRG, para efectos de la comparación, se calcula un precio único de energía para cada una de las BRG en que se fijan las tarifas. Este precio teórico de energía, es independiente de los bloques horarios existentes y se calcula como resultado de la media ponderada de los precios teóricos de energía en horas punta y fuera de punta en cada BRG con el consumo de energía de todo el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) para los bloques horarios definidos por el regulador en los últimos seis meses previos a la fijación.

En tal sentido se debe contar con la información de consumos del SEIN en hora de punta y fuera de punta, información proporcionada por el COES y Osinerg. El cálculo se realiza de la siguiente manera para cada una de las BRG:

$$PTE_x = \frac{(PTEHP_x * EHP_{SEIN} + PTEFP_x * EFP_{SEIN})}{(EHP_{SEIN} + EFP_{SEIN})} \quad (3.5)$$

Donde:

- PTE_x : precio teórico de la energía de la BRG X
- PTEHP_x : precio teórico de energía en horas punta en la BRG X
- PTEFP_x : precio teórico de energía en horas fuera de punta en la BRG X
- EHP_{SEIN} : consumo de energía del SEIN horas de punta a nivel BRG.
- EFP_{SEIN} : consumo de energía del SEIN horas fuera de punta a nivel BRG.

Para determinar el **precio medio teórico** de cada cliente, se multiplica el precio teórico de la energía correspondiente a la BRG a la que pertenece el cliente libre, por la energía total del cliente en la BRG; más el producto del precio teórico de la potencia por la demanda del cliente en su respectiva BRG, dividiendo todo entre la energía total del cliente libre. Los totales se refieren al semestre analizado y la formula es la siguiente:

$$PMT_x = \frac{\sum (PTP_x * PHP_n + PTE_x * ET_n)}{\sum (ET_n)} \quad (3.6)$$

Donde:

PMT_x : precio medio teórico del cliente X.

PTP_x : precio teórico de la potencia del cliente X en BRG

PHP_n : potencia en hora de punta del mes n

PTE_x : precio teórico de la energía del cliente X en BRG

ET_n : energía total del mes n

El **precio promedio ponderado teórico PPPT**, se obtiene en forma similar al precio medio ponderado libre, mediante una ponderación de los precios medios teóricos calculados para cada cliente libre en el semestre de análisis con la energía total del semestre, de la siguiente forma:

$$PPPT = \frac{\sum (PMT_x * ET_x)}{\sum ET_x} \quad (3.7)$$

Donde:

PPPT : precio promedio ponderado teórico

PMT_x : precio medio teórico en BRG del cliente X

ET_x : energía total en el semestre del cliente X en BRG.

3.3.3. Cálculo de la comparación de precios

Una vez calculados los valores del precio promedio ponderado libre y el precio promedio ponderado teórico, se realiza la comparación establecida en la ley de la siguiente manera:

$$Comparacion = \frac{PPPT}{PPPL} \quad (3.8)$$

En el caso de que este valor sea inferior a 0,9 o superior al 1,1, se realizará un ajuste en los precios teóricos de la energía de manera de ubicar el resultado de la comparación dentro de estos límites.

A continuación se presentan unos esquemas en los que se resumen, tanto la información necesaria para realizar el proceso de comparación, como el detalle de la metodología de cálculo descrita anteriormente:

ENFOQUE GENERAL DEL PROCESO DE COMPARACIÓN

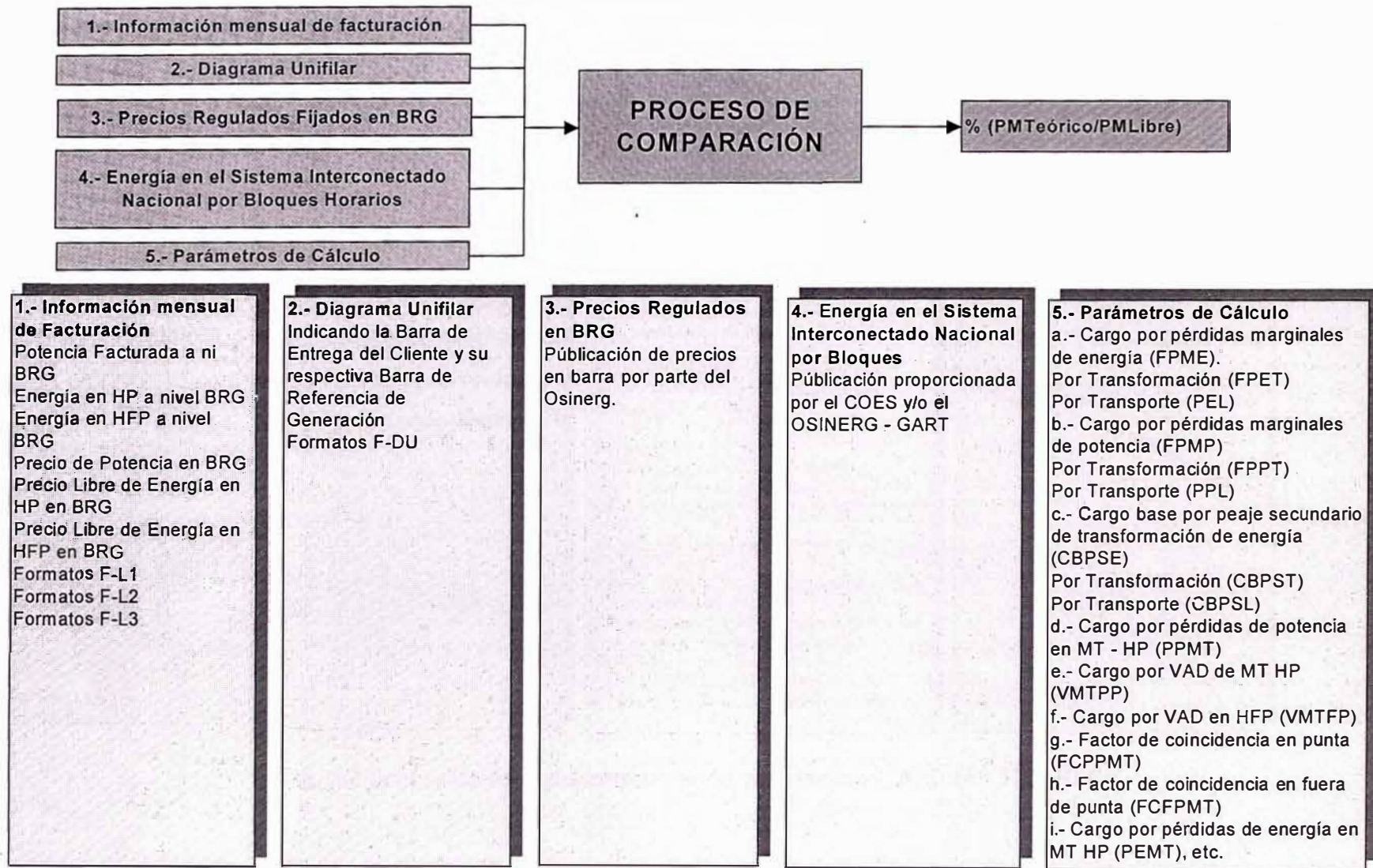


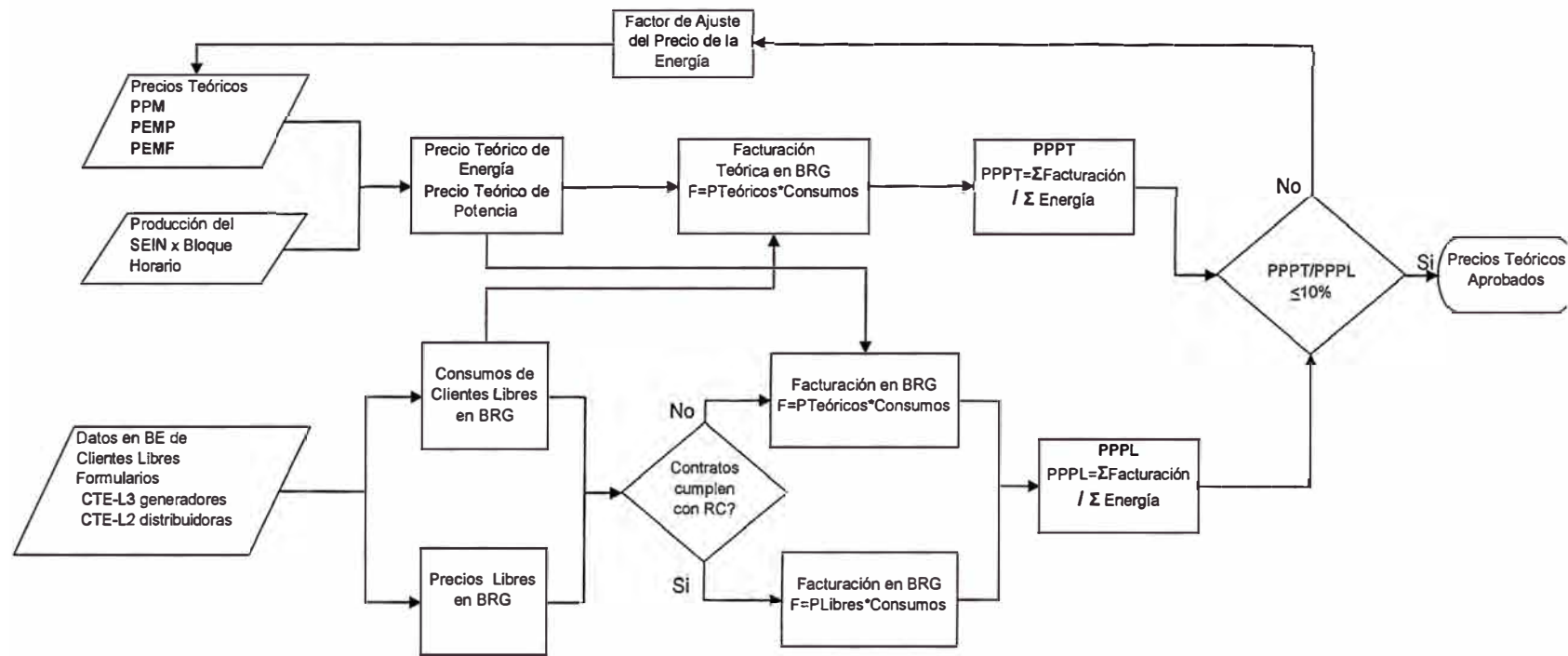
Fig. 3.1 Enfoque general del proceso de comparación

PROCEDIMIENTO DE COMPARACIÓN - ARTÍCULO 129° RLCE

<p>a).- Determinación del precio medio libre de cada cliente, PML</p> <p>i) Traslado de los consumos del cliente desde la barra de suministro hasta su respectiva barra de referencia de generación (BRG).</p> <p>ii) Traslado de los precios regulados desde la BRG hasta la barra de suministro</p> <p>iii) Facturación a precios regulados en barra de suministro del cliente</p> <p>iv) Facturación regualda en BRG del cliente</p> <p>v) Cálculo de compensaciones por uso de instalaciones de transmisión y distribución (Diferencia entre ambas facturaciones).</p> <p>vi) Facturación libre en barra de suministro.</p> <p>vii) Facturación libre en BRG. Calculada como la diferencia de la Facturación libre en barra de suministro menos las compensaciones.</p> <p>viii) Determinación de los precios libres en la BRG del cliente libre</p>	<p>b).- Determinación del precio promedio ponderado libre, PpPL</p> <p>i) Consolidación de a) para todos los clientes libres.</p> <p>ii) El precio promedio ponderado libre PpPL se calcula :</p> $PpPL = \frac{PML1 * E1 + PML2 * E2 + \dots + PMLn * En}{E1 + E2 + \dots + En}$ <p>Donde: PML1; precio medio libre en BRG del cliente 1 PMLn; precio medio libre en BRG del cliente n E1; consumo de Energía del cliente1 en BRG. En; consumo de Energía del cliente n en BRG.</p>	<p>c).- Determinación del Precio medio teórico, PMT</p> <p>i) Publicación de precios en barra por parte del Osinerg.</p> <p>ii) Determinar el precio teórico de la energía en BRG. Contando para esto con la información de consumo de energía de todo el sistema eléctrico para los bloques horarios definidos. Empleando la siguiente fórmula: $PTE = \frac{PEHP * EHP_{sist.} + PEFP * EFP_{sist.}}{EHP_{sist.} + EFP_{sist.}}$</p> <p>iii) Determinar el precio teórico de la potencia en BRG. siendo: $PTP = (PPM)$</p> <p>iv) El precio medio teórico de cada cliente se determinará Empleando la siguiente fórmula: $PMT1 = \frac{PTE * E1 + PTP * P1}{E1}$</p> <p>Donde: PTE; precio teórico de la energía en BRG PEHP; precio regulado de energía en horas punta. PEFP; precio regulado de energía en horas fuera de punta. EHPsist.; consumo de energía del sistema en horas punta a nivel BRG. EFPsist.; consumo de energía del sistema en horas fuera de punta a nivel BRG. PTP; precio teórico de la potencia en BRG PPM; precio regulado de potencia en barra. PMT1; precio medio teórico del cliente1. E1; consumo de Energía del cliente1 en BRG. P1; potencia demanda del cliente1 a nivel BRG.</p>	<p>d).- Determinación del precio promedio ponderado teórico, PpPT</p> <p>i) Consolidación de c) para todos los clientes libres</p> <p>ii) El precio promedio ponderado teórico PpPT se calcula :</p> $PpPT = \frac{PMT1 * E1 + PMT2 * E2 + \dots + PMTn * En}{E1 + E2 + \dots + En}$ <p>Donde: PMT1; precio medio teórico en BRG del cliente 1 PMTn; precio medio teórico en BRG del cliente n E1; consumo de Energía del cliente1 en BRG. En; consumo de Energía del cliente n en BRG.</p>	<p>e).- Comparación de PpPT vs PpPL</p> <p>i) Si % variación <= 10%. Resultado ok</p> <p>ii) Si % variación >10%. Los precios en barra se ajustaran hasta llegar al rango permitido.</p>
---	---	--	--	---

Fig. 3.2 Procedimiento de comparación de precios – Artículo 129° RLCE

FLUJOGRAMA DEL CALCULO DE LA COMPARACIÓN DE PRECIOS



BE : Barra de Entrega

RC : Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios

BRG : Barra de Referencia de Generación

PPPT: Precio promedio ponderado teórico

PPPL: Precio promedio ponderado libre

PPM: Precio teórico de potencia

PEMP: Precio teórico de energía en hora punta

PEMF: Precio teórico de energía en hora fuera de punta

Fig. 3.3 Flujoograma del cálculo de la comparación de precios

3.4. Evaluación histórica de la comparación de precios

Para tener un panorama de la evolución de los precios libres y teóricos utilizados para las distintas comparaciones realizadas en los diferentes procesos tarifarios, se muestra el siguiente cuadro conteniendo dicha información:

Tabla N° 3.1
Precios Medios Libres y Teóricos para cada fijación tarifaria

Precio / Fijación tarifaria		Nov 97	May 98	Nov 98	May 99	Nov 99	May 00	Nov 00	May 01
Precio Libre	Cent. S./kW.h	10.162	10.508	10.856	11.348	11.902	14.041	14.622	14.136
Precio Teórico	Cent. S./kW.h	10.118	9.655	9.710	10.411	12.932	13.020	14.757	14.502
Comparación	Teórico/Libre	0.996	0.919	0.894	0.917	1.087	0.927	1.009	1.026
Factor de Ajuste		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Precio / Fijación tarifaria		Nov 01	May 02	Nov 02	May 03	Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	Cent. S./kW.h	11.876	11.840	11.993	11.769	10.701	10.754	11.837	11.174
Precio Teórico	Cent. S./kW.h	11.857	12.042	12.145	11.875	10.396	10.279	11.656	11.354
Comparación	Teórico/Libre	0.998	1.017	1.013	1.009	0.971	0.956	0.985	1.016
Factor de Ajuste		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Evolución de los Precios Libres vs. Precios Teóricos

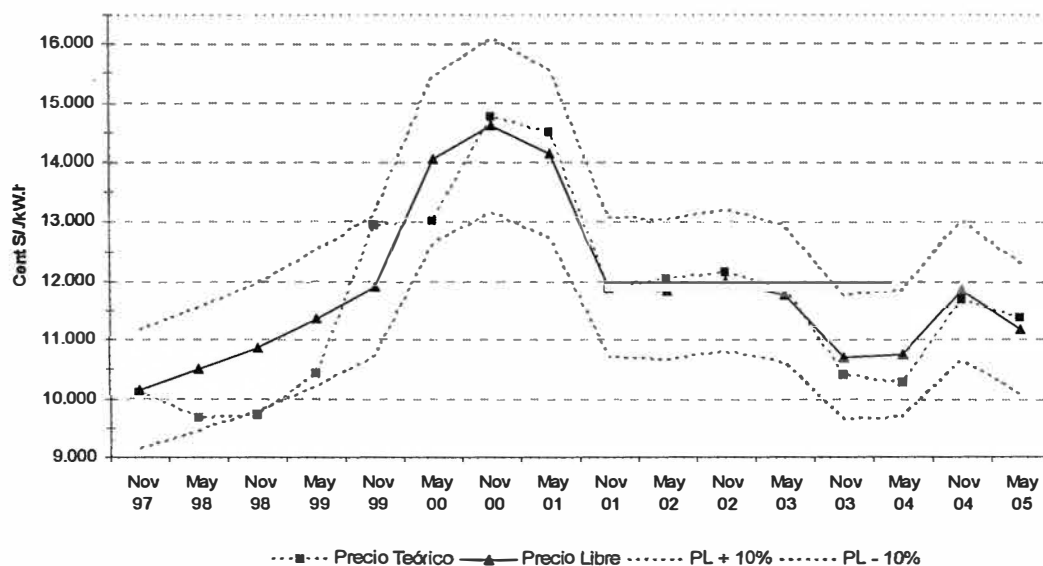


Fig. 3.4 Evolución de los Precios Libres vs. Precios Teóricos (ctm S./ kWh)

Los resultados muestran la evolución tanto de los precios libres como de los precios teóricos calculados por Osinerg desde la fijación de noviembre del 97. En el caso de la evolución del precio del mercado libre, es posible observar que existen fuertes variaciones en algunos periodos consecutivos.

Así mismo, se nota un comportamiento diferente del precio libre respecto al precio teórico antes y después de la fijación de noviembre del 2000. En efecto, después de esta fijación

existe una mejor correlación entre ambas variables, con respecto a la que existía antes de dicha fijación tarifaria.

Los precios en el mercado libre están basados en contratos pactados a mediano plazo (generalmente mayores a cinco años), debido a esto el precio que represente a este mercado debería mantener una tendencia un poco más estable, considerando que el periodo de análisis es semestral. En otras palabras, la lógica dice que el precio libre después de seis meses solo podría verse afectado por la entrada o salida de clientes en este mercado o debido a la variación de los precios por formulas de actualización incluidas en los contratos, estas variables no deberían producir variaciones tan fuertes en el precio libre como se muestran en la Fig. 3.4.

Por otro lado, el comportamiento de los precios teóricos, al ser calculados en base a costos marginales de corto plazo, si pueden presentar cambios drásticos de un semestre a otro. Dichos costos son calculados sobre la base de un pronóstico de demanda en un horizonte de 24 meses (con las nuevas modificaciones de la Ley de Concesiones) y de los proyectos de inversiones en centrales de generación durante el mismo periodo.

Por lo tanto, en los puntos siguientes, se tratará de determinar si el procedimiento actual de comparación de precios utiliza una señal adecuada de precio libre, de acuerdo con lo visto en el capítulo de competitividad del mercado libre. Así mismo, se analizará los impactos de la normatividad relacionada con el tema y se realizará un diagnóstico de la problemática del procedimiento de comparación.

3.5. Impacto de la normatividad en los resultados del procedimiento de comparación de precios

Para realizar un análisis del procedimiento actual de comparación de precios, se utilizó la información de las cuatro últimas fijaciones (Nov 03 – May 05).

Tal como se pudo observar en el capítulo de análisis de la competitividad del mercado libre, existe un efecto que distorsiona el precio medio libre de energía, debido principalmente a los altos precios registrados por los clientes especiales que son los mayores consumidores del mercado libre.

La normatividad peruana, a diferencia de la chilena, en la que se considera toda la información reportada del mercado libre sin ninguna restricción; considera ciertos criterios adicionales que limitan la información, a efectos de calcular los precios teóricos y libres que ingresan a la comparación, introduciendo de esta manera variaciones al cálculo puro que se utiliza en la normatividad chilena.

Los criterios principales que considera la normatividad peruana respecto de la comparación de precios, que hace que difiera de la normatividad chilena sobre este tema, son los siguientes:

- ◆ Ponderación de los precios teóricos de energía por los consumos del SEIN: mediante esta ponderación se obtiene un único precio teórico de energía. Este único precio teórico de energía se calcula ponderando los precios teóricos de energía en BRG en hora de punta y fuera de punta por los respectivos porcentajes de la energía total consumida en el SEIN en cada uno de estos bloques.
- ◆ Compra en bloque de las distribuidoras para su mercado libre: la información de los clientes libres que contratan con distribuidoras, se reemplaza por la información de la compra en bloque que realizan las empresas distribuidoras para su mercado libre.
- ◆ Aplicación del D.S. N° 017-2000-EM (Reglamento para la comercialización de electricidad en un régimen de libertad de precios): se considera que toda la información de precios del mercado libre presentada debe estar sustentada en contratos entre suministrador y cliente, para que pueda ser considerada en el cálculo del precio medio libre. Además, dichos contratos deben cumplir con lo especificado en el Decreto Supremo N° 017-2000-EM (Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios), en caso que no cumplan, se considerará en lugar de los precios reportados, el precio teórico o el precio teórico menos 10% según sea el caso.

A continuación, se realiza una cuantificación del efecto de estas restricciones, en los resultados finales del procedimiento de comparación precios. Para este fin, se parte del cálculo puro (escenario base) del precio promedio ponderado libre (PPPL) y del precio promedio ponderado teórico (PPPT), agregándose una a una las diferentes restricciones en forma acumulativa, de modo de determinar su grado de influencia.

En principio, considerando toda la información del mercado libre para las últimas cuatro fijaciones tarifarias, se ha efectuado la comparación de precios sin tomar en

consideración las restricciones establecidas en la normatividad. Los resultados se pueden observar en la Tabla N° 3.2:

Tabla N° 3.2
Comparación de Precios sin considerar las restricciones establecidas en la normatividad (Escenario Base)

FITA		Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	ctm.S/.kWh	12.9943	13.6768	14.8681	15.1041
Precio Teórico	ctm.S/.kWh	10.3576	10.1793	11.5376	11.2905
Comparación	Teórico/Libre	0.7971	0.7443	0.7760	0.7475

Estos resultados obtenidos en la Tabla N° 3.2, servirán como escenario base, contra el cual se evaluarán las variaciones de los resultados obtenidos, considerando los criterios normativos que determinan el cálculo del PPPL y del PPPT. Estas variaciones se calcularán de forma incremental, de modo de determinar el criterio normativo que tiene mayor influencia en la comparación final.

Sobre la base de la información considerada para elaborar la Tabla N° 3.2, se ha considerado adicionar el criterio de la ponderación de los precios teóricos por los consumos del SEIN, obteniéndose los siguientes resultados para la comparación:

Tabla N° 3.3
Comparación de precios considerando ponderación de precios teóricos por consumos del SEIN

FITA		Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	ctm.S/.kWh	12.9943	13.6768	14.8681	15.1041
Precio Teórico	ctm.S/.kWh	10.4737	10.2825	11.6488	11.3999
Comparación	Teórico/Libre	0.8060	0.7518	0.7835	0.7548

Tabla N° 3.4
Porcentaje de variación de los resultados respecto del escenario base

FITA	Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Precio Teórico	1.12%	1.01%	0.96%	0.97%

Como se puede observar en las Tabla N° 3.3 y 3.4, el PPPL no varía, ya que la ponderación solo afecta a los precios teóricos. El precio promedio ponderado teórico se eleva en aproximadamente 1% respecto a los valores del escenario base.

Sobre la información utilizada en el cálculo anterior, se aplica el criterio normativo de reemplazar la información de los clientes individuales de las distribuidoras, por la información referente a la compra en bloque que realizan las mismas para su mercado libre, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla N° 3.5:

Tabla N° 3.5
Comparación de precios considerando ponderación de precios teóricos por consumos del SEIN y compra en bloque de distribuidoras

FITA		Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	ctm.S/./kWh	12.6441	13.8382	14.7860	14.6385
Precio Teórico	ctm.S/./kWh	10.2703	10.1691	11.5319	11.2878
Comparación	Teórico/Libre	0.8123	0.7349	0.7799	0.7711

Tabla N° 3.6
Porcentaje de variación de los resultados respecto del escenario base

FITA	Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	-2.69%	1.18%	-0.55%	-3.08%
Precio Teórico	-0.84%	-0.10%	-0.05%	-0.02%

Como se puede observar en las Tabla N° 3.5 y 3.6, la aplicación de este criterio normativo, influye tanto en el cálculo del PPPL como en el del PPPT, ya que se está modificando el valor de los volúmenes de energía que las distribuidoras venden en el mercado libre, volúmenes que son utilizados para el cálculo de ambos precios. La variación observada es una disminución de los precios medios libres en un máximo de 3.08% para el año 2005 y una leve disminución de los precios teóricos menor a 1%.

Sobre la base de la información utilizada en el cálculo anterior, se incluye las consideraciones respecto de contratos, estipuladas en el D.S. N° 017-2000-EM. Se obtiene como resultado los valores de la Tabla N° 3.7, que son en esencia, los resultados obtenidos por el Osinerg en las comparaciones de precios realizadas para las fijaciones tarifarias:

Tabla N° 3.7

Comparación de precios considerando ponderación de precios teóricos por consumos del SEIN, compra en bloque de distribuidoras y aplicación del D.S. N° 017-2000-EM

FITA		Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	ctm.S/./kWh	10.7010	10.7540	11.8370	11.1740
Precio Teórico	ctm.S/./kWh	10.3960	10.2790	11.6560	11.3540
Comparación	Teórico/Libre	0.9715	0.9558	0.9847	1.0161

Tabla N° 3.8

Porcentaje de variación de los resultados respecto del escenario base

FITA	Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	-17.65%	-21.37%	-20.39%	-26.02%
Precio Teórico	0.37%	0.98%	1.03%	0.56%

Como se puede observar en las Tabla N° 3.7 y 3.8, el criterio de considerar contratos sujetos a ciertos requisitos, como sustento de la información a utilizar en la comparación de precios, produce un fuerte impacto en los resultados del PPPL. En efecto, se observa una disminución de los PPPL en aproximadamente 20%, lo cual representa una variación en los resultados, muy superior a lo obtenido aplicando los criterios normativos anteriores.

Por lo tanto, se puede afirmar, que el mayor impacto en el cálculo de los precios considerados en la comparación, se produce debido a las consideraciones estipuladas en el D.S. N° 017-2000-EM. Estas consideraciones están relacionadas con las características que deben tener los contratos de suministro, para que los precios considerados en dichos contratos, puedan ser utilizados en el proceso de comparación.

Como se pudo ver en la descripción de la metodología y el análisis de la normatividad relacionada a la comparación de precios, para calcular el precio promedio ponderado libre, es necesario que la información de precios y consumos se sustente en un contrato reportado por el suministrador a Osinerg. En el caso que no se tenga dicho contrato, se considerará en lugar de la información de precios reportada, los precios del escenario teórico que correspondan al precio en su respectiva BRG; inclusive con una penalización del 10% por debajo de dichos precios, en el caso de aquellos contratos que incumplan con lo requerido por la normatividad vigente.

Para tener una idea de lo que esto representa en términos de energía se muestra el siguiente cuadro correspondiente a las fijaciones analizadas:

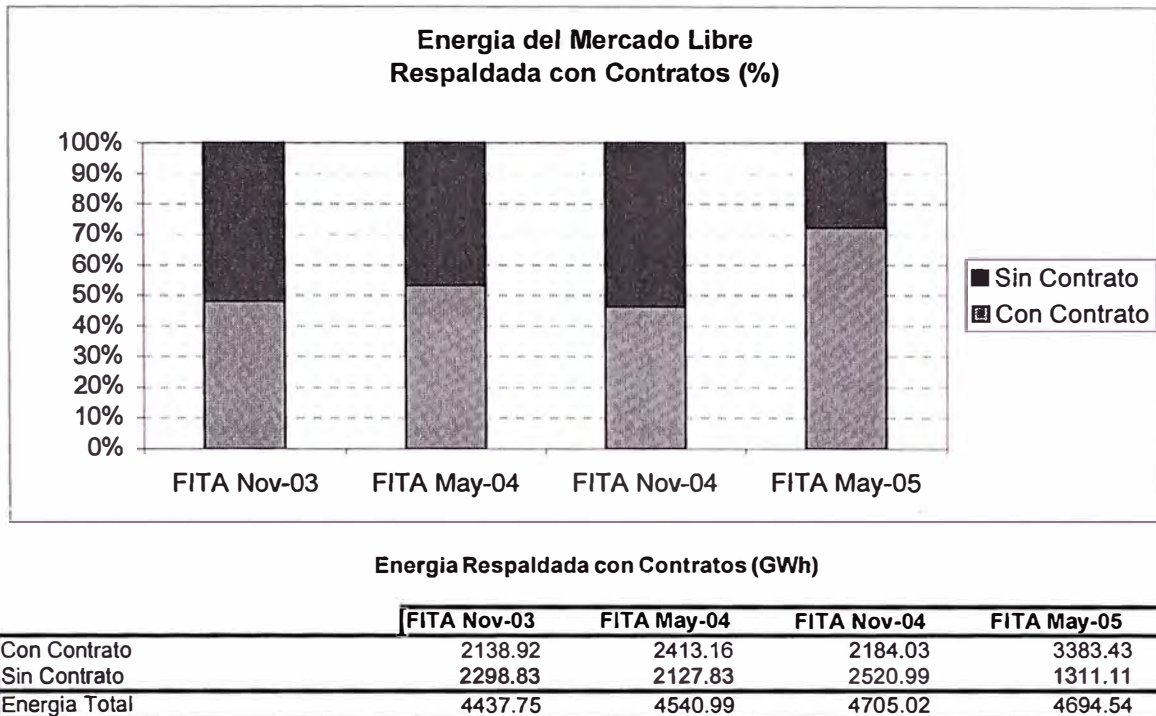


Fig. 3.5 Porcentaje de energía del mercado libre que cumple con el D.S. N° 017-2000-EM

Según se puede observar en la Fig. 3.5, alrededor del 50% de la energía total de las fijaciones analizadas no se encuentra respaldada por contratos. Esto quiere decir, que si contará con dichos contratos, toda esa energía en lugar de ser considerada en el cálculo de la comparación con el precio teórico de su BRG, sería considerada con el precio libre reportado.

Por otro lado, se nota un incremento de la energía respaldada por contratos en la última fijación (FITA May 05), esto debido principalmente a la renegociación de contratos y a la renovación de la información de los contratos que obran en poder de OSINERG. Respecto a esta última fijación, cabe precisar, que se empezó a considerar la penalización de aquellos contratos que no cumplen con los requisitos establecidos en el D.S. N° 017-2000-EM. En la Fig. 3.6, se muestra un gráfico, en el que se puede advertir el porcentaje de energía que penalizó para esta última fijación:

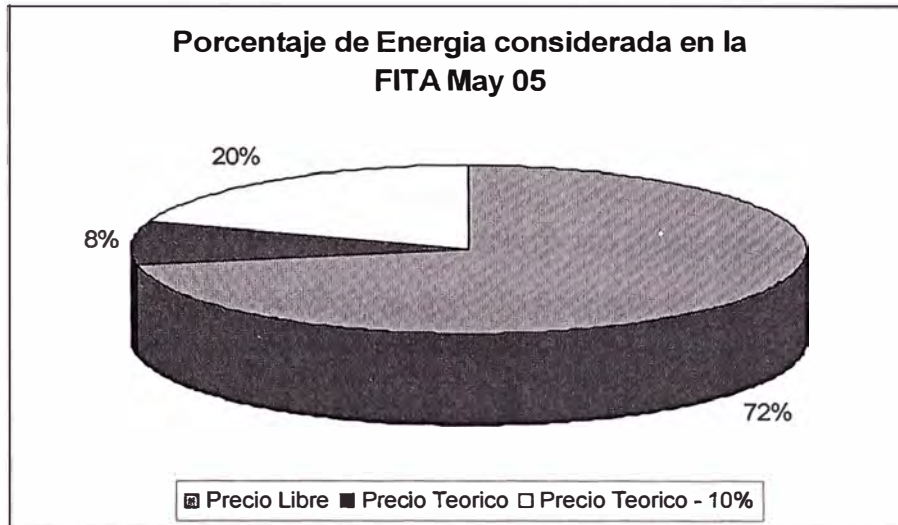
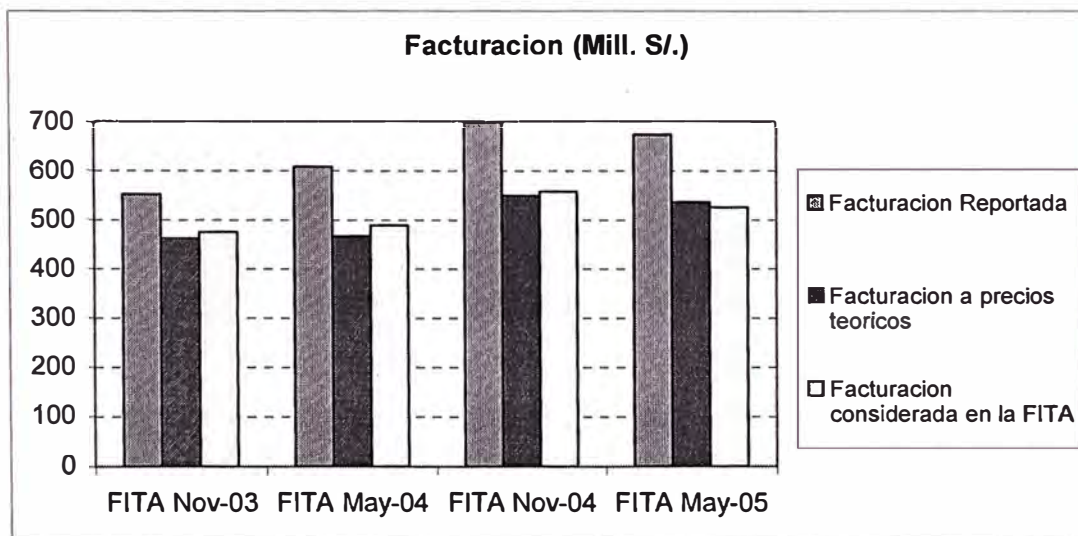


Fig. 3.6 Porcentaje de energía del mercado libre que cumple con el D.S. N° 017-2000-EM para la FITA May 05

Para observar cuánto representa en términos monetarios, el efecto de considerar las restricciones vistas anteriormente, se muestra el siguiente cuadro:



Facturación (Mill. S/.)

	FITA Nov-03	FITA May-04	FITA Nov-04	FITA May-05
Facturación Reportada	551.35	607.96	699.08	672.42
Facturación a precios teóricos	461.33	466.75	548.42	535.05
Facturación considerada en la FITA	474.90	488.33	556.92	524.62

Fig. 3.7 Facturación considerando los diferentes tipos de información

Se puede notar en la Fig. 3.7, que el efecto de las restricciones consideradas en la normatividad, produce una disminución del monto total de la facturación del mercado libre a considerar en los cálculos. Esto principalmente, por el efecto que tiene reemplazar los precios reportados por los precios teóricos, para aquellos clientes que no tiene reportados sus contratos a Osinerg; o más aun, considerar estos precios menos un 10%, para aquellos que no cumplen con el DS 017-200 EM. Se puede advertir así mismo, que a diferencia de otras fijaciones, la facturación considerada en la FITA May 05, es menor inclusive que la facturación obtenida considerando únicamente los precios teóricos; esto se debe, como se mencionó anteriormente, a que desde esta fijación se empezó a considerar las penalidades a que hace referencia la Ley.

El precio promedio ponderado es directamente proporcional a las facturaciones, solo se debe dividir las facturaciones por la energía total para obtener dicho valor; por tanto, se observa claramente que la normatividad tiene como efecto principal, una reducción del precio promedio ponderado libre.

Tal como se ha visto, el efecto de la normatividad en el cálculo del precio medio libre, arroja como resultado una disminución del mismo. La pregunta que surgiría seguidamente sería acerca de si este precio promedio ponderado libre, calculado de acuerdo a la normatividad actual, es el que representa el mercado libre peruano; o en todo caso, cual debería ser el precio representativo del mercado libre peruano a efectos de realizar la comparación de precios.

3.6. Problemas y diagnóstico de la comparación de precios

Dado que el mercado libre no es competitivo, tal como se demostró en el capítulo de análisis de la competitividad, no se tiene una señal de precios que pueda servir de referencia para realizar la comparación de los precios regulados.

El procedimiento de comparación de precios planteado en nuestra legislación es muy similar al que establece la normatividad chilena. Para el cálculo del precio medio libre, se determina un precio medio de energía para cada cliente libre, ponderándolo por la energía total consumida para hallar el precio medio total del mercado libre. Mediante esta forma de cálculo, se concede mayor peso a los precios de aquellos clientes que tienen mayores consumos de energía. Tal como se vio en el presente informe, justamente el

problema radica en el segmento de grandes consumidores, los cuales tienen mayores precios que clientes con consumos menores.

La normatividad, adecuándose a esta situación, ha tratado de encontrar modos de minimizar las distorsiones de un precio libre que proviene de un mercado no competitivo.

Básicamente la principal herramienta en la que se basa la normatividad actual para poder minimizar la distorsión existente en el mercado libre, es la de considerar solo la información sustentada con contratos en poder de Osinerg, lo cual no contribuye a generar mayor competitividad en el mercado libre, sino más bien, va en contra de la transparencia y la difusión de la información, al hacer un proceso engorroso para realizar la comparación de precios aumentando la discrecionalidad del regulador.

El modo simple de cálculos involucrados para realizar la comparación de precios contemplados en la normatividad chilena, brindan un nivel de transparencia que conlleva a disminuir la discrecionalidad del regulador. Los resultados que se obtienen en la realidad chilena, como producto de la comparación de precios, colocan el precio libre por debajo del precio teórico requiriendo generalmente un ajuste de éste último para colocarla dentro de la franja estipulada en la ley.

Para el caso chileno, en la última fijación tarifaria de abril del 2005, la comparación entre el promedio (ponderado por las energías facturadas) de los precios medios libres y el precio medio teórico, arroja que éste último es un 143.48% superior a los precios libres, porcentaje que está fuera del límite de aceptación establecido en el artículo 101º del DFL N°1/82, modificado según Ley 19.940, según la cual el precio medio teórico debe estar en una franja de $\pm 5\%$ del precio medio libre. Por esta razón se produjo un ajuste en los precios teóricos de energía, llegándose al siguiente resultado:

Precio Medio	US\$/MWh
Libre	41.60
Teórico	43.68
Diferencia	5%

T.C. = 586.48 \$/US\$

Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile

Para el caso peruano, se elaboró el mismo cuadro con los resultados de la última fijación de precios de mayo del 2005, a efectos de comparar los comportamientos de ambos mercados:

Precio Medio	US\$/MWh
Libre	34.24
Teorico	34.80
Diferencia	5%
T.C.= 3.263 S./US\$	

Fuente: Osinerg-Gart

Estos resultados muestran, que si bien los precios en el mercado chileno son superiores al mercado peruano, producto de la escasez de energía que viene atravesando Chile; el grado de competitividad del mercado eléctrico chileno es superior al peruano, toda vez que sus precios teóricos están en 143% arriba del precio medio libre. En el caso peruano no se requiere realizar ajustes a los precios teóricos debido a que este se encuentra muy cercano al precio medio libre. Es por esta razón que la normatividad chilena, a diferencia de la peruana, no contempla mecanismos adicionales orientados a eliminar distorsiones propias del mercado.

Por tal razón, es necesario plantearse alternativas para incrementar el grado de competitividad del mercado eléctrico peruano, estas alternativas pueden incorporar una modificación del procedimiento actual, determinando un precio representativo del mercado libre mediante índices estadísticos de tendencia central sin considerar la ponderación por consumos, esto con el fin de incrementar la transparencia en el proceso de comparación de precios y eliminar las distorsiones existentes en los precios del mercado libre. Sin embargo, esto no nos estaría dando ningún indicativo de que se estén considerando precios resultantes de un mercado competitivo, modificando el procedimiento de comparación no se estaría atacando el problema de fondo que radica en un cambio estructural del mercado eléctrico peruano.

Tal como se vio en el capítulo de competitividad del mercado libre es necesario lograr que el procedimiento de comparación de precios se encuentre alineado con las condiciones que hacen un mercado competitivo, es decir, permitir incrementar el número

de ofertantes en el lado de generación, brindando una señal en el precio regulado que incentive estas nuevas inversiones por parte de nuevos ofertantes.

El problema de la sequía en el año 2004, puso al descubierto una deficiencia de nuestra estructura de mercado, generándose problemas en la disponibilidad de los generadores a celebrar contratos con las distribuidoras, aludiendo que los precios regulados eran demasiado bajos y que preferían contratar su energía en el mercado libre.

Esta problemática surge justamente por el comportamiento oligopólico del mercado de generación peruano, y por la falta de una señal adecuada de precios proveniente del mercado libre, no existiendo un patrón transparente contra el cual comparar los precios regulados.

CAPÍTULO IV

PROPUESTA PARA MEJORAR EL PROCEDIMIENTO DE COMPARACIÓN DE PRECIOS

4.1 Propuestas de metodologías

La determinación de los precios teóricos, se basan en simular un escenario de libre mercado, basado en un pronóstico de la oferta y la demanda del sistema interconectado nacional. Para determinar el precio básico de la energía se determina un despacho económico de manera de minimizar los costos de operación en el periodo de análisis, dando como resultado los costos marginales en todas las barras de las Subestaciones Base. Para determinar el precio básico de la potencia, se determina la central más eficiente para abastecer la máxima demanda, obteniéndose el costo marginal de la inversión necesaria para abastecer dicha demanda.

Por lo tanto el cálculo de los precios teóricos está orientado a esbozar los precios que tendrían las componentes de electricidad de existir un comportamiento de libre mercado, es decir de acuerdo al juego de la oferta y la demanda bajo un escenario de mediano plazo. El objetivo de los precios regulados es el de dar un precio tope (price cap), orientado a proteger el segmento de usuarios del servicio público de electricidad pertenecientes a una distribuidora y sujetos a un monopolio natural por parte de estas.

Los precios regulados, además de proteger a los usuarios del servicio público de electricidad, deben brindar una señal de mercado favorable a las nuevas inversiones en generación. Para este fin es que se realiza la comparación de precios entre los precios teóricos y los precios del mercado libre, con el objeto de que los precios fijados, sigan el comportamiento de los precios en el libre mercado.

Como ya se vio en el capítulo de análisis de la competitividad, existe una distorsión en los precios del mercado libre, ocasionada por los altos precios que se manejan a nivel de los clientes especiales, cuyo consumo representa el 40% del mercado libre. El precio medio

libre de energía, se calcula mediante la media ponderada por energía de los precios medios de cada cliente, debido a esto los precios de este segmento tendrían mayor peso en el cálculo, llevando a elevar el precio medio de energía del mercado libre.

Por otro lado, las restricciones que incluye la normatividad peruana, conllevan a utilizar un precio representativo del mercado libre inferior al calculado utilizando toda la información reportada.

En el presente capítulo, se trata de proponer diversas metodologías de comparación que consideren un precio medio libre que sea representativo del mercado libre peruano.

4.1.1. Depuración de información distorsionante

Como se vio en el capítulo de análisis de la competitividad del mercado libre, los precios medios libres de clientes especiales no guardan una adecuada relación con el nivel de consumos de este segmento, el cual tiene precios superiores al resto de segmentos con consumos menores de energía. En la Tabla N° 4.1, se muestra los precios medios de energía de estos clientes:

Tabla N° 4.1
Precios medios de energía de clientes especiales (ctm S/. / kWh)

TIPO DE CLIENTE	EMPRESA	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total general
Especiales	SOUTHERN PERU COOPER CORPORATION	18.77	21.40	24.45	20.12	21.07	20.61	29.56	22.46
	MINERA ANTAMINA			12.82	14.21	13.68	13.60	13.78	13.76
	SHOUGANG HIERRO PERU	9.82	12.65	14.45	12.80	12.00	9.93	15.87	12.48
	MINERA CERRO VERDE			16.87	11.11	11.53	11.55	11.35	12.00
	DOE RUN PERU (PLANTA DE ZINC1)	10.70	11.97	12.10	12.06	11.21	10.81	10.49	11.35
	REFINERIA DE CAJAMARQUILLA	9.30	12.24	10.35	11.38	11.95	11.47	11.35	11.16
Total Especiales		13.75	16.71	18.27	15.38	15.64	15.03	18.89	16.30

Como se puede observar en la Tabla N° 4.1, el cliente que produce mayor distorsión es Southern Perú, que es el cliente libre más grande existente en el mercado libre peruano y cuyo contrato fue firmado con anticipación a la emisión del DS 017-200-EM. De acuerdo al actual procedimiento de comparación de precios, y en conformidad a lo especificado en el DS 017, Southern por tener una potencia contratada (180 MW) superior al 5% de la máxima demanda total del mercado libre (1417,26 MW a marzo del 2005) y no tener un contrato producto de una licitación, entraría al cálculo del precio medio libre con el precio teórico de su BRG menos el 10%.

De acuerdo a las restricciones de existencia de contratos en poder de OSINERG, también Doe Run Perú estaría entrando con precio teórico menos 10%.

Simplemente extrayendo a Southern Perú, que presenta niveles de precios medios de energía solo contemplados en el segmento de clientes menores, se obtienen los siguientes resultados respecto al precio medio libre de clientes especiales:

Tabla N° 4.2
Precios medios de energía de clientes especiales son Southern
(ctm S/. / kWh)

TIPO DE CLIENTE	EMPRESA	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Especiales	MINERA ANTAMINA			12.82	14.21	13.68	13.60	13.78
	SHOUGANG HIERRO PERU	9.82	12.65	14.45	12.80	12.00	9.93	15.87
	MINERA CERRO VERDE			16.87	11.11	11.53	11.55	11.35
	DOE RUN PERU (PLANTA DE ZINC1)	10.70	11.97	12.10	12.06	11.21	10.81	10.49
	REFINERIA DE CAJAMARQUILLA	9.30	12.24	10.35	11.38	11.95	11.47	11.35
Total Especiales		9.99	12.20	12.57	12.25	12.21	11.72	12.53

Como se observa en la Tabla N° 4.2, el hecho de no considerar la información de Southern dentro del mercado libre, tiene un efecto notable en la disminución de los precios medios libres en el segmento de clientes especiales. Haciendo una comparación expost de los precios medios libres sin considerar Southern, con los precios regulados vigentes en su momento, se obtiene la Tabla N° 4.3:

Tabla N° 4.3
Comparación (%) de los precios medios de energía de clientes especiales sin
Southern y los precios regulados vigentes

TIPO DE CONSUMIDOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PMReg Especiales	101%	100%	107%	99%	96%	96%	89%
PMReg Mayores	84%	87%	93%	101%	105%	104%	92%
PMReg Medianos	87%	84%	87%	92%	93%	92%	93%
PMReg Menores	87%	88%	89%	87%	87%	89%	94%
Total general	90%	91%	95%	96%	97%	97%	92%

Se observa en el análisis expost, que los precios medios regulados están dentro de la franja establecida por ley (10%), siendo los precios regulados menores a los del mercado libre en todos los casos.

Esto nos está indicando que simplemente eliminando la información de Southern, se estaría consiguiendo eliminar en parte las distorsiones del mercado libre. Sin embargo, el

precio libre calculado, no nos dice nada respecto a si este precio es una señal adecuada para el mercado eléctrico.

4.1.2. Considerar sólo la compra en bloque de distribuidores

Una de las alternativas para poder determinar un precio representativo del mercado libre de energía, sería calcular los precios producto de las negociaciones de dos agentes con simetría de información, que en este caso podría ser generadores y distribuidores. La compra en bloque que realizan las distribuidoras para su mercado libre, es un indicativo de esta negociación. Por lo tanto se ha procedido a calcular el precio medio libre de energía usando solo esta información para las fijaciones analizadas:

Tabla N° 4.4
Comparación de precios considerando solo la información de compra en bloque de distribuidoras

FITA		Nov 03	May 04	Nov 04	May 05
Precio Libre	ctm.S/./kWh	11.7047	13.5818	12.2863	11.2878
Precio Teórico	ctm.S/./kWh	10.3960	10.2790	11.6560	11.3540
Comparación	Teórico/Libre	0.8882	0.7568	0.9487	1.0059

La Tabla N° 4.4 nos muestra que los precios libres calculados, se acercan más a los precios libres teóricos en cada fijación, lo que nos estaría determinando que los precios teóricos estarían siguiendo la tendencia de los precios libres.

La desventaja que presenta esta alternativa es que la compra en bloque de las distribuidoras para su mercado libre, representa menos del 30% del mercado libre total, teniendo una tendencia a disminuir por el incremento de las ventas de los generadores al mercado libre, tal como se puede observar en la Tabla N° 4.5.

Tabla N° 4.5
Comparación de precios considerando solo la información de compra en bloque de distribuidoras

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Compra en Bloque Distribuidoras	1 797 465	1 763 689	2 210 106	1 897 037	1 898 125	1 730 803	1 684 226
Mercado libre total	5 655 839	6 075 999	6 625 232	7 797 977	8 310 207	8 839 089	9 340 073
Porcentaje participacion	32%	29%	33%	24%	23%	20%	18%

Tomando esto en consideración y tal como se vio en el análisis de concentración de mercado, existen grupos económicos relacionados tanto a las actividades de generación

como de distribución, lo cual podría dar opción a manipular el precio de compra en bloque para el mercado libre de las distribuidoras con el objeto de elevar los precios regulados.

4.1.3. Métodos estadísticos

En el capítulo referente a la competitividad del mercado libre, se concluyó que dicho mercado no es competitivo, presentando deformaciones respecto a la relación entre el volumen de energía y el precio pactado, esto es, grandes consumidores presentaban precios superiores a consumidores menores. La metodología estipulada en la normatividad, para calcular un precio que represente el mercado libre, esta basada en la ponderación de los precios medios de energía de cada cliente por su consumo total de energía, lo cual introduce una deformación, considerando el problema existente en nuestro mercado libre respecto de los volúmenes de energía consumidos y los precios asociados a dicha energía (clientes especiales).

Considerando lo mencionado anteriormente, se propondrán diversas metodologías estadísticas para calcular el precio representativo del mercado libre, basadas en medidas de tendencia central (8), como un modo de encontrar un precio libre, que represente en forma más realista los valores de los precios existentes en el mercado libre, quitando el concepto de ponderación por energía, ya que esta es la base de la deformación que presenta nuestro mercado libre.

En primer lugar, se mostrará la evolución de los valores del precio promedio ponderado libre y del precio teórico calculados por la Osinerg para cada fijación tarifaria, considerando que dichos precios fueron calculados aplicando todos los criterios normativos incluidos en la normatividad vigente:

Precio Libre (Osinerg) vs Precio Teórico



Fig. 4.1 Evolución de Precios Libres (Osinerg) y Teóricos

Tal como se puede observar en la Fig. 4.1, los precios teóricos se encuentran dentro del rango de 10% de los precios libres, conforme a lo que dispone la Ley de Concesiones Eléctricas. Cabe resaltar que los precios teóricos que figuran en cada fijación, son los calculados, ya que al no haber excedido el rango de 10%, no han requerido de ajuste. Resalta el comportamiento muy similar y los valores tan cercanos que presentan ambas curvas durante las últimas fijaciones, lo cual, como ya se vio anteriormente es debido a que gran cantidad de la energía considerada para el cálculo de los precios libres, entran a dicho cálculo con los precios teóricos correspondientes.

En el caso de no considerar los criterios normativos vigentes (DS 017-200-EM) y realizar un cálculo de los precios libres acorde con la metodología actual, pero utilizando toda la información reportada del mercado libre sin ningún tipo de restricción; se obtiene el gráfico de la Fig. 4.2:

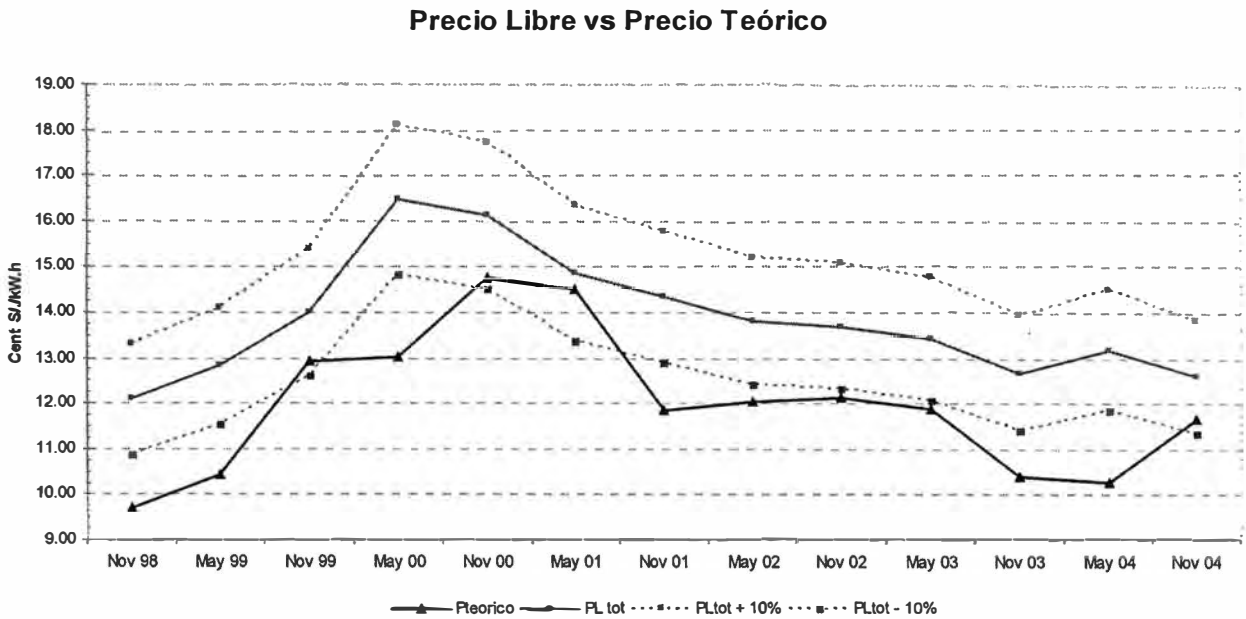


Fig. 4.2 Evolución de Precios Libres (Puros) y Teóricos

La Fig. 4.2 muestra que de considerar toda la información reportada del mercado libre, sin considerar lo relacionado a su sustento en contratos, los precios teóricos hubieran requerido de ajustes para cumplir con estar dentro del rango del 10% de los precios libres. Esto, como se vio en el capítulo de competitividad, es justamente debido a la deformación en los precios existente en el mercado libre.

Una de las metodologías que se podría analizar, para el cálculo del precio libre, es realizar dicho cálculo utilizando el promedio aritmético de los precios medios libres de cada cliente en el periodo considerado para cada fijación tarifaria. Es decir, se obtienen los precios medios libres de cada uno de los clientes libres considerando los seis meses previos a la fijación tarifaria, calculando la media aritmética de dichos precios para representar el precio medio libre. Se realizó un cálculo aplicando este método y se obtuvieron los siguientes resultados:

Precio Libre (Promedio) vs Precio Teórico

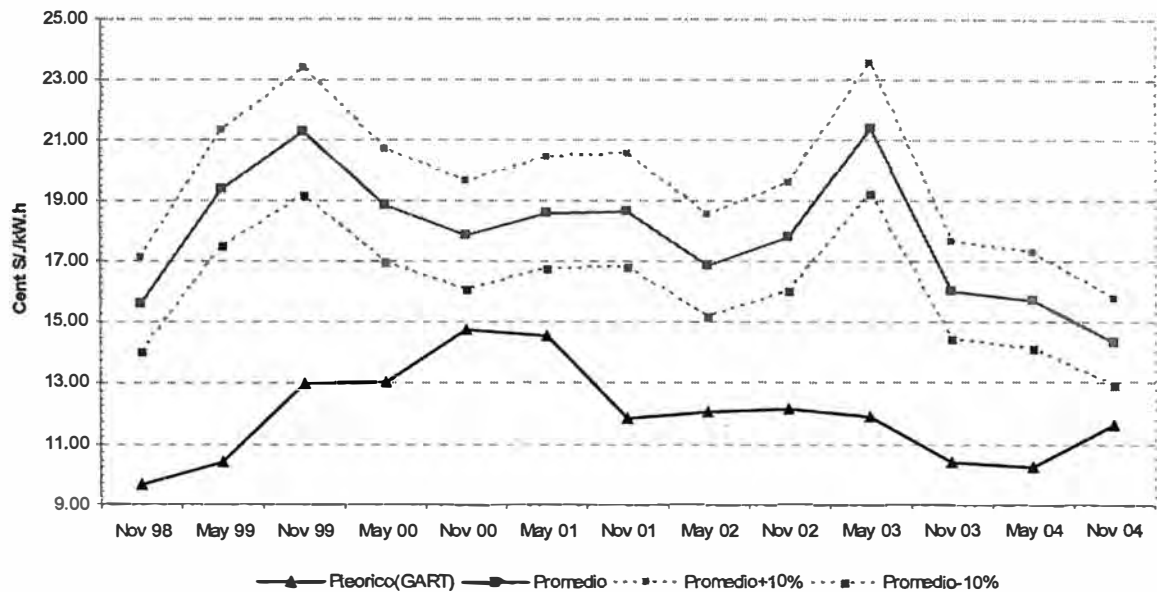


Fig. 4.3 Evolución de Precios Libres (Media Aritmética) y Teóricos

Comparando los resultados presentados en la Fig. 4.3 y Fig. 4.2, los valores a los que se llega con este método son superiores a los encontrados utilizando toda la información del mercado libre. Los valores de la Fig. 4.2, como se mencionó, incorporan las distorsiones de nuestro mercado libre, las cuales elevan el valor del precio que debería representar a nuestro mercado libre. Por lo tanto el cálculo de la media aritmética no conduce a resultados adecuados.

La mediana de una serie de datos se define como aquel valor, que divide la serie en dos partes iguales, en las que el 50% de los datos tienen valores superiores a la mediana y el otro 50% valores inferiores. Calculando los precios libres, basados en la mediana de los precios medios de energía de todos los clientes, para cada semestre considerado en las fijaciones tarifarias, se obtiene lo siguiente:

Precio Libre (Mediana) vs Precio Teórico

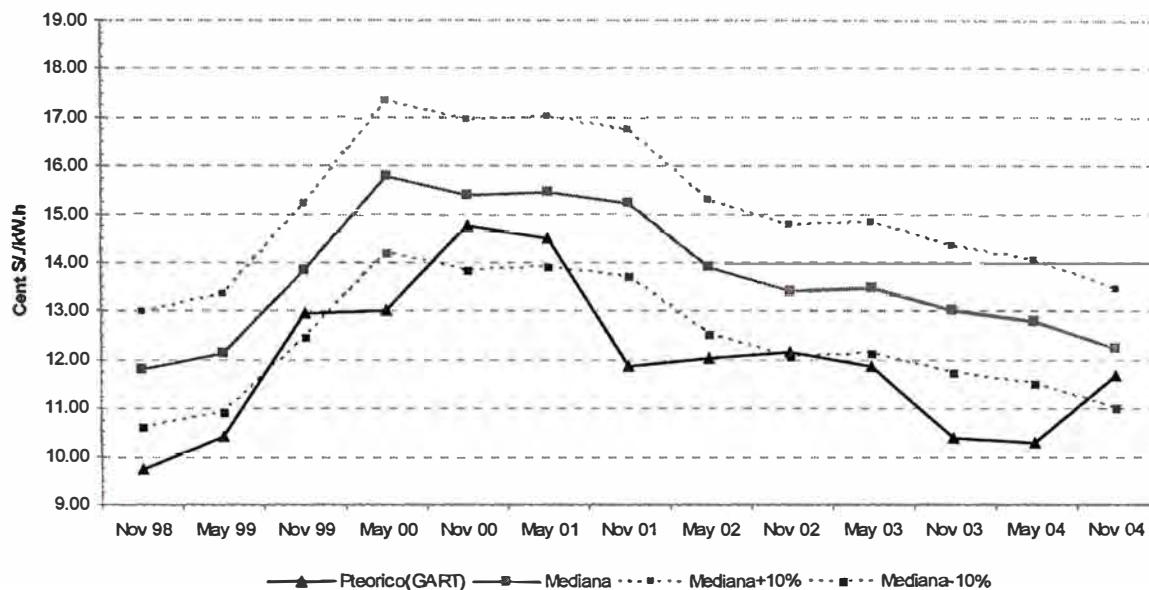


Fig. 4.4 Evolución de Precios Libres (Mediana) y Teóricos

Como podemos observar en la Fig. 4.4, los valores son menores a los precios encontrados en la Fig. 4.2, lo cual estaría indicando que es un resultado coherente con lo visto respecto a los precios del mercado libre.

El eje medio como medida de tendencia central se calcula como:

$$\text{Eje Medio} = (Q1 + Q3) / 2$$

Donde:

Q1= Primer cuartil

Q3= Tercer cuartil

El primer cuartil, es un valor tal que 25% de los datos son menores y 75% son mayores.

El tercer cuartil, es un valor tal que 75% de los datos son menores y 25% son mayores.

Utilizando el eje medio para el cálculo de los precios libres se obtiene:

Precio Libre (Eje Medio) vs Precio Teórico

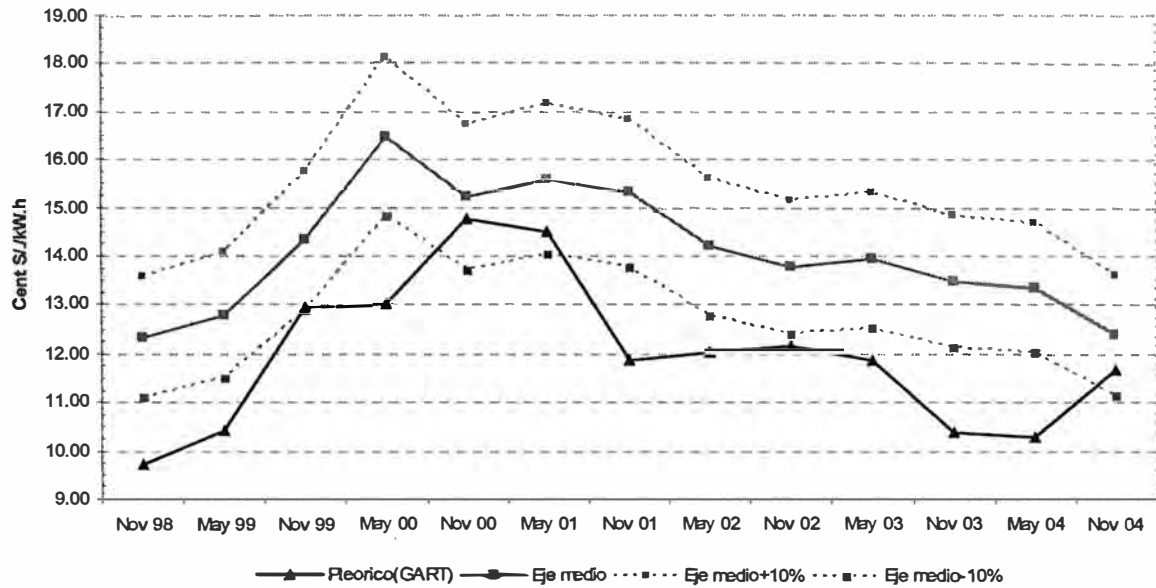


Fig. 4.5 Evolución de los precios libres calculados usando el eje medio

Los resultados de la Fig. 4.5 son similares a los obtenidos en la Fig. 4.4 los cuales fueron calculados con la mediana de la serie de datos. Podemos concluir que esta forma de cálculo también nos brinda un resultado aceptable.

Haciendo una recapitulación de lo realizado en este capítulo podemos lo siguiente:

- ◆ Debido a la deformación de los precios libres a nivel de grandes consumidores, utilizar un método para calcular un precio que represente nuestro mercado libre, basado en ponderar precios por energía, conlleva a obtener un precio libre mayor al que se debería considerar para efectos de la comparación de precios.
- ◆ Los métodos basados en la mediana y el eje medio, son los que brindan resultados más coherentes, desde la perspectiva planteada en el presente capítulo. Así mismo contribuyen con dar mayor transparencia al proceso de comparación de precios, disminuyendo la discrecionalidad del regulador.
- ◆ No se tiene un referente contra el cual comparar los resultados obtenidos para el precio libre, mediante métodos alternativos como la mediana o el eje medio, por lo cual dichos métodos quedarán como sugerencias para mejorar el proceso de comparación.

4.2. Modificaciones en la estructura de mercado

Lo propuesto anteriormente es un intento de ubicar un valor del precio libre a utilizar en la comparación de precios, orientado a reflejar situaciones de competencia en un mercado no competitivo y tratando de eliminar las distorsiones generadas por las imperfecciones de nuestro mercado libre.

Las modificaciones que deben darse en nuestro mercado eléctrico deben ser de carácter estructural y estar orientadas a generar mayores niveles de competitividad en el mercado libre, de modo de tener una señal adecuada de comparación de los precios regulados. Para lograr ese objetivo, debemos enfocarnos en mejorar los elementos de competitividad del mercado libre, que fueron analizados en el capítulo II.

4.2.1. Respuesta de la demanda

Actualmente, tanto las distribuidoras como los clientes libres poseen contratos de suministro basados únicamente en potencia, que incluyen toda la energía asociada a la potencia contratada. Este tipo de contratos denominados “full requirement”, no contribuye a que la demanda tenga una sensibilidad al precio, ya que no existen restricciones al consumo de energía por más altos que sean sus precios. Adicionalmente, bajo el esquema actual, ni los distribuidores ni los clientes libres tiene acceso al mercado spot, siendo este mercado únicamente para las liquidaciones que realizan los generadores.

Por lo tanto, es necesario pasar de un esquema de contratos “full requirement” a uno que considere precio y cantidad tanto de potencia como de energía, lográndose con esto que la demanda pueda responder a las señales de precio, pudiendo transar sus faltantes o excedentes en un mercado de corto plazo (9).

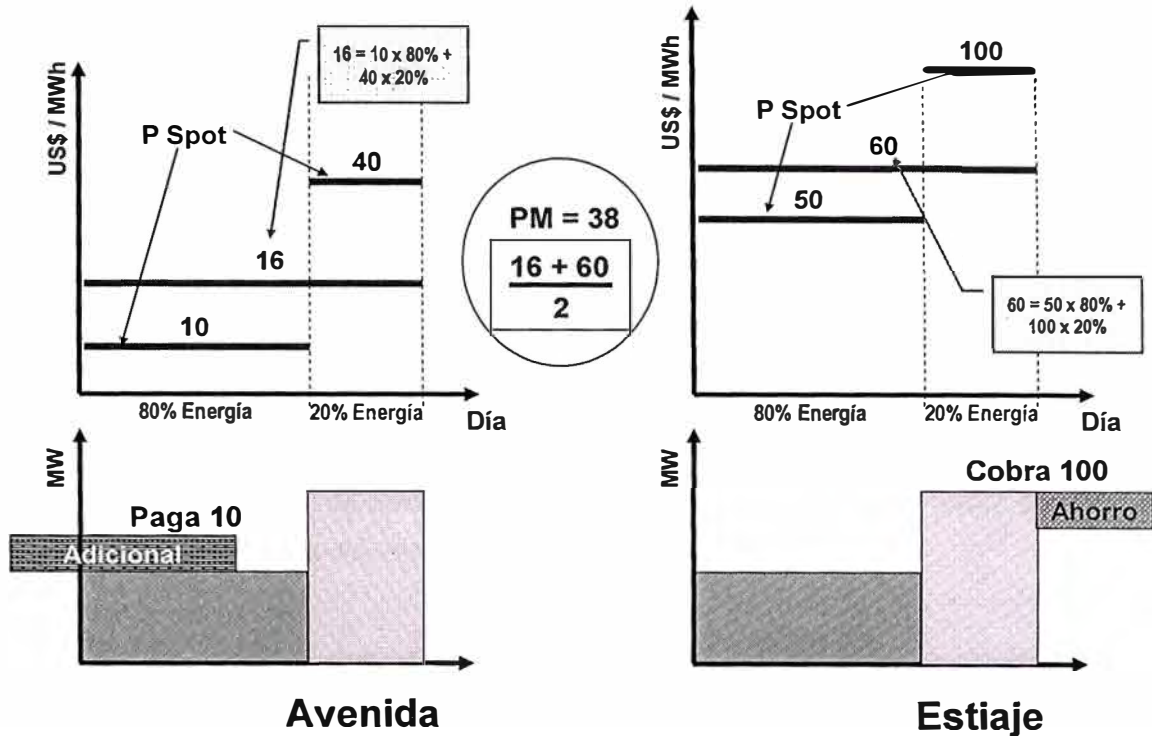


Fig. 4.6 Mecanismo de contratación precio y cantidad

En la Fig. 4.6 se grafica un poco este mecanismo, se tienen dos escenarios, en caso de avenida y estiaje. En el supuesto que un cliente contrate un determinado bloque de energía a un precio de contrato igual al Precio Medio del Spot (38 US\$/MWh), en época de estiaje, cuando el precio Spot (10 US\$ / MWh) esté por debajo del precio contratado, el cliente podrá comprar energía adicional a la contratada generando ahorros de 28 US\$/MWh. En época de avenida, cuando el precio Spot (100 US\$/MWh) esté por encima del precio contratado, el cliente podrá vender en el Spot sus excedentes, generando ganancias de 62 US\$/MWh en la transacción.

Estos tipos de contratos de precio y cantidad, permitirán incrementar el grado de certeza de los pronósticos de demanda de potencia y energía, de manera que se puedan comparar con la generación firme y se pueda licitar con la debida anticipación la demanda no abastecida, permitiendo el ingreso de nuevos ofertantes en la parte de generación.

Los faltantes o excedentes a los contratos de precio y cantidad pactados, requieren de un mercado de corto plazo donde puedan liquidarse. Por lo tanto, distribuidoras y clientes libres deberían tener presencia en el COES, no solo por el hecho de tener acceso a la información de la operación del sistema, sino también para que puedan tener acceso a realizar transacciones de corto plazo en el mercado Spot. Para esto, la estructura del

COES debería modificarse de manera que sea un organismo transparente, sin dominio de ninguna de las partes, autónomo y que asegure la imparcialidad en las transacciones.

4.2.2. Liquidez, eficiencia e integridad de mercado

La inclusión de las distribuidoras y clientes libres en el COES y la posibilidad de que éstos agentes pertenecientes a la demanda, puedan realizar transacciones de energía a precios Spot, generaría un mercado de corto plazo dinámico que incrementaría la liquidez del mercado eléctrico. Como se vio anteriormente, es necesario que la demanda acceda al COES, para garantizar la transparencia en el manejo del precio Spot al cual deben realizarse las liquidaciones de este mercado.

Los contratos de energía deberían tender a una estandarización, de modo que no se incluyan elementos adicionales a lo que representa el precio de potencia y energía, como parecería estar sucediendo en el segmento de clientes especiales. Una estandarización de contratos, en los que estos tengan características comunes y lo único que varíe sea el precio y la cantidad contratada, permitiría perfeccionar un mercado de futuros que redundaría en incrementar la competitividad en el mercado libre y darían herramientas de manejo de riesgos apropiadas para financiar proyectos de expansión de infraestructura eléctrica.

4.2.3. Incremento del tamaño del mercado libre

Existen muchas opiniones respecto a disminuir el límite de 1 MW para pertenecer al mercado libre y de este modo poder contratar el suministro de energía en condiciones de libertad de precios. Sin embargo, como producto de algunas encuestas realizadas al segmento de clientes libres, existen algunos clientes libres, sobre todo aquellos cercanos al límite entre clientes regulados y libres, que preferirían ser regulados antes que libres.

Por tanto, con miras a establecer las condiciones para incrementar el tamaño del mercado libre y tener indicadores del incremento en el grado de competitividad del mercado libre, se recomienda disminuir el límite de 1MW para poder ser cliente libre. Podría tomarse como límite 500 kW como el caso Chileno, siendo opcional para el cliente cuyo consumo se encuentre entre los 500 kW y los 2 MW, elegir si pasa a ser cliente libre o permanece como regulado, de este modo un incremento en el tamaño del mercado libre indicaría mejoras en el grado de competitividad de dicho mercado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Existe una distorsión en los precios pactados contractualmente en el segmento de clientes especiales, que son clientes que concentran más del 40% del consumo total de la energía comercializada en el mercado libre; y sin embargo, tienen precios medios de energía superiores incluso a los precios de clientes menores (generalmente en zonas de distribución de distribuidoras).
2. Los precios de estos clientes, generalmente mineras, no reflejan únicamente conceptos relacionados a la energía eléctrica, sino a otros tipos de negociaciones relacionadas a confiabilidad o negocios ajenos al eléctrico e incluidos en los precios contractuales. Cabe resaltar la poca importancia que tienen los costos de energía eléctrica en el esquema de costos del negocio minero.
3. El año 2004 fue el año más seco del período analizado, razón por la cual los precios tendieron a subir en los segmentos especiales y mayores, más no en los otros. Sin embargo, los consumos en todos los segmentos se incrementaron, demostrando que no existe sensibilidad a los precios en estos segmentos de la demanda, que son representativos por sus mayores rangos de consumo.
4. Las actividades económicas que concentran mayores consumos, están referidas a la minería y fundición que representan en promedio el 64% del consumo total. Estos sectores de la industria tienen la particularidad de que los costos asociados al consumo de energía eléctrica, no son importantes dentro de la estructura de costos del negocio. Por lo que su principal característica es que son sectores con una demanda inelástica, es decir insensibles a las señales de precios.

5. Existe una alta concentración de mercado desde el lado de la oferta de generación, la que se refleja en las ventas al mercado libre. Observando cada segmento de la demanda, existe aun mayor concentración por segmentos, lo cual no permite que estas empresas ofertantes sean tomadoras de precios. Como se puede ver, estos valores son consecuentes con la composición de la generación en el mercado eléctrico peruano, donde Endesa y el Estado son los principales protagonistas.
6. Existen debilidades en las condiciones de liquidez, eficiencia y mecanismos de mercado que inciden en una falta de competitividad en el mercado libre de electricidad. Es necesario disminuir la asimetría de información existente entre compradores y vendedores.
7. El mercado libre peruano presenta un grado bajo de competitividad, por los aspectos señalados en los puntos anteriores, por lo que no se tiene una señal de precios en el mercado libre que pueda servir de referencia para realizar la comparación de los precios regulados.
8. La normatividad relacionada al procedimiento de comparación de precios, introduce variables que incrementan la discrecionalidad del regulador, impidiendo que el proceso sea transparente y que considere toda la información del mercado libre. Para las fijaciones realizadas desde el 2004 a la fecha, el efecto total de la normatividad relacionada con el proceso de comparación, representa una disminución del precio libre en más del 20%, respecto a un cálculo puro de los precios medios teóricos y libres.
9. Esto significa que el precio medio libre, de no considerarse las variables contempladas en la normatividad, sería superior en más del 20% al valor utilizado en las fijaciones, requiriéndose un ajuste hacia arriba de los precios teóricos, con el objeto de situarlo dentro de la franja que establece la Ley de Concesiones Eléctricas ($\pm 5\%$ del precio medio libre). Esto significaría un incremento considerable en los precios del mercado regulado, incrementándose de esta manera los ingresos tanto de generadores como de distribuidores.
10. La variable más influyente en los resultados son los requisitos que deben cumplir los contratos sujetos a un régimen de libertad de precios. Sin embargo, debido a la falta de competitividad del mercado libre, no es adecuado incluir la información de precios

proveniente del mercado libre, sin efectuar un proceso de corrección a las distorsiones observadas en dicho mercado.

11. Es necesario, por lo tanto, efectuar modificaciones estructurales en el mercado eléctrico peruano; más allá de introducir modificaciones al procedimiento de comparación de precios, como un medio de generar la competitividad requerida en el mercado libre que pueda brindar señales de precios adecuadas para comparar los precios regulados.

RECOMENDACIONES

1. Uno de los principales cambios estructurales que deben introducirse en el mercado eléctrico peruano, es modificar la modalidad de contratación existente, pasando de contratos del tipo “full requirement” a contratos del tipo precio y cantidad. De este modo se introduce una señal a la demanda para que pueda ser sensible a la variación de los precios.
2. A la par de la modificación del tipo de contratación, debe darse acceso al COES a los componentes de la demanda, tanto distribuidoras como clientes libres, con el objeto de que puedan transar sus excesos o déficit de energía en el mercado spot, generando de esta manera incrementos en la liquidez del mercado de corto plazo.
3. Como un medio de permitir el incremento del tamaño del mercado libre, debe reducirse el límite para ser cliente libre, pasando de 1 MW a 500 kW, debiendo ser opcional para el cliente cuyos consumos están en el rango de 500 kW a 2 MW, elegir si pertenece al mercado libre o al regulado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Resolución No. 0001-2003-OS/CD. Enero del 2003
- [2] Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas, 6 de noviembre del 2002.
- [3] Ley N° 28447, 30 de diciembre del 2004
- [4] Sally Hunt. "Making Competition Work in Electricity". John Wiley & Sons, Inc., New York. 2002
- [5] Osinerg. Boletín Estadístico Mercado Libre de Electricidad, Año 5, N° 6. www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/. Junio del 2005.
- [6] Felipe Morandé y Raimundo Soto. "El Mercado de Clientes no Regulados en la Industria Eléctrica". 1996
- [7] Resolución Osinerg N° 092-2005-OS/CD, publicada el 27 de mayo del 2005
- [8] Mark Berenson y David Levine. Basic Business Statistics, Concepts and Applications. Prentice Hall Inc, 6th Ed. 1996
- [9] Larry E. Ruff. "Economic Principles of Demand Response in Electricity". Edison Electric Institute. 2002