#### ANÁLISIS COMPARATIVO INTERNACIONAL DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD





HTERAMA

Actualización del Estudio a Diciembre 2003

# ANÁLISIS COMPARATIVO INTERNACIONAL DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD

**EN EL SECTOR INDUSTRIAL** 

#### ESTUDIO ELABORADO POR:

- ◆ La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- ♦ La Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI.

#### CON LA COLABORACION DE:

♦ La Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica INTERAME.

#### Y EL APOYO FINANCIERO DE:

- ♦ La Corporación Andina de Fomento CAF
- ♦ La Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo -FEDESARROLLO-

#### DISEÑO E IMPRESIÓN:

Milenio Editores e Impresores

Impreso en Bogotá, D.C., Colombia

© Derechos reservados de autor

#### **TABLA DE CONTENIDO**

CAPITU	ILO I.	INTRODUCCIÓN	5	
1.1	ANTECE	DENTES	5	
1.2	ACTUALIZ	ZACIÓN DEL ESTUDIO AÑO 2003	6	
	1.2.1	Alcance	6	
	1.2.2	Metodología	7	
1.3	ORGANIZ	ACIÓN DEL DOCUMENTO	9	
CAPITU	JLO II.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MARCOS REGULATORIOS Y TARIFARIOS	10	
2.1	PATRONE	S DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD	10	
	2.1.1	Población y PIB.	. 10	
	2.1.2	Consumos de Electricidad per cápita en América Latina	. 12	
	2.1.3	Porcentaje de electricidad consumida en el sector industrial	. 14	
2.2	Esquem	AS REGULATORIOS.	15	
2.3		DE POTENCIA PARA ACCEDER ADO NO REGULADO EN CADA PAÍS.	19	
2.4	Сомроѕі	CION DEL PARQUE GENERADOR	20	
2.5	ESQUEMAS DE TARIFAS PARA LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA			
2.6	IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y OTROS CARGOS			

CAPITULO III.		ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD PARA NIVEL 4 DE TENSION (V>60 KV)	24
3.1	PRECIOS	DE ELECTRICIDAD ACTUALIZADOS AÑO 2003	24
	3.1.1	Sistema Permanente de Información.	25
CAPITU	JLO IV.	RESULTADOS Y CONCLUSIONES	29
4.1	PRECIOS	2003	29
4.2	COMPARA	ACIÓN PRECIOS 2000 Y 2003	35
4.3	COMPARA	ACIÓN CON PRECIOS DE SUDÁFRICA	37
CAPITU	JLO V.	ANÁLISIS DE LOS PAISES INCLUIDOS	38
5.1	ARGENTI	NA	38
5.2	BOLIVIA.		38
5.3	BRASIL		38
5.4	CHILE		38
5.5	Согомв	IA	38
5.6	ECUADO	R	38
5.7	México .		38
5.8	PARAGUA	Υ	38
5.9	PERU		38
5.10	URUGUA	·	38
5.11	VENEZUE	ELA	38
ANEXO	s		39
6.1	Sudáfrio	CA	39
6.2	CÁLCULO	DE LAS TARIFAS MONOMIAS	39



#### CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

#### 1.1 ANTECEDENTES

on el fin de analizar en forma objetiva qué tan competitivo es el insumo energético para la industria que consume grandes cantidades de electricidad en Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, con el apoyo de la Asociación Nacional de Industriales ANDI - Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas Natural, contrató en el año 2001 un estudio comparativo de los precios de la electricidad en la industria colombiana, con respecto a aquellos vigentes en otros países¹.

El estudio tuvo como objetivo principal evaluar la competitividad de los precios de energía eléctrica al año 2000 en los principales sectores industriales electro-intensivos de nuestro país, respecto a los precios existentes en Argentina, Brasil, Canadá, México, Venezuela y Sudáfrica. Se revisaron los precios de energía de los sectores minero, siderúrgico, textil, cemento, de pulpa y papel y azúcar.

En el grupo de países estudiados, se encontró diversidad entre los marcos regulatorios vigentes, con diferentes grados de desarrollo en los procesos de regulación y transformación del sector eléctrico. Se encontró además que existen diferencias en las condiciones para el acceso al mercado no regulado y que las tarifas en general varían de acuerdo con el nivel de tensión al cual se encuentran conectados los usuarios.

Al considerar las tarifas con impuestos, en el sector minero, se encontró que las tarifas de Colombia eran muy superiores a las de Venezuela, Brasil y Sudáfrica, y comparables con el sector minero no ferroso de Argentina; en el sector siderúrgico Venezuela y Brasil presentaban tarifas inferiores, y Argentina y México superiores a las de Colom-

<sup>1.</sup> Análisis Comparativo Internacional de los precios de electricidad en el sector industrial colombiano UPME. ANDI. Consorcio Consultores Unidos -Consultoría Colombiana-. *Febrero del 2002*.

bia; en el sector cemento, se observó que con excepción de un productor en Alberta (Canadá), los precios de Colombia eran menores; en el sector textil, las tarifas de Colombia eran menores que las de Venezuela y México; en el sector papel, las tarifas eran superiores a las tarifas medias en Canadá y menores con respecto a las de los demás países estudiados; en el sector azúcar, se encontró que los precios en Colombia eran más bajos que los de Brasil y Argentina y superiores a los de México.

En la siguiente tabla se muestran los precios medios de la energía encontrados para el año 2000 en cada uno de los países que fueron analizados:

**TABLA 1.1** COMPARACIÓN POR PAÍSES DE LA COMPOSICIÓN
DE LA PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL AÑO 2000.

#### Precios Energía Eléctrica, Año 2000 (centavos de dólar americano por kWh)

País	Generación	Transmisión	Subtransmisión Distribución	Otros (1)	Impuestos (2) Contribuciones	Total	TDC (Promedio)
Colombia	2.28	0.56	0.36	0.74	0.79	4.74	2.088
Argentina	2.32	1.	02	0.16	0.52	4.02	1.00
Brasil	2.35	0.42	0.46	0.08	0.59	3.89	1.79
Canadá							
(Alberta) (3)	4.00	0.	25	0.23	-	4.47	1.59
México	3.9	92	0.88		-	4.81	9.46
Sudáfrica	1.17	0.16	0.20	-	-	1.53	8.09
Venezuela	1.68	0.29		3.76		5.73	648.75
Venezuela							
(Guyana)			1.68			1.68	648.75

TDC=Tasa de Cambio

- (1) Incluye restricciones
- (2) No incluye IVA, incluye contribuciones e impuestos municipales
- (3) El cargo de generación se ha reducido durante el 2001 y en lo corrido del 2002

En el estudio se concluyó que uno de los factores que más incide en el precio final para los sectores considerados en Colombia es la contribución (impuesto) del 20% que se cobra sobre el valor de la factura de energía eléctrica con destino al Fondo de Solidaridad del Sector Eléctrico; sin embargo, desde el punto de vista de costos de energía eléctrica, los impuestos no son la única explicación que incide en el costo de energía eléctrica para la industria nacional. Otras razones se pueden encontrar al comparar los cargos de generación, transmisión, distribución y otros como restricciones, costo de las entidades de regulación y control y fondos especiales que incrementan el precio final de la energía.

#### 1.2 ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO AÑO 2003

#### 1.2.1 Alcance

Ante los actuales procesos de integración regional e internacionalización de las economías y los tratados de libre comercio en desarrollo, más los cambios estructurales en la industria energética ocurridos en algunos países de la región, es necesario revisar el actual marco competitivo de las industrias de nuestro país con relación a todos los países suramericanos, incluyendo a México.

En desarrollo del Convenio interinstitucional UPME-ANDI, con la colaboración de INTERAME y el apoyo financiero de la Corporación Andina de Fomento CAF, se procedió a actualizar el estudio comparativo de los precios de electricidad para los grandes consumidores industriales, considerando la recomendación de desarrollar un sistema de información permanente que permita conocer periódicamente la evolución de los precios de energía para el sector industrial en los países de interés. La actualización se ha concentrado en esta oportunidad solamente en los precios de energía, sin entrar a analizar la participación de los costos de la electricidad en la estructura de los costos del sector industrial en cada país.

Con posterioridad a la presente actualización se ampliará el alcance a los países de América Central, Estados Unidos y Canadá, además de extenderlo al cubrimiento de todos los sectores de consumo.

#### 1.2.2 Metodología

Se consultaron los informes de los organismos especializados entre ellos la Comisión de Integración Energética Regional - CIER, la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL, la Asociación Latinoamericana de Integración – ALADI, informes del Banco Mundial, y del Foro Económico Mundial, entre otros.

**TABLA 1.2** FUENTES DE INFORMACIÓN REGIONALES.

CEPAL Comisión Económica para América Latina y el Caribe www.cepal.org	ALADI Asociación Latinoamericana de Integración www.aladi.org
CIER	<b>OLADE</b>
Comisión de Integración Energética Regional	Organización Latinoamericana de Energía
www.cier.org.uy	www.olade.org

Se recolectó la información consultando las diferentes entidades relacionadas con el sector eléctrico, en cada uno de los países estudiados. Se han tomado como fuentes

oficiales, las entidades operadoras de los mercados mayoristas en cada país, sus organismos reguladores, los centros de despacho de energía eléctrica y las asociaciones miembros de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía - INTERAME-. Se tomaron informes de las respectivas páginas WEB las cuales se consultarán periódicamente para la actualización permanente de costos de energía.

La siguiente tabla presenta las fuentes de información de los organismos operativos y reguladores de cada país; en algunos países se mencionan otras fuentes utilizadas. Se señala en donde ha sido posible, la dirección de la página web respectiva.

**TABLA 1.3** FUENTES DE INFORMACIÓN DE LOS PAÍSES DEL ESTUDIO.

País	Operador	Regulador	Otras fuentes
ARGENTINA	CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista www.cammesa.com	ENRE: Ente Regulador de la Electricidad www.enre.gov.ar	AGUERA: Asociación de Grandes Usuarios de Electricidad de la República Argentina www.agueera.com.ar
BOLIVIA	CNDC: Comité Nac ional de Despacho de Carga www.cnb.net/cndc/	SUPERELE: Superinetendencia de Electricidad www.superele.gov.bo	
BRASIL	ONS: Operador Nacional del Sistema Eléctrico www.ons.com.br	ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica www.aneel.gov.br	ABRADEE: Asociación Brasilera de empresas de distribución de energía eléctrica www.abradee.com.br
CHILE	CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga. Sistema Interconectado Central www.cdec-sic.d	CNE: Comisión Nacional de Energía www.cne.cl	CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga. Sistema Interconectado Norte Grande www.cdec-sing.d
COLOMBIA	MEM: Mercado Mayorista de Energía www.mem.com.co	CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas www.creg.gov.co	ISA: Interconexión Eléctrica S.A. www.isa.com.co UPME: Unidad de Planeación Minero Energética www.upme.gov.co
ECUADOR	CENACE: Centro Nacional de Control de Energía www.cenace.org.ec	CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad www.conelec.gov.ec	
MEXICO	CFE: Comisión Federal de Electricidad www.cfe.gob.mx	CRE: Comisión Reguladora de Energía www.cre.gob.mx	
PARAGUAY	ANDE: Administración Nacional de Electricidad www.ande.gov.py		
PERU		OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía www.osinerg.gob.pe	CTE: Comisión de Tarifas de Energía www.cte.org.pe
URUGUAY	UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas www.ute.com.uy	URSEA: Unidad de Regulación de los Servicios de Energía y Agua www.ursea.gub.uy	
VENEZUELA	CAVEINEL: Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica www.caveinel.org.ve	FUNDELEC: Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico www.fundelec.org.ve	EDELCA: Electrificación del Carona www.edelca.com.ve

Para la verificación de la calidad de la información, se efectuaron encuestas a industriales en algunos de los países estudiados.

Las encuestas del Ecuador fueron recogidas por la Asociación de Grandes Consumidores de Electricidad del Ecuador EGRANCONEL, las del Perú por la Asociación de Consumidores Intensivos de Energía del Perú ACIDE, las de Brasil por una firma consultora contratada² y las de Colombia por la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la Asociación Nacional de Empresarios ANDI. La información de Argentina fue ampliada y verificada por la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina AGUEERA.

Se compararon los resultados de las encuestas con la información obtenida de las páginas web de los organismos operadores y reguladores de los países del estudio y con base en el análisis de dichas comparaciones se estableció una metodología individual para cada país con el fin de facilitar la posterior actualización y comparación de los costos de energía para los grandes consumidores industriales.

#### 1.3 ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

n primer lugar se presenta el análisis comparativo de los marcos regulatorios existentes para las tarifas de los grandes consumidores de energía eléctrica. Se describen aspectos relacionados con el esquema de mercado de cada país, los límites de potencia para que los consumidores puedan acceder al mercado libre (no regulado), la composición del parque generador, los impuestos y los esquemas de subsidios y contribuciones vigentes en cada país.

Posteriormente se comparan las tarifas totales encontradas para las industrias que se encuentran conectadas a niveles de tensión por encima de los 57.5 KV; para Colombia se consideran las industrias conectadas al nivel 4 de tensión (>60 KV). A diferencia del estudio anterior, no se comparan sectores industriales específicos, puesto que en ningún país se hacen diferenciaciones en las tarifas de electricidad por el tipo de industria.

Luego se presentan los resultados y conclusiones, se analiza el precio total y cada uno de sus componentes y se comparan los resultados del año 2003 con el año 2000 identificando los aspectos claves que influyeron en los cambios.

Por último, se presenta un informe detallado para cada país del estudio. Se muestran sus principales indicadores macroeconómicos, la descripción general de sus sistemas eléctricos, el marco regulatorio vigente y el mercado de los grandes consumidores de

<sup>2.</sup> CH Consultoria e Engenharia S/C Ltda. **Análisis de información de las encuestas de Brasil.**Dic. 2003.

energía eléctrica. Se incluye además, una descripción de la estructura existente para la obtención de las tarifas de electricidad aplicables a todos los consumidores y un resumen de las encuestas adelantadas, para conocer de primera mano las tarifas pagadas por los grandes consumidores. El capítulo finaliza con un aparte sobre el sistema permanente de información para actualizar en forma recurrente los precios pagados por los grandes consumidores en energía de cada país.

El documento contiene dos anexos. El primero de ellos contiene información sobre las tarifas aplicables a los grandes consumidores en Sudáfrica. Se ha querido mantener actualizada la información de éste país, principalmente por ser un competidor directo de la industria minera colombiana, y un punto de referencia importante por contar con las tarifas más competitivas del mundo.

El segundo anexo presenta la metodología para convertir diferentes esquemas binomios y mixtos de tarifas a una tarifa monomia equivalente y poderlas comparar con las tarifas monomias vigentes en Colombia.



ANÁLISIS COMPARATIVO

DE LOS MARCOS

REGULATORIOS Y TARIFARIOS

## CAPITULO II. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MARCOS REGULATORIOS Y TARIFARIOS

#### 2.1 PATRONES DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

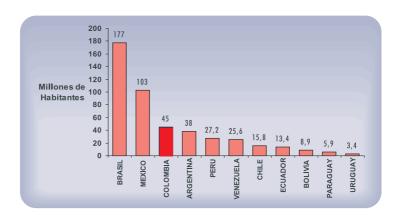
on el fin de tener una visión más completa de los países incluidos en la presente actualización del estudio de precios internacionales de electricidad para la industria, se presenta el análisis comparativo de algunos parámetros macroeconómicos relacionados con el consumo de electricidad.

#### 2.1.1 Población y PIB.

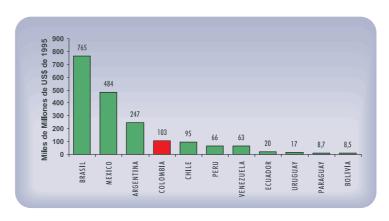
Las siguientes gráficas comparan la población y el Producto Interno Bruto PIB de los países del estudio con cifras del 2003 de la CEPAL<sup>3</sup>. Brasil con 177 millones de habitantes es el país más poblado y el de mayor PIB de la región con 765,000 millones de dólares de 1995. México lo sigue, tanto en población como en PIB, con valores un poco superiores a la mitad de los valores del Brasil. Colombia es el tercer país más poblado del área y el cuarto después de Argentina en el PIB del año 2003. Uruguay, Paraguay y Bolivia son los países con la menor población y PIB.

El PIB per cápita resultante mostrado en la gráfica 2.3 indica que los países del cono sur Argentina, Chile, Uruguay y Brasil, junto con México superan ampliamente a los demás países del estudio, con valores superiores a los 4,000 dólares del año 1995 por habitante. Los países de la Comunidad Andina, Venezuela, Perú y Colombia se sitúan luego con valores del orden de los 2,400 dólares por habitante. Los países con menor índice PIB/cápita son Ecuador, Paraguay y Bolivia.

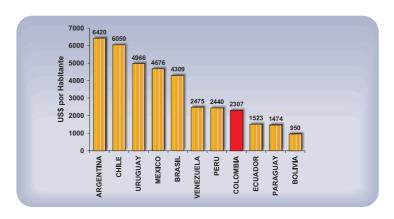
**GRÁFICA 2.1** POBLACIÓN DE LOS PAÍSES DEL ESTUDIO



GRÁFICA 2.2 PRODUCTO INTERNO BRUTO AÑO 2003

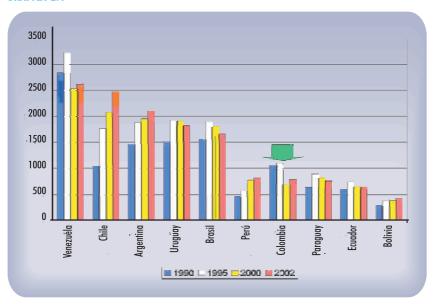


**GRÁFICA 2.3** PRODUCTO INTERNO BRUTO PER CÁPITA PARA AÑO 2003.



#### 2.1.2 Consumos de Electricidad per cápita en América Latina.

Uno de los indicadores más importantes para conocer el grado de desarrollo de un país es el consumo de electricidad per cápita. Venezuela, Chile y Argentina se sitúan en los lugares más altos entre los países estudiados y Colombia ocupa uno de los lugares más bajos, superando a Ecuador, Paraguay y Bolivia en el año 2002.



**GRÁFICA 2.4** CONSUMOS DE ELECTRICIDAD PER CÁPITA EN SURAMÉRICA.

Fuente:

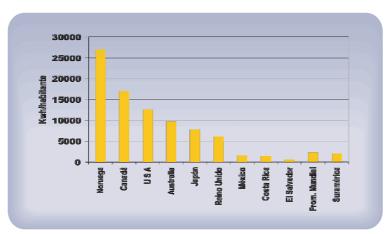
CIER: Año 1990 y 1995. Año 2000 y 2002 calculado con la información de Demanda total de energía y población

Se observa que en el periodo 1990 al año 2000 Colombia y Venezuela fueron los únicos países que muestran decrecimiento en el consumo per cápita.

Contrasta el decrecimiento de Colombia con el importante crecimiento de Chile en la última década. Ambos países mostraban un consumo per cápita de 1,050 kwh/hab. en 1990 y mientras Chile llegó a 2,469 kwh/hab en el 2002, Colombia disminuyó a 817 kwh/hab en el mismo año.

El promedio Suramericano a su vez está ligeramente por debajo del promedio mundial<sup>4</sup>, como se muestra en la gráfica siguiente, en donde se incluye Estados Unidos con un indicador de 12,700 kwh/habitante-año, México con 1,600 kwh/habitante-año, Costa Rica con 1,353 kwh/habitante-año y El Salvador con 537 Kwh/habitante-año.

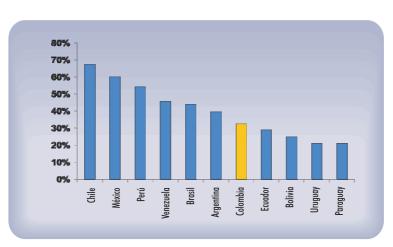
<sup>4.</sup> ISA. **Decisiones de Inversión. Impulsores y Frenos** Conferencia presentada en la XXXVII Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER. *Viña del Mar. Nov 2002.* 



**GRÁFICA 2.5** CONSUMOS DE ELECTRICIDAD PER CÁPITA EN EL MUNDO. AÑO 2001.

#### 2.1.3 Porcentaje de electricidad consumida en el sector industrial.

Este indicador muestra la utilización de la energía eléctrica en el sector industrial como un porcentaje del total de la energía consumida en cada país. La gráfica 2.6 compara este indicador de acuerdo con las cifras del año  $2002^5$ . Se destacan en su orden Chile con el 67%, México con 60%, Perú con 54%, Venezuela con 46% y Brasil con 44%. El sector industrial colombiano consumió en el año 2002 apenas un 33% de la energía facturada a nivel nacional. Este porcentaje es inferior al promedio suramericano que llega al 43% y supera sólo a Ecuador, Bolivia, Uruguay y Paraguay.



GRÁFICA 2.6 PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SECTOR INDUSTRIAL.

5. Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER -Comisión de Integración Energética Regional-. 2003.

Es importante observar que Colombia consume más electricidad en el sector residencial que en el sector industrial, contrariamente a lo que ocurre con los principales países competidores en Suramérica. Este indicador nos muestra que el país tiene en general un menor número de empresas de alto consumo energético, principalmente en el sector minero y en el sector metalúrgico, que las que existen en los países del área, a pesar de poseer unas características geológicas similares.

#### 2.2 ESQUEMAS REGULATORIOS.

os esquemas de regulación del sector eléctrico vigentes en los once países estudiados son diferentes y van desde los casos de México, Paraguay y Venezuela, en donde las tarifas de electricidad para la industria son reguladas directamente por el estado, hasta los de Colombia y Argentina, donde existe competencia en las actividades de generación y comercialización. Los precios de electricidad de los consumidores intensivos de electricidad para la gran mayoría de los países se pueden pactar y negociar en forma libre con los agentes suministradores.

En general se ha encontrado que la tendencia en todos los países analizados, aún en México, es la de ir hacia un sistema eléctrico competitivo, con fuerte presencia del sector privado, y cada día más abierto a la libre negociación de las tarifas de los consumidores finales.

El grado de desarrollo en la regulación de los mercados eléctricos en cada país se señala en el mapa de la Gráfica 2.7. (siguiente página)

En cuanto al marco regulatorio y su relación con la regulación tarifaria pertinente a los Grandes Consumidores en cada país, se puede señalar lo siguiente:

- Argentina: en el mercado mayorista los grandes consumidores pueden establecer contratos a término y también pueden realizar compras de energía al precio de mercado. Los grandes usuarios se clasifican, dependiendo de la demanda de los mismos, en GUMAS (Grandes Usuarios Mayores), GUMES (Grandes Usuarios Menores) y GUPAS (Grandes Usuarios Particulares). El límite para entrar al mercado no regulado es de 30 KW.
- ◆ Bolivia: existe un mercado mayorista en el que los grandes consumidores de energía también pueden participar en forma directa como agentes de dicho mercado. Los consumidores no regulados pueden suscribir contratos de abastecimiento con generadores o distribuidores, pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y potencia de punta. Si un consumidor no regulado no cuenta con contratos de suministro para toda o parte de su demanda, puede comprar energía del mercado spot, previa suscripción de un contrato de adhesión con el Comité Nacional de Despacho de Carga. El límite para entrar al mercado no regulado es de 1 MW



**GRÁFICA 2.7** ESTADO DEL DESARROLLO DE LOS ESQUEMAS DE MERCADO EN LATINOAMÉRICA PARA GRANDES CONSUMIDORES

• Brasil: los Grandes Consumidores pueden acceder al mercado mayorista para la compra de energía eléctrica. El cargo de transporte es función de la ubicación de los puntos de entrega y de recibo de energía, calculados con metodologías de factores nodales. Además, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) establece en la Resolución 282 de 1999 que las tarifas del sistema de transmisión son compartidas entre la generación y la demanda en proporciones de 50% y 50%, respectivamente. El límite para entrar al mercado no regulado es de 3 MW.

- Chile: los grandes usuarios pueden negociar los precios y las condiciones de suministro eléctrico directamente con las empresas generadoras o distribuidoras (no existen los agentes comercializadores). Se negocian precios de nodo que incluyen los costos de generación y transmisión de alta tensión, en cada uno de los dos sistemas independientes, el sistema central y el del norte grande en donde están ubicadas las principales industrias mineras. El límite para entrar al mercado no regulado es de 2 MW.
- Colombia: los grandes consumidores no participan directamente en el mercado mayorista de energía y son representados por comercializadores. Sólo negocian los precios de generación y comercialización, que son del orden del 50% del precio total de la energía eléctrica. Los precios de transmisión, distribución y restricciones son regulados. Es el único país del estudio en donde el costo de transmisión es "estampilla", es decir es igual para todos los consumidores sin importar su ubicación geográfica. Colombia también es el único país en donde las tarifas pactadas son monómicas. El límite para entrar al mercado no regulado es de 100 KW o 55,000 kWh-mes.
- Ecuador: los grandes consumidores pueden negociar sus tarifas en forma libre con los generadores y distribuidores y participan activamente en el directorio del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y en el mercado eléctrico mayorista (MEM). El límite para entrar al mercado no regulado es 860 KW.
- México: los grandes consumidores no pueden negociar sus tarifas en forma libre. Presenta un sector eléctrico estatal, donde la Comisión Federal de Electricidad (ente gubernamental) se encarga de la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica; así como de proponer las tarifas aplicables, con base en un sistema de tarifas regionales y por niveles de tensión.
- Paraguay: los grandes consumidores no pueden negociar sus tarifas en forma libre. Presenta un sector eléctrico estatal, donde Administración Nacional de Electricidad - ANDE (ente gubernamental) se encarga de la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- Perú: los grandes consumidores pueden negociar en forma libre sus precios en barra, que incluyen los costos de generación y transmisión. No negocian los costos por el uso de los sistemas de subtransmisión y de distribución, que se encuentran regulados por OSINERG. El límite para entrar al mercado no regulado es de 1 MW.
- Uruguay: los grandes consumidores pueden actuar directamente como agentes participantes del mercado, o realizar acuerdos con un comercializador que los represente. También tienen la opción de continuar como clientes regulados del distribuidor que los atiende a las tarifas fijadas por el regulador. El límite para entrar al mercado no regulado es de 250 KW.

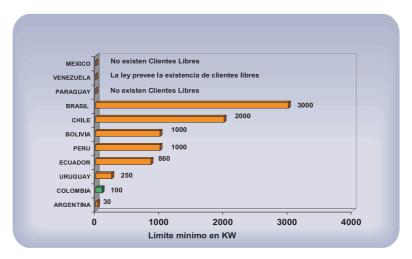
Venezuela: los grandes consumidores no pueden negociar sus tarifas en forma libre. Las tarifas están reguladas directamente por el estado para cada una de las empresas, considerando tarifas regionales y niveles de tensión. Hay gran diferencia en los precios cobrados en la región occidental y la de Guayana donde los precios son fijados por la empresa EDELCA y donde esta ubicada la mayor parte de la industria de mayor consumo eléctrico del país.

Finalmente, es importante señalar que en ninguno de los países existe una tarifa diferencial explícita por tipo de sector industrial. Las diferencias de un usuario a otro se dan principalmente por el nivel de tensión al cual están conectados. En algunos casos, por razones de ubicación geográfica, por los cargos de transmisión en función de la distancia y por diferentes impuestos regionales y municipales.

#### 2.3 LÍMITES DE POTENCIA PARA ACCEDER AL MERCADO NO REGULADO EN CADA PAÍS.

n la siguiente gráfica se comparan los niveles de consumo a partir de los cuales los grandes consumidores de energía pueden negociar libremente sus tarifas de energía en cada uno de los países del estudio.

GRÁFICA 2.8 COMPARACIÓN DE LOS LÍMITES DE POTENCIA
PARA ACCEDER AL MERCADO NO REGULADO



**Nota:** En el caso de Colombia el límte es de 100 KW o 55.000 kWh.

México, Venezuela y Paraguay, por tener esquemas regulados, no permiten la libre negociación de tarifas para los grandes consumidores. En Brasil sólo los consumidores con consumos superiores a 3 MW pueden negociar libremente sus tarifas, y se espera que pronto se disminuya el límite para ampliar el mercado de clientes libres. Colombia y Argentina tienen los límites más bajos para acceder al mercado libre.

#### 2.4 COMPOSICION DEL PARQUE GENERADOR.

a composición del parque generador en cada país, es un factor que determina en primera instancia qué tan costoso puede ser el servicio de energía eléctrica.

En el mapa de la Gráfica 2.9 se muestra la composición existente de la capacidad instalada de generación en cada uno de los países del estudio a Diciembre de 2003. Se indica adicionalmente el valor en GW de la capacidad instalada total de cada país.

**GRÁFICA 2.9** CAPACIDAD INSTALADA EN GW Y COMPOSICIÓN DEL PARQUE GENERADOR EN CADA PAÍS.



La mayor capacidad instalada de generación de la región es la de Brasil con 87 GW, un poco más del doble de México que cuenta con 40 GW. México a su vez duplica a Argentina y Venezuela que tienen 24 GW y 20 GW de capacidad instalada de generación respectivamente, países que duplican a Colombia y Chile, quienes a su vez duplican al Perú y Paraguay. Los países con menor capacidad instalada son Ecuador, Uruguay y Bolivia con 3 GW, 2GW y 1 GW respectivamente.

La capacidad instalada de generación por país, muestra que en Paraguay. Uruguay. Brasil, Venezuela, Colombia, Perú y Ecuador, predomina la hidroelectricidad, mientras en Argentina, Bolivia, México y Chile predomina la generación térmica principalmente a gas natural.

Argentina a pesar de tener una composición de generación en su mayoría térmica, tiene los costos de generación más bajos del orden de 0.8 cUS\$/Kwh por efectos de la gran devaluación ocurrida a principios del año 2002. Todas las tarifas de electricidad y gas natural permanecieron en pesos argentinos, trayendo como consecuencia que los consumidores industriales vieron reducidas sus tarifas de energía en dólares a una tercera parte, sin embargo, estas medidas han impactado negativamente el negocio de la generación. A la fecha de publicación de ésta actualización se conoció que el Gobierno Argentino ha convenido elevar los precios de gas natural en forma gradual hasta julio del 2005, y los consiguientes aumentos en los costos de generación se irán trasladando a los grandes consumidores.

#### 2.5 ESQUEMAS DE TARIFAS PARA LOS SISTEMAS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA.

a actualización del estudio ha permitido conocer en mayor detalle los esquemas existentes para trasladar los costos de los sistemas interconectados de transmisión nacional a los usuarios finales. En todos los países estudiados con excepción de Colombia, los costos de transmisión en voltajes superiores a los 220 KV son diferentes para cada nodo del sistema y dependen de su ubicación y distancia a los centros de generación. En Colombia, los costos de transmisión del Sistema Interconectado Nacional son "Estampilla" e iguales para todos los consumidores sin importar su ubicación en el sistema interconectado.

En todos los países del estudio con excepción de Colombia, los costos de los sistemas de transmisión sobre 220 KV se suman a los costos de generación para definir unos costos en barra, o en nodo, a partir de los cuales se definen las tarifas de alta tensión. En Perú y Chile los precios libres que negocian los grandes consumidores se refieren a los nodos de conexión a 220 KV y se comparan con los costos estimados por el regulador para un nodo de referencia del sistema; con ello se busca que las tarifas de generación y transmisión para los usuarios regulados se ubiquen dentro de un rango muy cercano al promedio negociado por los clientes libres.

Otro aspecto que influye en los costos de transmisión trasladados a los usuarios es la forma como se comparten dichos costos entre la generación y la demanda. Por ejemplo, en Brasil, los costos de transmisión se comparten en un 50% entre la generación y la demanda; en Colombia el 100% de los costos de transmisión se cargan a los consumidores; en Chile, con la nueva ley emitida en marzo de 2004, los generadores pagan el 80% y la demanda el 20%.

Adicionalmente se ha encontrado que Colombia es el único país de los estudiados que tiene un impuesto temporal (7 años a partir del 2003) a la transmisión de \$1/Kwh con destino al Fondo de Apoyo Financiero para Energización Rural (FAER), equivalente a un 6% del cargo de transmisión el cual es trasladado en un 100% a los consumidores.

#### 2.6 IMPUESTOS. CONTRIBUCIONES Y OTROS CARGOS

mpuestos al Valor Agregado. Para todos los países estudiados, con la excepción de Colombia y Ecuador, se aplica IVA en las facturas de energía eléctrica, variando entre un 10% en Paraguay y un 27% en Argentina. El IVA es recuperable y por tanto no se constituye en costo para el industrial.

En Brasil se tiene un impuesto similar llamado ICMS que se recupera en promedio en un 90%, dependiendo del grado de consumo de electricidad en los procesos productivos de la industria.

Contribuciones. En Colombia, Ecuador y Argentina, los grandes usuarios industriales pagan contribuciones a fondos especiales para cubrir subsidios a población de bajos recursos; en Colombia ésta contribución es del 20% para el Fondo de Solidaridad, mientras que en Ecuador es del 10% para el FERUM y en Argentina es un cargo fijo de \$3/Mwh para el Fondo Subsidiario, equivalente en promedio a un 8% de la tarifa; en Bolivia existe un impuesto de transferencias del 3%; en Uruguay la venta de energía eléctrica está gravada con el impuesto de Contribución al Financiamiento de la Seguridad Social CONFIS del 3% sobre el valor de la factura

Estas contribuciones no son recuperables, incrementando los costos de producción de los consumidores industriales.

**Otros cargos e impuestos**. Los impuestos municipales, provinciales y otros cargos son un común denominador en todos los países estudiados.

- Argentina: existen impuestos municipales que varían entre 0% y 15%, y provinciales que varían desde 0% hasta 3%. En Buenos Aires se aplica un impuesto municipal de 6.38%.
- Brasil: Además de ICMS, existen variados impuestos municipales de cuantías diferentes dependiendo del municipio.

- ◆ Colombia: existe un impuesto de timbre nacional del 1.5%, un impuesto específico a la transmisión de \$1/Kwh, destinado al fondo para el apoyo a las zonas rurales interconectadas denominado FAER. Adicionalmente existe otro impuesto de \$1/Kwh cargado a las empresas generadoras por cada kilowatio-hora generado, destinado a un fondo constituido para el apoyo financiero a las zonas no interconectadas denominado FAZNI. Es un impuesto que no se traslada en forma directa a la demanda, pero incrementa la estructura de costos de generación a ser tenida en cuenta por los generadores para realizar sus ofertas en el mercado mayorista de energía. El FAZNI y el FAER son impuestos temporales, hasta el 31 de diciembre del 2007 y 31 de diciembre del 2009 respectivamente.
- No hay unicidad en el cobro del la prestación del servicio de alumbrado público, el cual es responsabilidad del Municipio. En algunos Municipios no se cobra dicho servicio y en otros se cobra hasta el 18% sobre el valor del consumo de energía eléctrica.
- Ecuador: se cobra un impuesto de recolección de basuras del 10% en la mayoría de los municipios del país y un impuesto de alumbrado público que varía para cada municipio; en la mayoría de ellos es del orden del 7% para el sector industrial.
- **Perú:** existe el cargo del proyecto Camisea, que es temporal y progresivo. Actualmente es de US\$2/KW-mes y a partir de mayo del 2004 y hasta noviembre del 2004 alcanzará su máximo valor de US\$2.5/KW-mes.
- Venezuela: El costo de los impuestos municipales varía en cada municipio (no se traslada el impuesto, sino el costo, que es un concepto aceptado por el regulador, ya que estos costos se reconocen dentro de los requerimientos de ingresos de las empresas). Por ejemplo en Barquisimeto el impuesto municipal es del 1.8%, en Valencia por Alumbrado Público se cobra 69 \$US/MWh.

### CAPÍTULO III

ANÁLISIS COMPARATIVO
DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD
PARA NIVEL DE TENSION
SUPERIOR A 57.5 KV

# CAPITULO III. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD PARA NIVEL DE TENSION SUPERIOR A 57.5 KV

a presente actualización del estudio confirmó que no existen tratamientos diferenciales para cada tipo de industria en los países estudiados. En realidad, los precios finales que paga la industria de cada país dependen principalmente del nivel de tensión al cual se encuentran conectadas las empresas. Por ello, en ésta oportunidad no se realizaron comparaciones por sectores industriales, sino por niveles de tensión. Las comparaciones se concentraron en el nivel de tensión superior a los 57,5 KV, nivel a partir del cual se encuentran conectadas las principales industrias de alto consumo en los países estudiados.

#### 3.1 Precios de electricidad actualizados año 2003.

a actualización del estudio se adelantó originalmente para las tarifas vigentes a marzo del 2003. Se validó la información obtenida de las páginas web y de informes oficiales de los organismos operadores y reguladores de los países del estudio, con encuestas a las industrias de varios países para el mismo mes de marzo del 2003.

Con base en el análisis de los resultados obtenidos para marzo del 2003, se determinó una metodología individual para cada país. Esta será la metodología utilizada para las posteriores actualizaciones de los precios de energía para los grandes consumidores industriales, conformando el sistema permanente de información.

El sistema permanente de información desarrollado en esta actualización se utilizó para obtener la información más actualizada de las tarifas vigentes en lo posible a diciembre del 2003.

#### 2.1.1 Sistema Permanente de Información.

Se presenta a continuación un resumen de la metodología desarrollada para actualizar la información de los precios de los grandes consumidores en cada uno de los países del estudio.

- ◆ Argentina: Para los precios se ha tomado como referencia la distribución de costos para los GUMAs de acuerdo con la información obtenida de CAMMESA<sup>6</sup>. En generación se incluyen los costos promedios asociados a compras en el mercado a término y "spot"<sup>7</sup>. Como cargo asociado a la transmisión y subtransmisión se incluye la componente de transmisión negociada en el mercado mayorista más el cargo promedio de peaje en alta tensión que se paga a los operadores de red<sup>8</sup>. El precio de distribución se obtiene de información suministrada por AGUEERA<sup>9</sup>. En el rubro de otros se incluyen cargos por reserva, servicios asociados y generación forzada. En impuestos y contribuciones se incluyen los impuestos municipales que no son recuperables, así como la contribución que hacen los GUMAs en el MEM.
- ◆ Bolivia: Los precios medios totales se obtienen directamente del CNDC¹º, de la tabla que muestra los precios monómicos medios del sistema boliviano para el año 2003. Allí también se muestran los costos de generación (energía y potencia) y los peajes de transmisión. No se contemplan cargos de distribución y otros porque los dos únicos grandes consumidores están conectados directamente a alta tensión. En impuestos y contribuciones se incluye el 3% de las Transferencias.
- ◆ Brasil: el precio medio total se obtiene de la información de ANEEL¹¹, para cada una de las regiones de Brasil. El costo de generación presentado corresponde a la tarifa media de los contratos de las empresas generadoras. El costo de transmisión es el promedio de los cargos del sistema de transmisión aprobados por la ANEEL para los usuarios no regulados¹². Las tarifas de distribución a ser aplicadas a los consumidores no regulados conectados a cada sistema de distribución¹³ para diversos niveles de tensión son establecidas por ANEEL. En impuestos se incluye el 10% no recuperable del ICMS (1.8%).
  - 6. CAMMESA, MEMnet Estadísticas Precios Energía Contratos GUMAs MEM
  - 7. CAMMESA, MEMNEt -**Informes mensuales** marzo 2003 -MEM -Síntesis- Precio de la Energía y Monómico.
  - 8. CAMMESA. Informes anuales.
  - 9. AGUEERA. **Tarifas de Distribución Argentina**. Precios Monómicos por Distribuidora.
- 10. www.cnb.net/cndc/inflibre/memoria03.pdf. Pág 44
- 11. ANEEL. www.aneel.gov.br Tarifas practicadas
- 12. ANEEL. www.aneel.gov.br. Tarifas do sistema de tramsmicao Tarifas por unidade da federacao consumidores livres.
- 13. ANEEL. www.aneel.gov.br Tarifas do sistema de distribucao

 Chile: Se presentan dos tarifas debido a que se tienen dos sistemas claramente diferenciados: el Sistema Interconectado Central -SIC- y el Sistema Interconectado del Norte Grande - SING-, donde se concentran los grandes consumidores, especialmente la minería.

Los precios totales corresponden a los precios medios libres indicados en los informes de la CNE. Los cargos de generación y transmisión para cada sistema (SIC y SING), corresponden a los precios de nodo obtenidos de los informes técnicos de la CNE<sup>14</sup>. La diferencia de los cargos de generación y transmisión con el precio medio libre total corresponden a los costos de subtransmisión y otros no especificados.

- ◆ Colombia: El precio total se tomó de la información sobre precios de energía para usuarios no regulados, disponible en la página web de ISA¹⁵. El precio promedio de generación y comercialización corresponde al promedio negociado en los contratos firmados con los usuarios no regulados, según informe del Mercado de Energía Mayorista¹⁶ de diciembre de 2003. El cargo de transmisión es el valor regulado de diciembre 2003. El cargo por distribución considera el valor de la distribución a Nivel 4. En el rubro otros se incluyen los costos por restricciones, pérdidas, y pagos a los organismos de operación, regulación y control. En impuestos y contribuciones se incluye el 20% por concepto de contribución y no se incluyen los impuestos ni las tasas municipales.
- Ecuador: los precios medios totales para los grandes consumidores se obtienen de las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano publicadas por CONELEC<sup>17</sup>. Los precios de generación corresponden a los precios de energía, potencia y PPAs publicados por CONELEC. Los valores para los demás componentes incluida la transmisión se tomaron de la estructura de precios para distribuidor y gran usuario publicada por CONELEC<sup>18</sup>.
- México: los precios se toman de la información de los cargos mensuales publicados por la Comisión Federal de Electricidad - CFE<sup>19</sup>. El costo de generación, transmisión, distribución y otros, se estima usando las mismas proporciones del estudio anterior.

<sup>14.</sup> Comisión Nacional de Energía. www.cne.cl. Estadísticas/Electricidad/Precios de Nudo/documentos Fijación de Precios de Nudo SIC Octubre 2003 y Fijación Precios de Nudo SING Octubre 2003.

<sup>15.</sup> ISA. **Boletín ISACOM Especial** Resolución 135 de 1997.

<sup>16.</sup> Página WEB: www.mem.com.co.

<sup>17.</sup> CONELEC, Estadística del sector eléctrico ecuatoriano, para el primer semestre del 2003; cuadro DE-9.

<sup>18.</sup> CONELEC. www.conelec.gov.ec /Estadísticas/Mercado Eléctrico Mayorista/Componentes del Precio

<sup>19.</sup> Página WEB: www.cfe.gob.mx.

en donde la generación y transmisión representan el 81.49% y distribución y otros representan 18.29%.

- ◆ Paraguay: los precios totales se obtienen a partir de las tarifas publicadas en el Pliego Tarifario de la Administración Nacional de Electricidac<sup>20</sup>. De las tarifas para clientes conectados en Muy Alta Tensión se obtienen los precios de generación y transmisión. Los precios de distribución y otros se obtienen de la diferencia entre las tarifas para Alta Tensión y Muy Alta Tensión.
- Perú: los precios libres negociados por los grandes consumidores para diciembre del 2003 (generación y transmisión principal), se obtienen del informe del Mercado Libre de Electricidad de diciembre del 2003 del OSINERG, discriminados por niveles de tensión a Muy Alta Tensión (MAT), Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT)<sup>21</sup>. El precio medio de transmisión principal se obtiene de la tabla de los precios teóricos, variable PCSPT (cargo de peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión).
- ◆ Uruguay: Para calcular los precios se toma la información de los Pliegos Tarifarios publicados por la UTE<sup>22</sup>. Del pliego Tarifario se seleccionan las tarifas G.C.5 Grandes Consumidores, y las tarifas para Extra Alta Tensión. De las tarifas Extra Alta Tensión se obtienen los precios de generación y transmisión y los precios de distribución y otros se obtienen de la diferencia entre las tarifas GC-5 y Extra Alta Tensión. Los impuestos corresponden al 3% del CONFIS.
- Venezuela: Se presentan dos tarifas debido a las diferencias existentes en las tarifas aplicadas en la Guayana (donde se concentra los grandes consumidores) con el resto del país. Las tarifas de la Guayana son reportadas por EDELCA en la página web de CAVEINEL<sup>23</sup> y corresponden a las tarifas para los grandes consumidores conectados al sistema de Alta Tensión. Por lo tanto, incluyen los costos de generación y transmisión.

Las tarifas del resto del país son reguladas y se obtienen de las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía<sup>24</sup>.

<sup>20.</sup> Página WEB: www.ande.gov.py

<sup>21.</sup> OSINERG. "Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad. Diciembre 2003. www.cte.org.pe/Publicaciones/Información del Mercado Libre de Electricidad. Año 3, No. 6, Dic 2003.

<sup>22.</sup> UTE: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

<sup>23.</sup> CAVEINEL. Informe Estadístico 2002. Tarifas de EDELCA para el sector industrial de la Guayana.

<sup>24.</sup> Resolución conjunta números 177 del Ministerio de Industria y Comercio y 016 del Ministerio de Energía y Minas. Gaceta Extraordinaria Nº 5.296 del 28 de enero de 1999).



#### CAPITULO IV. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

#### 4.1 PRECIOS 2003

a tabla 4.1. resume los resultados de los precios más actualizados con corte a diciembre de 2003. En el capítulo final de este informe se presenta la descripción por cada uno de los países, del sistema eléctrico, su normatividad y la metodología detallada de la obtención de los precios para grandes consumidores de energía.

La tabla presenta una comparación de la composición de la estructura tarifaría aplicable a las industrias conectada a niveles de tensión por encima de los 60 kV.

Las principales conclusiones de los resultados obtenidos son:

#### En precios totales

- El precio de la electricidad que pagan los grandes consumidores en Colombia es inferior al de Ecuador y México, y superior a los restantes 8 países considerados en el estudio.
- Aun cuando los precios de Venezuela (Guayana) y los precios de Argentina continúan siendo los más bajos de los países estudiados, se debe tener en cuenta que son el producto de las siguientes características particulares:

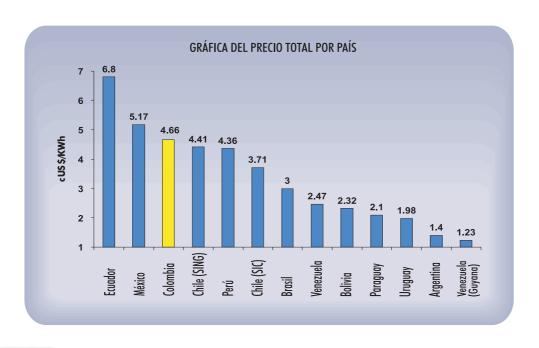
En el caso de Argentina los precios se explican por la fuerte devaluación del peso argentino ocurrida a comienzos del año 2002 y la posterior congelación de las tarifas en pesos. Estas medidas, a pesar de que redujeron a una tercera parte las tarifas de energía eléctrica y gas natural, han afectado la estabilidad y expansión de los sistemas eléctrico y de gas natural, lo cual se esta reflejando en medidas de racionamiento eléctrico.

En el caso de Guayana en Venezuela, los precios reflejan la ventaja geográfica de tener la gran industria cerca a la generación hidráulica de la Central de Gurí. Los cargos por transmisión son mínimos y no se incurre en costos de distribución. Guayana no cuenta con un mercado para la fijación de precios.

**TABLA 4.1** COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA PARA EL NIVEL DE TENSIÓN (>57.5 KV). AÑO 2003

Cifras en cUS\$/kWh

País	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos <sup>1</sup>	Total	Tasa de Cambio <sup>2</sup>
Ecuador <sup>3</sup>	5.21	0.58	0.3	39	0.62	6.80	1.0
México⁴	4.01	0.21	0.9	95	0	5.17	11.26
Colombia⁵	2.51	0.62	0.58	0.15	0.80	4.66	2778
Chile (SING <sup>6</sup> )	3.0	)5	1.3	36	0	4.41	675
Perú <sup>7</sup>	2.64	0.67	1.0	)5	0	4.36	3.46
Chile (SIC <sup>®</sup> )	3.3	34	0.37		0	3.71	675
Brasil <sup>9</sup>	1.77	0.21	0.97	0	0.05	3.00	2.86
Venezuela <sup>10</sup>	2.25	0.	22	0	0	2.47	1600
Bolivia <sup>11</sup>	1.96	0.29	0	0	0.07	2.32	7.65
Paraguay <sup>12</sup>	1	.6	0	.5	-	2.10	6177
Uruguay <sup>13</sup>	1.6	53	0.2	29	0.06	1.98	29.3
Argentina <sup>14</sup>	0.81	0.06	0.11	0.31	0.11	1.40	2.93
Venezuela							
(Guyana <sup>15)</sup>	1.2	23	0			1.23	1600



## Notas Generales, aplicables a todos los países:

- 1 En ningún país se incluyen impuestos recuperables como por ejemplo el IVA. Incluye sólo los impuestos nacionales, que no son recuperables.
- 2 Tasa de Cambio de fin de mes del dólar en cada país.

## Notas Particulares para cada país:

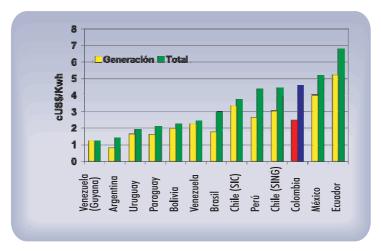
- 3 **Ecuador:** Incluye el 10% por impuesto de FERUM. No incluye impuestos que varian para cada municipio como el impuesto de recolección de Basuras que puede llegar hasta 10% y de impuesto para Alumbrado Público.
- 4 **México:** No incluye el IVA del 15%.
- Colombia: En impuestos incluye las contribuciones del 20% y el impuesto de Timbre de 1.5% que es compartido con los suministradores. En otros cargos incluye los cargos por: restricciones, CREG, CND, SSDD, MEM. El impuesto de \$1/Kwh del FAZNI se incluye en los cargos de generación, y el FAER en los cargos de transmisión. No incluye el impuesto de alumbrado público (0-15%) ni estampillas que varían de acuerdo al Municipio.
- 6 Chile (Sistema Inter-conectado del Norte Grande -SING-): Precios a Septiembre de 2003. No incluye el IVA del 19%.
- 7 **Perú:** Incluye el impuesto por el proyecto CAMISEA en el rubro "Otros". No incluye el IVA del 19%.
- 8 **Chile (Sistema Interconectado Central SIC-):** Precios a Septiembre de 2003.No incluye el IVA del 19%.
- 9 **Brasil:** Precios a octubre de 2003. Incluye un valor promedio no recuperable del 10% de un ICMS del 18%.
- 10 **Venezuela:** No incluye el IVA del 16% ni impuestos municipales.
- 11 **Bolivia:** Incluye transferencias del 3%. No incluye el IVA del 13%
- 12 **Paraguay:** No incluye el IVA del 10%.
- 13 **Uruguay:** Incluye el impuesto COFIS del 3%. No incluye el IVA del 23%.
- Argentina: Incluye el impuesto de \$3/KWh para Fondo Subsidiario y 0.6% de Ley 2368. No incluye: el IVA del 27%, impuestos municipales (0-15%) y provinciales (0-3%)
- Venezuela (Guayana): La industria en la región de Guayana es atendida por EDELCA y está conectada directamente a alta tensión, por esta razón no se considera cargo por distribución. No incluye IVA del 16%.

- Los precios en Uruguay, Paraguay, Bolivia, Venezuela (sin incluir Guayana) y Brasil se ubican en el rango entre los 2 y los 3 cUS\$/Kwh. Es decir que un gran consumidor en estos países paga entre un 43% a 66% del precio que paga un gran consumidor de energía en Colombia.
- En el tercer grupo de precios entre los 3,5 cUS\$/Kwh y los 4,7 cUS\$/Kwh se encuentran Chile, Perú y Colombia.
- ◆ Los precios más altos encontrados son los de México y Ecuador con tarifas por encima de los 5 cUS\$/Kwh y los 6 cUS\$/Kwh respectivamente.

# En precios de generación y transmisión

- Uniendo los precios de la generación y transmisión, el precio en Colombia es comparable con los precios de Chile y Perú. Es más bajo respecto a México y Ecuador, y más alto con respecto a los demás países Brasil, Venezuela, Paraguay, Bolivia y Uruguay.
- Considerando solamente la componente de generación, con excepción de México y Ecuador los precios de esta actividad en los países considerados en el estudio están por debajo de los 3 cUS\$/kwh. Sin tener en cuenta a Argentina el precio más bajo encontrado es el de Venezuela en Guayana y el de Brasil con 1,77 cUS\$/Kwh.
- El precio de generación de Colombia es superior al de Venezuela (Guayana), Uruguay, Paraguay, Bolivia y Brasil. El precio de generación en Brasil es un 29% más bajo respecto al precio de generación en Colombia.
- ♦ A nivel de Transmisión, los precios más altos corresponden a los países andinos, Perú, Colombia y Ecuador, con valores alrededor de los 0,6 cUS\$/Kwh.
- El precio de la transmisión en Colombia respecto a Brasil y México es superior en un 66%

**GRÁFICA 4.1** COMPARACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS FINALES EN LAS FACTURAS DE LA INDUSTRIA.



En la Gráfica 4.1 se comparan los precios de generación y las tarifas finales a los grandes consumidores para todos los países estudiados en dólares corrientes.

El análisis de la gráfica permite observar que los precios finales para los grandes consumidores en Colombia casi duplican los precios de generación. Los cargos regulados en transmisión, distribución y la contribución corresponden a cerca del 50% del precio final.

En Argentina, Brasil y Perú los costos de generación corresponden aproximadamente al 60% del precio total y el 40% corresponden a los demás componentes.

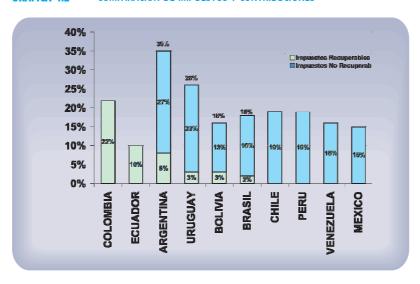
En Ecuador y México el componente de generación representa el 77% del precio total.

### En Precios de Distribución

 Para el segmento de distribución se obtuvo información discriminada únicamente para 3 países. El mayor valor corresponde a Brasil con 0,97 cUS\$/kwh, seguido por Colombia con 0,58 cUS\$/Kwh.

### **Impuestos**

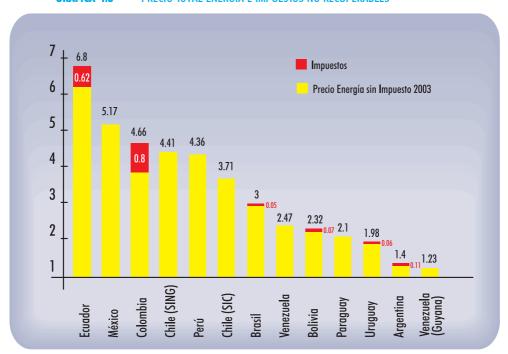
◆ La gráfica 4.2 muestra los impuestos totales, separados entre recuperables y no recuperables<sup>25</sup>. Como se puede observar, los cargos no recuperables son mayores en Colombia con un total de 22%, seguido por Ecuador con el 10% y Argentina con un 8%.



GRÁFICA 4.2 COMPARACIÓN DE IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES

El IVA pagado por el consumidor industrial en las facturas de energía, es un impuesto recuperable, por cuanto se cruza con el IVA cobrado en la venta de sus productos.

- El país en el cual se pagan más impuestos es Argentina con un 35% sobre el precio de la energía. No obstante, sólo un 8% constituye costos, puesto que el consumidor industrial puede recuperar el 27% correspondiente al IVA.
- En Argentina, Bolivia, Uruguay y Brasil un gran consumidor paga entre 86% y el 94% menos de impuestos no recuperables sobre el consumo de energía respecto a lo que paga un gran consumidor ubicado en Colombia.



**GRÁFICA 4.3** PRECIO TOTAL ENERGÍA E IMPUESTOS NO RECUPERABLES

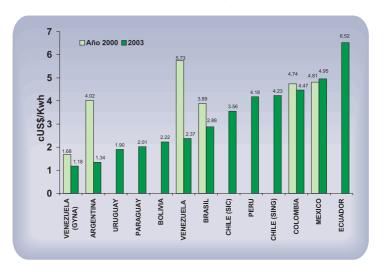
- ◆ Los impuestos no recuperables en Colombia equivalen a 0,80 cUS\$/Kwh y corresponden en su gran mayoría a la Contribución del 20%, con lo cual este factor es uno de los de mayor peso en el precio final de la energía para los Grandes Consumidores de Colombia.
- Sin impuestos al consumo de energía, los precios de energía en Colombia serían comparables con los precios de energía de Chile (SIC) e inferiores a los precios de energía de Perú y de Chile (SING).

#### 4.2 COMPARACIÓN PRECIOS 2000 Y 2003

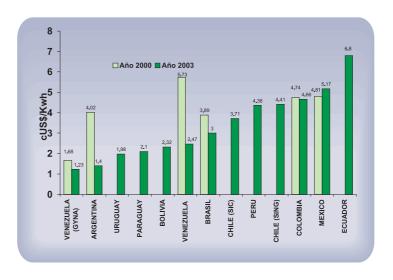
n las siguientes gráficas se observa que la mayoría de los países sobre los cuales se efectuó el estudio del año 2000, mejoraron su competitividad en materia de precios de energía.

Sin embargo, Colombia no presentó mayores cambios mientras que en Venezuela, Brasil y Argentina bajaron significativamente los precios de este insumo.

**GRÁFICA 4.4** COMPARACIÓN PRECIOS DE ENERGÍA 2000 Y 2003, EN DÓLARES CORRIENTES.



**GRÁFICA 4.5** COMPARACIÓN PRECIOS DE ENERGÍA 2000 Y 2003, EN DÓLARES CONSTANTES DEL AÑO 2000 <sup>26</sup>.



Tasa de Infacción en dólares para el año 2001: 1.489%, para el año 2002: 2.483% y para el año 2003: 1.817%. www.economagic.com.

**Colombia:** los precios en dólares corrientes, para los grandes consumidores sufrieron una modificación en su estructura, de tal forma que en total disminuyeron un 1.7%, explicado en gran parte por la caída en el componente Otros (Restricciones), el cual descendió en un 80%.

Por otro lado, la generación aumentó un 10%, la transmisión un 10.7% y la distribución un 60%. La devaluación del periodo diciembre de 2000 a diciembre de 2003 fue del 33%.

**Brasil:** los precios en dólares corrientes, para los grandes consumidores sufrieron una modificación en su estructura, de tal forma que en total disminuyeron un 23%, explicado por el descenso de todas las componentes incluyendo impuestos, con excepción de la Distribución que incremento en un 100%. La devaluación del periodo diciembre de 2000 a diciembre de 2003 fue del 60%.

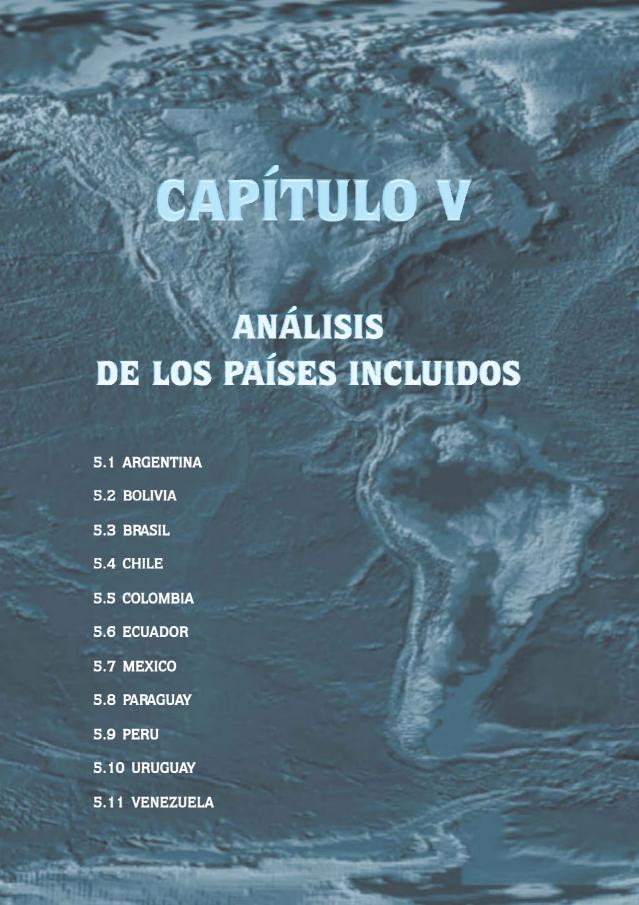
**Argentina:** los precios en dólares corrientes para los grandes consumidores presentaron un descenso del 65% explicado por la fuerte devaluación de la moneda entre diciembre de 2000 y diciembre de 2003.

### 4.3 COMPARACION CON PRECIOS DE SUDAFRICA

omo ya se había mencionado al principio en éste documento, se han actualizado los precios de energía eléctrica vigentes en Sudáfrica para los Grandes Consumidores de Energía, puesto que éste país es un competidor directo de la industria minera colombiana en la cual el costo de la energía es un componente importante dentro de su estructura de costos (en el caso del níquel representa cerca del 30% del costo total de producción).

La información de Sudáfrica se puede actualizar en forma permanente con los informes mensuales de la empresa ESKOM que presta el servicio de energía eléctrica a la mayor cantidad de Grandes Usuarios. Página Web: www.eskom.co.za.

<sup>27 &</sup>quot;Análisis Comparativo Internacional de los precios de electricidad en el sector industrial colombiano". UPME. ANDI. Consorcio Consultores Unidos - Consultoría Colombiana.. Febrero del 2002.





# **ARGENTINA**

### **5.1.1** Principales indicadores

Nombre oficial: República de Argentina

Superficie: 2.766.889 km²

Población: 38.401.000 habitantes.

Capital: Buenos Aires

Moneda: Peso argentino

INDICADORES ECONÓMICOS	1999	2000	2001	2002	2003
Población <i>(Miles de Habitantes)</i> °	36,578	37,032	37,487	37,944	38,401
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)º	271,945	269,698	257,724	229,632	246,395
Variación (%)	-3.40	-0.83	-4.44	-10.90	7.30
PIB per Cápita (US\$)	7,435	7,283	6,875	6,052	6,416
Inflación (%) b	-1.8	-0.70	-1.50	41.00	3.60
Tasa de Cambio a Fin Año ( <i>\$/US\$)</i> <sup>b</sup>	1	1	1	3.36	2.93
Devaluación (%)		0.00	0.00	236.00	-12.80
Capacidad Instalada <i>(MW)</i> <sup>c</sup>	19,500	21,000	22,336	22,831	23,757
Generación de Energía Eléctrica (GWh) d	80,717	88,965	90,109	84,823	ND
Demanda de Energía Eléctrica <i>(GWh)</i> d	63,976	67,534	69,171	66,970	ND
Pérdidas (%) d	22.13	25	24	21	ND
Consumo de Energía per cápita <i>(KWh)</i>	1,749	1,824	1,845	1,765	ND

TABLA 5.1 INDICADORES ECONÓMICOS DE ARGENTINA

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI- Información años 1999-2002. Comisión conómica para América Latina y el Caribe CEPAL- año 2003, Informe preliminar 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c CAMMESA. Informe Anual 2002. Información de año 2003 es de informe mensual de diciembre del 2003.
- d Comisión de Integración Energética Regional CIER

### 5.1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

rgentina es uno de los primeros países en el ámbito mundial en haber emprendido la reestructuración del sector eléctrico, fomentando la competencia en la generación y comercialización de energía. Igualmente, uno de los pocos países donde se permite la participación de los Grandes Usuarios como agentes deL mercado.

A continuación se presenta una breve descripción del sistema eléctrico argentino, su marco regulatorio y la estructura tarifaría vigente.

#### 5.1.2.1 Sistema de Generación

A diciembre del 2003, el sector eléctrico argentino conformado por el MEM y el MEMSP del sistema de la Patagonia, sin incluir autoproductores, estaba atendido por

23,757 MW de capacidad instalada, con una participación de 40% de energía hidroeléctrica, 56% de energía térmica y 4% de energía nuclear<sup>28</sup>. La potencia instalada en el MEM, sin contar el sistema de la Patagonia ni autoproductores, a fines de 2003 alcanzó un total de 22,979 MW.

**TABLA 5.2** CAPACIDAD DE GENERACIÓN ARGENTINA A DICIEMBRE DEL 2003

CAPACIDAD INSTALADA (MW)	Térmico Vapor	Turbo Gas Combinado	Ciclo	Hidráulico	Nuclear	TOTAL MW
MEM	4,515	2,138	6,296	9,021	1,005	22,979
MEMSP	0	196	63	519	0	778
TOTAL	4,515	2,334	6,359	9,540	1005	23,757

Nota: En el total se incluyen 4 MW Diesel. No se incluyen autoproductores.

Durante el año 2002 prácticamente concluyeron todos los proyectos de generación iniciados años atrás que consolidaron el perfil de generación térmica hacia los nuevos ciclos combinados. La energía generada por ciclos combinados a fines del 2003 fue del orden del 27% de la generación total.

#### 5.1.2.2 Sistema de Transmisión

El SADI (Sistema Argentino de Interconexión) abarca 9,101 Km. de líneas de 500 kV, 1,403 Km. de líneas de 220 kV, y 11,636 Km. de líneas de menores niveles de tensión<sup>29</sup>.

**TABLA 5.3** LONGITUD DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN.

SISTEMA DE TRANSPORTE	550kV	220 kV	132 kV	66kV	33 kV	TOTAL km
Alta Tensión	9,101	562	6			9,669
Distribución Troncal		841	11,215	391	24	12,471

El sistema de interconexión a alta tensión, fue dividido en siete empresas cuando se privatizó. La primera empresa corresponde al Sistema de Transporte en Alta Tensión, TRANSENER, que está compuesto por toda la red de 500 kV y algunas líneas del Sistema del Litoral en 220 kV. El resto está conformado por seis empresas de transporte regional, a las que se denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO). Cada empresa tiene un Contrato de Concesión independiente.

<sup>28</sup> CAMMESA, www.cammesa.com MEMnet- estadísticas – capacidad instalada a diciembre 2003.

<sup>29</sup> CAMMESA, Informe anual de 2002. Página 69.

### 5.1.3 MARCO REGULATORIO

n enero de 1992 se sancionó la ley 24.065, que constituye el marco regulatorio del sector eléctrico en la Argentina, junto con sus decretos reglamentarios, tentre los que se destacan el 1398 de 1992 y el 186 de 1995. Es también de gran relevancia el Decreto 1192 de 1992 con el que se da creación a CAMMESA.

En el marco de lo dispuesto en la ley 24.065, los decretos reglamentarios y las resoluciones de la Secretaría de Energía, emanadas de la misma ley, la estructura del mercado eléctrico resultante presenta actualmente las siguientes características:

- El negocio eléctrico está dividido por actividades: generación, transmisión, distribución con la participación de comercializadores.
- El transporte y la distribución de electricidad son servicios públicos y la actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público, será considerada de interés general.
- ◆ Los consumidores se dividen en Grandes Usuarios y Usuarios Finales. Los primeros se constituyen en Agentes del Mercado Eléctrico.
- El Estado se retira de su rol de empresario y pasa al de regulador.
- La existencia de un mercado a término (MAT) y un mercado "spot" para la compraventa de energía.
- Los Distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado actualizable trimestralmente.
- Los Generadores pueden vender energía al mercado a través de un precio "spot" horario o anticipado.
- ◆ La generación necesaria para satisfacer la demanda se determina en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- Los precios "spot" horarios se determinan marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda.
- Se abre el MEM al intercambio con los países vecinos permitiendo la exportación o importación de energía a través de contratos entre empresas privadas que cumplan los requisitos del marco regulatorio.
- ◆ La Función Técnica de Transporte puede estar prestada por cualquier Agente del mercado.
- La distribución y el transporte, por sus características de monopolio, constituyen actividades reguladas y requieren adicionalmente el otorgamiento de concesiones. Sin embargo, la expansión de la red de transporte está sujeta a los mecanismos del mercado.

- Los generadores eléctricos deben obtener una concesión exclusivamente si explotan centrales hidroeléctricas, en tanto que las centrales térmicas requieren autorización únicamente para conectarse a la red y su regulación sólo alcanza los aspectos vinculados con la seguridad pública y la protección del medio ambiente.
- Los actores participantes en una etapa de la cadena eléctrica se encuentran inhabilitados para actuar en otra etapa.
- El artículo 30 de la ley 24.065 impone que los transportistas (sea individualmente, o como propietarios mayoritarios, y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte) no podrán comprar ni vender energía eléctrica.
- La independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debe ser garantizado por los distribuidores siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución.
- La competencia se expresa a través de un mercado eléctrico mayorista (MEM) en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores.

# 5.1.3.1 El Mercado Eléctrico Mayorista. CAMMESA

El artículo 35 de la ley 24.065, el decreto 1192 de julio de 1992 dispuso la creación de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. -CAMMESA-, para que se encargue del Despacho Nacional de Cargas.

Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SADI. CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público.

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. El 80% señalado se integra en partes iguales por los agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno.

# 5.1.3.2 El Organismo Regulador. ENRE

La ley 24.065 crea, en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad -ENRE-, encargado de prevenir las conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias, la constitución de situaciones que configuren abuso de posición dominante, el

cumplimiento de los controles ambientales, el otorgamiento de los certificados de conveniencia y necesidad pública para la ampliación del sistema de transporte, la autorización de acceso a la capacidad de transporte existente de nuevas plantas de generación, y el control de las tenencias accionarias.

En transporte, regula los criterios de remuneración y el control de la calidad de la actividad, previendo sanciones por incumplimiento.

El ENRE se encarga también de resolver las controversias que se presentan entre usuarios y concesionarios y entre los agentes del mercado eléctrico mayorista.

#### 5.1.4 LA ESTRUCTURA TARIFARÍA PARA LOS USUARIOS FINALES

as tarifas a los usuarios finales y a los grandes consumidores reflejan los costos correspondientes a los procesos de cada uno de los eslabones de la cadena, generación, transporte y distribución.

#### Los Costos de Generación

Para un generador vinculado al MEM su costo de generación está dado por el costo de operación más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más costosa se vuelve la energía entregada desde ese nodo.

El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta en la medida en que mayor sea el riesgo de que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operación técnica del sistema se remuneran también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Aquellos generadores que no poseen contratos venden toda su producción al Mercado Spot recibiendo por la misma los precios que rijan hora a hora en el mercado. Cuando un generador posee contratos de abastecimiento con un Distribuidor o con un Gran Usuario Mayor, cobra en cada hora por su producción así: Si produce el nivel de su contrato su generación será considerada en el Mercado a Término. Cuando su producción está sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el Mercado Spot como excedentes o faltantes liquidados a los valores vigentes en Mercado en dicha hora.

#### Los Costos de Transmisión

El transporte, por sus características de monopolio, constituye una actividad regulada y requiere adicionalmente el otorgamiento de concesiones. El transporte es remunerado a través de cargos fijos, de conexión y de capacidad de transporte, y cargos variables

en función de las pérdidas y de la probabilidad de falla de las líneas, siendo fijo el monto total remuneratorio.

La remuneración fijada a los transportistas cubre además los costos de operación y mantenimiento de su sistema.

La expansión de la red de transporte está sujeta a los mecanismos del mercado. En ese contexto, la expansión del transporte debe ser impulsada por sus usuarios, quienes deben solicitar las ampliaciones del Sistema de Transporte que sean necesarias para mejorar su vinculación con el MEM, haciéndose cargo de los costos de las ampliaciones en su área de influencia.

### Los Costos de Distribución

Una clave importante para el desarrollo del Mercado está contenida en los contratos de concesión que otorga el Estado Nacional a los distribuidores. En estos contratos, el distribuidor debe garantizar niveles de suministro adecuados para atender su demanda.

Esa garantía puede obtenerse en el mercado a través de contratos a término en condiciones de cantidad y precios libremente pactados con los generadores. Aquella porción de la demanda de los distribuidores que no está sujeta a relaciones contractuales en el Mercado a Término, se canaliza a través de un Precio Estacional estabilizado cada tres meses. Los contratos a término, a su vez, añaden mayor respaldo a las actividades futuras de los agentes del mercado, brindando estímulos para la expansión de la capacidad de generación y de transporte.

Los Precios Estacionales tienen revisión trimestral, para suavizar la volatilidad de los precios del Mercado Spot a los usuarios finales.

La ley 24.065 en su artículo 36 determina que la Secretaría de Energía determinará que los demandantes (distribuidores) paguen una tarifa uniforme, estabilizada cada noventa (90) días, medida en los puntos de recepción, que incluirá lo que perciben los generadores por los conceptos señalados en el párrafo precedente, y los costos de transporte entre los puntos de suministro y recepción.

El artículo 40 del Decreto 1398 de 1992 define las tarifas así:

- Inciso a) El costo propio de distribución para cada nivel de tensión, que integrará la tarifa de la concesión estará constituido por:
- El costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión.
- 2. Los costos de operación y mantenimiento, considerándose como tales a los gastos inherentes a la operación y mantenimiento de las redes puestas a disposición de los usuarios, y

3. Los gastos de comercialización, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención al usuario.

Inciso b. Los costos de distribución se asignarán a las distintas categorías tarifarías teniendo en cuenta:

- 1. la tensión en que se efectúe el suministro, y
- 2. la modalidad de consumo de cada tipo de usuario y su participación en los picos de carga de las redes de distribución.

Inciso C) Se adicionará al costo propio de distribución el precio de compra en bloque en el MEM, tomando como referencia el correspondiente al "Mercado Spot". Dicho precio de compra deberá multiplicarse por un factor que represente las pérdidas técnicas asociadas a su sistema de distribución, según el nivel de tensión del suministro.

En caso de comprar el distribuidor toda o parte de la energía eléctrica en bloque, a través de contratos libremente pactados, el precio a trasladar a la tarifa a usuarios finales será el que corresponda al Mercado Spot."

Cada distribuidor trasladará a la tarifa del usuario final el precio correspondiente al Mercado Spot (ya sea que la compra se efectúe en tal ámbito o a través de contratos libremente pactados), y/o el de los contratos transferidos en los procesos de privatización, ponderando la proporción que cada uno de éstos represente en su compra total.

### 5.1.5 Subsidios y contribuciones

a ley 24.065 prohíbe los subsidios cruzados entre usuarios al afirmar en el artículo 42 que en ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

La función de otorgar subsidios a cargo del Estado se encuentra implícita en el artículo 37 de la ley, donde se dice que las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado nacional tendrán derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio, cuyo concepto y metodología de determinación serán establecidos por la Secretaría de Energía. Los excedentes resultantes de la diferencia entre dicho valor y el precio de venta de la energía generada, así como los que resulten entre este último y el precio de venta de la energía generada por los entes binacionales conforme sus respectivos convenios, o resultantes de interconexiones internacionales, integrarán un fondo unificado, cuyo presupuesto será aprobado anualmente por el Congreso de la Nación y será administrado por la Secretaría de Energía. El fondo unificado se dedicará a estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores.

La citada secretaría podrá dividir en cuentas independientes los recursos del Fondo, conforme a su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas.

En el artículo 70 de la ley 24.065 se crea el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, que se constituirá con un recargo sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, y con los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20 %) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la ley.

En Argentina existe un sistema de impuestos que se cargan a las tarifas de energía eléctrica, el impuesto mas representativo es el IVA con un 27% (para la industria y comercio), además se tiene el impuesto por Ley 23.681 (0.6%), el impuesto Municipal (que varia desde 0% hasta un 15%) y el impuesto Provincial (que varia desde un 0% hasta un 3%).

Adicionalmente, La industria paga una contribución al fondo subsidiario de 3 \$/MWh, el cual se incluye en la tarifa de electricidad.

### 5.1.6 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

os niveles de potencia requeridos para poder aspirar a ser Gran Usuario se han ido reduciendo desde el comienzo de la vigencia del Marco Regulatorio de 5000 kW.

Los consumidores de energía eléctrica pueden comprar de dos formas diferentes, a través del distribuidor de su área (forma tradicional), o directamente a un Generador o Comercializador reconocido.

De optar por la segunda alternativa, el usuario debe cumplir con las condiciones requeridas para ingresar al MEM como Agente del mismo. Los Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

Los GUME y los GUPA no están habilitados para operar en el mercado spot y no deben pagar el cargo por Gastos de Administración del Mercado. Su relación es con el Distribuidor, en lo que respecta a la operación física del mercado mayorista.

### 5.1.6.1 GUMA

Las condiciones para que un usuario se considere un GUMA son:

- Tener, como mínimo, en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW y de energía igual o superior a 4.380 MWh anuales.
- ◆ Tener contratado en el Mercado a Término (MAT) por lo menos el 50% de su demanda de energía eléctrica con Generadores o Comercializadores de Generación, cumpliendo el mínimo de energía previsto en el punto anterior, o bien tener acuerdos con Comercializadores de Demandas que cubran el 50% de su demanda. El resto de la demanda puede ser adquirido directamente en el Mercado, al precio que se verifique en forma horaria.
- ◆ La duración mínima de cada contrato en el MAT es de un mes, pero debe disponerse siempre de 3 meses bajo contratos. La duración mínima de cada acuerdo de comercialización de demanda es de 12 meses.
- Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos y que pueda ser leído en forma remota por CAMMESA.
- Disponer de un Esquema de Alivio de Carga por baja frecuencia (relé de corte o convenio con otro GUMA para compartir cortes).
- Constituir un Depósito de Garantía que cubra el importe a facturar por CAMMESA por 3 meses.

### 5.1.6.2 GUME

Las condiciones para que un usuario se considere un GUME son:

- ◆ Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW y menor que 2000 kW (medición triple tarifa).
- Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.
- ◆ La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a 2 períodos trimestrales
- No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

#### 5.1.6.3 GUPA

Las condiciones para que un usuario se considere un GUPA son:

• Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW y menor que 100 kW (medición simple tarifa).

- Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.
- ◆ La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 períodos trimestrales.
- No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

# 5.1.7 Sobre la sostenibilidad del sector electrico y las tarifas de electricidad.

a crisis cambiaria argentina a principios del año 2002, resultó en una fuerte devaluación que llevó el peso argentino de tener una paridad con el dólar a valores del orden de los \$3/dólar. Todas las tarifas de electricidad permanecieron en pesos argentinos, mejorando enormemente la competitividad de los consumidores industriales que vieron reducidas sus tarifas en dólares a una tercera parte. Sin embargo, ello ha sido a costa de las empresas generadoras del sector y de las empresas productoras de gas natural, que vieron reducidos sus ingresos en dólares en forma proporcional. En consecuencia, en las actuales circunstancias el sector eléctrico argentino no es sostenible, pues tarifas tan reducidas, no dan las señales para asegurar la expansión del suministro de energía en Argentina.

A principios de Abril del 2004 se conoció una decisión del gobierno argentino de elevar los precios de gas natural en forma gradual hasta julio del 2005, y los consiguientes aumentos en los costos de generación se irán trasladando a los grandes consumidores.

#### 5.1.8 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

e puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Usuarios Mayores -GUMAs-, con los informes mensuales de CAMMESA que se encuentran en su página web, y complementada con los informes trimestrales de costos de distribución de AGUEERA.

# 5.1.8.1 Metodología para cálcular los precios de los Grandes Consumidores

Los precios medios de los GUMAs se obtienen directamente de CAMMESA<sup>30</sup>. En la siguiente tabla se muestra la evolución histórica de los precios de los GUMAs, mes a mes durante los años 2001, 2002 y 2003.

**TABLA 5.4** PRECIO MEDIOS DE LOS GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMAS)

		MERCADO	SPOT		MERCADO A	MERCADO A TERMINO SUBTOTAL			PRECIOS
MES	FACTU	FADO	LIQUID	ADO					MEDIOS
	MWh	\$	6900n	\$	Media	\$	MAN	\$	Samon
Dic-03	144.917	10.006.880	35.140	840.448	1.058.002	31.434.149	1.167.779	40.600.581	34,7
Nov-63	151.353	9.734.323	28.135	658.771	1.052.212	31.178.495	1.175.430	40.254.047	34,25
Oct-03	173.300	13.718.431	30.455	733.185	1.051.814	30.245.937	1.194.659	43.231.183	36,1
Sep-03	162.552	16.350.306	26.581	675.506	1.009.350	30.811.265	1.145.321	46.486.065	40,5
Agr-03	159.411	18.850.348	36.818	1.462.519	1.031.486	36.280.387	1.154.079	53.668.216	46,50
Jul-03	148.662	14.706.641	40.744	1.249.676	1.044.429	34.070.281	1.152.307	47.527.246	41,5
Jun-03	158.025	14.178.727	38.031	1.594.087	997.302	34.341.479	1.117.296	46.926.119	42,0
May-03	179.908	13.232.685	27.933	627.970	1.041.952	30.284.529	1.193.928	42.889.244	35,93
Abr-03	188.777	10.996.941	27.374	574.178	999.204	26.766.443	1.160.607	37.189.206	32,0
Mar-03	202.973	11.308.388	28.647	603.968	1.023.640	27.342.406	1.197.966	38.046.826	31,7
Feli-03	171.701	9.362.079	24.784	521.005	919.594	24.707.523	1.066.511	33.548.597	31,4
Ene-03	199.072	9.889.792	32.878	627.363	930.347	24.658.904	1.096.541	33.921.333	30,9
Dic-02	189.918	10.391.779	42.922	592.295	952.534	22.345.360	1.099.530	32.144.844	29,2
Nov-02	190.943	9.988.035	41.239	742.094	921.576	22.649.507	1.071.280	31.895.448	29,7
Oct-02	183.469	10.220.242	60.498	847.802	962.415	22.249.650	1.085.386	31.622.090	29,1
Sep-02	181.298	9.997.407	44.169	761.036	924.298	22.477.551	1.061.427	31.713.922	29,8
Ago 02	189.901	10.668.188	53.916	1.068.753	923.242	22.834.964	1.059.227	32.434.399	30,6
Jul-02	191.841	11.181.750	50.828	1.770.301	915.325	23.786.147	1.056.338	33.197.595	31,4
Jun-02	183.663	9.976.948	121.626	1.210.387	901.603	25.307.690	963.640	34.073.801	35,3
May-02	190.711	8.024.150	63.209	1.447.460	942.848	24.544.178	1.070.350	31.120.868	29,0
Abr-02	74.638	2.210.654	40.834	761.489	986.997	22.316.226	1.020.801	23.765.391	23,20
Mar-02	183.692	6.304.314	84.514	1.523.739	990.206	22.407.779	1.089.384	27.188.354	24,9
Feh-02	151.284	5.600.175	85.326	1.508.420	896.953	20.652.307	962.911	24.744.062	25,7
Ene 92	138.214	5.761.864	150.071	2.908.992	1.005.458	23.270.989	993.601	26.123.861	26,29
Dic-01	151.441	5.848.567	133.061	2.519.318	1.012.295	23.477.218	1.030.675	26.806.467	26,0
Nov 01	152.144	6.115.986	98.742	1.709.018	1.019.690	23.815.447	1.073.092	28.222.415	26,3
Oct-01	151.627	6.784.192	131.742	2.774.992	1.070.867	25.268.910	1.090.752	29.278.110	26,84
Sep 01	158.574	6.211.223	89.769	1.649.977	1.039.297	24.507.064	1.108.102	29.068.310	26,2
Ago 01	168.258	6.433.527	99.311	1.746.261	1.079.576	25.453.907	1.148.523	30.141.173	26,2
Jul-01	169.834	6.811.730	88.181	1.672.744	1.049.220	24.813.131	1.130.873	29.952.117	26,49
Jun 01	167.627	7.308.347	81.870	1.915.709	1.037.730	24.509.132	1.123.487	29.901.770	26,6
May 01	178.450	8.330.179	93.394	2.504.676	1.068.387	24.866.447	1.153.443	30.691.950	26,6
Abr-01	182.992	6.475.278	75.124	1.413.411	1.019.783	23.305.154	1.127.651	28.367.021	25,16
Mar-01	205.722	7.274.063	85.484	1.782.474	1.063.310	24.441.534	1.183.548	29.933.123	25,5
Feb-01	190.809	6.367.683	94.603	1.978.409	1.044,893	23.593.350	1.141.099	27.982.624	24,5
Ene-01	200.397	7.117.264	115.264	2.189,263	1.053.371	23.702.662	1.138.504	28.630.663	25,15

Estos precios incluyen los costos de energía, potencia despachada, mercado a término, energía adicional, potencia de reserva, servicios asociados, transporte, reactivos y generación forzada, componentes de alivios por cargas y componentes de crédito a GUMEs. No incluyen los costos de distribución, los impuestos nacionales, los provinciales, ni los impuestos municipales.

# 5.1.8.2 Precios para marzo de 2003

Para efectos comparativos con los demás países, para la presente actualización se han tomado las cifras puntuales de marzo del 2003, de la siguiente manera:

Para marzo del 2003, el precio medio de los GUMAs fue de \$31,76/Mwh, equivalente a 1,134 cUS\$/Kwh<sup>31</sup>. Este precio ya tiene incluidos los costos de generación, transmisión y otros costos asociados a servicios de generación.

A los precios anteriores se deben agregar los precios de distribución y los impuestos nacionales.

Los impuestos nacionales que paga la industria son dos: Una contribución al fondo subsidiario de \$3/Mwh, equivalentes a 0,107 cUS\$/Kwh, y el 0,6% de la ley 23,681. El impuesto del IVA del 27% no se incluye por ser un impuesto recuperable.

El precio de distribución se obtiene de la información de AGUEERA correspondiente al primer trimestre del año  $2003^{32}$ . El precio de distribución fue de 0.107 cUS\$/kwh para alta tensión (500 kV - 132 kV) y de 0.464 cUS\$/kwh para media tensión (132 kV - 380 V).

En resumen, los precios medios finales de los GUMAs para marzo del 2003 fueron:

# Para Alta tensión (500 kV-132 kV):

Precio Monómico Medio + Precio de Distribución + Impuestos Nacionales sin IVA = (1,134+0,107+0,114) = 1,36 cUS\$/Kwh.

# Para Media Tensión (132 kV-380 V):

(1,134+0,464+0,117) = 1,72 cUS/Kwh.

Con el fin de conocer la estructura tarifaria aplicable a los Grandes Usuarios Mayores en una forma más desagregada, separando los costos de generación, los costos de transmisión, y los costos de servicios asociados, se ha desarrollado la siguiente metodología:

## Precio de Generación

El precio medio de generación se obtiene de CAMMESA de los informes mensuales que incluyen el precio de la energía + precio por potencia despachada + Mercado a

<sup>31</sup> La Tasa de Cambio para marzo/2003 fue 2.8 \$/US.

Fuente: AGUEERA. Tarifas de Distribución Argentina. Precios Monómicos por Distribuidora. 1er. Trimestre 2003. Los precios detallados de distribución para Alta y Media Tensión fueron suministrados directamente en forma verbal por AGUEERA.

Término<sup>33</sup>. Para marzo del 2003, el precio medio de generación fué de \$21,22 /Mwh o 0,758 cUS\$/Kwh.

### Precio de Transmisión

El precio medio de transmisión se obtiene del Informe Anual del 2002 de CAMMESA<sup>34</sup>. En la página 89 se encuentra para GUMAS >20MW, un valor de transporte de \$1,80/MWh. Este valor puede ser usado para marzo del 2003, pues de acuerdo con información de AGUEERA es correcto por ser del orden del 6% del precio monómico medio. Entonces para marzo del 2003, el costo de transporte es de \$1,80/MWh, o sea 0.064 cUS\$/KWh.

#### Otros

El costo para otros servicios, que incluye los costos de energía adicional, potencia de reserva, servicios asociados, reactivos, generación forzada, componentes de alivios por cargas y componentes de crédito a GUMEs, se obtiene como diferencia entre el precio promedio monómico de los GUMAS y los costos de generación y transmisión calculados. Entonces para marzo del 2003, el costo del rubro "otros" resulta de \$8.74/Mwh, equivalente a 0.312 cUS/Kwh

La siguiente tabla muestra las principales componentes de la tarifa de energía eléctrica para los Grandes Usuarios del MEM a marzo del 2003

TABLA 5.5 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MARZO 2003

Nivel de tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Alta Tensión (500 kV — 132 kV)	0,76	0,06	0,11	0,31	0,11	1,35
Media Tensión (132 kV - 380 V)	0,76	0,06	0,46	0,31	0,12	1,71

Cifras en cUS\$/kWh

AGUEERA, CAMMESA.

En impuestos no se incluye el impuesto del IVA del 27%, ni los impuestos municipales y regionales.

Los resultados anteriores son consistentes con la información presentada por AGUEERA en el informe: "Tarifas trimestrales de distribución por industria", por ejemplo, comparando las tarifas con las del sector siderúrgico, existe una pequeña diferencia que se debe a los impuestos municipales y regionales, que no se han incluído en la tabla anterior.

CAMMESA, www.cammesa.com - MEMNEt-informes mensuales-marzo 2003-MEM-Síntesis-Precio de la Energía y Monómico.

<sup>34</sup> CAMMESA, www.cammesa.com. Informe Anual 2002. Pág 89.

## 5.1.8.3 Precios para diciembre de 2003

Utilizando la misma metodología explicada en el numeral anterior, se han actualizado las tarifas de los GUMAs según información disponible en la página web de CAMMESA<sup>35</sup>

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- ◆ El precio monómico medio de los GUMAs fue de \$34,77/Mwh, equivalente a 1,185 cUS\$/Kwh³6.
- El precio de generación fué de \$23,97 /Mwh o 0,817 cUS\$/Kwh
- ♦ El precio de transporte de \$1,80/Mwh, o sea 0.061 cUS\$/Kwh.
- Por lo tanto para diciembre 2003, el costo del rubro "otros" resulta en \$9,0/Mwh, equivalente a 0,307 cUS/Kwh.
- El precio de distribución fue de 0,107 cUS\$/kwh para alta tensión (500 kV – 132 kV)
   y de 0,464 cUS\$/kwh para media tensión (132 kV – 380 V).

En resumen, los precios medios finales de los GUMAs para diciembre del 2003 fueron:

Para Alta tensión (500 kV-132 kV):

Precio Monómico Medio + Precio de Distribución + Impuestos Nacionales sin IVA =

$$(1,185+0,107+0,114) = 1,40 \text{ cUS}/\text{Kwh}.$$

♦ Para Media Tensión (132 kV-380 V):

$$(1,185+0,464+0,117) = 1,76 \text{ cUS}/\text{Kwh}.$$

La siguiente tabla muestra las principales componentes de la tarifa de energía eléctrica para los Grandes Usuarios del MEM a diciembre del 2003.

TABLA 5.6 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DICIEMBRE 2003

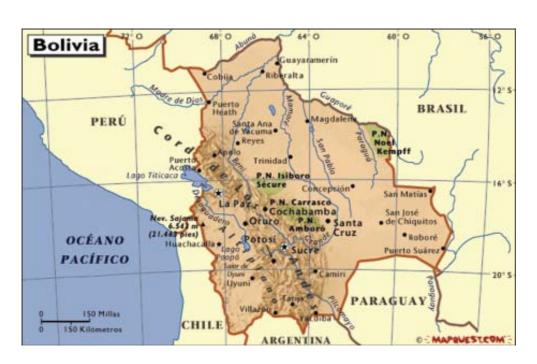
Nivel de tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Alta Tensión (500 kV - 132 kV)	0,81	0,06	0,11	0,31	0,11	1,40
Media Tensión (132 kV — 380 V)	0,81	0,06	0,46	0,31	0,12	1,76

Cifras en cUS\$/kWh AGUEERA, CAMMESA.

Fuente:

<sup>35</sup> CAMMESA www.cammesa.com

La Tasa de Cambio para diciembre 2003 fue 2.933 \$/US.



# **BOLIVIA**

### 5.2.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial: República de Bolivia

Superficie: 1.098.581 km<sup>2</sup>

Población: 8.908.000 Habitantes

Capital: La Paz

Moneda: Boliviano

TABLA 5.7 INDICADORES ECONÓMICOS DE BOLIVIA

INDICADORES ECONÓMICOS	1999	2000	2001	2002	2003
Población <i>(Miles de Habitantes)</i> <sup>a</sup>	8,143	8,329	8,516	8,708	8,908
PIB (Millones de dólares constantes de 1995) º	7,753	7,934	8,036	8,253	8,459
Variación (%)	0.30	2.33	1.29	2.70	2.50
PIB per Cápita (US\$/hab)	952	953	944	948	950
Inflaci <i>ón (%)</i> <sup>b</sup>	3.1	3.40	0.90	2.40	3.90
Tasa de Cambio a Fin Año <i>(\$/US\$)</i> b	6	6.4	6.8	7.5	7.7
Devaluación (%)	6.1	6.67	6.25	10.29	4.0
Capacidad Instalada (MW) °	1,234	1,325	1,307	1,273	ND
Generación de Energía Eléctrica <i>(GWh)</i> d	3,898	3,884	3,973	4,190	ND
Demanda de Energía Eléctrica <i>(GWh)</i> d	3,403	3,252	3,469	3,620	ND
Pérdidas (%)	12.9	16.52	12.68	13.81	ND
Consumo de Energía per cápita <i>(KWh/hab)</i>	418	390	407	416	ND

### Fuentes:

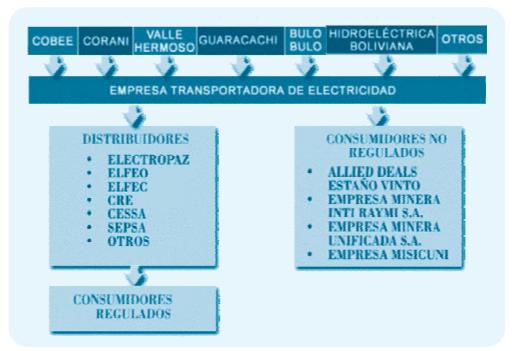
- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI- Información años 1999-2002. Comisión conómica para América Latina y el Caribe CEPAL- año 2003. Informe preliminar 2003.
- ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c SUPERELE
- d Comisión de Integración Energética Regional CIER

### 5.2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO<sup>37</sup>

a industria eléctrica en Bolivia comprende las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de electricidad. La nueva estructura del sector determina la separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a fin de posibilitar el funcionamiento de un mercado competitivo en el que la oferta está constituida por los generadores y la demanda por las empresas distribuidoras y los consumidores no regulados.

Fuente: www.superele.gov.bo

37



**GRAFICA 5.1** ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

### 5.2.2.1 Sistema de Generación

La capacidad instalada de generación del sistema eléctrico Boliviano a diciembre del 2002 era de 1,273 MW, de los cuales 456 MW, o sea el 36% correspondió a la capacidad de centrales hidroeléctricas, y 817 MW a centrales termoeléctricas. La energía generada en el año 2002 fue de 4,190 Gwh con un incremento del 5.5% con respecto a la energía generada en el año 2001.

La producción de electricidad está a cargo de las siguientes empresas: CORANI, GUARACHI, VALLE HERMOSO, COBEE, RIO ELÉCTRICO, HIDROELÉTRICA BOLIVIANA, SYNERGIA y la compañía Eléctrica Bulo Bulo.

La tabla siguiente muestra la evolución en la potencia instalada y la energía generada en el sistema eléctrico Boliviano en el período 1970 - 2002.

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002
MW	128	267	392	470	525	852	1325	1227	1273
GWh	542	772	1253	1429	1901	3019	3884	3973	4190

TABLA 5.8 EVOLUCIÓN DE POTENCIA INSTALADA Y ENERGÍA GENERADA.

### 5.2.2.2 Sistema de Transmisión

La empresa Transportadora de Electricidad TDE es un monopolio de propiedad privado que se encarga de llevar electricidad, mediante líneas de transmisión, desde las centrales eléctricas hasta los puntos de retiro en los cuales las empresas de distribución compran de acuerdo a las necesidades que tienen. Las tabla siguiente muestra la longitud en kilómetros de las líneas de Alta Tensión del Sistema Boliviano.

**TABLA 5.9** LONGITUD DE LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

kV	69	115	230	TOTAL
km	1.436	1.418	541	3.395

GRAFICA 5.2 DIAGRAMA DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN



El Sistema Troncal de Interconexión es la parte del Sistema Interconectado Nacional que comprende las líneas de alta tensión 230 kV, 115 kV y 69 kV delimitadas por las siguientes subestaciones eléctricas donde se realizan transacciones de compra y venta de electricidad correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista:

- Oruro Subestaciones: Vinto 69 kV, Vinto 115 kV, Catavi 69 kV
- Chuquisaca Subestaciones: Aranjuez 69 kV
- Potosí Subestaciones: Potosí 69 kV, Punutuma 69 kV, Don Diego 69 kV

- La Paz Subestación Kenko 115 kV
- Santa Cruz Subestación Guaracachi 69 kV
- Cochabamba Subestaciones: Arocagua 115 Kv, Valle Hermoso 115 kV, Coboce 115 kV, Chimoré 230 kV.

### 5.2.2.3 Sistema de distribución

La distribución de electricidad en los centros de consumo está a cargo de las empresas ELECTROPAZ S.A., EMPRELPAZ y SEYSA en La Paz, CRE LTDA. en Santa Cruz, ELFEC S.A. en Cochabamba, ELFEO S.A. en Oruro, CESSA en Sucre y SEPSA en Potosí. A diciembre de 2002 el número de consumidores fue 965,817 y las ventas de electricidad llegaron a 2977.19 GWh.

### 5.2.3 MARCO REGULATORIO

I nuevo marco legal plantea que el ejercicio de las actividades de la industria eléctrica boliviana y su desarrollo deberán realizarse mediante la iniciativa privada, el Estado asume la responsabilidad de formular políticas y aprobar normas y la Superintendencia de Electricidad actúa como organismo regulador.

El marco legal de las actividades de la industria eléctrica en la República de Bolivia y específicamente del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano comprende:

- ◆ La Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994, que define los principios, la organización institucional, la estructura operativa y modelo económico del sector eléctrico boliviano.
- Reglamentos que establecen, en forma ampliada y complementaria a la Ley de Electricidad, el tratamiento operativo y económico del Mercado Eléctrico.
- Normas Operativas que son elaboradas por el Comité Nacional de Despacho de Carga y aprobadas por la Superintendencia de Electricidad con el objetivo de fijar procedimientos detallados para la coordinación y administración del Mercado Eléctrico.

# 5.2.3.1 El Mercado Eléctrico Mayorista.

Es el mercado integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan sus operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Por mandato de la Ley de Electricidad, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista es responsabilidad del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Tiene asignada

las tareas de planificar la operación integrada del SIN con el propósito de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo, realizar el despacho de carga en tiempo real y costo mínimo y determinar las transacciones.

# 5.2.3.2 El Organismo Regulador. SUPERELE

La Superintendencia de Electricidad es una persona jurídica de derecho público, con jurisdicción nacional, autonomía de géstion técnica, administrativa y económica. Fue creada mediante la Ley 1600 de 1994 (LEY SIRESE) como parte del Sistema de Regulación Sectorial, con el objetivo de regular, controlar y supervisar las actividades del sector electrico.

El superintendente es designado por el Presidente de la República, de las ternas propuestas por dos tercios de votos de losm miembros presentes de la Cámara de Senadores. El superintendente tiene un periodo de funciones de cinco años, no pudiendo ser reelegido sino pasado un tiempo igual al que hubies ejercido su mandato.

La Superintendencia de Electricidad inicio actividades en enero de 1996.

# 5.2.3.3 La Estructura Tarifaria para los Usuarios Finales.

Los principios y conceptos de determinación de precios de electricidad son los siguientes:

# Precios de generador a distribuidor o precios de nodo

Los precios de nodo son aprobados semestralmente por la Superintendencia de Electricidad. Vencido el período de vigencia y mientras no sean aprobados los del período siguiente, éstos y sus respectivas formulas de indexación continuan vigentes.

Los precios de generador a distribuidor se calculan como precios máximos en cada nodo del Sistema Troncal de Interconexión. Los precios máximos de nodo están compuestos por: a) el precio de potencia de punta y b) el precio de energía.

El precio básico de potencia de punta, se determina, calculando la anualidad de la inversión y los costos fijos anuales de operación, mantenimientos y administración correspondientes a la unidad generadora más económica destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Este valor se incrementa en un porcentaje que resulta de considerar la no disponibilidad teórica del sistema. El calculo de la anualidad se efectua aplicando la tasa de actualización estipulada en la Ley de Electricidad.

El precio básico de energía se calcula como el promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo de energía del sistema por los valores de demanda proyectados, actualizados con la tasa estipulada en la Ley de Electricidad.

La tasa de actualización es el 10% anual en terminos reales. Esta tasa sólo puede ser modificada por el Ministerio, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada. La nueva tasa no podrá diferir en más de dos (2) puntos porcentuales de la tasa vigente.

### Precios máximos de transmisión

Se calculan considerando el costo total de transmisión, que comprende la anualidad de la inversión y los costos de operación mantenimiento y administración de un sistema económicamente adaptado de transmisión. Estos precios se fijan semestralmente por parte de la Superintendencia de Electricidad.

### Precios máximos de distribución

Son fijados por las tarifas base y las fórmulas de indexación. Las tarifas base se calculan tomando en cuenta los costos de suministro, vale decir: compra de electricidad (energía, potencia y peaje), costos de operación: mantenimiento, administración, impuestos, depreciación y utilidad. Las tarifas base son indexadas mensualmente mediante el cálculo de fórmulas que reflejan tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos en eficiencia y el traspaso directo de variaciones en los costos de compra de energía e impuestos. Estos precios máximos de distribución se aprueban cada cuatro años.

El cuadro siguiente muestra las tarifas promedio de electricidad a noviembre de 2003 por empresa del Sistema Interconectado Nacional y por sector de consumo.

TABLA 5.10 TARIFA PROMEDIO DE NOVIEMBRE DE 2003 A CONSUMIDORES FINALES

Categoría\Empresa	ELECTROPAZ	CRE	ELFE0	CESSA	SEPSA	ELFEC
Residencial	5,55	6,12	6,78	6,12	6,46	6,54
General	8,68	8,97	9,22	8,97	9,78	9,01
Industrial	4,16	4,52	4,38	4,52	4,93	4,22
Minería	4,58	-	4,03	-	4,75	-
Alumbrado Público	3,67	7,49	7,93	7,49	9,38	6,58
Otros	6,24	-	3,81	-	-	3,28
Promedio	5,93	6,45	5,31	6,45	6,08	6,31

Cifras en cUS\$/ KWh

### 5.2.4 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

os grandes consumidores con capacidad instalada superior a 1 MW pueden constituirse como Consumidores No Regulados (CNR) y operar como agentes del MEM. Para constituirse como no regulado el consumidor debe obtener una autorización de la Superintendencia de Electricidad y cumplir con los requerimientos técnicos del CNDC.

Los consumidores no regulados pueden suscribir con generadores o distribuidores contratos de abastecimiento, pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y potencia de punta. Los consumidores no regulados no están obligados a suscribir contratos de suministro. Si un consumidor no regulado no cuenta con contratos de suministro para toda o parte de su demanda, puede comprar energía del mercado spot, previa suscripción de un contrato de adhesión con el CNDC en el que se establecen las garantías de pago y otras condiciones definidas por el CNDC.

Los dos mayores consumidores de energía eléctrica en Bolivia son: Inti Raymi, empresa minera localizada en Oruro, con una demanda máxima de 23.1 MW. El Complejo Metalúrgico Vinto S.A, en Oruro con una demanda máxima de 3.8 MW.

### 5.2.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

e puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Consumidores de Bolivia con los informes anuales del CNDC que se encuentran en la página web www.cnb.net/cndc/.

# 5.2.5.1 Metodología para los Precios de los Grandes Consumidores

Los precios medios de los Grandes Consumidores se obtienen directamente del CNDC<sup>38</sup>. En la Tabla se muestran los precios monómicos medios del sistema boliviano para el año 2003.

Estos precios no incluyen los costos de distribución, ni los impuestos nacionales, provinciales, y municipales. Los impuestos nacionales que paga la industria son: Impuesto del IVA del 13% y un impuesto a las transacciones del 3%. El impuesto IVA es recuperable.

Para los dos mayores consumidores, se obtiene la información en forma directa de la tabla. El precio total para Inti Raymi en el año 2003 fue de 2,25 cUS\$/Kwh, mientras que para el CM Vinto fue de 1,88 cUS\$/Kwh.

El precio de generación corresponde a la suma de los precios de energía y potencia. Para Inti Raymi fue de 1,96 cUS\$/kwh y para CM Vinto fue de 1,66 cUS\$/kwh.

TABLA 5.11 PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS (US\$/MWh)

	Energía	Potencia	Peaje	Monómico	
CRE	9,62	16,67	3,95	30,24	
ELECTROPAZ	10,31	15,05	3,70	29,06	
Retiros PARA Electropaz	8,18	19,68	4,80	32,66	
Retiros PARA Elfeo	7,53	16,51	3,88	27,93	
Total - Cobee	8,10	19,30	4,69	32,09	
Arocagua	8,11	17,05	3,94	29,10	
V. Hermoso	8,13	21,94	5,06	35,13	
Coboce	7,33	12,66	12,66 2,83		
Chimore	7,87	20,85 5,12		33,83	
Total - Elfeo	8,07	18,05	4,17	30,30	
Vinto	8,84	19,11	4,53	32,47	
Catavi	8,62	19,46	4,39	32,47	
Total - Elfeo	8,73	19,28	4,46	32,47	
INTI RAYMI	7,15	12,49	2,86	22,50	
CM VINTO S.A.	7,30	9,29	2,22	18,81	
Compras nodo Potosí	8,07	16,70	3,71	28,49	
total Rio Eléctrico	8,07	16,70	3,71	28,49	
Sacaca	8,21	23,20	5,41	36,82	
Ocuri	8,33	11,08	2,52	21,94	
Potosí	9,68	18,43	3,96	32,07	
Don Diego	9,31	19,46	4,04	32,82	
Complejo Karachipampa	8,66	21,19	4,51	34,36	
Total - Sepsa	9,60	18,55	3,96	32,12	
Mariaca	8,77	6,22	1,30	16,29	
Sucre	14,11	19,99	3,83	37,93	
Total - Cessa	14,10	19,96	3,82	37,89	
Coboce	10,72	7,79	2,14	20,65	
TOTAL MEM	9,08	17,35	4,08	30,51	

CAPÍTULO V.

El precio de transmisión para Inti Raymi fue de 0,29 cUS\$/Kwh y para CM Vinto fue de 0,22 cUS\$/Kwh.

# 5.2.5.2 Precios para el 2003

Para el 2003 las tarifas promedio de los dos mayores consumidores fueron:

Empresa y Nivel de Tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Inti Raymi ( 110 kV)	1,96	0,29	0	0	0.07	2.32
CM Vinto (69 kV)	1,66	0,22	0	0	0.05	1,93

Cifras en cUSD\$/KWh

Fuente : CNDC. Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Año

2003.

En impuestos no se incluye el impuesto del IVA del 13.



# **BRASIL**

## 5.3.1 PRINCIPALES INDICADORES<sup>39</sup>

Nombre oficial: República Federativa del Brasil

Superficie: 8.511.965 km<sup>2</sup>

Población: 177.400.000

Capital: Brasilia D.F.

Moneda: Real

39 Fuente Principal: ALADI (Asociación Latinoamericana de Integración) www.aladi.org

TABLA 5.12INDICADORES ECONÓMICOS BRASIL.

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	168,495	170,693	172,891	175,084	177,400
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)º	710,596	738,715	749,506	763,750	764,500
Variación (%)	1.00	3.96	1.46	1.90	0.10
PIB per Cápita (US\$/hab)	4,217	4,328	4,335	4,362	4,309
Inflación (%) <sup>b</sup>	8.9	6.00	7.70	12.50	11.00
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) <sup>b</sup>	1.79	1.96	2.32	3.53	2.89
Devaluación (%)		9.30	18.67	52.27	-18.23
Capacidad Instalada (MW) <sup>d</sup>	68,181	73,712	76,255	82,458	86,940
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>d</sup>	334,716	348,909	328,509	344,644	ND
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> )°	292,677	307,529	283,257	290,466	ND
Pérdidas (%) <sup>d</sup>	12.55	11.85	15.5	15.7	ND
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh/hab</i> )	1,737	1,802	1,638	1,659	ND

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI- Información años 1999-2002. Comisión conómica para América Latina y el Caribe CEPAL- año 2003, Informe preliminar 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- d Capacidade Instalada: Capitulo 9, Anexo A, Tabela 1 Balanço Energético Nacional 2003
- e Electrobas, Boletin Anual 2000/2001/2002

#### 5.3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL BRASIL

n 1993, el sector eléctrico de Brasil comenzó una nueva fase como resultado de la Ley 8.631 de 1993, en la cual se buscaba mayor seguridad a los agentes involucrados en las transacciones comerciales de energía eléctrica. Sin embargo, dos años después, cuando la definición constitucional de concesiones y permisos de los servicios públicos fue regulada, se establecieron las condiciones necesarias para la reorganización del sector, haciéndose posible la privatización de los servicios de electricidad

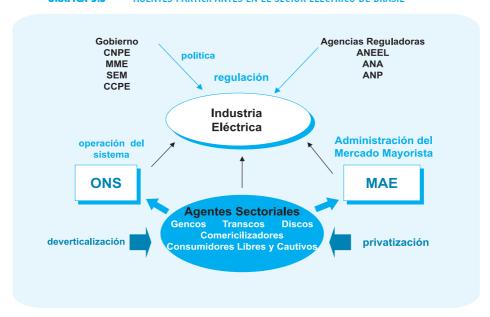
En 1996, el gobierno brasileño desarrolló un nuevo modelo del sector eléctrico. En este modelo se introducía la competencia en los segmentos de generación, distribución y comercialización. A su vez, se creaba la Agencia Regulatoria del sector eléctrico

ANEEL, la cual se encargó de establecer las bases regulatorias del nuevo mercado eléctrico.

El sector eléctrico de Brasil, como el de la mayoría de países, estaba concebido con un modelo de empresas integradas verticalmente en el desarrollo de las diferentes actividades del sector.

Con los cambios en el sector eléctrico brasileño, se evidenció un significativo progreso en el volumen de las inversiones, así como la presencia de compañías con diferentes estructuras organizacionales. La reestructuración rompió con los esquemas de empresas verticales de propiedad del estado y las dividió en empresas de acuerdo a sus actividades (generación, transmisión y distribución).

Los diferentes agentes del mercado, asociados a las actividades de generación, transmisión y distribución, participan en el mercado mayorista de energía eléctrica<sup>40</sup> (MAE) administrado por ASMAE y bajo la regulación dictada por la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica). El MAE se encuentra en un proceso iniciado en el año 2000, de transición gradual en el establecimiento de las reglas y procedimientos por medio de los cuales se regirá el mercado. La siguiente gráfica muestra la composición de agentes en el sector eléctrico actual de Brasil.



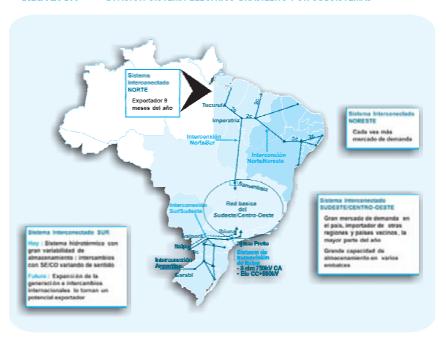
**GRAFICA 5.3** AGENTES PARTICIPANTES EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE BRASIL

<sup>40</sup> Las Funciones del MAE serán asumidas por el CCEE de acuerdo con la Ley 10.848 del 15 de marzo de 2004.

Operativamente el país ha sido dividido en las siguientes regiones:

- Sistema Norte: Estados de Rondonia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará, Amapá y Tocantis
- Sistema Nordeste: Maranhao, Bahía, Piaui, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraiba, Alagoas, Pernambuco y Sergipe.
- Sistema Centro-Oeste: Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Goias y Distrito Federal
- Sistema Sur: Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul.
- Sudeste: Minas Gerais, Espirito Santo, Rio de Janeiro y Sao Paulo

En la siguiente gráfica se presenta la ubicación física de cada uno de los subsistemas junto con las principales características.



**GRAFICA 5.4** DIVISIÓN SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEÑO POR SUBSISTEMAS

### 5.3.2.1 Sistema de Generación

El sistema de generación brasilero es el mayor de la región con una capacidad instalada de 87 GW a diciembre de 2003. El 78% de la capacidad instalada proviene de centrales hidroeléctricas, las plantas térmicas representan el 20% de la capacidad instalada y el 2% restante es el generado por las plantas nucleares.

A pesar que las centrales hidráulicas de Brasil se encuentran en siete grandes cuencas dispersas en todo el enorme territorio del país, no existe un óptimo aprovechamiento de la complementariedad de los aportes en las distintas cuencas, porque los niveles de

interconexión entre las regiones no alcanzan para permitir los intercambios entre los sistemas.

Existen interconexiones con Paraguay de 6370 MW, con Argentina de 2000 MW, y con Uruguay de 70 MW. La interconexión con Venezuela de 200 MW sirve a una región aislada en el sistema Norte.

La tabla siguiente resume la capacidad instalada de generación actualizada a diciembre del 2003, según lo reportado por ANEEL en abril del 2004.<sup>41</sup>

 TABLA 5.13
 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN BRASIL EN AÑO 2003

TIPO	CANTIDAD	CAPACIDAD EN MW
CGH: Central Generadora Hidroeléctrica	166	90
EOL: Eólica	10	27
PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica	244	1,212
UHE: Usina Hidroeléctrica	140	66,389
UTE: Usina Termoeléctrica	766	17,216
UTN: Usina Termo Nuclear	2	2,007
TOTAL		86,941

#### 5.3.2.2 Sistema de Transmisión

Actualmente el sistema interconectado eléctrico de Brasil vincula los cinco subsistemas operativos

- Sur y Sudeste, Centro-Oeste, junto a la central hidroeléctrica de Itaipú, la principal del sistema.
- Sudeste, Centro-Oeste y Norte.
- Norte y Nordeste.

La red básica de transmisión la constituyen líneas con voltajes iguales o mayores a 230 kV. En Brasil hasta el momento las grandes masas de electricidad son transmitidas desde 138 KV hasta 760 kV que fue una línea de transmisión que se construyó para uso exclusivo de Itaipú/Ivaipora que no hace parte del sistema de transmisión nacional y tiene por objeto facilitar el transporte de la energía comprada a Paraguay<sup>42</sup>.

<sup>41</sup> ANEEL. www.aneel.gov.br Banco de Información de Generación.

<sup>42</sup> Fuente: http://www.oas.org/usde/publications/Unit/oea16s/ch16.htm#TopOfPage

#### 5.3.2.3 Sistema de Distribución

En la actualidad existen 47 empresas distribuidoras en Brasil, las cuales son responsables del 98% del suministro de energía eléctrica del mercado<sup>43</sup>.

#### 5.3.3 MARCO REGULATORIO

a regulación está diseñada para que la expansión tenga lugar mediante la demanda de contratos de los distribuidores y los grandes consumidores.

La expansión del sistema de transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente y de licitaciones para ejecutar las obras del plan.

El mecanismo central para asegurar el abastecimiento en el mercado mayorista, es la obligación que la regulación impone a los distribuidores de realizar contratos por el 85% de su demanda de energía, con una anticipación de dos años. El 10% restante debe ser contratado sin límite de plazo.

### 5.3.3.1 Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL-

Es el organismo regulador del Brasil. Es una entidad vinculada al Ministerio de Minas y Energía, creada mediante ley 9.427 del 26 de diciembre de 1996. Sus principales funciones son regular y fiscalizar la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de energía eléctrica, atendiendo reclamaciones de agentes y de consumidores, guardando equilibrio entre las partes en beneficio de todos; mediar los conflictos de intereses entre los agentes del sector eléctrico y entre estos y los consumidores; conceder, permitir y autorizar instalaciones y servicios de energía; garantizar tarifas justas; velar por la calidad del servicio; exigir inversiones; estimular la competencia entre los operadores del mercado y asegurar la universalización de los servicios.

Tiene como misión proporcionar condiciones favorables para que el mercado de energía eléctrica del Brasil, se desarrolle con equilibrio entre los agentes y en beneficio de la sociedad.

#### 5.3.3.2 El Mercado de Electricidad –MAE-

El MAE es el mercado mayorista de electricidad donde se compra y vende energía por medio de contratos bilaterales y negociaciones de corto plazo. Tiene como objetivos conducir el mercado eficientemente y promover su continuo desarrollo. Fue instituido en agosto de 1998 por el Acuerdo de Mercado, el cual regula las actividades comerciales del mercado mayorista.

43

Hacen parte del Acuerdo las Reglas del Mercado y los Procedimientos del Mercado. Las Reglas<sup>44</sup> regulan la formación de los precios en el MAE, el Mecanismo de Reasignación de Energía, la formación de submercados y precios diferenciados, la operación de centrales térmicas, las transacciones internacionales, las sanciones a los agentes del mercado y las normas sobre medición de la energía.

Los submercados en los que se dividió el MAE son:

- Zona Sudeste
- Zona Sur
- Zona Noreste
- Zona Norte
- Zona Centro Occidente

Los procedimientos establecen las normas de funcionamiento para implementar el Acuerdo de Mercado. La implantación gradual del mercado "spot" se fijó a través de la Resolución 290 del 3 de Agosto de 2000 de la ANEEL<sup>45</sup>.

El gobierno pronto públicará las regulaciones que transforman el MAE en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica-CCEE.

La CCEE no sólo supervisará las subastas y actuará como agente de liquidación, como lo hace el MAE ahora, sino que además administrará los contratos y supervisará las subastas para nueva capacidad de generación. Todas las ventas de energía se deben realizar a través de subastas en la CCEE.

Se presentan a continuación algunas características del mercado brasileño.

#### Acceso a las Redes

El acceso directo de los consumidores al mercado está en un período de transición, estipulado en las Leyes Federales 9.074 de 1995 y 9.648 de 1998 que prevén una liberación del llamado mercado cautivo territorial de las distribuidoras. A partir de julio de 2000, los consumidores con carga igual o superior a 3 MW atendidos a niveles de tensión iguales o superiores a 69 kV, pueden acceder las redes y comprar energía a cualquier suministrador<sup>46</sup>.

<sup>44</sup> ANEEL, Resolución 290/2001

Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL, "Resolución 290/2000 por medio de la cual se homologan las reglas del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, MAE", Agosto de 2000.

<sup>46</sup> CIER, "Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano", Agosto 2001.

### Regulación y Cargos del Sistema de Transmisión

Los agentes de transmisión son prestadores de servicio público cuyas redes están a tensiones iguales o superiores a los 230 kV, y tienen contratos de Concesión otorgados por la Unión Federal, representada por la ANEEL.

En la actualidad existen 20 empresas concesionarias de transmisión y la mayor parte de la Red Básica es operada por el ONS, mediante contratos de prestación de servicios y pertenece al sistema de Electrobras. Es importante mencionar que los agentes transportadores no hacen parte del MAE. De otra parte, cualquier agente que compre o venda energía y que tenga que hacer uso directo de la Red Básica tiene derecho para hacerlo con base en el criterio de Libre Acceso de la Red Básica.

Todas las empresas transportistas están en la obligación de celebrar contratos de uso del sistema de transmisión y contratos de conexión con aquellos agentes interesados en el libre acceso a los sistemas, en los cuales se especifican las condiciones generales de contratación del servicio, entre las cuales se mencionan: los montos de uso en horarios de punta y fuera de punta, la capacidad de demanda de la conexión, los mecanismos de medición, las características de calidad y las penalizaciones.

La ANEEL establece por resolución con base en los valores propuestos por los transportistas, la remuneración de las instalaciones de la Red Básica. La remuneración cubre los costos de operación y mantenimiento y la inversión. Estos valores son revisados anualmente.

La Resolución 281 del 1º de Octubre de 1999<sup>47</sup> establece las condiciones generales de contratación del acceso a los sistemas de transmisión y distribución a niveles de tensiones iguales o superiores a 69 kV, incluyendo los cargos de uso y de conexión a dichos sistemas, tal como se presentan en las siguientes subsecciones.

Además, la ANEEL establece en la Resolución 282 de 1999 que las tarifas del sistema de transmisión son compartidas entre generadores y comercializadores (50%-50%).

## ♦ Cargo por Uso

Los Artículo 13 al 17 de la Resolución 281 de la ANEEL establecen los procedimientos relacionados con los cargos de uso, los cuales deberán ser suficientes para la prestación de los servicios, incluyendo el costo de funcionamiento del ONS (Operador Nacional del Sistema Eléctrico) y una compensación del déficit o superávit del ejercicio anterior

Agencia Nacional de Energía Eléctrica, ANEEL, "Resolución 281 Establecimiento de las condiciones generales de acceso, comprendiendo el uso y la conexión, a los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica", Octubre 1, 1999.

(año anterior). La metodología se basa en el cálculo de tarifas nodales, el cual tiene en cuenta las sensibilidades de los flujos por las líneas en función de la potencia inyectada o entregada en un nodo.

Las cantidades de uso se determinan como el máximo entre el valor contratado y el valor efectivamente usado.

### ♦ Cargo por Conexión

El Artículo 18 de la Resolución 281 de ANEEL establece que los cargos de conexión a los sistemas de transmisión y distribución son responsabilidad de los usuarios y, por lo tanto, serán objeto de la libre negociación entre las partes. Los cargos por conexión deben cubrir los costos incurridos en el proyecto de conexión, incluyendo construcción, equipamiento, medición, operación y mantenimiento del punto de conexión.

### ♦ Cargo por Penalización (Uso mayor de Carga Contratada)

En el caso que la cantidad usada exceda el 5% de la cantidad contratada, se cobrará una tarifa a título de penalidad cuyo valor es igual a 3 veces la tarifa de uso para el período establecido (punta o fuera de punta).

#### 5.3.4 Consumo de energía

a siguiente tabla muestra el consumo anual de energía por sectores de consumo para el período 1999 al 2002<sup>48</sup>. En éste último año, el sector industrial fue el principal consumidor con 44% de la energía demandada, seguido por el sector residencial con 25%, el comercial con 16% y otros con 15%.

	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Total
1999	81.291	124.381	43.588	11.802	292.677
2000	83.613	131.278	47.626	12.088	307.529
2001	73.662	122.539	44.434	11.925	283.257
2002	72.660	127.626	45.256	12.563	290.465

TABLA 5.14 CONSUMO ANUAL POR SECTORES EN EL PERÍODO 1999 - 2002 (GWh)

<sup>48</sup> Fuente: www.abradee.com.br; Asociación de Empresas Distribuidoras de Brasil.

#### 5.3.5 LA ESTRUCTURA TARIFARIA PARA LOS GRANDES CONSUMIDORES

egún las leyes vigentes, después de julio del 2003, la ANEEL podría disminuir los limites anteriores; sin embargo actualmente (octubre/2003) estos limites permanecen iguales.

Los precios finales de energía eléctrica de los usuarios no regulados, dependen en su mayoría de los precios de contratos y en porcentaje muy bajo a los precios del mercado spot.

La tarifa final esta compuesta por los costos de: Generación, Transmisión, Distribución y comercialización; los costos de comercialización están incluidos dentro de la tarifa de uso de distribución.

### 5.3.5.1 Precios de generación:

Los precios de generación son negociados por los agentes involucrados en la negociación.

#### 5.3.5.2 Costo de Transmisión

El costo del servicio de transmisión de energía eléctrica se compone de un cargo para cada agente y un cargo adicional para pagar el agente Operador Nacional del Sistema Eléctrico.

El cargo aprobado para cada empresa transportadora de energía eléctrica es definida por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y la ONS que es una institución privada que se encarga de la operación del sistema eléctrico nacional; esta agencia determina cómo la energía producida llegará a los centros de consumo.

Los cargos totales del sistema de transmisión nacional deben ser divididos entre los usuarios de la red básica de transmisión, los cuales son: los Generadores, Usuarios Libres, las distribuidoras, y los agentes de importación y exportación de energía eléctrica.

La forma como estos costos son divididos es dada por las resoluciones de la ANEEL, la cual establece los cargos a pagar por los diferentes agentes usuarios de la red básica de transmisión.

#### 5.3.5.3 Costos de Distribución

ANNEL establece las tarifas de uso del sistema de distribución de energía eléctrica a ser aplicados a los consumidores libres y generadores conectados a este sistema<sup>49</sup>.

49

### 5.3.6 IMPUESTO SOBRE CIRCULACIÓN DE MERCANCÍAS Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS (ICMS)

s un impuesto estatal creado por la Constitución Federal de Brasil, promulgada el 5 de octubre de 1988, y lo administran y perciben los Estados, por lo cual estos son soberanos para fijar el monto y determinar casos de exenciones. Incide sobre todas las etapas de la comercialización, desde la fabricación o importación hasta el consumidor final. El vendedor, encada caso actúa como agente de retención – las exenciones, incentivos fiscales y reducciones se establecen por convenios que suscriben todos los Estados de la Republica y el Distrito Federal, en los cuales se aplica el tratamiento.

Las alícuotas del ICMS son fijadas de acuerdo con el criterio de esencialidad de las mercancías. Actualmente, existen tres niveles de alícuotas: Con alícuotas de 7% al 12% están gravados, entre otros, diversos alimentos de alto consumo popular y algunos insumos de uso agropecuario o industrial mientras que alícuotas de 20%, 25% y hasta 30% recaen sobre bebidas alcohólicas, tabaco, cigarrillos, perfumes y cosméticos, pieles y alhajas, armas de fuego y municiones, embarcaciones de recreo, etc50. Las alícuotas por el servicio de electricidad varían entre el 17% y el 25% y se aplican en forma diferente para cada Estado, siendo el 18% la que se le aplica a la mayoría de las facturas de electricidad de los grandes consumidores.

La recuperación del ICMS cobrado en las facturas, depende de cuánto pesa en el proceso productivo el consumo de energía de cada empresa. Por tanto, el valor recuperado varía en cada caso, pero de acuerdo con estimativos del consultor contratado para realizar encuestas a industrias electrointensivas del BrasiF¹, se puede estimar que en promedio se recupera un 90% del ICMS.

#### 5.3.7 ENCUESTAS

ara la presente actualización, se contrató una firma consultora Brasilera <sup>52</sup> para realizar encuestas en el sector industrial, y la información se complementó con consultas adicionales obtenidas a través de empresas afiliadas a la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI. Se obtuvo información de 33 empresas, 13 de las cuales están conectadas a nivel de tensión igual o mayor a 138 KV Las encuestas cubren los sectores minero, cerámico, cervecero, metalúrgico, de metales, textil, azúcar y papel.

La siguiente tabla describe información básica de las empresas que respondieron a las encuestas.

<sup>50</sup> http://www.embarg.org.br/ICMS.html

<sup>51</sup> CH Consultoria e Engenharia S/C Ltda. "Análisis de información de las encuestas de Brasil". Dic 2003.

<sup>52</sup> Ibid.

TABLA 5.15EMPRESAS ENCUESTADAS

No.	Empresa	Ciudad	Estado	Región	Voltaje KV
1	Cerâmica Chiarelli Unidade I	Mogi Guaçu	São Paulo	Sudeste	13,8
2	Cerâmica Chiarelli Unidade II	Mogi Guaçu	São Paulo	Sudeste	13,8
3	Colorobia Brasil	Itatiba	São Paulo	Sudeste	11,9
4	Cerâmica Buschinelli	Santa Gertrudes	São Paulo	Sudeste	13,8
5	IBAR Artigos Refratar	Poá	São Paulo	Sudeste	13,8
6	Cervejaria Malta	Assis	São Paulo	Sudeste	11,4
7	Cervejaria Kaiser	Ponta Grossa	Paraná	Sul	13,8
8	Norsa Refrigerantes	Maracanal	Ceará	Nordeste	13,8
9	Cervejaria Kril	Socorro	São Paulo	Sudeste	11,4
10	Cervejaria Cintra	Mogi Mirim	São Paulo	Sudeste	13,8
11	Metalúrgica Copperteel	Campinas	São Paulo	Sudeste	11,4
12	Metalúrgica Conventos	Criciúma	Santa Catarina	SUL	13,8
13	TGM Turbinas	Sertãozinho	São Paulo	Sudeste	13,8
14	Votorantim Metais				138
15	Mille Papéis	Curitiba	Paraná	Sul	13,8
16	Internacional Paper	Mogi Guaçu	São Paulo	Sudeste	138
17	VCP Celulosa	Luis Antonio	São Paulo	Sudeste	138
18	Tilibra	Bauru	São Paulo	Sudeste	13,2
19	Ripasa	Limeira	Limeira	Sudeste	138
20	Siderúrgica Tubarão	Vitória	Espírito Santo	Sudeste	138
21	Villares	Sumaré	São Paulo	Sudeste	138
22	Usina Costa Pinto	Piracicaba	São Paulo	Sudeste	11,4
23	Usina Santa Elisa	Sertãozinho	São Paulo	Sudeste	138
24	Usina Santa Izabel	Novo Horizonte	São Paulo	Sudeste	13,8
25	Usina Ester	Cosmópolis	São Paulo	Sudeste	11,9
26	Santana Têxtil	Horizonte	Ceará	Nordeste	13,8
27	Dohler	Joinville	Santa Catarina	Sudeste	138
28	Confio	Joinville	Santa Catarina	Sudeste	138
29	Cia. De Cimento Itambé	Balsa Nova	Paraná	Sul	138
30	Valesul	Santa Cruz	Rio de Janeiro	Sudeste	138
31	Alumar	Sao Luis	Maranhao	Nordeste	230
32	Samarco Mineracao	Anchieta	Espirito Santo	Sudeste	138
33	Niquelandia de Codemin	Macedo	Tocantis	Norte	138

En las encuestas se encontraron variaciones en las tarifas de electricidad suministrada a la industria, dependiendo del Estado en donde se encuentran localizadas las empresas y del nivel de voltaje de suministro.

El promedio encontrado para las empresas conectadas a niveles de tensión superior a 138 KV fue de 2.99 cUS/Kwh. El promedio de 6 empresas mineras de aluminio, níquel y metales fue de 1.80 cUS/Kwh.

Los anteriores valores se contrastaron con las estadísticas remitidas por el consultor obtenidas de ANEEL referenciadas al periodo Enero-Agosto de 2003 53 y que se muestran en las siguientes tablas:

TABLA 5.16 Y 5.17 TARIFAS MEDIAS POR CLASE DE CONSUMO

# Tarifas Médias por Classe de Consumo - Aneel Regional e Brasil ( R\$/MWh)

Tarifas referentes ao ano 2003 - Janeiro a Agosto

Classe de Consumo	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro - Oeste	Brasil
Residencial	201.59	187.44	253.42	227.8	216.61	233.4
Industrial	67.23	84.58	117.08	120.23	120.16	108.02
Comercial	185.18	187	213.49	196.97	202.47	204.78
Rural	144.43	117.33	143	117.79	130.46	128.18
Poder Público	199.16	197.2	212.55	204.81	207.84	206.63
lluminação Pública	118.49	115.24	135.57	121.68	118.4	126.56
Serviço Público	126.58	108.85	120.13	128.17	116.39	119.08
Consumo Próprio	199.39	210.42	99.64	100.47	229.21	116.98
Tarifa Média Total	131.94	174.53	161.36	124.42	173.88	161.93

### Tarifas Médias por Classe de Consumo Regional e Brasil ( US\$/kWh)

Câmbio 1 US\$/R\$ 2.85 Tarifas referentes ao ano 2003 Janeiro a Agosto Classe de Consumo Nordeste Sudeste Norte Sul Centro -Brasil **Oeste** Residencial 0.071 0.066 0.089 0.080 0.076 0.082 Industrial 0.042 0.042 0.024 0.030 0.041 0.038 Comercial 0.065 0.066 0.075 0.069 0.071 0.072 Rural 0.041 0.050 0.041 0.046 0.051 0.045 Poder Público 0.070 0.069 0.075 0.072 0.073 0.073 0.042 0.048 0.043 0.042 Iluminação Pública 0.040 0.044 Servico Público 0.044 0.038 0.042 0.045 0.041 0.042 Consumo Próprio 0.070 0.074 0.035 0.035 0.080 0.041 Tarifa Média Total 0.046 0.061 0.057 0.044 0.061 0.057 El promedio de las tarifas del sector industrial (para todos los niveles de tensión), en el período mostrado de Enero a Agosto del 2003, para todo el país fue de US\$0.038/Kwh. Esta cifra permite concluir que el valor encontrado promedio de las encuestas es razonable, puesto que para niveles de tensión alto, las tarifas medias deben estar por debajo del promedio país aquí señalado.

Un punto de referencia importante para las tarifas de alta tensión es el promedio del sector industrial para la región norte, por ser una región en donde se ubica un gran número de industriales grandes consumidores de energía. La tarifa media (US\$0.024/Kwh) para dicha región es la más baja. Sin embargo, este valor es superior al encontrado mediante las encuestas de las 6 empresas mineras (US\$0.018/kwh).

#### 5.3.8 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

e puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Consumidores del Brasil, con la información disponible en la página web de ANEEL<sup>54</sup>, y con la siguiente metodología.

### 5.3.8.1 Metodología para los Precios de los Grandes Consumidores.

De la información de ANEEL<sup>55</sup>, se tiene para cada una de las regiones de Brasil y para cada sector de consumo las tarifas promedio de energía en Reales/kwh y en US\$/kwh.

### 5.3.8.2 Precios para Marzo del 2003

Para efectos comparativos del estudio a marzo del 2003, se utiliza la tarifa de referencia del sector industrial, región norte, en el período enero a agosto, que como se ha señalado antes es de cUS\$2.4/Kwh.

## Componentes de la tarifa. Costos de Generación

Con el fin de conocer la estructura tarifaria aplicable a los Grandes Consumidores en una forma más desagregada, separando los costos de generación, los costos de transmisión, y los costos de distribución, se ha desarrollado la siguiente metodología:

Los precios de generación se obtienen de los contratos entre las empresas de generación y distribución o entre distribuidoras. Los valores que se muestran en la siguiente tabla son de las empresas que mayor numero de usuarios industriales atendieron en el 2002, sin embargo la información aquí presentada corresponde a los contratos con vigencia a partir del 2003 y que en algunos casos se extienden hasta el 2004.

La información de los contratos tiene los precios para demanda y para energía, es decir son tarifas binómicas. Para efectos comparativos, se han convertido a tarifas monómicas equivalentes, usando una curva de carga típica (factor 0.83) para el sector industrial.

- 54 ANEEL www.aneel.gov.br Tarifas practicadas
- 55 ANEEL www.aneel.gov.br Tarifas practicadas

 TABLA 5.18
 CONTRATOS DE ENERGÍA ENTRE LAS PRINCIPALES EMPRESAS DEL BRASIL.

pporés	LEVELON	000000000		DEMANDA	BNERGIA	TARIFA MONOMICA
REGIÓN	VENDEDOR	COMPRADOR	NIVEL SUMINISTRO	R\$ZKW	R\$ZWWh	cUS\$/kWh
NORTE	ELETRONORTE	CELTINS		4,46	44,96	44,97
NORTE	ELETRONORTE	CELPA		4,16	41,79	41,8
NORTE	ELETRONORTE	CHESF		3,87	50	50,01
NORTE	ELETRONORTE	CEMAR		4,22	42,22	42,23
NORTE	ELETRONORTE	CERON		14,35	45,7	45,72
NORTE	ELETRONORTE	ELECTRO ACRE		16,54	41,3	41,33
NORbESTE	CEMIG	CPELBA/CEAL	<69 kV	13,06	43,38	43,4
NORBESTE	COELBA	CEMIG	2011	15,23	42,7	42,73
NORBESTE	CELPA	CELPE	69kV	10,01	33,7	33,72
NORBESTE NORBESTE	CELPE	CEAL SAELPA	69KV	11,37	38,7	38,72 38,75
NORDESTE	CEMAR	CEPISA	CORV	5.08	51.04	51,05
NORDESTE	SAELPA	CELPE		10,72	34,05	34,07
NORDESTE	SAELPA	005ERN		10,72	34,05	34,07
NORDESTE	CEPISA	CEMAR		5.4	54,43	54,44
NORDESTE	CEPISA	COELBA		5.23	52,82	52,83
NORBESTE	CHESF	SULGIPE	>=230kV	5.42	54,82	54,83
CBNTRO-OESTE	BNERSUL	CELG		14,28	39,99	40,01
CBNTRO-OESTE	CEMAT	BNERSUL		13,16	36,88	36.9
CBNTRO-CESTE	CEB	CELG		12,94	36,32	36,34
CBNTRO-OESTE	CELG	COELBA/CEMIG/ENERSUL/CEMAT	>=69KV	9,59	28,11	28,13
CBNTRO-OESTE	CELG	CELTINS	>=69KV	10,99	32,24	92,26
SUDESTE	CEMIG	BRAGANTINA		14,89	43,64	43,66
SUDESTE	CAIUA	BNERSUL		16,01	44,7	44,73
SUDESTE	CLF5C	ELEKTRO		17,26	48,19	48,22
SUBESTE	ESCEISA	ELFSM(SANTA MARIA)		15,84	46,34	46,37
SUBESTE	CESP	CPFL		4,9	63,34	63,35
SUBESTE	CESP	BNERSUL		11,89	34,82	34,84
SUDESTE	buke	CPFL		4,88	63,12	63,13
SUBESTE	FURNAS	CEMAT		5,48	71,18	71,19
SUDESTE SUDESTE	FURNAS	CPFL CEMIG		4,85	62,79	62,8
	FURNAS	0.011100		5,5	71,27	71,28
SUDESTE SUDESTE	NOVA 1 participaçõe TIETE	s CPFL - distribuição CPFL		13,3 4,85	37,4t 62,74	97,49 62,75
SUDESTE	CPFL	CEMIG		14	39,25	39,27
SUDESTE	CEMIG	COELBA		15,39	45,06	45.09
SUDESTE	ESCEISA	COELBA		17,68	49,47	49.5
SUDESTE	CEMIG	COELBA/CEAL	<69kV	13,06	43,38	43,4
SUDESTE	CEMIG	CFLCL	102.07	14,99	43,89	43.91
SUDESTE	FURNAS	CFLCL		6,01	77,82	77,83
SUDESTE	CESP	DME		16,12	45,06	45,09
SUDESTE	CESP	ELETROPAULO		5.06	65,58	65,59
SUDESTE	EMAE	ELETROPAULO		4,44	57,38	57,39
SUBESTE	FURNAS	ELETROPAULO		6,35	82,13	82,14
SUDESTE	FURNAS	CELTINS		5,15	66,92	66,93
SUDESTE	buke	ELETROPAULO		5,04	65,21	65,22
SUBESTE	TIETE	ELETROPAULO		5,01	65,07	65,08
SUBESTE	FURNAS	ESCEISA		4,7	60,93	60,94
SUDESTE	FURNAS	CEB		4,85	62,74	62,75
SUBESTE	buke	ELETROPAULO		4,2	54,43	54,44
SUBESTE	CESP	ELEKTRO		4,21	54,44	54,45
SUBESTE	FURNAS	CELG		3,9	50,51	50,52
SUBESTE	buke	PIRATININGA		5,15	66,91	66,92
SUBESTE	CESP	PIRATININGA		5,15	66,91	66,92
SUDESTE	AES TIETE S/A	PIRATININGA		5,12	66,22	66,23
SUDESTE SUDESTE	EMAE FURNAS	PIRATINDAGA PIRATINDAGA		4,53 6,1	58,72 79,25	58,73 79,26
SUR	CELESC	COOPERALIANÇA		4,59	67,11	67,12
SUR	TRATEBEL	CELESC		3,64	51,77	51,78
SUR	COPEL	CFLO		14,85	37,15	37,17
SUR SUR	COPEL	CLFSC		14,85	37,15	37,17
SUR	CELESC	URUSSANGA		16,06	40,12	40,15
SUR	CELESC	JOA CESA		16,06	40,12	40,15
SUR	CEEE	RGE		3,52	47,59	47,6
5UR	CEEE	AES - SUL		3,52	47,59	47.6
SUR	COPEL - Geragan	COPEL - Distribuição		4.05	57,58	57,59
5UR	COPEL - Geragao	CELESC .		3,19	45,4	45,41

El promedio aritmético de los contratos resultó en una tarifa monómica equivalente de R\$50.86/kwh ó cUS\$1.47/kwh, usando la tasa de cambio de marzo del 2003 de 3.45 R/US.

### Componentes de la tarifa. Costos de Transmisión

Se obtienen de la publicación de ANEEL en la página web, para los usuarios libres<sup>56</sup>.

El cargo promedio nacional de transporte de energía eléctrica para usuarios libres o grandes consumidores es de 3,49 R\$/kW en horas de punta. Usando un factor de carga de 83%, para una industria típica, el costo de transporte resulta en: 3,49/ (0,83\*730) = 0,00576 R\$/Kwh, equivalente a cUS\$0,17/Kwh, con una tasa de cambio de 3,45 R/US.

### Componentes de la tarifa. Otros costos de distribución

ANEEL establece las tarifas de uso del sistema de distribución de energía eléctrica a ser aplicados a los consumidores libres y generadores conectados a cada sistema de distribución<sup>57</sup>. Las tarifas se distinguen para diversos niveles de tensión.

El cargo promedio nacional para niveles de tensión por encima de 69 KV es de 14,41 R\$/KW en horas de punta y 2,86 R\$/KW en horas fuera de punta.

Usando un factor de carga de 83%, para una industria típica, el costo de distribución resulta en: (14.41+2.86\*0.83)/(0.83\*730) = 0.0277 R\$/Kwh, equivalente a cUS\$0.80/Kwh, con una tasa de cambio de 3.45 R/US.

A los cargos anteriores se le suma el valor del ICMS no recuperable, que de acuerdo con los estimados del consultor brasilero son del orden del 10% del promedio de ICMS nacional del 18%.

La siguiente tabla muestra las principales componentes de la tarifa de energía eléctrica para los Grandes Consumidores del Brasil para Marzo del 2003.

TABLA 5.19 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MARZO 2003

Nivel de Tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Alta Tensión (69 kV - 138 kV)	1,47	0,17	0,80	0	0,04	2,48
Media Tensión (30 kV - 44 kV)	1,47	0,17	1,13	0	0,05	2,82
Baja Tensión (2.3 kV - 25 kV	1,47	0,17	1,42	0	0,06	3,12

Fuente: ANEEL

ANEEL. www.aneel.govbr. Tarifas do sistema de tramsmicao - Tarifas por unidade da federacao - consumidores livres.

<sup>57</sup> ANEEL. www.aneel.gov.br Tarifas do sistema de distribucao

En impuestos se toma un valor promedio del 10% de un ICMS del 18%. No se incluye impuestos municipales y regionales. La tarifa resultante de cUS\$2,48/Kwh, es consistente con la tarifa de referencia escogida de cUS\$2,4/Kwh, correspondiente al promedio industrial de la región norte del Brasil, y también es consistente con la información obtenida de las encuestas recolectadas para la presente actualización del estudio, como ya se había mencionado previamente.

### 5.3.8.3 Precios para Octubre del 2003

Utilizando la misma metodología explicada en el numeral anterior, se han actualizado las tarifas según la última información disponible en la página web de ANEEL. Para la región norte la tarifa media del sector industrial es de R\$67.99/kwh,

Es decir las tarifas en términos de la moneda local (Reales) se han mantenido. En cuanto a los valores de los componentes de las tarifas, se mantienen las mismas cifras en Reales de acuerdo con la información disponible en la página web de ANEEL.

En términos de dólares, la tasa de cambio promedio del período enero a octubre del 2003 fué de 2,86 R/US<sup>58</sup>, con una revaluación del 17%.

Por tanto las tarifas en dólares se han incrementado en esa proporción.

La siguiente tabla muestra las principales componentes de la tarifa de energía eléctrica para los Grandes Consumidores del Brasil para Octubre del 2003.

**TABLA 5.20** COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN OCTUBRE 2003

Nivel de Tensión	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total
Alta Tensión (69 kV - 138 kV)	1,77	0,21	0,97	0	0,05	3,00
Media Tensión (30 kV - 44 kV)	1,77	0,21	1,36	0	0,06	3,40
Baja Tensión (2.3 kV - 25 kV	1,77	0,21	1,71	0	0,07	3,76

Fuente: ANEEL.

58

En impuestos se toma un valor promedio del 10% de un ICMS del 18%. No se incluye impuestos municipales y regionales.

Banco Central de Brasil. www.bcb.gov.br Economía y Finanzas/Indicadores de Coyuntura/Indicadores Económicos consolidados/taxa de cambio segmento livre/.



## CHILE

#### 5.4.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial: República de Chile

Superficie: 756,626 km<sup>2</sup>

Población: 15,784.000 Habitantes

Capital: Santiago de Chile

Moneda: Peso chileno

TABLA 5.21 INDICADORES ECONÓMICOS CHILE

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	15,018	15,211	15,402	15,600	15,784
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)º	84,370	88,115	90,622	92,525	95,486
Variación (%)	-5.00	4.44	2.85	2.10	3.20
PIB per Cápita (US\$/hab)	5,618	5,793	5,884	5,931	6,050
Inflación (%) <sup>b</sup>	2.3	4.50	2.60	2.80	1.10
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) <sup>b</sup>	527.7	572.7	656.2	712.4	599.4
Devaluación (%)	11.4	8.53	14.58	8.56	-15.86
Capacidad Instalada (MW)	9,887	10,371	11,373	11,145	ND
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>c</sup>	38,179	41,269	42,567	43,670	ND
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> )°	33,137	31,474	36,421	38,520	ND
Pérdidas (%)°	13.34	24.63	14.47	11.55	ND
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh/hab</i> )	2,206	2,069	2,365	2,469	ND

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI-, Año 1999-2002. CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Comisión de Integración Energética Regional CIER

#### 5.4.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

I sector eléctrico chileno está constituido por cuatro sistemas distribuidos a lo largo de su geografía los cuales están aislados entre sí: El Sistema Interconectado Central -SIC-, que es predominantemente hidroeléctrico, atiende al 90% de la población y más del 75% de la demanda de energía eléctrica; el Sistema Interconectado del Norte Grande –SING-, predominantemente termoeléctrico para atender principalmente los centros mineros del norte del país; y los Sistemas Eléctricos de Aysén y Magallanes, al sur del país y con menos del 1% de la demanda<sup>59</sup>.

El Sistema Interconectado Central (SIC), es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país; se extiende entre las localidades

de Taltal y Chiloé y cuenta con un 64,33% de la capacidad instalada en el país. El SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta y abastece los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II, con un 34,83% de la capacidad instalada en el país. Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

El Sistema de Aysén atiende el consumo de la Región XI y el Sistema de Magallanes abastece la Región XII, ambos con un 0,84% de la capacidad instalada del país.

Las actividades de generación, transmisión y distribución son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

#### 5.4.2.1 Sistema de Generación

El sistema de generación se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras deseconomías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

El Sistema SIC tiene una capacidad instalada de 6.733 MW a diciembre de 2002 y esta compuesto por 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC). El parque generador está constituido en un 60% por centrales hidráulicas de embalse y pasada, y en un 40% por centrales térmicas a carbón, fuel oil, diesel y de gas natural a ciclo combinado. Durante el año 2002 la demanda máxima alcanzó los 4.878 MW, con una generación bruta de energía de 31.971,3 GWh.

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA BRUTA INSTALADA (MW)	POTENCIA BRUTA INSTALADA (%		
Termoeléctrica	2.684,10	39,87%		
Hidroeléctrica	4.048,80	60,13%		
POTENCIA TOTAL INSTALADA	6.732,90	100,00%		

TABLA 5.22 CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA SIC

**En el Sistema SING** operan un total de 6 empresas de generación que junto a una empresa de transmisión conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).

El SING cuenta con una capacidad instalada de 3.645,1 MW a diciembre de 2002. El parque generador es eminentemente termoeléctrico, constituido en un 99,63% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de gas natural a ciclo combinado. Sólo existen dos unidades hidroeléctricas, que representan un 0,37% de la capacidad instalada. Durante el año 2002 la demanda máxima alcanzó los 1.420 MW, y la generación bruta de energía se ubicó en torno a los 10.399,6 GWh.

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA BRUTA INSTALADA (MW)	POTENCIA BRUTA INSTALADA (%)		
Termoeléctrica	3.631,68	99,63%		
Hidroeléctrica	13,39	0,37%		
POTENCIA TOTAL INSTALADA	3.645,07	100,00%		

TABLA 5.23 CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA SING

El Sistema de Aysén tiene una capacidad instalada a diciembre del 2002 de 23,41 MW y está constituido en un 63,86% por centrales termoeléctricas, 27,68% en plantas hidroeléctricas y 8,46% por centrales eólicas. Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 20.000 clientes.

El Sistema de Magallanes está constituido por tres subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, en la Región XII. La capacidad instalada de estos sistemas, a diciembre del año 2002, es 58,5 MW, 4,2 MW y 1,8 MW, respectivamente, siendo cada uno de ellos 100% térmicos. Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A., que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 46.000 clientes<sup>60</sup>.



**GRAFICA 5.5** CAPACIDAD INSTALADA CHILE

La gráfica 5 muestra la capacidad instalada de los cuatro sistemas interconectados a diciembre del 2002<sup>61</sup>.

#### 5.4.2.2 Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación, líneas eléctricas de los clientes y líneas eléctricas de las empresas cuyo propósito es la transmisión de energía eléctrica.

Se considera como parte del sistema de transmisión a toda línea o subestación con voltaje superior a 23 KV. Las líneas con voltajes inferiores se consideran como parte del sistema de distribución. La transmisión es de libre acceso a los generadores mediante el pago de peajes. El transmisor no es responsable de invertir en nuevas líneas o ampliaciones de la red.

Los sistemas de transmisión mas representativos son los de los sistemas SING y SIC, los cuales cubren el mayor porcentaje del territorio chileno. A continuación se muestran dos tablas que presentan las longitudes de las líneas de transmisión con voltajes superiores a los 66kV, de los dos sistemas principales de Chile, el SIC y el SING. Estos valores son a diciembre del 2002.

TABLA 5.24 LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL SING. A DICIEMBRE DEL 2002.

TENSION(kV)	LONGITUD APROX. (km)	(%)
345	408	7,54%
220	3513	64,96%
110	1173	21,68%
66	315	5,82%
TOTAL	5408	100,00%

**TABLA 5.25** LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL SIC, A DICIEMBRE DEL 2002.

TENSION(kV)	LONGITUD APROX. (km)	(%)
500	622,80	5,55%
220	5.289,40	47,11%
154	1.170,10	10,42%
110	1.473,10	13,12%
66	2.671,50	23,80%
TOTAL	11.226,90	100,00%



#### 5.4.2.3 Sistema de Distribución

En el SIC operan 31 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden un total cercano a los 3.850.000 clientes<sup>62</sup>. En el SING operan tres empresas de distribución de energía: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a la ciudad de Iquique, y ELECDA S.A., que suministra la energía en la ciudad de Antofagasta, y a una parte del SIC, correspondiente a la zona de Taltal. En conjunto, estas tres empresas atienden a un total cercano a los 230.000 clientes.

Las empresas de distribución son monopolios naturales, que operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

#### 5.4.3 MARCO REGULATORIO

I sector eléctrico chileno está regulado por el Decreto con Fuerza de Ley -DFL-Nº 1 que contiene la "Ley General de Servicios Eléctricos" y rige desde 1982. Este decreto está reglamentado por el Decreto Supremo Nº 327 de 1997. La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo que se entreguen las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2 MW, la ley establece regulación de precios. Para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 2 MW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadores.

### 5.4.3.1 El Organismo Regulador. CNE

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos del gobierno en todas aquellas materias relacionadas con el gobierno.

Otros organismos que participan en el sector eléctrico chileno son los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional de Medioambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades y los organismos de defensa de la competencia.

## 5.4.3.2 La Estructura Tarifaria para los Usuarios Finales.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte, denominados "Precios de Nudo" y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe

- el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;
- 2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución.

Los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado; y
- ◆ El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema —CDEC-, a costo marginal horario.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, está dado por la siguiente expresión:

Precio a usuario final = Precio de Nudo + Valor Agregado de Distribución.

#### Precio de Nudo

Los precios de nudo se fijan semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento de generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico, operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio; y
- Precio básico de la potencia de punta: Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva;

### Valor Agregado de Distribución -VAD-

El VAD es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo Informe Técnico de la CNE y corresponde básicamente a un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica operando en el país, eficiente en la política de inversiones y en su gestión, de modo que el VAD no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras.

#### 5.4.4 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

os consumidores finales pueden ser clientes libres o clientes regulados. Los clientes regulados tienen derecho a comprar la electricidad a precios y calidades determinados por las autoridades pertinentes.

Los clientes libres son aquellos cuyo consumo en potencia es mayor a los 2 MW. Los clientes libres negocian los precios y las condiciones de suministro eléctrico directamente con las empresas generadoras o distribuidoras (no existen los agentes comercializadores).

A nivel nacional los clientes libres representaron el 55% del consumo total de energía de Chile del año 2001.

#### 5.4.4.1 Precios Energía promedio para "Clientes Libres" del Sistema Norte SING

Los precios mostrados en la tabla siguiente pertenecen al sistema Norte, y corresponde al promedio de precios pagados por todos los clientes libres presentes en el sistema, en nivel de 220kV. La gran mayoría de estos clientes son minas de cobre.

El valor promedio es bastante superior al precio de mercado (Feb-03) que puede consequir un cliente libre, pues dependiendo del volumen del contrato, puede estar en el rango de 3.3 a 3.8 centavosUS\$/kWh. La diferencia se debe a que en los últimos 3 años el precio bajó drásticamente por la generación con gas natural, pero todavía hay muchos contratos previos de largo plazo (10 o más años) que se encuentran vigentes.63

TABLA 5.26 PRECIOS ENERGÍA PROMEDIO PARA CLIENTES LIBRES DEL SING

	Medios C.Libres	Comp. Energía (4)	Comp. Potencia (4)	Impuestos
Valor Publicado(2)	[cUS\$/kWh] (1)	[cUS\$/kWh]	[US\$/kWh-mes]	[%] (5)
Oct-94	7.28	5.67	9.61	16
Abr-95	7.02	5.26	10.51	16
Oct-95	6.48	4.69	10.71	16
Abr-96	5.79	4.45	7.99	16
Oct-96	5.70	4.41	7.72	16
Abr-97	5.91	4.51	8.38	16
Oct-97	5.53	4.04	8.94	16
Abr-98	5.19	3.43	10.54	18
Oct-98	5.00	2.79	13.22	18
Abr-99	4.53	2.38	12.92	18
Oct-99	4.22	1.95	13.55	18
Abr-00	4.64	2.24	14.39	18
Oct-00	4.30	2.42	11.23	18
Abr-01	4.48	2.59	11.32	18
Oct-01	4.39	2.59	10.79	18
Abr-02	4.89	2.99	11.40	18
Oct-02	4.67	2.61	12.32	18
Futuro Estimado (3)				
Abr-03	4.58	2.56	12.10	18
Oct-03	4.58	2.56	12.10	18
Abr-04	4.51	2.52	11.92	18
Oct-04	4.51	2.52	11.92	18
Abr-05	4.44	2.48	11.71	18
0ct-05	4.44	2.48	11.71	18
Abr-06	4.37	2.44	11.54	18
Oct-06	4.37	2.44	11.54	18
Abr-07	4.31	2.41	11.37	18
Oct-07	4.31	2.41	11.37	18
Abr-08	4.26	2.38	11.25	18
Oct-08	4.26	2.38	11.25	18
Abr-09	4.20	2.35	11.10	18
Oct-09	4.20	2.35	11.10	18
Abr-10	4.15	2.32	10.96	18
Oct-10	4.15	2.32	10.96	18
Abr-11	4.10	2.32	10.83	18
Oct-11	4.10	2.29	10.83	18

#### Notas:

- (1) Precio total monómico (incluye Energía y Potencia), No incluye impuestos.
- (2) Los valores hasta Oct-2002, corresponden a valores publicados en forma semestral por la CNE.
- (3) Estos valores futuros son la estimación de acuerdo a los contratos de clientes libres
- (4) y sus fechas de vigencia, más una estimación de precios de mercado, que los reemplazarán cuando terminen.
- (5) Los valores publicados son solamente monómicos, por lo que las componentes de Energía y Potencia se estimaron usando porcentajes típicos en contratos conocidos.
- (6) El único impuesto que se adiciona a la energía es el impuesto genera IVA (impuesto al Valor Agregado).

#### 5.4.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

Dado que la ley establece que los precios regulados del servicio de energía eléctrica que se le cobran a los usuarios finales cuyo consumo de energía es inferior a los 2 MW. no pueden variar mas del 10% de los precios medios efectivos de los usuarios libres, es posible obtener el valor medio de los usuarios libres del SIC y del SING cada vez que los precios de nudo para los consumidores regulados del SIC y el SING son fijados por la Comisión Nacional de Energía CNE. Esto ocurre en los meses de Abril y Octubre de cada año.

### 5.4.5.1 Precios para Septiembre del 2003

Para efectos comparativos con los demás países, para la presente actualización se han tomado las cifras de los reportes "Fijación de precios de nudo, Octubre 2003. Informe técnico definitivo", de la CNE<sup>64</sup>.

Los precios medios libres del Sistema SIC obtenidos del informe mencionado son de \$25,03/Kwh, equivalentes a 3,71 cUS/kWh. Para el Sistema SING, los precios medios libres son de \$29,8/kWh, o 4,41 cUS/kWh. Estos precios no incluyen el impuesto del IVA del 19%.

### Componentes de las Tarifas de Clientes Libres del SIC

De los mismos informes de fijación de precios de nudo se puede deducir el costo medio de generación para cada sistema y sus costos de transmisión y otros.

En el SIC, el precio básico de energía es de \$15,86/kwh en el nudo básico Quillota, equivalente a 2,35 cUS/Kwh, y el precio básico de potencia de punta en el nudo básico de potencia Polpaico 220 KV es \$3637,24/KW/mes, equivalente a US\$5,39/KW/mes. La tarifa monómica equivalente es 3,34 cUS/Kwh. Esta tarifa incluye el costo medio de generación y de transmisión para entrega a nivel de 220 KV.

La diferencia con el precio medio libre ya señalado de 3,71 cUS/Kwh, corresponde a los costos de subtransmisión y otros no especificados. Este valor resulta ser de 0,37 cUS/kwh para los clientes del SIC.

### Componentes de las Tarifas de Clientes Libres del SING

Similarmente, siguiendo la misma metodología, se encontró que para el SING el costo medio de generación y transmisión es de 3,05 cUS/kwh y el costo de subtransmisión y otros es de 1,36 cUS/kwh, para un total de 4,41 cUS/Kwh.

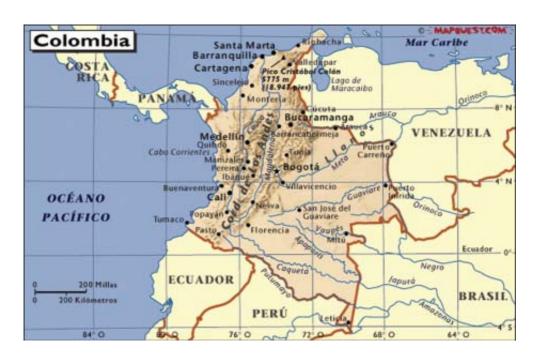
Comisión Nacional de Energía. www.cne.cl. Estadísticas/Electricidad/Precios de Nudo/documentos "Fijación de Precios de Nudo SIC Octubre 2003" y "Fijación Precios de Nudo SING Octubre 2003".

lbid. Tasa de cambio de \$675.44/US a septiembre del 2003, publicada por el Banco Central de Chile, y citada en los documentos señalados en la referencia anterior.

En resumen de lo anterior se tiene la siguiente tabla

TABLA 27. COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SEPTIEMBRE 2003

Sistema	Costo Generación y Transmisión	Subtransmisión y Otros	Total
SIC	3,34	0,37	3,71
SING	3,05	1,36	4,41



# **COLOMBIA**

### **5.5.1 PRINCIPALES INDICADORES**

Nombre oficial: Republica de Colombia

Superficie: 1.141.748 km<sup>2</sup>

Población: 44.628.000 Habitantes

Capital: Bogotá D.C.

Moneda: Peso colombiano

TABLA 5.28	INDICADORES	<b>ECONOMICOS</b>	COLOMBIA

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	41,566	42,321	43,070	43,851	44,628
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)º	94,435	96,552	97,909	99,573	102,959
Variación (%)	-3.80	2.24	1.41	1.70	3.40
PIB per Cápita (US\$/hab)	2,272	2,281	2,273	2,271	2,307
Inflación (%) <sup>b</sup>	9.2	8.80	7.60	7.00	6.50
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$)b	1,873.8	2,229.2	2,291.2	2,864.8	2,778.2
Devaluación (%)		18.97	2.78	25.03	-3.02
Capacidad Instalada (MW)	12,190	12,581	13,419	13,469	ND
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>d</sup>	44,143	43,952	43,633	45,851	ND
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>d</sup>	32,052	33,335	35,191	35,825	ND
Pérdidas (%)	27.39	24.16	19.35	21.87	ND
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh/hab</i> )	771	787	817	817	ND

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI-, Año 1999-2002. CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Comisión de Integración Energética Regional CIER
- d UPME, Balance Energético.

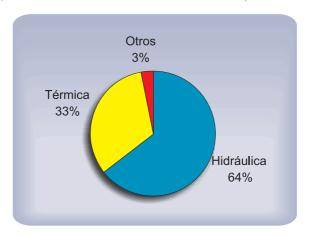
#### 5.5.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLOMBIA

uego de varias décadas de monopolio estatal, el sector de los servicios públicos sufrió una transformación a partir de la Constitución de 1991, que establece al Estado como encargado de asegurar y regular la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional.

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidieron la Ley 142 de 1994 de Servicios Públicos Domiciliarios y la Ley 143 de 1994 que establece límites a la integración vertical para las empresas de servicios públicos que prestan el servicio de energía eléctrica. Las actividades están definidas como: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Además se creó el Mercado Mayorista de Electricidad y se reorganizó el esquema institucional del sector.

#### 5.5.2.1 Sistema de Generación<sup>66</sup>

A Febrero de 2004, el sistema de generación colombiano cuenta con capacidad instalada de 13.253 MW, de los cuales 8.619 MW son generados con energía hidráulica, 4.373 MW con energía térmica y 398 MW generados por plantas menores, cogeneradores y autoproductores. La distribución es la siguiente:



La disponibilidad de generación hidráulica está condicionada por la ocurrencia de fenómenos del Niño.

El 60% de la capacidad disponible es propiedad privada y el 40% restante es propiedad del estado nacional y los municipios.

Las remuneraciones a la generación proceden de tres fuentes: por los ingresos en los contratos bilaterales de energía, que representan el 60% de la energía vendida en el 2003 (en años anteriores llego al 85%), por las ventas en la bolsa de energía y por el cargo por capacidad.

#### 5.5.2.2 Sistema de Transmisión

El sistema está constituido por redes de 550kV y 220kV de libre acceso, cuenta con 11 empresas transportadoras, de las cuales Interconexión Eléctrica S.A. -ISA- es el mayor transportador de energía eléctrica en el país, y propietario del 80% de la red.

La planificación de la red tiene lugar en forma centralizada y las expansiones resultan de procesos competitivos que se adjudican a la empresa que requiera un menor canon para la construcción.

	,	,
TADIA E ON		LAC DE EDANCAICION
<b>TABLA 5.29</b>	LUNGITUD LIN	EAS DE TRANSMISION

Empresa	Subestaciones	KM Circuito
ISA	42	8,756
TRANSELCA	12	1,442
EEPPM	13	798
EEB	8	691
EPSA	5	273
ESSA	3	207
DISTASA	1	30
CORELCA	1	-
СНВ	1	-
EBSA	1	-
CENS	1	-
TOTAL	88	12,197

#### 5.5.2.3 Conexiones Internacionales

El Sistema Eléctrico Colombiano a partir del racionamiento de 1992 ha analizado la posibilidad de interconectarse con los países vecinos, con el fin de intercambiar energía para suplir deficiencias coyunturales en el suministro. Sin embargo los episodios de escasez que han vivido Venezuela y Ecuador en los últimos años, ha puesto de presente que es posible también exportar electricidad, especialmente cuando se tiene un excedente de capacidad instalada.

La actual infraestructura de interconexión tiene una capacidad de 250 MW con Venezuela y de 260 MW con Ecuador. En la siguiente gráfica se presentan dichas interconexiones:

**GRAFICA 5.6.** CONEXIONES INTERNACIONALES ENTRE VENEZUELA — COLOMBIA — ECUADOR



El potencial de intercambio identificado por la CIER, es de 1000 MW con Venezuela y de 400MW con Ecuador.

Con respecto a Centroamérica existe un mercado potencial cuya factibilidad aumenta en la medida en que la interconexión propuesta en el SIEPAC<sup>67</sup> entre Guatemala y Panamá se lleve a cabo.

Por otro lado, en el último año se ha avanzado en lograr acuerdos con Ecuador, Venezuela y Perú en materia regulatoria para hacer posible el desarrollo de un mercado eléctrico andino.

Con Venezuela el intercambio de energía se realiza con base en contratos bilaterales, bajo un esquema de optimización de los recursos a nivel nacional y con planeación independiente en los enlaces.

Con Ecuador el intercambio de energía se realiza con base un despacho coordinado a través de los mercados de energía mayorista, buscando optimizar recursos a nivel regional y con planeación coordinada de enlaces.

Las transacciones de energía de Colombia con Venezuela y Ecuador se resumen en la siguiente grafica, donde se puede apreciar un significativo aumento en las transacciones internacionales, debido a la interconexión con Ecuador en el año 2002.



INTERCAMBIOS DE ENERGÍA VENEZUELA-COLOMBIA-ECUADOR **GRAFICA 5.7** 

El sistema de interconexión de Colombia con Ecuador y Venezuela, posibilita el desarrollo de un corredor energético hasta Perú, gracias a un proyecto de interconexión entre Ecuador y Perú.

Otro proyecto de interconexión de Colombia es con Panamá, lo que le permitiría integrarse con el mercado de Centroamérica, apoyándose en el desarrollo del proyecto SIEPAC. Esto permitiría la creación de un corredor energético desde México hasta Perú.

### 5.5.2.1 Sistema de Distribución Local (SDL).

El sistema de distribución de energía eléctrica esta compuestos por redes, subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional ni a ningún sistema municipal o distrital.

Todas las empresas distribuidoras son comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

#### 5.5.3 MARCO REGULATORIO

En el año 1994 se sancionaron las leyes 142 y 143, cuyas principales disposiciones son:

- Promoción de la libre competencia y especialización en la prestación del servicio por división de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, de las cuales los generadores y distribuidores pueden actuar simultáneamente como comercializadores, separando la parte contable de cada actividad y sin realizar transferencia de recursos entre ellas.
- Promoción de la cobertura a las diferentes regiones del país y a los usuarios de menores recursos.
- Definición de usuarios regulados y no regulados.
- Definición de Autogeneradores.
- Definición de los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, conservación del medio ambiente, contratos de concesión, ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
- Establecimiento de las instituciones encargadas de ejercer la regulación y control:
  - Regulación: Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-.
  - Control y Vigilancia: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-.
  - Planeación: Unidad de Planeación Minero Energética UPME –
  - Operador del Sistema: Centro Nacional de Despacho CND ISA.
  - ♦ Administrador del Mercado: Mercado de Energía Mayorista MEM —ISA.
- La regulación ha fijado algunos límites para impedir la concentración de la propiedad y para restringir la configuración de posiciones dominantes por parte de las empresas

o grupos empresariales que pueden afectar los precios de la electricidad. Así, ningún distribuidor podrá servir más del 25% del total del mercado, ningún generador podrá tener más del 25% de la capacidad nominal de generación y su capacidad efectiva neta debe ser inferior a la franja de potencia del sistema, que es la diferencia entre la demanda máxima del año anterior y la disponibilidad promedio en el mismo período. Ninguna empresa dedicada a la generación o a la distribución podrá tener una participación accionaría mayor al 25% en una empresa dedicada a una actividad diferente a la suya, y, generadores, distribuidores o comercializadores no podrán tener más del 15% de las acciones de una empresa de transmisión.

### 5.5.3.1 Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG-

La Comisión de Regulación Energética, creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, fue denominada como Comisión de Regulación de Energía y Gas en la ley 143 de 1994.

Tiene como fin desarrollar mediante resoluciones los principios establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994, regulando los monopolios cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, promoviendo la competencia de los diferentes agentes, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan un servicio de calidad.

La CREG esta integrada por: el Ministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro de Hacienda y Crédito público; el Director del Departamento Nacional de Planeación; Cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto.

### 5.5.3.2 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD-

Creada por el Artículo 370 de la Constitución Política, es un organismo de carácter técnico, que ejerce el control, la inspección y vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios, entre los que se encuentra el servicio de energía eléctrica, en los términos previstos en la ley.

El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

## 5.5.3.3 Unidad de Planeación Minero – Energética -UPME-

La Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- Entidad adjunta del Ministerio de Minas y Energía está a cargo de la siguiente asignación impuesta a ese ministerio en la Ley 142 de 1994: "Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de

la cobertura del servicio público de energía eléctrica y de gas combustible, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse"

Además, la UPME debe elaborar cada año un plan de mínimo costo para la expansión de la infraestructura de generación, transmisión y distribución que sirva de guía a los interesados en ejecutar las inversiones. Los planes de la UPME son entonces indicativos de las obras necesarias.

En el caso de los refuerzos recomendados para el Sistema de Transmisión Nacional - STN, las obras son la base de las convocatorias públicas que abre la UPME para seleccionar los transmisores nacionales e internacionales que se encargarán de ellos.

Por otra parte, la UPME fomenta, diseña y establece los programas de ahorro y uso eficiente de la energía.

Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del sector eléctrico y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo y la política macroeconómica del Gobierno Nacional;

# 5.5.3.4 Gerencia de Operación y Administración del Mercado

Conformada por el Mercado Mayorista de Energía –MEM- y Centro Nacional de Despacho –CND-, se encarga de coordinar la Operación del Sistema Interconectado Nacional, realizar la administración del Sistema de Intercambios Comerciales y la liquidación y administración (facturación, cobro y distribución de los dineros) de cuentas de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional.

El Sistema de Intercambios Comerciales consiste en el registro de los agentes y las fronteras comerciales del mercado, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los contratos de energía en la Bolsa por generadores y comercializadores, así como el cumplimiento de todas las tareas necesarias para su adecuado funcionamiento.

#### 5.5.4 ESTRUCTURA TARIFARIA PARA LOS USUARIOS FINALES

a CREG expide, con vigencia de cinco años, fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La fórmula tarifaría vigente para los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica establece valores máximos a cobrar, mediante el cálculo y actualización del costo unitario en el tiempo con índices de precios, incluyendo indicadores de eficiencia y productividad.

El costo unitario es específico para cada empresa según sean sus costos y para cada usuario en relación con el nivel de tensión al que esté conectado. Esta fórmula es un referente directo para la negociación de los contratos entre los usuarios no regulados y sus proveedores de energía.

Los niveles de tensión definidos en la regulación son los siguientes:

Nivel IV: Tensiones entre 57.5 kV y menores a 220 kV.

Nivel III: Tensiones entre 30 kV y menores a 57.5 kV

Nivel II: Tensiones entre 1 kV y 30 kV Nivel I: Tensiones menores a 1 kV

El costo unitario monomio determinado por la Resolución CREG 031 de 1997, que se constituye en la fórmula tarifaria vigente al 2003, incluye los siguiente componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización y otros.

$$Costo\_Unitario = \frac{(G+T)}{(1-P)} + D + C + O$$

# 5.5.4.1 Costo de Generación (G).

Los costos máximos de compra de energía en el mercado mayorista que el comercializador puede trasladar a sus clientes no regulados en las tarifas, se calculan a partir de una ponderación entre las compras realizadas por la empresa durante un año para abastecer su mercado regulado y el promedio de las compras que realizan todas las empresas con el mismo fin, dando un peso mayor a las compras realizadas por al empresa en el último mes, buscando agilizar el traslado de las señales de precio del mercado a los usuarios.

# 5.5.4.2 Los Costos de Transmisión (T):

Resultan de la división del costo del STN entre la energía que pasa por ese sistema. El costo del STN es el cargo por uso de la red de transmisión de 500 kV y 220 kV calculado con base en el costo de reposición de los activos y en los ingresos anuales aprobados a los transmisores por los proyectos que les sean asignados con base en las convocatorias abiertas por la UPME, bajo delegación del Ministerio de Minas y Energía.

Para los activos existentes se calcula su valor de reposición a nuevo con base en costos unitarios por unidades constructivas, según las clasificaciones y los montos aprobados por CREG.

Para las nuevas obras, adjudicadas mediante convocatoria pública internacional, se reconoce el ingreso anual esperado (IAE) que haya definido el proponente seleccionado en su oferta

para cada uno de los primeros 25 años de operación de su proyecto. Las ofertas se hacen en dólares constantes de diciembre del año anterior a la convocatoria. El IAE se actualiza con el índice de Precios al Productor de los Estados Unidos. El IAE cubre todos los costos en que incurre el proponente seleccionado y no habrá pagos adicionales. A partir del año 26 se aplica la metodología antes descrita para activos existentes.

# 5.5.4.3 Los Costos de Distribución (D)<sup>68</sup>

Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de CREG, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, de acuerdo con las características propias de la región, los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital y los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.

El cálculo de los cargos por distribución se basa en una metodología de precios máximos eficientes por unidad de energía transportada en el sistema (price cap), dicha metodología reconoce los cargos de administración, operación, mantenimiento y expansión de las líneas y subestaciones utilizadas para la distribución.

# 5.5.4.5 Fracción reconocida para cubrir pérdidas (P)<sup>69</sup>

Es un valor que representa el porcentaje, expresado en forma de fracción, asociado con el efecto de las pérdidas de energía tanto técnicas como no técnicas, acumuladas hasta el nivel de tensión al cual se encuentra conectado el usuario.

# 5.5.4.6 Otros Costos (O)

Los Costos Adicionales del Mercado Mayorista corresponden a los aportes que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD, los costos asignados a los comercializadores por restricciones y servicios complementarios, y la remuneración del Centro Nacional de Despacho, los Centros Regionales de Despacho y del Administrador del SIC. Adicional a lo anterior, existe también un Cargo por Unidad de Consumo.

Uno de los principales componentes de Otros Costos, son las restricciones, las cuales se liquidan por los siguientes conceptos:

<sup>68</sup> Art.45 Ley 143 de 1994

<sup>69</sup> CREG - www.creg.gov.co resolución 031-1997.

- Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN.
- Cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC).
- Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP).
- Consideraciones de estabilidad del STN.
- Seguridad asociada a restricciones relacionadas con importaciones / exportaciones de electricidad (TIES).

#### 5.5.4.7 Costos de conexión<sup>70</sup>

Aunque este costo no se encuentra en la formula tarifaria, las empresas podrán cobrar a sus usuarios, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio un cargo por conexión. Este cargo comprende la acometida y el medidor y podrá incluir, de autorizarlo la Comisión, una proporción de los costos que recuperen parte de la inversión nueva en las redes de distribución, de acuerdo con el artículo 90 de la Ley 142 de 1994.

Existen industrias que se conectan directamente del Sistema de Transmisión Nacional. A este tipo de usuarios se les factura un cargo por conexión mensual que representa el costo eficiente de operación, administración y mantenimiento de los activos. Es importante anotar que a estos usuarios no se les cobra el cargo por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local.

#### 5.5.5 Subsidios y contribuciones

# 5.5.5.1 Esquema de Solidaridad

La población Colombiana se encuentra clasificada en estratos de acuerdo con su nivel de ingreso. Los usuarios de mayores ingresos (clasificados en estratos 5 y 6) y los usuarios pertenecientes al sector industrial y comercial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo de Prestación del Servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de menores ingresos (clasificados en estratos 1, 2 y 3).

El porcentaje de los subsidios otorgados es máximo del 50% para el estrato 1, del 40% para el estrato 2 y del 15% parta el estrato 3, y cubre hasta el consumo básico de subsistencia, definido actualmente en 200 kWh-Mes para todo el país.

Para conocer mas sobre este tipo de cargos consultar la resolución 004-1994 en la pagina www.creg.gov.co, o conceptos.CREG-1996-C961867 la cual da una explicación sobre cargos por conexión para usuarios no regulados.

La Unidad de Planeamiento Minero Energético – UPME. (Ley 632 de 2001) define el valor del consumo de subsistencia.

#### 5.5.5.2 Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI-

El Gobierno Nacional mediante las Leyes 142/94, 143/94 y 286/96 creó el FSSRI como un fondo cuenta para implementar el esquema de solidaridad. El FSSRI se encarga de administrar y cruzar las contribuciones y los subsidios que las empresas de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, facturan y otorgan a los usuarios finales conforme a los límites establecidos por CREG.

Desde su creación el FSSRI de energía eléctrica ha sido deficitario, a pesar de los giros del Presupuesto Nacional.

# 5.5.5.3 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas

A partir de Julio de 2003, de acuerdo con El artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y la Resolución CREG 082 de 2003 se paga 1\$/kWh en el cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional destinado a este fondo, constituido para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en las zonas rurales.

#### 5.5.6 ENCUESTAS

ara la presente actualización, la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI realizo encuestas en los sectores de alimentos, bebidas, cemento, papel, textil, siderúrgico, minero, maderas, manufacturas, transporte, aguas, químicos, construcción y fabricación de alambres y cables para conocer los precios de la energía eléctrica.

En la siguiente tabla encontramos la información básica de las empresas que suministraron información y el nivel de voltaje al cual se encuentran conectados:

Las tarifas de energía dependen del nivel de voltaje de suministro y del consumo de la industria.

En marzo de 2003 la tarifa promedio encontrada para las industrias conectadas a Nivel IV fue de cUS\$4,31, para nivel de tensión III cUS\$4,94 y cUS\$5,69 para nivel de tensión II, estos valores fueron verificados con la publicación realizada por Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-.

TABLA 5.30 EMPRESAS QUE SUMINISTRARON INFORMACIÓN

No.	Empresa	Ciudad	Sector	Voltaje KV
1	Cementas Ria Claro	Madellin	Cemento	115
	Smurfit Cartón de Colombia	Yumbo (Valle)	Papel	115
3	Cementos Paz del Rio	Sogamoso (Boyacá)	Construcción	115
4	Cerro Matosa S.A.	Montelibano (Córdoba)	Mineria	110
_	Enka de Colombia	Girardota (Antioquia)	Textil	110
	Grupo Siderúrgico Diaco	Bogotá	Siderurgia	110
	Grupo Siderúrgica Diaca	Tula (Boyacă)	Siderurgia	110
- 8	Metro de Medellin Ltda.	Bello (Antiaquia)	Transporte	110
9	Aguas de Cartagens	Cartagene	Agues	66
10	Coltejer	Rionegro (Antioquia)	Textil	44
11	Colombia Kimberly Colpapel	Barbosa (Antioquia)	Papel	44
12	Colombia Kimberly Colpapel	Guarne (Antioquia)	Papel	44
13	Postoban	Bello (Antiaquia)	Bebidas	44
	Ladrillera Santafé	Bogotá	Manufacturas	35
15	Compañía Nacional de Alimentos Ltda.	Villa Rica (Cundinamarca)	Alimentos	34,5
	Ingenia Maria Luisa	Florida (Valle)	Azucar	34,5
17	Monómeros	Barranquilla (Atlántico)	Químicos	34,5
18	Gaseosaa Colombianaa S.A	Bogatá	Bebidas	34,5
19	Colombia Kimberly Colpapel	Todancipá (Cundinamarca)	Manufacturas	34,5
20	Productora de Papel S.A.	Yumbo (Valle)	Papel	34,5
21	Emcocables	Cajidá (Cundinamarca)	Fab. Alambres y Cables	
_	Cartones América S.A.	Cali (Valle)	Papel	34,5
23	Papeles del Cauca	Puerto Tejada (Cauca)	Papel	34,5
24	Pizano	Barranquilla (Atlántico)	Maderas	33,5
25	Harinera del Valle	Dagua (Valle)	Alimentos	13,2
26	Coltejer	Hagûî (Antioquia)	Textil	13,2
	Postobán	Montería (Córdoba)	Bebidas	13,2
28	Fábrica de Bolsas de Papel UNIBOL S.A.	Barranguilla (Atlántico)	Papel	13,2
	Harinera del Valle	Yumbo (Yalle)	Alimentos	13,2
30	Harinera del Valle	Bogatá	Alimentos	11,6

#### 5.5.7 MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

n general los grandes consumidores se constituyen en usuarios no regulados, que corresponden a aquellos cuya carga es mayor que 0.1 MW o su consumo es superior a 55 MWh/mes. Los grandes consumidores pertenecen al sector industrial y comercial.

Cualquier usuario en teoría puede elegir su proveedor de energía. Sin embargo, esta ventaja solo es ejercida en la práctica por los no regulados, incluidos los Grandes Usuarios Industriales, quienes pueden firmar contratos de compraventa con uno o varios comercializadores con condiciones y precios mutuamente acordados. Los contratos se inscriben en el SIC y hay transacciones en bolsa, por lo que los usuarios no regulados actúan como agentes del mercado a través de la empresa comercializadora que los representa.

La tabla 5.31 representa los precios de energía eléctrica para los usuarios en el mercado mayorista en los niveles de tensión 4, 3 y 2, para el mes de marzo del 2003.

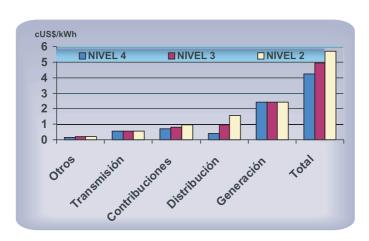
**TABLA 5.31** PRECIOS ENERGÍA USUARIOS EN EL MERCADO MAYORISTA NIVEL DE TENSIÓN (dJS\$/KWh)

	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2
Generación	2.42	2.42	2.42
Transmisión	0.56	0.56	0.56
Distribución	0.4	0.95	1.57
Otros	0.15	0.19	0.19
Contribuciones	0.7	0.82	0.95
Total	4.23	4.94	5.69

Fuente: Cálculos efectuados por ANDI con información de ISA y CREG

Precios dolarizados a marzo de 2003

GRAFICA 5.8 COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PARA USUARIOS NO REGULADOS



Fuente: Cálculos efectuados por ANDI con información de ISA y CREG Precios dolarizados a marzo de 2003

#### 5-5.8 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

ara determinar el precio promedio total por kWh de los grandes consumidores del país, se toma la información que suministra el Mercado Mayorista de Energía correspondiente al valor promedio de todos los contratos firmados por los Usuarios No Regulados (UNR) conectados a nivel de tensión IV, publicado el mes siguiente al mes de análisis en el Boletín "Especial ISA.COM Resolución CREG 135/97". El precio del componente de generación se obtiene del precio promedio para el

costo de la energía con destino al Mercado No Regulado obtenido del mencionado boletín.

El precio de transmisión es un cargo regulado y se toma de la liquidación del LAC para el STN que presenta el MEM para el mes correspondiente.

El precio de distribución para el nivel 4 del mes de diciembre es estampillado y se obtiene de la liquidación del LAC para el Sistema de Transmisión Regional STR, ponderando el valor con la demanda de cada una de las dos regiones en que esta dividido el país (zona Norte y zona Centro Sur). Esta información se encuentra en la página del MEM<sup>71</sup>

El componente Otros, se calcula mediante la diferencia del precio total menos la contribución y los cargos de generación, transmisión y distribución.

Para los meses de marzo y diciembre de 2003, con tasas de cambio respecto al dólar de \$2959 y \$2778.2 respectivamente, se obtienen los siguientes resultados:

PRECIOS DE ENERGÍA	Marzo	de <b>200</b> 3	Diciembre de 2003		
ELÉCTRICA (cUS\$/kWh)	\$	cUS \$	\$	cUS \$	
Generación	71.74	2.42	69.60	2.51	
Transmisión	16.50	0.56	17.23	0.62	
Distribución Nivel 4	11.85	0.40	16.10	0.58	
Otros	2.38	0.08	4.28	0.15	
Contribuciones	20.50	0.69	22.25	0.80	
Total	122.97	4.15	129.45	4.66	



# **ECUADOR**

#### 5.6.1 Principales indicadores

Nombre oficial: República de Ecuador

Superficie: 256.370 km<sup>2</sup>

Población: 13,357,000 habitantes

Capital: Quito

Moneda: Dólar Americano

TABLA 5.32 INDICADORES ECONÓMICOS ECUADOR

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	12,411	12,646	12,879	13,121	13,357
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)º	17,732	18,131	19,218	19,948	20,347
Variación (%)	-5.70	2.25	6.00	3.80	2.00
PIB per Cápita (US\$)	1,429	1,434	1,492	1,520	1,523
Inflación (%) <sup>b</sup>	61	91.00	22.00	9.40	6.10
Tasa de Cambio a Fin Año ( <i>\$/US\$</i> )			1	1	1
Capacidad Instalada (MW) <sup>c</sup>	3,351	3,351	3,208	3,451	3,451
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> )°	10,332	10,612	11,072	11,944	6238
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>c</sup>	7,954	8,041	8,354	8,428	4398
Pérdidas (%)°	24.1	25.3	25.9	26.9	27.4
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh</i> )	641	636	649	642	ND

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI-, Año 1999-2002. CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c CONELEC. Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriana. Junio de 2003. Los datos de Generación y Demanda del año 2003 corresponden unicamente al primer semestre.

#### 5.6.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

I sector eléctrico ecuatoriano actualmente tiene un sistema regulatorio que promueve la desintegración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución; se rige por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico del 10 de Octubre de 1999 y sus reformas posteriores, promueven la inversión privada en las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, permitiendo la participación de hasta el 51 % en el capital accionario que pertenece al Fondo de Solidaridad.

A junio de 2003 existían en el Ecuador 11 empresas eléctricas generadoras, 1 transmisora, 7 autoproductoras y 20 distribuidoras. Asi mísmo, se han calificado 44 Grandes Consumidores, de los cuales 27 registraron sus operaciones en el CENACE, a 3 se les ha revocado la calificación y 5 están recibiendo energía a través de distribuidoras.

#### 5.6.2.1 Sistema de Generación

El sistema de generación ecuatoriano tiene una capacidad instalada de 3.451 MW (a diciembre 2002), el 51% de la capacidad instalada proviene de centrales hidroeléctricas, mientras que las plantas térmicas representan el 49% de la capacidad instalada.

La siguiente tabla muestra la evolución de la capacidad instalada de generación, diferenciadas por la tecnología utilizada.<sup>72</sup>

Hidraúlica Térmica Vapor Térmica Gas Térmica Gas Natural Térmica MCI Total Años 1999 1 707 475 821 348 3 351 2000 1 707 475 821 348 3 351 2001 1 715 475 671 347 3 208 2002 1 746 476 639 159 431 3 451

TABLA 5.33 CAPACIDAD INSTALADA DE ECUADOR EN MW

#### 5.6.2.2 Sistema de transmisión

En la actualidad existe un solo agente transmisor en el MEM, el cual opera sus instalaciones en coordinación con el CENACE acatando las disposiciones que este le impone.

El sistema de transmisión se compone por líneas que van desde 138 kV hasta 230 kV, además existen líneas de subtransmisión a 69 kV.

Las pérdidas del Sistema Nacional Interconectado de transmisión a junio del 2003 fueron el 4.0%<sup>73</sup>.

#### 5.6.2.3 Sistema de Distribución

A junio del 2003 existían en Ecuador 20 distribuidoras, de las cuales 13 contaban con generación, pues aún no se escindían como manda la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, y 4 de las empresas distribuidoras operan sistemas no interconectados, por lo que no requieren escindir su generación.

Los niveles de distribución son los equivalentes a baja tensión que son los inferiores a 600 voltios

Las pérdidas de distribución a junio del 2003 fueron del 23.4%.

<sup>72</sup> CONELEC. www.conelec.gov.ec

<sup>73</sup> CONELEC, "Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, primer semestre del 2003."

#### 5.6.3 MARCO REGULATORIO

I 10 de octubre de 1999 se creó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que es la ley vigente, la cual promueve la desintegración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución.

Mediante esta ley se establece que es deber del Estado el suministro de energía eléctrica; es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

El sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad;
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía;
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

# 5.6.3.1 El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC-

CONELEC no ejerce actividades empresariales en el sector eléctrico, se encarga de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica y ejercer entre otras las siguientes funciones:

- a) Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional;
- b) Elaborar el plan de electrificación, basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Para el efecto mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país, con fines de producción eléctrica. Este plan tendrá el carácter de referencial;
- c) Preparar y proponer el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Los reglamentos son aprobados y expedidos por el Presidente de la República;
- d) Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución.
- e) Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán

en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados; y las demás normas que determinen la Ley y los reglamentos. A estos efectos las sociedades y personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al CONELEC, la información técnica y financiera que le sea requerida<sup>74</sup>.

#### 5.6.3.2 El Centro Nacional de Control de Energía -CENACE-

CENACE es una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

CENACE esta dirigido por un Directorio formado por:

- 1. Un Delegado Permanente del Presidente de la República quien lo presidirá;
- 2. Dos Delegados de las empresas concesionarias de generación;
- 3. Dos Delegados de las empresas concesionarias de distribución;
- 4. Un Delegado de la empresa concesionaria de transmisión; y,
- 5. Un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo.

La designación de los delegados ante el Directorio de la Corporación, se efectúa de conformidad con el Reglamento respectivo.

#### Función Global

El Centro Nacional de Control de Energía tiene a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión<sup>75</sup>.

Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 10 de octubre de 1999; Para obtener mas información acerca de las funciones de CONELEC visitar esta pagina www.conelec.gov.ec

Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 10 de octubre de 1999; Para obtener mas información acerca de las funciones de CONELEC visitar esta ley en la pagina www.conelec.gov.ec

## 5.6.3.3 Mercado eléctrico mayorista –MEM-

El mercado eléctrico mayorista –MEM- esta constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que pueden celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluye las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

#### Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista

En el mercado eléctrico mayorista, los contratos a plazo son los que libremente se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.

El Centro Nacional de Control de Energía comunicará a todos quienes intervengan en el mercado el precio de venta para cada período horario, sobre la base del costo económico marginal instantáneo de corto plazo y el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal, que resulte de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado. El precio así establecido será uniforme para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate.

#### Mercado Ocasional

Los generadores podrán vender energía eléctrica en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional. Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

- a) Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el Centro Nacional de Control de Energía.
- b) Las compras que realicen los distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio que periódicamente fije el Centro Nacional de Control de Energía de acuerdo con el literal anterior y los procedimientos que para el efecto se determinen en el Reglamento.

#### 5.6.3.4 La Estructura Tarifaria para los Usuarios Finales.

Las tarifas a los usuarios finales y a los grandes consumidores reflejan los costos correspondientes a los procesos de cada uno de los eslabones de la cadena, generación, transporte y distribución.

# Precios Sujetos a Regulación

Los precios sujetos a regulación se denominan de aquí en adelante tarifas y corresponderán únicamente a los siguientes:

- a) Las transferencias de potencia y energía entre generadores, que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Nacional Interconectado, cuando ellas no estén contempladas en contratos a plazo. Las tarifas aplicadas a estas transferencias serán calculadas por el CENACE;
- b) Las transferencias de potencia y energía de generadores a distribuidores, las cuales serán calculadas por el CENACE y aprobadas por el CONELEC.
- c) Las tarifas de transmisión, que compensen el uso de las líneas de transmisión, subestaciones de transformación y demás elementos constitutivos del sistema de transmisión las cuales serán aprobadas por el CONELEC;
- d) El peaje por el uso, por parte de terceros, del sistema de distribución, el cual será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) aprobado por el CONELEC menos los costos asociados al cliente.
- e) Las tarifas por suministros a consumidores finales abastecidos por empresas de distribución que no tengan o no hayan ejercido la opción de pactar libremente sus suministros, las cuales serán aprobadas en forma de pliegos tarifarios por el CONFLEC

#### Precios Libres

Los distribuidores y grandes consumidores podrán contratar el abastecimiento de energía eléctrica para consumo propio, con un generador o distribuidor, sin sujetarse necesariamente a las tarifas que fije el CONELEC. El reglamento respectivo determinará a quien se considera gran consumidor, de acuerdo a los módulos de potencia y energía y demás parámetros que lo caracterizarán.

# Principios Tarifarios

Los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC se ajustarán a los siguientes principios, según corresponda:

- a) Las tarifas aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes. En consecuencia, las tarifas reflejarán los costos reales del servicio basados en parámetros internacionales de calidad y eficiencia y en ningún caso excederán las que rijan en el mercado internacional.
- b) Los pliegos tarifarios serán elaborados sobre la base de la aplicación de índices de gestión establecidos mediante regulación por el CONELEC, para empresas eficientes con costos reales. El ente regulador determinará la periodicidad de revisión y aprobación de los pliegos tarifarios, la que en ningún caso podrá ser menor a un año; y,
- c) La estructura tarifaria para el consumidor final que no esté en posibilidad de suscribir contratos de largo plazo para el suministro de la energía o que estándolo no haya hecho uso de esa posibilidad, deberá reflejar los costos que los clientes originen según sus modalidades de consumo, y nivel de tensión eléctrica.

Además, en la elaboración de los pliegos tarifarios se deberá tomar en cuenta el derecho de los consumidores de más bajos recursos a acceder al servicio eléctrico dentro de condiciones económicas acordes con sus posibilidades.

#### Tarifas de Transmisión

Las tarifas que paguen los agentes del mercado eléctrico mayorista por el uso del sistema de transmisión, deberán, en su conjunto, cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación e inversión del plan de expansión; operación y mantenimiento y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC.

También establecerá los parámetros que el regulador aplicará para fijar la tarifa que le corresponda pagar a cada agente del mercado eléctrico mayorista.

Las tarifas de transmisión serán fijadas por el CONELEC, determinando sus valores iniciales y las fórmulas de reajuste a ser aplicadas cada año. Una vez fijadas, las tarifas se considerarán incorporadas en el contrato de concesión del transmisor.

# Valor Agregado de Distribución

El valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

Para calcular el valor agregado de distribución se tomará en cuenta las siguientes normas:

- a) Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas técnicas medias de potencia y energía;
- c) Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada; y,
- d) Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.

Los distribuidores calcularán los componentes del valor agregado de distribución para la empresa de referencia correspondiente cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale el reglamento respectivo.

#### 5.6.4 Subsidios y contribuciones

os consumidores de bajo consumo, serán subsidiados por los usuarios residenciales de mayor consumo en cada zona geográfica. Se considerarán como consumidores de bajo consumo en esta categoría, en cada zona geográfica de concesión en distribución, a aquellos que no superen el consumo mensual promedio del consumo residencial en su respectiva zona geográfica, pero que en ningún caso superen el consumo residencial promedio a nivel nacional. Estos valores de consumo serán determinados para cada caso, al inicio de cada año por el CONELEC, en base a las estadísticas del año inmediato anterior

En Ecuador hay tres tipos de impuestos, que se liquidan aplicando un porcentaje sobre el valor de la factura de electricidad: Impuesto de orden nacional con destino al Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal -FERUM-, equivalente al 10%; impuesto para Alumbrado publico, que varía entre el 4% y el 6% dependiendo del municipio e impuesto para Recolección de Basura, que varía entre el 10% y el 12% dependiendo del municipio.

#### 5.6.5 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES.

os usuarios se clasifican por sectores de consumo: en residenciales y generales, en los generales se incluyen los industriales y comerciales. También se diferencian por el nivel de tensión, que puede ser alta (V > 40 kV), media (600 V - 40 kV) y baja tensión que son los voltajes inferiores a 600 V.

Los usuarios pueden ser regulados y no regulados. Los usuarios no regulados corresponden a aquellos que registren valores iguales o mayores de demanda promedio mensual (KW), durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y

un consumo de energía mínimo anual (MWh) en los doce meses anteriores al de la solicitud, a aquellos valores que se indican en la siguiente tabla:  $^{76}$ 

**TABLA 5.34** REQUISITOS MÍNIMOS PARA ACCEDER AL MERCADO LIBRE.

PERIODO DE PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD	DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (KW)	CONSUMO ANUAL (MWh)
Hasta Diciembre 2002	1000	7000
Enero — Junio 2003	930	6500
Julio — Diciembre 2003	860	6000
Enero — Junio 2004	790	5500
Julio — Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

#### 5.6.6 ENCUESTAS

on la colaboración de EGRANCONEL, Asociación de Grandes Consumidores de Energía del Ecuador, se consiguieron 10 encuestas del sector industrial, 3 de las cuales son de empresas conectadas a niveles de tensión superior a 138 KV. Las encuestas recogidas cubren los sectores alimentos, de agua, plásticos, siderúrgico, textil y metalmecánico.

La siguiente tabla describe información básica de las empresas que respondieron a las encuestas.

**TABLA 5.35** EMPRESAS ENCUESTADAS

No.	Empresa	Ciudad	Sector	Voltaje KV
1	Plásticos Ecuatorianos	Guayaquil	Plásticos	13,8
2	Plásticos Industriales	Guayaquil	Plásticos	13,8
3	Industria Textilana	Quito	Textil	46,0
4	Acería del Ecuador C.A.	Quito	Siderúrgico	46,0
5	Acerías Nacionales del Ecuador	Guayaquil	Siderúrgico	13,8
6	Novacero S.A.	Guayaquil	Metalmecánico	13,8
7	Industrial Molinera C.A	Guayaquil	Alimentos	69,0
8	La Fabril	Guayaquil	Alimentos	69,0
9	La Fabril Planta Manta	Manta	Alimentos	13,8
10	Interagua	Guayaquil	Aguas	69,0

En las encuestas se encontraron grandes variaciones en las tarifas de electricidad de la industria, dependiendo del nivel de voltaje de suministro y localización de las empresas.

El promedio encontrado de las empresas encuestadas para Marzo del 2003, fue de US\$0.0793/Kwh, con un mínimo de US\$0.0610/Kwh y un máximo de US\$0.1036/Kwh. El promedio de las empresas conectadas a niveles de tensión sobre 69 KV fue de US\$0.0641/Kwh, incluyendo 10% de impuestos. Sin los impuestos el valor medio encontrado fue de US\$0.0583/Kwh.

Los anteriores valores se contrastaron con las estadísticas obtenidas de CONELEC77, para el primer semestre de 2003, que se muestran en la siguiente tabla. Para el mes de marzo del 2003, el precio medio para el gran consumidor en el mercado eléctrico mayorista fue de US\$0.061/Kwh, ligeramente superior al promedio de las encuestas de empresas por encima de 69 KV. Esta cifra permite concluir que el valor promedio encontrado de las encuestas es razonable, puesto que para niveles de tensión alto, las tarifas medias deben estar por debajo del promedio país aquí señalado.

La factura en el mercado ocasional al gran consumidor corresponde al manejo de Mercado, que incluye los costos por potencia, reservas, transmisión y otros. El precio medio total incluye los peajes cobrados al gran consumidor y no incluye los impuestos.

TABLA 5.36 PRECIOS PARA EL GRAN CONSUMIDOR EN EL MERCADO MAYORISTA DE ECUADOR

E	ENERGÍA TOTAL COMPRADA Y PRECIOS PARA EL GRAN CONSUMIDOR EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2003										
Mes	Energía Total Recibida (kWh)	Energía Comprada en el M.Ocasional (kWh)	Factura al Gran Consumidor en el M.Ocasional (US\$)	Precio medio en el M.Ocasional (US\$ ¢/kWh)	Energía Comprada por Contratos (kWh)		Precio Medio de Contratos (US\$ ¢/kWh)	Precio Medio Total (US\$ ¢/kWh)			
Ene	49 830 460,14	-	313 906,03	0,63	49 830 703,20	2 505 820,41	5,43	6,06			
Feb	47 514 354,30	-	335 021,26	0,71	47 511 347,39	2 436 923,05	5,55	6,26			
Mar	51 925 800,47	-	235 001,95	0,45	51 826 325,94	2 761 047,61	5,66	6,10			
Abr	49 244 223,30	-	212 621,41	0,43	49 244 221,64	2 611 103,74	5,60	6,03			
May	50 048 599,34		277 213,63	0,55	50 048 598,97	2 674 484,18	5,67	6,22			
Jun	48 796 061,80	-	261 608,67	0,54	48 497 843,07	2 588 590,29	5,66	6,17			
Total	297 359 499,35		1 635 372,95	0,55	296 959 040,21	15 577 969,28	5,60	6,14			

**Fuente:** M. Ocasional->CENACE, M. Contratos->Agentes.

La Factura en el Mercado Ocasional al Gran Consumidor corresponde al Manejo de Mercado. El precio Medio Total incluye los peajes cobrados al Gran Consumidor.

<sup>77</sup> CONELEC. Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano Primer Semestre de 2003. www.conelec.govec/estadísticas/e\_see\_1s\_03/e\_see\_1s\_03.pdf. Página DE-9

No se tiene información sobre si alguno de los Grandes Consumidores compra energía en el Mercado Ocasional, se ha considerado el precio medio respectivo en función de la energía recibida.

El precio promedio total de las tarifas para el 1er semestre del 2003 fue de US\$0.0614/ Kkwh, también ligeramente superior al valor medio obtenido de las encuestas.

#### 5.6.7 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

e puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Consumidores del Ecuador, con la información disponible en la página web de CONELEC<sup>78</sup>, y con la siguiente metodología.

#### 5.6.7.1 Metodología para los Precios de los Grandes Consumidores.

Los precios medios totales para los grandes consumidores se obtienen de las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano<sup>79</sup>. Son tarifas totales sin impuestos para todos los grandes consumidores conectados a varios niveles de tensión. Para Marzo del 2003 el precio medio fue de 6.1 cUS/Kwh y el valor más actualizado es 6.17 cUS/Kwh de Junio 2003

#### Precios de Generación:

Los precios de generación corresponden a los precios de energía, potencia y PPAs publicados por CONELEC.

Para la obtención del precio de generación se tomó la información publicada por CONELEC, "Estructura de precio de la energía para el distribuidor y gran usuario al 2002"80, presentada en la tabla 5.37.

El precio de generación se actualizó tomando el precio medio total hallado en el numeral anterior, por medio de una regla de tres. Se obtiene un precio de generación para marzo del 2003 de 5.15 cUS/kWh y para junio del 2003 de 5.21 cUS/kWh.

#### Precios de Transmisión:

El precio de transmisión se obtiene en forma similar a partir de la misma información de CONELEC "estructura del precio de la energía para el distribuidor y gran consumidor en el mercado ocasional." Este valor fue en promedio de 0.6466 cUS/Kwh para el

<sup>78</sup> CONELEC. www.conelec.gov.ec. Estadística del sector eléctrico ecuatoriano

<sup>79</sup> CONELEC, Estadística del sector eléctrico ecuatoriano, para el primer semestre del 2003; cuadro DF-9

<sup>80</sup> CONELEC. www.conelec.gov.ec /Estadísticas/Mercado Eléctrico Mayorista/Componentes del Precio

**TABLA 5.37** ESTRUCTURA DEL PRECIO DE LA ENERGÍA PARA EL DISTRIBUIDOR Y EL GRAN CONSUMIDOR.TABLA 5.38.

ESTRUCTURA DEL PRECIO DE LA ENERGÍA PARA EL DISTRIBUIDOR Y GRAN CONSUMIDOR EN EL MERCADO OCASIONAL (US\$ Fecha Restriccione Potencia (1 Transmisión Total Obligada G.Privadas Abr-99 1.4044 0,0065 0.1479 0.7569 0.1214 0.4188 2.8559 May-99 1.0093 0.0293 0.1631 0.7450 0.2107 0.6161 2.7733 Jun-99 0.5709 0.0108 0.1435 0.7209 0.2536 0.5314 2.2311 Jul-99 0.9564 0.0023 0.1386 0.6909 0.2705 0.5320 2,5907 Ago-99 1,5278 0.0056 0.1535 0,6393 0.2723 0.5896 3.1879 Sep-99 3.2630 0.0005 0.0491 0.7219 0.3159 0.5416 4.8920 2.0903 0.0021 0.0738 0.8690 0.4338 Oct-99 0.3205 3.7894 Nov-99 2.8810 0.0001 0.6444 0.9035 0.4233 4.8523 Dic-99 1,9111 0,0041 0,0217 0,7324 1,0063 0,4650 4,1406 Ene-00 1.7194 0.0006 0.0000 0.9631 0.9214 0.3816 3.9861 Feb-00 1.5536 0.0005 0.0033 0.9733 0.3761 0.4399 3.3467 0.9964 0.0025 Mar-00 0.4763 0.0559 0.1942 0.4231 2.1484 Ahr-00 0.4549 0.0218 0.0335 0.9890 0.1824 0.4340 2.1157 0.5733 May-00 0.0044 0.0889 0.9916 0.1538 0.4185 2.2306 Jun-00 0.5287 0.0066 0.1118 1.0287 0.1602 0.4356 2.2715 Jul-00 1,0066 0.0031 0.3694 1.0243 0.1653 0.4390 3.0076 Ago-00 2.5783 0.0011 0.2802 1.9735 0.4366 5.3987 0.1290 Sep-00 0.0071 0.1469 1.0876 0.1598 5.5991 3,7343 0.4633 Oct-00 4.9639 0.0040 0.1273 1.3225 0.2527 0.5078 7.1783 Nov-00 10.0922 0.0001 1.2868 0.0789 0.6155 12.0736 Dic-00 8.2576 0.0000 0.0137 1.1112 0.1694 0.5734 10.1253 Ene-01 1.1749 0.2141 0.5399 6.8824 0.0002 0.0091 8.8206 Feb-01 7.1162 0.0269 1.1942 0.1767 0.5944 9.1084 Mar-01 7.2237 0.0021 1.1545 0.0705 0.5515 9.0023 0.0237 0.2749 1.3107 5.8960 Abr-01 3.5378 0.1882 0.5607 May-01 3.9545 0.0280 0.5548 6.0205 0.1682 1.2106 0.1044 Jun-01 2.9380 0.0109 0.4178 1.2937 0.0555 0.5737 5.2896 2.3914 0.0157 0.3428 1.4605 0.0695 0.5900 4.8699 Jul-01 2.9721 0.0056 0.3101 1.3535 0.0395 0.5830 5.2638 Ago-01 Sep-01 7,5394 0.0035 0.1208 1.1947 -0.11700.6741 9.415 Oct-01 8.4812 0.0007 0.0011 1.2831 -0.1160 0.8176 10.467 Nov-01 7,6427 0.0002 0.0024 1.3119 -0.0700 0.7410 9,6282 0.0002 0.7537 Dic-01 5.6796 0.0007 1.4517 -0.0200 7.8659 Ene-02 5.3291 0.0005 0.1176 1.2039 0.0195 0.5993 7.2699 Feb-02 5.0374 0.1587 1.4262 0.0261 0.6918 7.3402 5.0031 0.0001 1.3366 0.5703 7.3926 Mar-02 0.4540 0.0285 Abr-02 3.7803 0.0022 0.4640 1.4796 0.0709 0.5755 6.3725 May-02 2,3598 0.3250 0.5344 1.5675 0.0569 0.6151 5,4587 1un-02 4.1724 0.0044 0.4436 1,4368 0.6495 -0.0270 6.6797 Jul-02 1,4694 0.0126 1.6469 0.6309 4.7624 1,0026 Ago-02 2,2799 0.0070 0.8126 1.9712 0.6527 5,7234 Sep-02 7.7161 0.0012 0.0008 1.4546 0.6961 9.8688 Oct-02 6.5381 0.0095 0.1401 1.6001 0.6752 8.9630 Nov-02 2.3713 0.0216 0.8279 2.3102 0.6971 6.2281 4.8019 0.0067 1.6983 0.7053 7.2430 Dic-02 0.0308 Prom. 99 0.0990 1.7349 0.0068 0.7245 0.4083 0.5057 3,4792 Prom. 00 0.0043 2,9949 0,1026 1.1457 0.2453 0.4640 4.9568 Prom. 01 5.5299 0.0074 0.1397 1.2828 0.0496 0.6279 7.6374 Prom. 02 4.2382 0.0326 0.4156 1.5943 0.0292 0.6466 6.9419

año 2002 y para marzo del 2003 resulta en 0.57 cUS/Kwh, y para junio del 2003 en 0.575 cUS/Kwh. Precios de distribución y otros cargos:

En otros cargos están las restricciones y generación obligada. El valor de distribución y otros cargos se obtiene como diferencia entre el precio total y los precios de generación y transmisión. Para marzo 2003, el valor obtenido es 0.38 cUS/Kwh y para junio 2003 es 0.385 cUS/Kwh

### *Impuestos*

Al precio total aplicamos los impuestos de nivel nacional no recuperables, que en el Ecuador son el 10% del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal (FERUM).

# 5.6.7.1 Precios para Marzo del 2003 y Junio del 2003

La tabla siguiente resume la estructura de precios obtenida para los grandes consumidores del Ecuador para Marzo del 2003 y Junio del 2003.

TABLA 5.38 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ECUADOR

Mes	Generación	Transmisión	Distribución y otros	Impuestos	Total
Mar-03	5,15	0,57	0,38	0,61	6,71
Jun-03	5,21	0,58	0,39	0,62	6,80

Cifras en cUS\$/kWh



# México

#### 5.7.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial: Estados Unidos Mexicanos

Superficie: 1.964.375 km<sup>2</sup>

Población: 103.343.000 Habitantes

Capital: México D.F.

Moneda: Peso mexicano

**TABLA 5.39** INDICADORES ECONÓMICOS MÉXICO

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	97,367	98,881	100,373	101,847	103,343
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)ª	445,616	475,904	474,036	477,828	483,562
Variación (%)		6.80	-0.39	0.80	1.20
PIB per Cápita (US\$/hab)	4,773	4,813	4,723	4,692	4,679
Inflación (%) <sup>b</sup>	12.3	9.00	4.40	5.70	4.00
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) <sup>b</sup>	9.50	9.61	9.16	10.46	11.23
Devaluación (%)	-3.8	1.17	-4.61	14.18	7.38
Capacidad Instalada (MW) <sup>c</sup>	34,839	35,869	37,691	40,350	ND
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>c</sup>	179,070	191,200	194,920	198,880	ND
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>d</sup>	146,582	163,653	164,957	171,037	ND
Pérdidas (%) <sup>a</sup>	18.00	14.00	15.00	14.00	14
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh/hab</i> )º	1,570	1,655	1,643	1,679	ND

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI-, Año 1999-2002. CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Comisión Federal de Electricidad
- d ANDI, Cálculos con base en Población, Consumo de energía per capita y Generación de energía eléctrica.
- e Banco Mundial. Estadísticas

#### 5.7.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

I mercado eléctrico se caracteriza por ser monopolio del gobierno quien a través de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, Energía, Minas e Industria Paraestatal y de Comercio y Fomento Industrial, se encargan tanto de la regulación y el control del sector, como de la fijación de las tarifas y la expedición de normas y reglamentos.

Los cambios que se han dado en los últimos años se han limitado a abrir el sector para la inversión privada en las áreas de generación, para proveer de energía a la Comisión Federal de Electricidad –CFE-, para autogeneración y para exportar.

#### 5.7.2.1 Sistema de Generación

GRÁFICA 5.9

La CFE cuenta con una capacidad instalada para generar energía eléctrica de 40 .4 GW<sup>81</sup>, de los cuales 9,4 GW son de plantas hidroeléctricas, 26,6 GW de plantas termoeléctricas y 1.4 GW de plantas nucleares. La siguiente gráfica presenta el detalle de la composición por tipo de generación.

CAPACIDAD INSTALADA FFECTIVA DE GENERACIÓN

Edica 0%
Nuclear 3%
Hidrocarburos 66%

Térmicas 74%

Geotérmicas 2%

Carbón

Tipo de Capacidad Generación (GW) Hidroelectricas 9.4 Hidrocarburos 26.2 Carbón 2.6 Geotermicas Nuclear 1.4 Eólica 0 Total 40.4

5.7.2.2 Transmisión

La CFE cuenta con un sistema de transmisión y distribución para llevar la energía desde la fuente de generación hasta los usuarios finales; para ello cuenta con redes de alta, media y baja tensión, cuya longitud y desarrollo se puede apreciar en la siguiente tabla.

TABLA 5.40 LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (KM)

Nivel de tensión (kV)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*
400	10,623	10,979	11,337	11,908	12,249	12,399	13,165	13,695	14,504	14,621
230	18,217	18,532	18,878	19,374	20,292	21,224	21,598	22,645	24,060	24,074
161	427	456	456	456	456	456	508	508	646	486
150	766	445	445	66	66	0	0	0	0	0
Total	30,033	30,412	31,116	31,804	33,063	34,079	35,271	36,848	39,210	39,182

(\*) Cifras al 31 de Marzo del 2003.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad; CFE.

# Cargos por Uso del Sistema de Transmisión de Energía eléctrica

La Metodología actual que debe seguir la Comisión Federal de Electricidad para calcular los cargos correspondientes a solicitudes de Servicios de Transmisión, es dada por la Resolución 146/2001.

Para el cargo por el Servicio de Transmisión Solicitado a tensiones mayores de 69 kV será igual a la suma de los siguientes costos:

- 1. Costo fijo por el uso de la Red;
- 2. Costo variable por el uso de la Red, y
- 3. Costo fijo por administración del Convenio.

El procedimiento para el cálculo de los componentes del cargo por el Servicio de Transmisión solicitado, toma en cuenta a los usuarios de la Red en forma separada y su impacto que sobre la Red provoque cada Servicio de Transmisión.

El cargo por el servicio de transmisión solicitado a niveles mayores a 69 kV será igual a la suma de los siguientes costos:

- 1. Costo por el uso de la Red, y
- 2. Costo fijo por la administración del Convenio<sup>82</sup>.

**Nota:** El cargo por Uso del Sistema Nacional de Transporte es calculado para las diferentes regiones, tensiones de envío y magnitudes de transmisión de potencia.

En el 65% de las regiones el cargo por transporte es de 0.212 cUS\$/kWh, en el resto de las regiones dispersas el cargo es mayor.

#### 5.7.2.3 Distribución

La red de distribución al 31 de marzo del año 2003, la constituyen las líneas de subtransmisión (42,950 km) y distribución (566,705 km). Los niveles de tensión respectivos son de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV) para subtrasmisión y 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión para distribución.

#### 5.7.3 MARCO REGULATORIO

#### 5.7.3.1 Situación actual

Las actividades de generación, transmisión y distribución están totalmente integradas verticalmente. El articulo 27 de la Constitución de México declara taxativamente que:

"Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público.

Para mayor información acerca de la metodología para la obtención de los cargos por uso del sistema de transmisión consultar la RESOLUCIÓN Núm. RES/146/2001.

En esta materia no se concederán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.".

El artículo 28 de la constitución mexicana define las áreas estratégicas, entre las cuales se incluye la electricidad. En la parte pertinente expresa:

"No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad,...".

"El Estado contará con las empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado."

Por lo tanto, para introducir cambios radicales en el sector eléctrico habría que modificar la Constitución para eliminar la exclusividad del estado en estas funciones.

### La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Se expidió el 22 de diciembre de 1975 la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la cual fue objeto de varias reformas en los siguientes años hasta 1993. El artículo primero expresa que corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, reafirmando lo que dice la Constitución en el artículo 27. El artículo 3º aprobado en diciembre de 1992 permite la participación del sector privado en las siguientes actividades de generación: La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad; La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción; La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica. El artículo 7 afirma que la CFE estará a cargo de la prestación del servicio de energía eléctrica.

En el artículo 30 define que la venta de energía eléctrica se regirá por las tarifas que apruebe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

En el artículo 31 se consigna que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de: Energía, Minas e Industria Paraestatal y de Comercio y Fomento Industrial, y a propuesta de la CFE, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de

ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía. Así mismo, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá fijar tarifas especiales en horas de demanda máxima, demanda mínima o una combinación de ambas.

En el artículo 32 se hace referencia a que la modificación, ajuste o reestructuración de las tarifas implicará la modificación automática de los contratos de suministro que se hubieren celebrado.

#### 5.7.3.2 Cambios previstos

En los años de 1975 y 2001 se expidieron la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que reflejan una apertura muy moderada del sector eléctrico

#### Reforma Eléctrica

Aspectos relevantes de la iniciativa de la reforma eléctrica presentada por el Ejecutivo Federal el 16 de agosto de 2002.

- Reforma a los artículos 27 y 28 de la Constitución
- El Estado es el único facultado para prestar el servicio público de energía eléctrica.
- Se permite que los particulares generen y vendan energía eléctrica al Estado o a los usuarios cuyo consumo rebase el mínimo establecido en la Ley.
- El Estado garantizará el acceso y uso no discriminatorio de las redes de transmisión y distribución.

# Reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Proporciona el marco jurídico para modernizar los esquemas de participación de los particulares en la industria eléctrica y preserva el compromiso del Estado de garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica. Entre sus principales disposiciones se encuentran: La Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro continúan prestando el servicio público de energía eléctrica a todo aquél usuario que lo solicite, sin importar su nivel de consumo. Los usuarios, con consumo de más de 2,500 MWh por año en actividades industriales, comerciales o de servicios, podrán optar por abastecerse de energía eléctrica a través del servicio público u obtener su registro ante la CRE para celebrar contratos con generadores privados o comprar en el despacho de generación. Se permite que los particulares obtengan permisos para prestar servicios a los usuarios que hayan obtenido su registro a través de contratos bilaterales. Se definen las facultades de la Secretaría de Energía entre las que destacan: planear el sistema eléctrico nacional, dictar las medidas necesarias para garantizar el abasto de

energía para la prestación del servicio público, y fomentar el uso de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica. El Ejecutivo Federal continuará promoviendo la electrificación de comunidades rurales y programas de apoyo a usuarios de bajos recursos. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) será el encargado de controlar el uso imparcial de las redes que conforman el sistema eléctrico nacional y operar el despacho de generación. El despacho consiste en seleccionar las plantas disponibles de menor costo para satisfacer la demanda1.

#### Reformas a Ley de la Comisión Reguladora de Energía

Se otorgan facultades a la CRE para expedir los términos, condiciones y tarifas aplicables a la prestación de los siguientes servicios: Suministro que tenga por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica. La conducción de electricidad a través de las redes. Los servicios prestados por el CENACE.

## Ley Orgánica de la Comisión Federal de Electricidad

Esta Ley establece el régimen jurídico bajo el cual opera la CFE. Entre sus principales disposiciones se encuentran: La CFE tiene como objeto prestar el servicio público de energía eléctrica, tal como lo ha venido haciendo. La CFE puede celebrar contratos con los usuarios registrados. Se amplía el objeto del Organismo a fin de permitirle realizar actividades adicionales para incrementar sus ingresos y desarrollar servicios de valor agregado para sus clientes. Las disposiciones y lineamientos en materia presupuestaria y de evaluación que emitan la SHCP y SECODAM, deben considerar la autonomía de gestión de la CFE. La CFE es administrada por un Consejo de Administración y por un Director General. El Consejo de Administración estará integrado por los Secretarios de Energía, Hacienda, Medio Ambiente y Economía; cuatro representantes designados por el Presidente y tres representantes del Sindicato. Se respetan plenamente los derechos adquiridos de los trabajadores. Se respetan los compromisos contraídos con terceros.

# Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía

Esta Ley crea el Centro Nacional de Control de Energía –CENACE- como organismo descentralizado de la Administración Pública Federal y define el marco jurídico que regirá el desarrollo de sus funciones: Esta Ley entrará en vigor el 1° de junio de 2006 o cuando el 12.5% de la generación de energía eléctrica nacional sea adquirida por los usuarios registrados, lo que ocurra primero. En tanto sucede lo anterior, la CFE llevará a cabo las actividades a que se refiere esta Ley. Se detallan las funciones del CENACE en relación con el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del despacho de generación. El CENACE será administrado por una Junta de Gobierno, integrada por el Secretario de Energía y cuatro representantes designados por el

Presidente a propuesta de los generadores públicos y privados, PROFECO y los usuarios con registro. La creación del CENACE no afectará, en forma alguna, los derechos de los trabajadores adscritos a dicho organismo .

#### 5.7.4 ESTRUCTURA DE LA TARIFA

I 24 de mayo de 2001 se expidió el Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica. En el Capítulo VI De las Disposiciones Tarifarías se fijan los criterios para la determinación de las tarifas. Que se encuentran en los siguientes artículos.

**Artículo 47.** - La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a propuesta del suministrador, con la participación de la Secretaría y de la de Comercio y Fomento Industrial, fijará las tarifas para venta de energía eléctrica, su ajuste, modificación o reestructuración, con las modalidades que dicten el interés público y los requerimientos del servicio público. El ajuste corresponderá a los casos en que se varíe alguno de los elementos de la tarifa o la forma en que estos intervienen. La reestructuración corresponderá a los casos en que sea necesaria la adición o supresión de alguna o varias tarifas.

Artículo 48. - La fijación de las tarifas tenderá a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, propiciando a la vez el consumo racional de energía, para lo cual: Reflejarán el costo económico de los rubros de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica suministrada, incluyendo en tal concepto tanto la que genera el propio suministrador como la que obtenga éste de los productores externos, y considerará los requerimientos de ampliación de infraestructura eléctrica, y se ajustarán de acuerdo con la evolución de los costos económicos a través del tiempo, tomando en cuenta, separadamente, los rubros de generación, transmisión y distribución, así como las diferencias o variaciones relevantes por factores regionales o estaciónales, los cambios en productividad o eficiencia y los derivados de condiciones de operación del sistema durante los períodos de demanda base, intermedia o pico. Adicionalmente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá tomar en consideración las tarifas internacionales para un servicio de calidad similar. Los elementos a que refiere este artículo podrán estar explícitos o implícitos en las tarifas.

**Artículo 49.** - Las tarifas deberán especificar los siguientes conceptos: Tipos de suministro a los cuales son aplicables, Tensión de suministro, alta, media o baja Horario de aplicación de la tarifa, cuando no sea de 24 horas; Cargos por demanda o por consumo, así como el cargo mínimo mensual; Cargos por demanda contratada inicial; Cuenta del depósito de garantía; Lugares en donde regirá la tarifa. De no precisarse los lugares se entenderá que rige en todo el ámbito nacional; Fecha del inicio de su vigencia, y Otras disposiciones relativas a la aplicación de la tarifa. Las tarifas y sus

disposiciones complementarias, en su caso, se publicarán en el Diario Oficial de la Federación y cuando menos en dos periódicos diarios de circulación nacional, requisitos sin los cuales no podrán aplicarse. El suministrador imprimirá folletos con las tarifas aprobadas y entregará un ejemplar a quien lo solicite para que pueda conocer la tarifa que corresponda al suministro respectivo, así como sus características y cuotas. Asimismo, el suministrador proporcionará información y asesoramiento a los interesados sobre las características de los suministros que soliciten y las tarifas aplicables a los mismos.

**Artículo 51.** - A la propuesta del suministrador para fijación, ajuste o reestructuración de las tarifas deberá anexarse, cuando menos la siguiente información: Estudio justificativo de la propuesta, en que se consignará: Alcance y consecuencia de la propuesta en el estado financiero del suministrador, en la aplicación de las tarifas o en cualquier otro aspecto; Estados Financieros de resultados complementarios que fundamenten la propuesta; Estudios de costos económicos de la energía eléctrica en los que se fundamente la propuesta; Descripción de los elementos que integran la propuesta, y Estimación de resultados considerando el ajuste, modificación o reestructuración. La propuesta deberá ser aprobada por la Junta de Gobierno del suministrador previamente a su presentación ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, lo que podrá solicitar al suministrador información adicional para que el estudio de la propuesta. Si no se proporciona la información adicional dentro del plazo que se señale, dicha dependencia resolverá lo procedente conforme a los datos disponibles.

Artículo 52. - Cuando el suministrador, con la aprobación de la Secretaría, modifique la tensión como consecuencia del desarrollo de sus sistemas y esto origine la aplicación de una tarifa diferente a la fijada por el contrato, se aplicará la nueva tarifa a partir de la fecha en que el suministro se proporcione a la nueva tensión. Artículo 53. - Cuando un suministro reúna las características de aplicación de dos o más tarifas, el usuario podrá contratar los servicios en la tarifa de uso general que mejor convenga a sus intereses. Si el usuario contratara un suministro de una tarifa de uso específico, no podrá destinar la energía eléctrica a otro uso, en cuyo caso las instalaciones deberán separarse para contratar individualmente los respectivos suministros. El usuario quedará obligado a llevar a cabo la separación y convendrá con el suministrador el tiempo necesario para efectuarla. Una vez realizada, se contratarán los servicios para aplicar la tarifa correspondiente a cada uno de ellos. En caso que el usuario no celebre el convenio o no efectúe la separación en el plazo estipulado, el suministrador suspenderá dicho servicio, ajustándose a lo previsto en el artículo 35.

# Opción de demanda contratada para servicios en tarifas horarias

El suministrador está autorizado para celebrar convenios especiales con usuarios de la siguiente forma:

Los usuarios con tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL que lo soliciten, podrá facturárseles con base en la demanda contratada, de acuerdo con las siguientes modalidades:

#### Fijación de demandas contratadas

El usuario fijará sus demandas contratadas en período de punta (DCP), intermedio (DCI) y de base (DCB). Los usuarios de Baja California fijarán además su demanda contratada de semipunta (DCS). Las demandas contratadas no podrán modificarse antes de un año y deben cumplir con la siguiente relación:

$$DCP \le DCI \le DCB$$
  
 $DCP \le DCS \le DCI$  para Baja California

Demanda Facturable en Exceso (DFE)

La demanda facturable en exceso para todas las regiones, excepto Baja California, Baja California Sur y Noroeste, se define como:

En Baja California, para las tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL en los meses de la temporada que tiene períodos de punta y semipunta se aplica la siguiente ecuación:

y durante los meses que no tiene períodos de punta y semipunta, se aplica la siguiente ecuación:

En Baja California Sur y Noroeste, para las tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL en los meses de la temporada que tiene período de punta se aplica la siguiente ecuación:

$$DFE = (1 - FRI) \times \max(DP - DCP, 0) + FRI \times \max(DI - DCI, 0)$$

y durante los meses que no tiene período de punta, se aplica la siguiente ecuación:

$$DFE = FRI \times \max(DI - DCI, 0) + FRB \times \max(DB - DCB, 0)$$

# Cargo Demanda Facturable en Exceso

Cuando la DFE supere la vigésima parte de la DCF, se aplicará un cargo adicional equivalente a 4.545 veces el cargo por kW de demanda facturable de la tarifa correspondiente y aplicado solo a la DFE.

#### Otros Cargos en la Tarifa

En la factura de la electricidad a usuarios industriales, la CFE incluye todos los cargos adicionales a los de energía consumida y potencia demandada. Estos son cargos son:

- Cargo por factor de potencia, explicado anteriormente
- Cargo por derecho de alumbrado
- Impuesto del Valor Agregado IVA.

#### Factor de Potencia

El usuario debe procurar mantener un factor de potencia (FP) aproximado a 1.0 como le sea posible. Sin embargo, en el caso que el factor de potencia durante cualquier período de facturación (mensual) tenga un promedio inferior a 0.9 en atraso, el suministrador tendrá derecho a cobrar un recargo no mayor al 120% y de acuerdo con la siguiente expresión:

Porcentaje de rec arg 
$$o = \frac{3}{5} \left( \frac{90}{FP} - 1 \right) x 100$$

donde FP se expresa en porcentaje. En caso que el FP sea superior al 90%, el suministrador otorgará una bonificación no mayor al 2.5% y de acuerdo con la expresión siguiente:

Porcentaje de bonificación = 
$$\frac{1}{4} \left( 1 - \frac{90}{FP} \right) x 100$$

# 5.7.4.1 Tarifas para Grandes Usuarios

Las tarifas se define por cuatro niveles de tensión de suministro:

- Baja Tensión, que es el servicio que se suministra a tensiones menores a 1 kV.
- Media Tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1.0 kV, pero menores o iguales a 35 kV.
- Alta Tensión a nivel de subtransmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión entre 35 kV y menos de 220 kV.
- Alta Tensión a nivel de transmisión es el servicio que se suministra a niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV.

Para la subtransmisión y transmisión se tienen dos tipos de tarifas en cada caso:

- Las Tarifas H-S y H-T para servicio general, que se aplicarán a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá una vigencia de un año.
- Las Tarifas H-SL y H-TL para servicio general de larga utilización

Además, las tarifas se estructuran por regiones, para incluir los efectos de las temporadas del año y su consiguiente influencia en la determinación de los horarios de demanda de punta, semipunta, intermedio y base. Las regiones son las siguientes:

- Baja California
- Baja California Sur
- Noroeste
- Norte.
- Nordeste
- Central
- Sur
- Peninsular

El mínimo mensual corresponde al importe que resulta de aplicar el cargo por kW de demanda facturable al 10% de la demanda contratada.

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

Las tarifas se ajustan mensualmente por el IPP y los costos de los combustibles, de acuerdo a fórmulas establecidas por nivel de tensión.

#### 5.7.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

e puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Usuarios con los informes mensuales de la Comisión Federal de Electricidad que se encuentran en su página web (www.cfe.gob.mx).

Tarifa H-T

	14114 11-1										
Cargos	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.				
		Baja	California								
Dem. F. (\$/kW)	8.251176	8.064	8.30889	9.1834	9.81268	9.540438	9.17973				
Ener. P. (\$/kWh)	0.160499	0.1569	0.16163	0.1786	0.19088	0.185576	0.17856				
Ener. S.P. (\$/kWh)	0.070564	0.069	0.07106	0.0785	0.08393	0.081598	0.07851				
Ener. I.(\$/kWh)	0.038514	0.0376	0.03879	0.0429	0.04581	0.044539	0.04286				
Ener. B.(\$/kWh)	0.032822	0.0321	0.03305	0.0365	0.03903	0.037954	0.03652				
		Baja Ca	lifornia Su	r							
Dem. F. (\$/kW)	7.34619	7.1792	7.3978	8.1758	8.73561	8.492864	8.17208				
Ener. P. (\$/kWh)	0.129182	0.1263	0.13009	0.1438	0.15363	0.149363	0.14371				
Ener. I.(\$/kWh)	0.053452	0.0522	0.05383	0.0595	0.06358	0.061817	0.05948				
Ener. B.(\$/kWh)	0.039878	0.039	0.04016	0.0444	0.04743	0.046118	0.04437				
			entral								
Dem. F. (\$/kW)	4.345249	4.2468	4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461				
Ener. P. (\$/kWh)	0.159661	0.156	0.16078	0.1777	0.18987	0.184605	0.17762				
Ener. I.(\$/kWh)	0.040649	0.0397	0.04093	0.0452	0.04835	0.047012	0.04524				
Ener. B.(\$/kWh)	0.037629	0.0368	0.03789	0.0419	0.04475	0.043511	0.04186				
Dem. F. (\$/kW)	4.345249	4.2468	<b>oreste</b> 4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461				
Ener. P. (\$/kWh)	0.155974	0.1524	0.15707	0.1736	0.18548	0.180333	0.17351				
Ener. I.(\$/kWh)	0.037451	0.1324	0.13707	0.1730	0.10340	0.043302	0.17351				
Ener. B.(\$/kWh)	0.033735	0.033	0.03772	0.0417	0.04434	0.03901	0.04100				
Lilei. D.(Q/KWII)	0.033733		roeste	0.0370	0.04013	0.03701	0.03733				
Dem. F. (\$/kW)	9.09031	8.8839	9.15399	10.117	10.8107	10.51094	10.1138				
Ener. P. (\$/kWh)	0.147695	0.1443	0.14874	0.1644	0.17565	0.170771	0.16431				
Ener. I.(\$/kWh)	0.039313	0.0384	0.03959	0.0438	0.04675	0.045452	0.04373				
Ener. B.(\$/kWh)	0.035588	0.0348	0.03584	0.0396	0.04233	0.041161	0.03961				
		1	Norte								
Dem. F. (\$/kW)	4.345249	4.2468	4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461				
Ener. P. (\$/kWh)	0.15604	0.1525	0.15713	0.1737	0.18557	0.180419	0.17359				
Ener. I.(\$/kWh)	0.037347	0.0365	0.03761	0.0416	0.04442	0.043187	0.04156				
Ener. B.(\$/kWh)	0.033462	0.0327	0.0337	0.0372	0.0398	0.038696	0.03724				
5 5 6 (1)	4.045040		ninsular	4 00 (5	E 1 / 70	F 00 1700	4 00 4 4 7				
Dem. F. (\$/kW)	4.345249	4.2468	4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461				
Ener. P. (\$/kWh)	0.161072	0.1574	0.1622	0.1793	0.19156	0.186242	0.1792				
Ener. I.(\$/kWh)	0.04016	0.0393	0.04045	0.0447	0.04777	0.046441	0.04468				
Ener. B.(\$/kWh)	0.034741	0.0339	0.03499	0.0387	0.04132	0.040171	0.03865				
Dem. F. (\$/kW)	4.345249	4.2468	<b>Sur</b> 4.3758	4.8365	5.1678	5.024738	4.83461				
Ener. P. (\$/kWh)	0.15588	0.1523	0.15698	0.1735	0.18539	0.180238	0.17342				
Ener. I.(\$/kWh)	0.037902	0.1323	0.03817	0.0422	0.10557	0.043825	0.17342				
Ener. B.(\$/kWh)	0.035071	0.0343	0.03533	0.039	0.04307	0.040561	0.03902				
Elioi. D.(g/Kitti)	0.005071	0.0010	0.00500	0.007	0.01172	0.010501	0.00702				

# 5.7.5.1 Procedimiento de fijación de la tarifa para Grandes Usuarios

Para obtener los precios de México se toma la información de los cargos mensuales publicados por la comisión federal de electricidad —CFE- y se convierten a una tarifa monomia usando la curva de carga típica de un industrial conectado al sistema de transmisión. Este precio medio calculado no incluye los cargos por factor de potencia, cargo por derecho de alumbrado ni el IVA.

El modelo de consumo de una curva de carga típica es:

 Demanda facturable =
 9,696 kw

 Energía P. =
 69.696 kwh

 Energía I. =
 3.361.920 kwh

 Energía B. =
 2.459.040 kwh

### Ejemplo de cálculo de los cargos

Para el nivel de tensión H-T, la región centro y el mes de marzo del 2003 se tiene (según el cuadro anterior) los siguientes cargos:

Cargo de energía de punta = 0.1607 USD\$/kwh
Cargo de energía de base = 0.0378 USD\$/kwh
Cargo de energía de intermedia = 0.0409 USD\$/kwh
Cargo de demanda facturable = 4.3758 USD\$/kw

Cargo de energía = 244016.69 \$USD

(( energía de punta \* cargo de energía de punta) + (energía intermedia \* cargo de energía intermedia) + (energía base \* cargo energía base))

Cargo por demanda = 9696kw \* 4.41USD\$/kw = 42759.36 \$USD

Consumo de energía = 5890656 kwh

Precio medio: 4.87 cUSD\$/kwh

Precio que en promedio se paga por el suministro de energía resulta de dividir la sumatoria de los cargos entre el total de consumo de energía.

Con la metodología anterior se obtienen los precios medios para cada región:

TABLA 5.41 PRECIOS MEDIOS POR REGIÓN

Cargo por kilowatt - hora de energía US\$								
	Cargo por kilowatt de demanda facturable US\$	punta	intermedia	base	Facturación US\$	Precio Medio Kilowatio cUS\$		
* Baja California	8.38	0.16	0.04	0.03	306,039	5.20		
Baja California Sur	7.46	0.13	0.05	0.04	363,539	6.17		
Central	4.41	0.16	0.04	0.04	286,797	4.87		
Noreste	4.41	0.16	0.04	0.03	265,926	4.51		
Noroeste	9.23	0.15	0.04	0.04	323,007	5.48		
Norte	4.41	0.16	0.04	0.03	264,875	4.50		
Peninsular	4.41	0.16	0.04	0.04	278,045	4.72		
Sur	4.41	0.16	0.04	0.04	270,782	4.60		
Promedio	5.89	0.16	0.04	0.04	294,876.24	5.01		

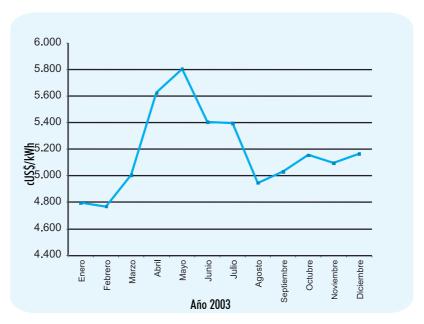
No incluye el IVA de 15%, ni incluye cargo por factor de potencia.

Precios dolarizados a cada mes (centavos de dólar americano); fuente: banco central de México.

Esta metodología se replica para cada mes, obteniéndose para el año 2003 los siguientes valores:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Tasa de Cambio	10.920	11.050	10.820	10.320	10.350	11.085
Precio Medio Kilowatio cUS\$	4.799	4.770	5.006	5.625	5.806	5.405
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tasa de Cambio	<b>Julio</b> 10.630	<b>Agosto</b> 11.085	Septiembre 11.060	<b>Octubre</b> 11.070	Noviembre 11.435	Diciembre 11.244

**GRAFICA 5.10** PRECIO MEDIO MENSUAL POR KILOWATIO.



Para calcular el costo de generación + transmisión y el de distribución + otros, se tiene en cuenta el resultado del estudio anterior, en donde la generación + transmisión representa el 81.49% y distribución + otros representa 18.29%.

El precio medio para el mes de diciembre 2003 fué de 5.17 cUS\$/kwh, y su composición:

Generación + transmisión = 4.22 cUS\$/kwh

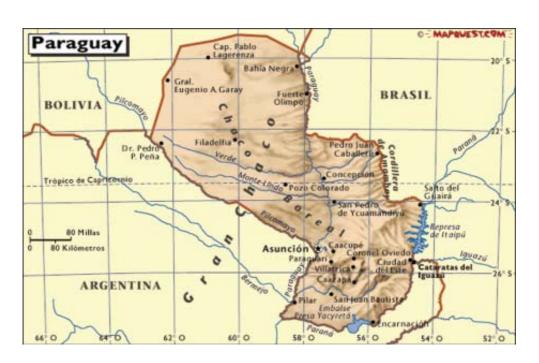
Transmisión = 0.21 cUS\$/kWh; Luego generación = 4.01 cUS\$/kWh

Distribución y otros = 0.95 cUS\$/kwh

TABLA 5.42 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA MÉXICO

	Generación	Transmisión	Distribución y otros	Impuestos	Total
Dic/03	4.01	0.21	0.95	0	5,17

Cifras en cUS\$/kWh



# **PARAGUAY**

### **5.8.1** Principales indicadores

Nombre oficial: República de Paraguay

Superficie: 406.752 km²

Población: 5.924.000 Habitantes

Capital: Asunción

Moneda: Guaraní

TABLA 5.43 INDICADORES ECONÓMICOS PARAGUAY

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	5,359	5,496	5,636	5,779	5,924
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)º	8,588	8,533	8,737	8,519	8,732
Variación (%)	-0.10	-0.64	2.39	-2.50	2.50
PIB per Cápita (US\$)	1,603	1,553	1,550	1,474	1,474
Inflación (%) <sup>b</sup>	5.4	8.60	8.40	14.60	9.90
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$)°	3.155	3.555	4.79	7.15	ND
Devaluación (%)		12.68	34.74	49.27	ND
Capacidad Instalada (MW) <sup>d</sup>	8,049	8,166	8,016	8,166	8,290
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>d</sup>	51,769	53,210	45,908	48,806	ND
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>d</sup>	4,328	4,446	4,524	4,407	ND
Pérdidas (%)	ND	ND	24.17	30.03	ND
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh</i> )	807.6	809.0	802.7	762.6	ND

### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI-, Año 1999-2002. CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Banco Central de Paraguay
- d CIER

#### 5.8.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

I sistema eléctrico de Paraguay se caracteriza por la existencia de una única empresa eléctrica integrada verticalmente, la Administración Nacional de Electricidad - ANDE-, ente autártico, propiedad del Estado Paraguayo, que desde 1964 tiene la misión de prestar el servicio público de electricidad en todo el territorio nacional.

### 5.8.2.1 Sistema de Generación

La oferta de generación en el país está garantizada por la energía hidroeléctrica procedente de los proyectos binacionales ejecutados con Brasil (Itaipú: 12,600 MW) y con Argentina (Yacyretá: 3,200 MW). En cada uno de ellos el 50% de la capacidad instalada corresponde a Paraguay, según los tratados internacionales respectivos. La

Central Hidroeléctrica de Itaipú es la responsable de la generación del 93% de la energía consumida en Paraguay.

La demanda nacional máxima actual es de aproximadamente 1200MW y el consumo anual de energía está próximo a los 4500 GWh, que se encuentran muy por debajo de la capacidad hidroeléctrica binacional disponible para el país.

### 5.8.2.2 Sistema de Transmisión

El Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN), está constituido por líneas de 220 kV y se encuentra dividido en subsistemas vinculados entre sí.

### 5.8.3 MARCO REGULATORIO

#### Situación Actual

No existe mercado mayorista de energía eléctrica.

La planificación del Sistema Interconectado Nacional para garantizar el abastecimiento eléctrico, se realiza por la Administración Nacional de electricidad -ANDE-, a corto, medio y largo plazo. Con base al estudio de mercado, en un horizonte de 10 años, se justifican nuevos proyectos de transmisión que tengan como finalidad la integración energética regional o eventualmente refuerzos puntuales .

### Comercio Internacional

La legislación vigente, autoriza a ANDE a comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos.

Para suplir la falta de marco regulatorio, todos los intercambios realizados a la fecha, se han regulado por contrato bilateral.

Para los intercambios internacionales, se utiliza de referencia el mercado mayorista del importador.

No se cuenta con regulación sobre derechos de congestión.

### 5.8.4 ESTRUCTURA DE LA TARIFA

NDE elabora un pliego de tarifas que es enviado al Poder Ejecutivo para su aprobación por Decreto, el cual es publicado y entra en vigencia en todo el territorio nacional.

El Decreto 2.109 de 1994 establece condiciones especiales para la instalación de grandes consumidores conectados en los niveles de 66KV y 220 KV.

Todos los clientes son regulados, clasificados en categorías según el grupo de consumo al cual pertenecen, es decir, si es doméstico, comercial, industrial, general, alta y muy alta tensión, reparticiones gubernamentales y alumbrado público.

Para el traslado a las tarifas de los costos de los contratos de compra realizados por los distribuidores, la legislación vigente establece que las tarifas serán fijadas con base al presupuesto de modo que produzcan un Ingreso Neto Anual no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio.

Actualmente, los precios de la energía son inferiores al precio regulado de acuerdo con la normatividad mencionada anteriormente. El Pliego Tarifario vigente fue expedido el 7 de marzo de 2002 por Decreto número 16600 del Poder Ejecutivo de la Nación.

### 5.8.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

e puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes consumidores a partir de las tarifas publicadas en el Pliego Tarifario de la Administración Nacional de Electricidad, las cuales se encuentran en su página web<sup>83</sup>.

### 5.8.5.1 Procedimiento de fijación de la tarifa para Grandes Usuarios

Para obtener los precios se toma las tarifas binómicas de Alta y Muy Alta tensión, códigos 610 y 620 respectivamente. Utilizando un factor de carga de 83% y una tasa de cambio de 6177 Gs/US\$ obtenemos los siguientes resultados.

	Alta Tensión (Codigo 610)	Muy Alta Tensión (Codigo 620)
Precio de Potencia (US\$/KW)	7.1557	5.0238
Precio de Energía (US\$/KWh)	0.0092	0.0078
Factor de Carga	0.8300	0.8300
Valor Promedio cUS\$ / kwh	2.1057	1.6048

Donde el valor de Muy Alta Tensión corresponde al precio de la generación más el precio de la transmisión.

Generación + Transmisión = 1.6 cUS\$/Kwh.

Por lo tanto, el precio de la distribución más otros corresponde a:

Distribución + Otros = 2.1057 - 1.6948 = 0.501 cUS\$ / KWh.

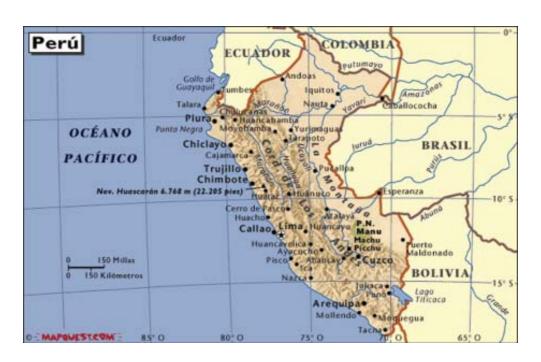
Los usuarios de alta tensión tienen la posibilidad de seleccionar tarifas diferenciadas en el horario punta respecto al horario fuera de punta (Tarifa Diferenciada Alta Tensión Código 630). Para la estructura de consumo modelo para la industria se obtienen resultados muy similares:

Concepto	Unidades consumidas	US\$	US\$/Unidad		
Demanda de Potencia (KW)	9,696	3.8551	37,379.12		
Energía Punta (KWh)	69,696	0.0191	1,328.03		
Energía Intermedia (KWh)	3,361,920	0.0191	64,059.90		
Energía baja (KWh)	2,459,040	0.0086	21,198.62		
Cargo por Energía			86,586.54		
Total Facturado Energía y Potencia US	\$		123,965.67		
Costo Fijo US\$					
Total Unidades de energía consumidas	5,890,656				
Valor en cUS\$ por KWh	2.104				

TABLA 5.44 COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PARAGUAY

	Generación	Transmisión	Distribución y otros	Impuestos	Total
Dic/03	1.6		0.5	0	2.10

Cifras en cUS\$/kWh.



# **PERÚ**

### 16.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial: República del Perú

Superficie: 1,285,216 km<sup>2</sup>

Población: 27,203,000 Habitantes

Capital: Lima

Moneda: Nuevo Sol

TABLA 5.45 INDICADORES ECONÓMICOS PERÚ.

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	25,525	25,939	26,347	26,784	27,203
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)ª	58,952	60,744	60,843	63,824	66,377
Variación (%)	0.90	3.04	0.16	4.90	4.00
PIB per Cápita (US\$)	2,310	2,342	2,309	2,383	2,440
Inflación (%) <sup>b</sup>	3.7	3.70	-0.10	1.50	2.50
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$') <sup>b</sup>	3.5	3.5	3.4	3.5	3.5
Devaluación (%)	14.8	0.00	-2.86	2.94	0.00
Capacidad Instalada (MW) <sup>c</sup>	5,742	6,070	5,907	5,935	6,100
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>c</sup>	19,050	19,923	20,786	21,982	ND
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> )°	14,591	15,546	16,629	17,650	ND
Pérdidas (%)	23.72	22.3	20.28	20	ND
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh</i> )	755	776	789	817	ND

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI- , Año 1999-2002. CEPAL-, Año 2003 Informe preliminar.
- b Centro de Estudios Económicos ANDI, con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c Comisión de Integración Energética Regional CIER, www.cier.org.uy

### 5.9.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

### 5.9.2.1 Sistema de Generación

El mercado eléctrico Peruano es atendido por 6.1 GW de capacidad instalada, con un 55% de abastecimiento que proviene de la energía hidroeléctrica y un 45% proveniente de energía Térmica. Existen alrededor de 20 empresas de generación. El gobierno tiene una participación empresarial de mas o menos 50% en la actividad de generación.

Gran parte de las centrales hidroeléctricas dispone de embalses (naturales y artificiales) con sistemas de regulación para almacenar energía en los meses húmedos y conservarla en previsión de los meses secos. Esta capacidad de regulación permite almacenar volúmenes de agua para periodos anuales. El sistema eléctrico peruano mantiene una reserva de generación superior al 50% y el abastecimiento está garantizado frente a cualquier fenómeno natural o falla del sistema.

La siguiente gráfica muestra la composición de la capacidad instalada del Perú en 200384.



GRÁFICA 5.11 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN AL 2003

### 5.9.2.2 Sistema de Transmisión

El sistema eléctrico del Perú está constituido por el Sistema Interconectado Nacional (SINAC) a partir de octubre del 2000, que comprende las regiones de Tumbes, Piura, Chiclayo, Trujillo, Lima, Ica, Areguipa, Cuzco, Puno, Mosquera y Tacna.

El sistema principal de troncal de transmisión entre Tumbes y Tacna está a 220 KV y los sistemas de derivación están conectados a 138 KV y 60 KV. Los sistemas rurales están conectados principalmente en 33 KV y 22.9 KV. Las principales empresas de transmisión han sido recientemente concesionadas al sector privado<sup>85</sup>.

La longitud de las líneas instaladas del SINAC se muestran a continuación

Tensión kV	Longitud km
220	1509,16
138	647,55
66	89,05
50	26,41
Total	2272,17

**TABLA 5.46** LONGITUD PARA LAS LÍNEAS A 220, 138, 66 Y 50 KV.

<sup>84</sup> Mercado Eléctrico Andino. www.mem.com.co

<sup>85</sup> CIER, "señales regulatorias para la inversión y el abastecimiento eficiente de la energía eléctrica", octubre 2002.

#### 5.9.2.3 Sistema de Distribución.

Existían a fines del año 2000, 21 empresas de distribución. Las principales empresas privadas son Edelnor, Luz del Sur y Electro Sur Medio. Del sector público son Hidrandina, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electrocentro, Electronorte y Electronoreste. La ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que las concesiones de distribución son a plazo indeterminado.

#### Pérdidas en Distribución

En el 2002, las pérdidas de energía en los sistemas de distribución del país (interconectados y aislados) fueron del orden de 9,1%, cifra superior en 0,4% al porcentaje de perdidas alcanzado en el primer trimestre del 2003; donde un 2.1% corresponde a perdidas reconocidas y un 7.1% corresponde a perdidas estándar, las perdidas reales fueron 8.7% para el mismo trimestre del 2003<sup>86</sup>.



**GRAFICA 5.12** EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN EN PERÚ

### 5.9.3 MARCO REGULATORIO

I sector energético peruano tiene un sistema regulatorio que promueve la desintegración vertical de las actividades de generación transmisión y distribución. Las tarifas son fijadas por el OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía) siguiendo estrictamente los mandatos de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento<sup>87</sup>.

El proceso de regulación se realiza en un marco de transparencia que incluye la realización de audiencias públicas en las que todos los interesados (consumidores, empresas, asociaciones de usuarios, Defensoría del Pueblo, entre otros) tienen oportunidad de intervenir.

<sup>86</sup> Anuario Estadístico 2002, OSINERG

<sup>87</sup> Dirección General de Electricidad – DGE, DECRETO LEY NO 25844, DECRETO SUPREMO NO 099-93-EM, Edición actualizada al 22 de noviembre de 2002.

### 5.9.3.1 El Organismo Regulador. OSINERG

La entidad del Estado que hace la regulación del sector eléctrico es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG). Se creó mediante la ley 26734 como organismo público con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Tiene el encargo de cumplir con las regulación de las tarifas y su fiscalización.

En su función reguladora, el OSINERG fija los precios en barra del sistema de generación, los peajes de los sistemas principal y secundario de transmisión, los valores agregados de distribución de media y baja tensión, los costos de las conexiones y los cargos de reposición y mantenimiento de la conexión.

La ley 27332 estableció la integración de la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) con OSINERG, constituyéndose la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), órgano ejecutivo del OSINERG responsable de proponer al Consejo Directivo las tarifas en el sector energético.

La actuación del OSINERG, se evidencia por ejemplo en las regulaciones de las tarifas de generación eléctrica. Así se tiene que durante los últimos seis años, las diferencias con las propuestas de los generadores han significado una reducción de más de 6.000 millones de soles en beneficio de los consumidores. Así, en la última regulación, los generadores solicitaron un incremento del 17% y el OSINERG determinó una reducción del 4%, lo que denota la independencia del organismo regulador.

### 5.9.3.2 El Comité de Operación Económica del Sistema –COES-

Conformado por los propietarios de las centrales de generación y los sistemas de transmisión. Está encargado de planificar la operación del Sistema Interconectado, controlar la operación, coordinar el mantenimiento, calcular la demanda y energía de cada unidad generadora y garantizar la compra o venta de energía, así como la venta de potencia contratada a precio regulado.

# 5.9.3.3 Regulación para Expansión del Sistema Eléctrico Peruano.

La expansión de la generación en Perú se origina en la venta en el mercado de contratos. El precio spot de la energía está sujeto a variaciones aleatorias así como a estacionalidad, como resultado de la variabilidad de la generación hidroeléctrica disponible. Existe una remuneración a la capacidad de generación mediante el funcionamiento del mercado de transferencias de potencia firme entre generadores<sup>88</sup>.

<sup>88</sup> CIER, "Señales regulatorias para la inversión y el abastecimiento eficiente de energía eléctrica", octubre 2002.

La expansión de la transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente, con licitaciones para la adjudicación de obras.

El mecanismo central para asegurar el abastecimiento en el mercado eléctrico peruano está basado en la obligación que tienen los concesionarios de distribución de tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los próximos 24 meses como mínimo.

### 5.9.4 LA ESTRUCTURA TARIFARÍA PARA LOS USUARIOS FINALES.

### 5.9.4.1 Fijación de Tarifas en Barra para Usuarios Regulados

En julio de cada año a más tardar, se inicia el proceso de fijación de las tarifas en barra para el periodo siguiente de noviembre a abril, con la presentación del estudio técnico económico de la propuesta de tarifas del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES-SINAC). Similarmente en enero se inicia el proceso para la fijación de tarifas en barra para el periodo mayo – octubre. Las tarifas en barra son las tarifas aplicadas al punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

Los principales componentes de las tarifas eléctricas tienen diferentes periodos de regulación.

Las tarifas en barra o tarifas de generación se regulan cada seis meses y los nuevos valores entran en vigor el primer día de mayo de cada año y el primer día de noviembre, conjuntamente se hace también la regulación de las tarifas para Sistema Principal de Trasmisión (SPT) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). El tercer componente importante de la tarifa eléctrica aplicable al usuario final es el Valor Agregado de Distribución (VAD) o tarifa de distribución eléctrica, cuya regulación se efectúa cada cuatro años. La próxima fijación del VAD se realizará el año 2005.

La Barra de referencia para la aplicación del precio básico de la energía es la ciudad de Lima (Barras de San Juan, Santa Rosa y Cavarría a 220 kV). Lima representa alrededor del 50% de la demanda del SEIN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación.

Para el precio básico de la potencia se considera como referencia la ciudad de Lima en 220 KV. Por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SEIN, de acuerdo con el último análisis realizado por el OSINERG y por el COES-SINAC.

Las tarifas teóricas de potencia y energía para cada Subestación Base del sistema se obtienen expandiendo los precios básicos con los respectivos factores de pérdidas.

Los precios teóricos se comparan luego con el precio promedio ponderado del mercado libre (valores del ultimo semestre presentados por las empresas). Si no difieren en mas del 10% de los precios libres vigentes, los precios teóricos de la energía son aceptados como Tarifas en Barra definitivas para el periodo siguiente<sup>89</sup>.

#### 5.9.4.2 Precios de distribución

La remuneración que recibe el distribuidor es el Valor Agregado de Distribución (VAD) aplicable al usuario final. Los usuarios que pagan el VAD son los que están conectados a media y baja tensión.

El VAD incluye los componentes costos de comercialización, pérdidas estándares de distribución, costos estándares de inversión y mantenimiento y operación, representa el costo total en que se incurre para poner a disposición del cliente la potencia y energía desde la barra equivalente de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida.

Son Usuarios en media tensión, los conectados a una tensión superior a 1 KV y menor a 30 KV. Aquellos usuarios conectados a una tensión inferior o igual a 1 KV son considerados usuarios en Baja Tensión.

Los usuarios de media tensión podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarías existentes, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaría. La opción tarifaría elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.

La información detallada acerca del VAL, Cargos Fijos, parámetros de Cálculo Tarifario y las fórmulas de actualización; se puede obtener de la página web de OSINERG (www.osinerg.org.pe, o www.cte.org.pe), de la resolución OSINERG NO 2120-2001-OS/CD.

### 5.9.4.3 Otros Costos

### Cargo Proyecto Camisea

Es el proyecto energético considerado por muchos como el más importante en la historia energética del Perú.

89 EL PERUANO, www.elperuano.com.pe -normas legales -resolución 1458-2002-OS/CD.

Todas las especificaciones sobre el tema se muestran en la Resolución 1458-2002-OS/CD. Los peajes del sistema de transmisión Resolución OSINERG NO 0940-2002-OS/CD. Los peajes del sistema secundario de transmisión Resolución OSINERG NO 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

Dicha consideración es basada en la dimensión del yacimiento de sus reservas, que podría cambiar la condición actual de país importador de energía y a la eficiencia económica directa del Gas Natural que podría elevar la competitividad en la industria peruana.

El yacimiento Camisea, de acuerdo a los reportes oficiales posee reservas probadas no desarrolladas de gas natural de 8.1 trillones de pies cúbicos, esta cantidad es equivalente a 1500 millones de barriles de petróleo (BOE).

En el año 1999, se promulgó la Ley 27133, Ley de promoción del Gas Natural y se aprobó su reglamento con D.S. NO 040-99-EM, a fin de establecer el marco regulatorio que permita el desarrollo de la industria del Gas Natural. Para la recaudación de la inversión del proyecto de RED PRINCIPAL DE CAMISEA, se cobrará a los usuarios de energía eléctrica un cargo de:

- US\$ 1.00 /KW-mes para el periodo comprendido entre noviembre 2002 a abril del 200390.
- ♦ US\$ 1.50 /KW-mes para el periodo mayo 2003 a octubre 2003.
- ◆ US\$ 2.00 /KW-mes para el periodo noviembre 2003 a abril 2004.
- ♦ US\$ 2.50 /KW-mes para el periodo mayo 2004 a noviembre 2004.

# Cargo por Energía Reactiva:

El Cargo por Energía Reactiva CER es el cargo que se paga mensualmente por la energía reactiva. El valor fijado de este cargo en la resolución OSINERG 2120-2001-OS/CD es de 0.0428 Soles/KVARh 91

#### 5.9.4 IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES

A las facturas de energía de los consumidores se aplica un IVA del 19% desde el mes de Julio del 2003. Hasta esa fecha el IVA aplicado era del 18.

Este IVA es recuperable para el sector productivo con sus propias ventas y por ello no se incluye como un costo específico del insumo energético.

### 5.9.5 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES.

El mercado eléctrico peruano tiene usuarios regulados y no regulados.

<sup>90</sup> El cargo por el proyecto de Camisea ya está incluído en los precios medios de energía en MAT, AT y MT.

<sup>91</sup> El Cargo de Energía Reactiva ya está incluído en los precios medios de energía en MAT, AT y MT.

Los usuarios no regulados o clientes libres son aquellos que tienen una demanda mayor o igual a 1,000 KW o exceden el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, y tienen la libertad de negociar tarifas de generación y condiciones para la compra de energía y potencia a nivel barra. El precio de la generación (capacidad y energía), la demanda máxima y las condiciones de venta son de libre acuerdo sin interferencia del estado. Existen muchos contratos cuyos plazos varían entre uno y quince años. No negocian los peajes por el uso de los sistemas de transmisión y de distribución, que se encuentran regulados por OSINERG.

A diciembre del 2003, existen 251 clientes libres, de los cuales 45 se encuentran conectados a la red de Muy Alta Tensión (MAT), 40 a las redes de Alta Tensión (AT) y 166 a la red de Media Tensión (MT). La actividad que concentra el mayor número de clientes libres es la minería con 47, seguidas de las actividades textil, pesquera y alimentos.

El Mercado No Regulado o Libre es el 47% del total de ventas a usuarios finales<sup>92</sup>.

### 5.9.5.1 Procedimiento de Fijación de Tarifas para Usuarios No Regulados

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía, independientemente si estas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para los suministros que se efectúen en condiciones de competencia, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En la tarifa final de los usuarios libres o no regulados, el único cargo que esta libre de regulación es el cargo de generación, los demás cargos como: transmisión, distribución, cargo por proyecto Camisea y cargo por energía reactiva son establecidos por resolución dando cumplimiento al mandato de la Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento.

#### 5.9.6 ENCUESTAS

Con la colaboración de ACIDE, Asociación de Consumidores Intensivos de Energía del Perú, se consiguieron 10 encuestas del sector industrial, de las cuales una es de una empresa conectada a niveles de tensión superior a 138 KV. Las encuestas recogidas cubren los sectores de minería principalmente, bebidas y cerámica.

La siguiente tabla describe información básica de las empresas que respondieron a las encuestas.

TABLA 5.48 EMPRESAS ENCUESTADAS EN PERÚ

No.	Empresa	Sector	Voltaje KV
1	Minsur	Minería	138,0
2	Atacocha	Minería	50,0
3	Yaulicayu S.A.	Minería	50,0
4	Sociedad Minera El Brocal	Minería	50,0
5	BHP Tintaya S.A.	Minería	10,0
6	CastroVirreyna Cía Minera	Minería	22,0
7	Cerámica Lima	Cerámica	10,0
8	Cerámica San Lorenzo	Cerámica	10,0
9	Unión de Cervecerías	Bebidas	10,0
10	Cervecerías San Juán	Bebidas	10,0

El promedio encontrado para Marzo del 2003 de las empresas encuestadas, fue de 4.26 cUS\$/Kwh, para empresas conectadas a niveles de voltaje iguales o superiores a 50 KV. El promedio de las empresas conectadas a niveles de tensión por debajo de 50 KV fue de 5.99 cUS\$/Kwh. Estos valores incluyen los costos de generación, transmisión, distribución, cargos por el proyecto Camisea, y energía reactiva. No incluyen los impuestos del IVA por ser recuperables. De las mismas encuestas se encontró que el costo medio de generación y transmisión de la energía puesta en barras de alta tensión fue de 3.23 cUS\$/kwh.

Los anteriores valores se contrastaron con los precios medios del mercado libre obtenidos del Informe OSINERG-GART/DGT No. 045-2003 que contiene el "Proceso de Regulación Tarifas en Barra mayo 2003 a octubre 2003"93. Dichos precios medios del mercado libre, corresponden al promedio de los precios reportados por las empresas con clientes libres para los 6 meses anteriores, o sea entre nov 2002 y abril 2003.

El precio medio libre para el gran consumidor en el mercado eléctrico mayorista fue de 11.77 cent Soles/Kwh, equivalente a 3.39 cUS\$/Kwh<sup>94</sup>. Estos precios incluyen los componentes de generación y transmisión, y son comparables con el resultado de las encuestas.

<sup>93</sup> OSINERG. "Informe OSINERG-GART/DGT No. 045-2003". Cuadro 5.2. Comparación de Precios Libre vs. Teórico. Pág. 52.

<sup>94</sup> La Tasa de Cambio para marzo/2003 fue 3.475 Soles/US

#### 5.9.7 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN

a información de las tarifas promedio de los clientes libres, definidos como los grandes consumidores de energía que tienen una demanda de potencia superior la 1000 KW o exceden el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, se puede obtener cada seis meses de los informes que prepara el OSINERG para el proceso de aprobación de las tarifas en barra. Esto es posible por la necesidad legal de verificar que el precio medio de las tarifas en barra aplicables para definir las tarifas de los clientes regulados, no puede variar más del 10% de los precios medios efectivos de los clientes libres.

El comportamiento de precios en el mercado libre tiene una particular importancia debido a que, en la medida que este mercado sea competitivo y actúe en condiciones de competencia, se logrará tener un adecuado precio de referencia para el segmento de clientes regulados. Por ello, a partir de Agosto del 2003, el OSINERG publica un informe mensual sobre el mercado libre de electricidad, que incluye información sobre el consumo y el precio medio de cada uno de los contratos vigentes en el mercado libre. Esta información ya permite actualizar el precio medio de los clientes libres mes a mes. La información más actualizada que se dispone a la fecha es la correspondiente al mes de diciembre del 2003<sup>95</sup>.

### 5.9.7.1 Precios para Marzo del 2003

Como se indicó anteriormente, las tarifas del mes de Marzo del 2003 para los clientes libres se obtienen de los precios medios reportados por las empresas con clientes libres para el período noviembre 2002 a abril 2003, usadas para comparar las tarifas en barra propuestas para el período mayo a octubre del 2003<sup>96</sup>. El precio medio libre para el gran consumidor en el mercado eléctrico mayorista fue de 11.77 cent Soles/Kwh, equivalente a 3.39 cUS\$/Kwh. Estos precios incluyen los componentes de generación y transmisión principal.

El precio medio de transmisión principal se obtiene de la tabla de los precios teóricos, variable PCSPT (cargo de peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión), que se muestra en la siguiente hoja. El valor correspondiente para el período noviembre 2002 a abril 2003, fue de 1,97 US\$/KW-mes, equivalente a 0,35 cUS\$/Kwh<sup>97</sup>, y el precio medio de generación resultante es de (3.39-0.35) cUS\$/Kwh = 3.04 cUS\$/Kwh.

OSINERG. "Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad. Diciembre 2003. www.cte.org.pe /Publicaciones/Información del Mercado Libre de Electricidad. Año 3, No. 6, Dic 2003.

<sup>96</sup> OSINERG. "Informe OSINERG-GART/DGT No. 045-2003". Cuadro 5.2. Comparación de Precios Libre vs. Teórico. Pág. 52.

<sup>97</sup> OSINERG. Tarifas Teóricas en Barra en moneda extranjera. Período nov 2002-abr 2003. Resolución OSINERG 1493-2002-OS/CD. El valor equivalente de la tarifa en energía se obtiene cuando el factor de carga de 77.1% indicado en la misma tabla de tarifas teóricas.

Los restantes componentes de la tarifa como son peajes en sistemas secundarios de transmisión, los cargos de Camisea y los cargos por energía reactiva se obtienen como diferencia con la tarifa final reportada en el Informe Estadístico del año 2002 de OSINERG. De dicho informe se tiene que el precio medio total para usuarios conectados a Muy Alta Tensión -MAT- (por encima de 100 KV) es 4.26 cUS\$/Kwh en promedio (valor coincidencialmente igual a los 4.26 cUS/Kwh obtenidos de las encuestas para usuarios por encima de los 50 KV).

Por lo anterior, los restantes componentes de la tarifa como son los precios de transmisión secundaria, cargos por Camisea y energía Reactiva se asume son iguales a la diferencia entre el valor total y el valor medio de los precios libres, o sea 0.87 cUS\$/Kwh para los usuarios conectados a MAT.

### 5.9.7.1 Precios para diciembre del 2003

Los precios libres negociados por los grandes consumidores para diciembre del 2003 (generación y transmisión principal), se obtienen del informe del Mercado Libre de Electricidad de diciembre del 2003, discriminados por niveles de tensión a Muy Alta tensión (MAT), Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT)<sup>98</sup>. Para usuarios conectados a MAT (>100 KV), se obtiene un promedio de 11.46 cent Sol/kwh, equivalente a 3.31 cUS\$/Kwh, usando la tasa de cambio para diciembre del 2003 de 3.463 Soles/Dólar.

El precio medio de transmisión principal se obtiene de la tabla de los precios teóricos, variable PCSPT (cargo de peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión); para el período noviembre 2003 a abril 2004, fue de 3,81 US\$/KW-mes, equivalente a 0,67 cUS\$/Kwh<sup>99</sup>, y el precio medio de generación resultante es de (3.31-0.67) cUS\$/Kwh = 2.64 cUS\$/Kwh.

Los cargos por Camisea para diciembre 2003 son de US\$2/KW-mes, el doble de lo que costaban en marzo del 2003. O sea que aumentaron en 0.18 cUS\$/Kwh y el total de otros cargos para diciembre se aumentan en forma proporcional respecto a los valores de marzo del 2003, y por tanto se estiman en (0.87+0.18) cUS\$/Kwh.

La siguiente tabla resume los valores de los componentes de la tarifa de energía para los grandes consumidores del Perú conectados a nivel de Muy Alta Tensión, para los meses de marzo y diciembre del 2003.

<sup>98</sup> OSINERG. "Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad. Diciembre 2003. www.cte.org.pe/Publicaciones/Información del Mercado Libre de Electricidad. Año 3, No. 6, Dic 2003

<sup>99</sup> OSINERG. Estudio Tarifas Teóricas en Barra en moneda extranjera. Período nov 2003-abr 2004. Informe OSINERG GART/DGT 050A-2003. El valor equivalente de la tarifa en energía se obtiene cuando el factor de carga de 77.4% indicado en la misma tabla de tarifas teóricas.

TABLA 5.49 TARIFAS EN BARRA. PERÍODO NOV 2002 - ABRIL 2003

(Cifras en Dólares)

Barra	PPM \$/kW-mes	PEMP c\$/kWh	PEMF c\$/kWh	PCSPT \$/kW-mes	PPB \$/kW-mes	CPSEE c\$/kWh
Talara	5.07	3.56	2.44	1.97	7.04	0.00
Piura Oeste	5.15	3.61	2.48	1.97	7.12	0.00
Chiclayo Oeste	5.10	3.56	2.45	1.97	7.07	0.00
Guadalupe 220	5.11	3.57	2.45	1.97	7.08	0.00
Guadalupe 60	5.10	3.57	2.46	1.97	7.07	0.00
Truji <b>ll</b> o Norte	5.14	3.57	2.45	1.97	7.11	0.00
Chimbote 1	5.06	3.54	2.43	1.97	7.03	0.00
Paramonga	5.17	3.58	2.40	1.97	7.14	0.00
Huacho	5.21	3.60	2.40	1.97	7.18	0.00
Zapallal	5.31	3.61	2.39	1.97	7.28	0.00
Ventani <b>l l</b> a	5.33	3.62	2.40	1.97	7.30	0.00
Chavarria	5.34	3.62	2.40	1.97	7.31	0.00
Santa Rosa	5.35	3.63	2.40	1.97	7.32	0.00
San Juan	5.35	3.62	2.41	1.97	7.32	0.00
Independencia	5.20	3.56	2.37	1.97	7.17	0.00
Ica	5.27	3.58	2.39	1.97	7.24	0.00
Marcona	5.45	3.63	2.42	1.97	7.42	0.00
Mantaro	4.84	3.44	2.30	1.97	6.81	0.00
Huayucachi	4.97	3.49	2.32	1.97	6.94	0.00
Pachachaca	5.06	3.52	2.35	1.97	7.03	0.00
Huancavelia	4.93	3.48	2.32	1.97	6.90	0.00
Callahuanca ELP	5.16	3.55	2.37	1.97	7.13	0.00
Cajamarquilla	5.29	3.60	2.39	1.97	7.26	0.00
Huallanca 138	4.65	3.38	2.34	1.97	6.62	0.00
Viscarra	5.14	3.57	2.39	1.97	7.11	0.00
Tingo Maria 220	4.95	3.52	2.37	1.97	6.92	0.00
Aguaytia 220	4.85	3.49	2.35	1.97	6.82	0.00
Pucallpa 60	5.20	3.55	2.38	1.97	7.17	0.00
Tingo Maria 138	4.97	3.51	2.36	1.97	6.94	0.00
Ниа́писо 138	5.06	3.54	2.36	1.97	7.03	0.00
Paragsha II 138	5.09	3.54	2.36	1.97	7.06	0.00
Oroya Nueva 22:0	5.06	3.52	2.36	1.97	7.03	0.00
Oroya Nueva 50	5.06	3.52	2.35	1.97	7.03	0.00
Carhuamayo 138	4.88	3.50	2.33	1.97	6.85	0.00
Caripa 138	5.05	3.53	2.34	1.97	7.02	0.00
Machupicchu	3.79	3.00	2.04	1.97	5.76	0.00
Cachimayo	4.05	3.10	2.11	1.97	6.02	0.00
Dolorespata	4.09	3.11	2.12	1.97	6.06	0.00
Quencoro	4.09	3.11	2.12	1.97	6.06	0.00
Combapata	4.29	3.21	2.19	1.97	6.26	0.00
Tintaya	4.51	3.33	2.27	1.97	6.48	0.00
Ayaviri	4.37	3.25	2.23	1.97	6.34	0.00
Azángaro	4.29	3.21	2.20	1.97	6.26	0.00
Juliaca	4.67	3.34	2.27	1.97	6.64	0.00
Puno 138	4.76	3.40	2.31	1.97	6.73	0.00
Puno 220	4.76	3.41	2.31	1.97	6.73	0.00
Callalli	4.63	3.37	2.29	1.97	6.60	0.00
Santuario	4.70	3.41	2.32	1.97	6.67	0.00
Socabaya 138	4.79	3.43	2.33	1.97	6.76	0.00
Socabaya 220	4.80	3.43	2.32	1.97	6.77	0.00
Cerro Verde	4.81	3.44	2.33	1.97	6.78	0.00
Reparticion	4.81	3.44	2.34	1.97	6.78	0.00
Mollendo	4.81	3.45	2.34	1.97	6.78	0.00
Montalvo 220	4.81	3.44	2.33	1.97	6.78	0.00
Montalvo 138	4.83	3.44	2.33	1.97	6.80	0.00
IIo 138	5.14	3.46	2.34	1.97	7.11	0.00
Botiflaca 138	4.90	3.46	2.34	1.97	6.87	0.00
Toquepala	4.91	3.47	2.36	1.97	6.88	0.00
Aricota 138	4.85	3.46	2.35	1.97	6.82	0.00
Aricota 66	4.84	3.45	2.34	1.97	6.81	0.00
Tacna 220	4.85	3.45	2.33	1.97	6.82	0.00
Tacna 66	4.88	3.45	2.33	1.97	6.85	0.00

Fuente: Resolución OSINERG 1493-2002-OS/CD

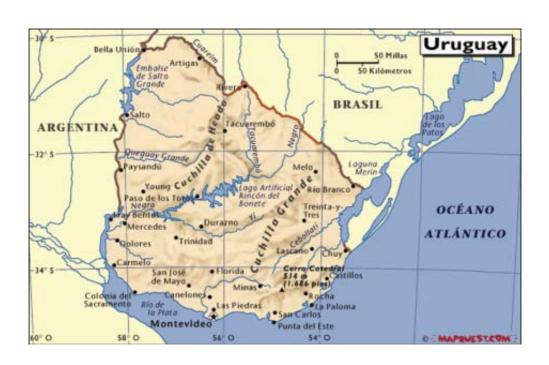
Tasa de Cambio usada: 3,644 Soles/US correspondiente al 30 de septiembre del 2002

Precio Libre del semestre anterior Mayo 2002 a Octubre 2002: 11,993 centSoles/Kwh (3.29 cUS\$/Kwh)

**TABLA 5.50** COMPONENTES DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MARZO Y DICIEMBRE 2003

Nivel de Voltaje y Período	Generación	Transmisión	Subtransmisión, Camisea y Reactiva	Impuestos	Total
MAT (Marzo del 2003)	3,04	0,35	0,87	0	4,26
MAT (Diciembre del 2003)	2,64	0,67	1,05	0	4,36

Cifras en cUS\$.



# **URUGUAY**

### 5.10.1 PRINCIPALES INDICADORES

Nombre oficial: Republica del Uruguay

Superficie: 176215 Km2

Población: 3,411,000 Habitantes

Capital: Montevideo

Moneda: Peso Uruguayo

TABLA 5.51 INDICADORES ECONÓMICOS URUGUAY

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	3,313	3,337	3,361	3,387	3,411
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)ª	19,826	19,443	18,780	16,771	17,190
Variación (%)	-3.40	-1.93	-3.41	-10.70	2.50e
PIB per Cápita (US\$/hab)	5,984	5,826	5,588	4,952	4,966
Inflación (%) <sup>b</sup>	4.2	5.10	3.60	25.90	10.20
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$) <sup>b</sup>	11.60	12.50	14.80	27.20	29.30
Devaluación (%)	7.4	7.76	18.40	83.78	7.72
Capacidad Instalada (MW) <sup>c</sup>	1164	2,115	2,105	2,105	2,052
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>c</sup>	7,145	7,365	9,119	9,043	ND
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> )°	6,112	6,379	6,281	6,153	ND
Pérdidas (%) <sup>µ</sup>	14.98	13.74	16.58	12.8	19
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh/hab</i> )	1,845	1,912	1,869	1,817	ND

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI-, Año 1999-2002. CEPAL, año 2003.
- b ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- c CIER.
- d ANDI. Cálculos con base en información CIER.
- e AGCI, Asociación de Grandes Consumidores Industriales.

### 5.10.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a Ley Nacional de Electricidad (Ley 14.694 del 1º de septiembre de 1977) y la llamada Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (Ley 16.832 del 17 de junio de 1997), son las principales leyes que rigen el sector eléctrico de Uruguay.

En la Ley de Marco Regulatorio se separaron las distintas etapas del negocio eléctrico, se eliminó el carácter de servicio público de la generación y se la declaró actividad libre, manteniéndose el carácter de servicio público de la trasmisión y distribución.

Asimismo se establece que el Poder Ejecutivo es responsable de fijar las normas, políticas y condiciones del funcionamiento del sistema, y la regulación del mismo está a cargo de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica -UREE-, posteriormente

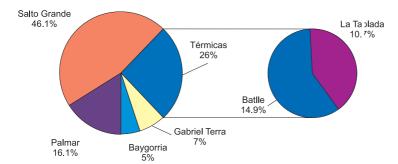
suprimida y sustituida por la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua - URSEA<sup>100</sup>-. Mediante dicha ley se crea el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, que es administrado por la Administración del Mercado Eléctrico - ADME- y el acceso a las redes de trasmisión y distribución será libre. Esta ley fue reglamentada por los decretos 276/002, 277/002, 278/002 y 360/002.

La empresa estatal Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - UTE <sup>101</sup> - verticalmente integrada, fue creada por ley de octubre de 1912. Tuvo carácter monopólico en la generación hasta la aparición de Salto Grande. Actualmente tiene el monopolio de trasmisión, mientras que en distribución ya han aparecido otros "subdistribuidores".

El organismo binacional (uruguayo-argentino) Comisión Técnico Mixta de Salto Grande -CTM-, dependiente de las cancillerías de ambos países, administra la central hidroeléctrica de igual nombre. Todos los activos correspondientes a dicha obra, así como la energía que produce, pertenecen en partes iguales a Uruguay y Argentina.

### 5.10.2.1 Sistema de Generación

Del total de 2,052 MW de potencia instalada, el 74% se genera en plantas hidroelectricas y el 46% por plantas térmicas.



Planta	Capacidad (MW)
Batlle	305
La Tablada	220
Gabriel Terra	144
Baygorria	108
Palmar	330
Salto Grande	945
Total	2052

### 5.10.2.2 Transmisión

La red de trasmisión en el país incluía a fines de diciembre de 2002: 770 km de líneas aéreas de 500 kV, 3.493 km de líneas aéreas y cables subterráneos de 150 kV y 96 km de líneas aéreas de 60 kV.

- 100 www.ursea.gub.uy
- 101 www.ute.com.uy

### 5.10.2.3 Distribución

La red de distribución operada por UTE, quien es también la propietaria de las instalaciones, es una extensa red de líneas aéreas, cables subterráneos y subestaciones que cubre la mayor parte del territorio nacional. A fines del año 2002 estaba compuesta por 3.593 km de líneas aéreas y cables subterráneos en 30 y 60 kV, 276 estaciones transformadoras MT/MT, 34.338 km de líneas aéreas y cables subterráneos en 6 y 15 kV, 33.351 subestaciones de transformación MT/BT y 21.848 km de líneas aéreas y cables subterráneos en BT.

### 5.10.2.4 Interconexiones

### Interconexiones con Argentina

El sistema eléctrico uruguayo se encuentra interconectado en corriente alterna con el argentino mediante dos vínculos de gran potencia (del orden de los 1000 MW cada uno), que atraviesan el río Uruguay; estos vínculos forman parte del denominado "cuadrilátero de Salto Grande", sistema de trasmisión de 500 kV asociado a la central hidráulica de igual nombre y operado por la misma CTM.

La interconexión situada al norte está localizada en la central de Salto Grande y une las dos subestaciones de 500 kV de dicha central, una en Uruguay y la otra en Argentina. La interconexión situada al sur une la subestación de San Javier en Uruguay con la de Colonia Elía en Argentina, ambas también de 500 kV.

### Interconexión con Brasil

Dado que los sistemas eléctricos de Uruguay y Brasil tienen frecuencias diferentes (Uruguay 50 Hz y Brasil 60 Hz) no es posible vincular ambos sistemas en corriente alterna, sino que se hace necesaria la utilización de equipos de conversión de frecuencia, de altos costos de inversión. En el año 2000 entró en servicio una interconexión de 70 MW de potencia en la zona de Rivera/Livramento que vincula el sistema de trasmisión uruguayo (150 kV) con el del estado brasileño de Río Grande do Sul (220 kV).

### 5.10.3 MARCO REGULATORIO

a regulación está diseñada para que la expansión tenga lugar por la demanda de contratos de los distribuidores y los grandes consumidores.

Dada la importancia de la importación, se prevén mecanismos para asegurar un nivel mínimo de abastecimiento local.

### 5.10.3.1 Situación actual

La propiedad de las empresas del sector es estatal en su totalidad. En el inicio de la transición hacia el nuevo marco regulatorio del sector, se prevé la existencia de contratos iniciales entre los generadores estatales UTE y Salto Grande y el distribuidor monopolico actual, la propia UTE.

La condición para ser considerado cliente libre es poseer una potencia conectada superior a 250 kW.

### La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua -URSEA-

URSEA depende directamente del Poder Ejecutivo y tiene las siguientes funciones, entre otras:

- Controlar el cumplimiento de la Ley de Marco Regulatorio y su reglamentación
- Dictar reglamentos en materia de seguridad y calidad
- Dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de consumos, así como de control
- Asesorar al Poder Ejecutivo en materia de otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones y seguimiento de convenios, así como en la fijación de tarifas.

# Descripción del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica - MMEE

De acuerdo con el decreto 360/002, serán Agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica – MMEE- los generadores, trasmisores, distribuidores y grandes consumidores.

Los comercializadores actuarán en el mercado en calidad de participantes.

### La Administración del Mercado Eléctrico -ADME-

La Administración del Mercado Eléctrico –ADME-, que entró en funciones este año, fue creada por la Ley de Marco Regulatorio con el cometido de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

### 5.10.4 ESTRUCTURA DE LA TARIFA

n el nuevo marco regulatorio cuya implementación está teniendo lugar en el país, la tarifa final para los consumidores regulados está formada por la suma de los costos de compra del distribuidor en el mercado mayorista (precio de los contratos del distribuidor resultantes de licitaciones o bien el precio spot estabilizado, más costos de reserva nacional, reserva anual y otros servicios prestados por los

generadores), más la cuota parte de costos de transporte pagada por los distribuidores, más la remuneración regulada por la función de distribución.

Se prevé que las revisiones tarifarias tengan lugar cada cuatro años, y dentro de ese período se aplican mecanismos de indexación. No están previstas audiencias públicas en las revisiones.

Los precios pagados por los consumidores libres no regulados en el mercado mayorista resultan de contratos pactados libremente con los generadores y de compras en el mercado spot.

Si bien la reglamentación del marco regulatorio está completada, a diciembre de 2003 aún no se han hecho públicas e implementado todas las remuneraciones en forma efectiva.

### 5.10.4.1 Generación

Los distribuidores (en la actualidad el único es la empresa estatal UTE) deben comprar a los generadores, mediante contratos de suministro, en los que se vende una curva de carga prefijada a un precio predeterminado, al menos el 80% de la energía firme destinada a los clientes regulados, para un horizonte de los siguientes 5 años y al menos el 50% de la energía firme destinada a clientes libres potenciales que optan por comprar al distribuidor para un horizonte de un año.

Para ser trasladables a las tarifas los contratos firmados por el distribuidor deben resultar de un proceso competitivo aprobado por el regulador. Los contratos deben tener una duración de cinco a diez años y licitarse con anticipación de tres años al comienzo del suministro.

La energía que el distribuidor compre fuera de los mercados es adquirida a un precio spot estabilizado, trasladable a los consumidores finales.

Otros costos en el mercado mayorista de los distribuidores, trasladables a las tarifas son los pagos por reserva nacional y reserva anual, remuneraciones a los generadores por su aporte de energía firme al sistema y los pagos de otros servicios como reservas de corto plazo, regulación de frecuencia, etc.

### 5.10.4.2 Trasmisión

Para el caso de las inversiones existentes, que en la actualidad son de propiedad de UTE, la remuneración que recibe el transportista consiste en la suma de:

 La anualidad de las inversiones evaluadas a valor nuevo de reposición (VNR) considerando una vida útil de 30 años y tomando una tasa de retorno que resulta de la aplicación del método WACC.  El costo adaptado de operación y mantenimiento (CAOyM), basado en un análisis de benchmarking internacional, expresado como un porcentaje del VNR. Está previsto incorporar un factor que reduzca el CAOyM atendiendo al incremento de la eficiencia.

La remuneración del transportista y sus fórmulas de reajuste, son determinadas cada 4 años por el Poder Ejecutivo, con asesoramiento de URSEA y opinión de la empresa.

UTE está obligada a realizar las expansiones en la red de tensión 150 kV y menor (trasmisión zonal), recibiendo por ello como remuneración la suma de la anualidad de la inversión realizada a la tasa regulada, más un CAOYM.

Las redes de interconexión y de extra alta tensión (500 kV) que se construyan en el futuro, serán resultado de procedimientos competitivos y quién se adjudique la construcción percibirá el canon pedido en su oferta.

Los ingresos del transportista consisten en:

- Los cargos por conexión, que pagan los costos del transportista por las instalaciones usadas directamente para la conexión de generación o carga al sistema interconectado
- El ingreso variable implícito en los precios spot de nodo, que en el mercado uruguayo resulta pequeño.
- Un peaje sensible a la localización, que se aplica a la generación, la importación, el paso de energía entre países fronteras, y las demandas ubicadas en la Trasmisión Central (red de 500 kV) incluyendo la exportación.
- Un peaje por potencia, estampillado, aplicado al resto de las demandas de distribuidores y grandes consumidores, calculado de modo de cerrar con los tres ingresos anteriores el monto requerido por el transportista.

Como resultado, los principales pagos de los distribuidores (cuyas cargas se conectan a las redes zonales de 150 kV) por el uso del transporte, serán los cargos por conexión y el peaje estampillado por potencia. Todos los cargos regulados que pague el distribuidor por el uso de la red, serán trasladables a la tarifa.

# 5.10.4.3 Distribución y comercialización

Los precios máximos por el servicio de distribución prestado por los distribuidores (Valor Agregado de Distribución Estándar –VADE- ) son calculados por la URSEA y fijados mediante decreto del Poder Ejecutivo. El VADE es revisado de manera completa cada cuatro (4) años.

Para los efectos de calcular el VADE, se establece un determinado número de áreas de distribución típicas, para las cuales se calculan las componentes de dicho valor.

El VADE incluye una remuneración a los activos calculada como la anualidad de la inversión de una red óptima valorada a valor de nuevo de reposición (VNR) y una remuneración por los costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización, que se estiman para una empresa modelo eficiente, para cada una de las zonas típicas definidas.

Se prevé la aplicación de una reducción paulatina en las remuneraciones reconocidas al distribuidor a lo largo de período entre revisiones del VADE, por concepto de economías de escala. La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas que empleen los activos de distribución reduce las remuneraciones reguladas.

### 5.10.4.4 Tarifas para Grandes Usuarios

La condición para poder optar por ser cliente libre es poseer una potencia conectada superior a 250 kW.

Los clientes libres tienen la opción de continuar como clientes regulados del distribuidor.

Para pasar a cliente libre un consumidor regulado debe haberse mantenido en esa condición al menos por un año o pagar los cargos por potencia de la tarifa por dicho plazo. Para volver a comprar energía al distribuidor como cliente regulado, el cliente libre debe dar un preaviso de seis meses, y llevar al menos doce meses como cliente libre.

Los clientes libres tienen la obligación de comprar mediante contratos de suministro al menos el 50% de la energía firme que demandan, y en cualquier forma de contrato al menos el 70%. La energía que no compran mediante contratos de suministro pueden adquirirla en el mercado spot.

Los cargos por el uso del transporte que pagan los clientes libres se calculan de manera análoga a los cargos cobrados por el servicio de distribución.

### 5.10.5 IMPUESTOS Y SUBSIDIOS EN LAS TARIFAS

os impuestos que gravan la venta de energía a los consumidores finales son el IVA, con una tasa del 23% y el COFIS 3%.

Si bien los subsidios explícitos son compatibles con la normativa vigente, no está prevista la aplicación de un régimen de subsidio explícito a los consumidores en el marco regulatorio, ni las autoridades públicas han aportado fondos presupuestales con ese destino hasta el presente.

No obstante, en el régimen de tarifas vigente, que aún no ha sido revisado por el Regulador, existe un primer escalón en la tarifa residencial, de 100 kWh, a un precio menor, lo que podría interpretarse como una forma de subsidio a los consumidores que consumen menos energía y que por lo tanto, presumiblemente está asociado a menores ingresos en gran parte de los casos.

Por otro lado, las obras de electrificación rural son realizadas por UTE, en general a costos superiores a los ingresos tarifarios que percibe por ellas.

### 5.10.6 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

### 5.10.6.1 Procedimiento de fijación de la tarifa para Grandes Usuarios

Para obtener los precios de Uruguay se toma la información de los Pliegos Tarifarios publicados por la UTE y un modelo de consumo que refleje la información de un industrial típico conectado al sistema de transmisión.

Del Pliego Tarifario se seleccionan las tarifas G.C.5 – Grandes Consumidores, las cuales se aplican para los servicios que presenten consumo medio igual o mayor a 90.000 kWh/mes y potencia contratada igual o mayor que 110 kW, según reglamentación y con carácter "opcional".

PRECIO DE ENI	ERGIA(\$ por kWh)		
Valle	Llano	Punta	Potencia Máxima Medida(\$ por kW)
0,342	0,674	1,528	10,65

El consumo modelo utilizado es:

Demanda facturable = 9.696 kw

Energía Punta. = 69.696 kwh

Energía Llano = 3.361.920 kwh

Energía Valle. = 2.459.040 kwh

Con una tasa de cambio de 29.3 obtenemos un precio promedio de 1.98 cUS\$. En la siguiente tabla se muestra el detalle del cálculo.

Concepto	Unidades consumidas	USD \$	US\$/Unidad
Demanda de Potencia (KW)	9,696	0.3635	3,524.31
Energía Punta (KWh)	69,696	0.0522	3,634.66
Energía Intermedia (KWh)	3,361,920	0.0230	77,335.63
Energía baja (KWh)	2,459,040	0.0117	28,702.79
Cargo por Energía			109,673.08

Total Facturado Energía y Potencia	US\$13,197.39
Costo Fijo	US\$179.52
Total Unidades de energía consumidas	5,890,656
Tarifa (G.C.5) en cUS\$ por KWh	1.92
Impuestos del CONFIS 3%	0.06
Precio Total en cUS\$ para cliente G.C.5	1.98
Tarifa Mínima Ultra Alta Tensión 85% (de tarifa G.	C.5 1.63

De las tarifas Extra Alta Tensión se obtiene el precio de los componentes de generación y transmisión. El precio de la distribución y otros se obtiene de la diferencia entre las tarifas GC-5 y Extra Alta Tensión.

Se incluye en impuestos el 3% del CONFIS.

Precios de Energía Eléctrica (Dic /03)	Generación más Transmisión	Distribución más otros	Impuestos	Total
\$ URUGUAYOS	56.26	47.82	1.69	57.94
US\$	1.92	1.63	0.06	1.98



# **VENEZUELA**

### 5.11.1 Principales indicadores

Nombre oficial: Republica Bolivariana de Venezuela

Superficie: 916.445 km<sup>2</sup>

Población: 25.562.000 Habitantes

Capital: Caracas

Moneda: Bolívar

TABLA 5.52 INDICADORES ECONÓMICOS

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002	2003
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	23,707	24,170	24,632	25,093	25,562
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)	71,993	74,701	77,880	69,961	63,314
Variación (%) <sup>b</sup>	-5.50	3.76	3.50	-9.00	-9.50
PIB per Cápita (US\$/hab)	3,037	3,091	3,139	2,804	2,491
Inflación (%) <sup>c</sup>	20	13.40	12.30	31.20	27,1
Tasa de Cambio a Fin Año (\$/US\$)°	648.30	699.80	763.00	1,401.30	1,600.00
Devaluación (%)	7.4	7.94	9.03	83.66	14.18
Capacidad Instalada (MW) <sup>d</sup>	21,186	21,233	20,538	20,597	19,282
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) d	85,774	89,488	88,402	95,712	ND
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>d</sup>	59,053	61,161	64,357	65,892	ND
Pérdidas (%)°	31.43	31.92	27.55	31.57	ND
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh/hab</i> )	2,491	2,530	2,613	2,626	ND

#### Fuentes:

- a Asociación Latinoamericana de Integración ALADI- , Año 1999-2002 . CEPAL-, Informe preliminar 2003.
- b Comisión Económica para América Latina y el Caribe CEPAL-, Informe preliminar 2003.
- c ANDI, Centro de Estudios Económicos con base a información del FMI, The Economist, Warburg Dillon Read e información periodística.
- d CIER.
- e ANDI, Cálculos con base en información CIER.

### 5.11.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Eléctrico venezolano se encuentra legislado por la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico –LOSE- de 2001, que modifica la Ley de Servicio Eléctrico del año 1999.

El 85% del sistema eléctrico nacional está interconectado a través de líneas de transmisión de alta y muy alta tensión (230, 400, y 765 Kv), que se extienden hacia el centro, oriente y occidente del País, para servir al 90% de la población. El otro 10% está servido por Sistemas y Plantas aisladas.

En la actualidad existen 13 empresas de servicio eléctrico, de las cuales 8 son de capital privado y 5 de capital público. La principal empresa de energía eléctrica es CADAFE.

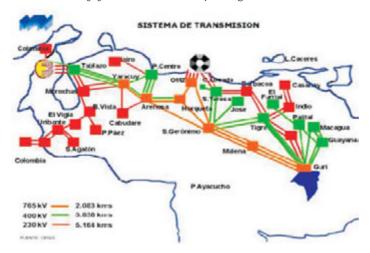
#### 5.11.2.1 Sistema de Generación

El sistema de generación venezolano tiene una capacidad instalada de 19.282 MW para el año 2003. En promedio el 63% de la energía generada procede de centrales hidroeléctricas ubicadas generalmente en la cuenca del Río Caroní en la Guayana y el 37% de la energía restante se genera en plantas térmicas, ubicadas en su mayoría a las cercanías de los yacimientos de petróleo; estas plantas térmicas utilizan como combustible principal el gas y como combustible de respaldo el diesel.

Las plantas ubicadas en zonas alejadas de los centros de explotación de petróleo y de la red de transmisión de gas se alimentan con diesel. 102

### 5.11.2.2 Sistema de Transmisión

El ejercicio de la actividad de transmisión está sujeto a concesión y se debe realizar de conformidad con la Ley y demás normas que regulan la materia.



Las principales plantas eléctricas, tanto hidroeléctricas como térmicas, están interconectadas mediante un sistema de líneas de transmisión y subestaciones que operan a 765 kV, 400 kV y 230 kV. En la siguiente tabla se presenta la longitud en cada nivel de tensión.

**TABLA 5.53** LONGITUD DE LAS LÍNEAS DEL SISTEMA VENEZOLANO DE INTERCONEXIÓN.

SISTEMA DE TRANSPORTE	765 kV	400 kV	230 kV	TOTAL km
Alta Tensión	2,083	3.838	5,164	11,085

CAPÍTULO V

Actualmente existen tres interconexiones con Colombia a 230 kV y 115 kV y una interconexión con Brasil a 230 kV.

De las subestaciones se desprenden líneas a 138, 115, 69 y 34,5 kV que corresponden a nivel de subtransmisión y alimentan a más de 3.500 centros poblados donde habita el 95% de la población del país.

### 5.11.2.3 Sistema de Distribución

El ejercicio de la actividad de distribución de energía eléctrica está sujeto a concesión dentro de un área exclusiva y se debe realizar de conformidad con la Ley y demás normas que regulen la materia.

Los niveles de distribución son los voltajes inferiores a 13.8 kV.

#### 5.11.3 MARCO REGULATORIO

I sector eléctrico venezolano es regulado por el Ministerio de Energía y Minas, quien se apoya para esa función específica en la Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico –FUNDELEC-.

El establecimiento de tarifas se hace mediante resoluciones conjuntas de los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio. La coordinación de la operación del sistema interconectado nacional está a cargo de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados —OPSIS—.

La Ley del Servicio Eléctrico, promulgada en 1999, prevé que las empresas separen sus actividades de generación, transmisión y distribución en unidades jurídicamente distintas.

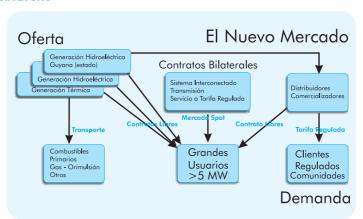
Las actividades de generación y comercialización requerirán de autorizaciones administrativas.

Para las actividades de distribución y transmisión se deberá tener una concesión.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica —CNEE- será el órgano regulador, tendrá a su cargo el desarrollo normativo del sector, con base en los lineamientos de la Ley del Servicio Eléctrico, así como la fiscalización de la actuación de los agentes del mercado, la imposición de sanciones y la coordinación de audiencias públicas, de acuerdo con el Reglamento.

El Centro Nacional de Gestión se ocupará de la planificación del Sistema y su operación, así como de las actividades administrativas ligadas al Mercado Mayorista de Electricidad.

La siguiente gráfica muestra el esquema del futuro mercado eléctrico en Venezuela.



GRAFICA 5.13 ESTRUCTURA PROPUESTA DEL MERCADO ELECTRICO VENEZOLANO

#### 5.11.4 ESTRUCTURA TARIFARIA PARA LOS USUARIOS FINALES

ientras la CNEE no establezca una nueva metodología para la elaboración de tarifas y se fijen en función de ella las nuevas tarifas del servicio eléctrico, se seguirán aplicando las tarifas establecidas en la Resolución Conjunta de los Ministerios De la Producción y el Comercio N° 089 y Energía y Minas N° 055 de fecha 01 de Abril de 2002, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 37.415 de fecha 3 de Abril de 2002, mediante la cual se fijan las tarifas máximas que aplicaran las Empresas Eléctricas que en ella se mencionan, a los consumos de energía eléctrica, con las excepciones de las ventas a grandes usuarios realizadas por Electrificadora del Caroní –EDELCA- o a algunas rebajas que para usuarios importantes realizan las compañías distribuidoras.

Las tarifas establecidas en esa Resolución fueron determinadas con base en los costos en que incurren las empresas para la prestación del servicio, una rentabilidad regulada y la aplicación de parámetros de eficiencia.

La mencionada resolución establece tarifas para cada una de las empresas que actualmente prestan el servicio de suministro eléctrico, entre las cuales se incluyen empresas que integran actividades de generación, transmisión y distribución, por lo que las tarifas toman en cuenta los costos tanto de la realización integrada de esas actividades, como los de adquisición de electricidad para satisfacer la demanda de sus respectivos mercados.

Para cada empresa se determina una tarifa promedio en función de sus costos eficientes y de su previsión de ventas, considerando una tasa de rentabilidad para cada una de las actividades de producción, transmisión, distribución y comercialización. El diseño tarifario se realiza de acuerdo con estudios de caracterización de la carga de cada empresa y de factores de asignación de los costos para cada tipo de servicio.

La Resolución Tarifaría establece adicionalmente fórmulas de ajuste semestrales de los valores de las tarifas por diferencias entre las previsiones de inflación y tasa cambiaría (bolívares por dólar) hechas para la determinación de las tarifas y los valores reales de esos parámetros, así como cargos mensuales por variaciones de los precios y volúmenes de combustibles utilizados para la generación y de los precios de la energía eléctrica comprada.

Las tarifas oficiales establecen un cargo por demanda y otro por consumo, con la excepción de los pequeños usuarios a los cuales sólo se les factura energía (consumo).

En casos especiales, los usuarios que desean un determinado nivel de tensión no justificado por su consumo, realizan acuerdos especiales con los distribuidores para sufragar los costos de la acometida. En general los suscriptores con una demanda superior a los 1000 kVA son servidos en alta tensión, a partir de 13.8 kV, y hasta 115 kV, de acuerdo con su consumo. El cargo por demanda se establece en kVA, por lo que es del interés del usuario mejorar su factor de potencia.

#### **5.11.5** IMPUESTOS

n la facturación del servicio eléctrico se incluyen tasas municipales y el IVA (16%); en el primer caso como componente de la tarifa, y en el segundo como concepto diferente al pago del servicio.

#### 5.11.6 EL MERCADO DE LOS GRANDES CONSUMIDORES

### 5.11.6.1 Zona Guayana

La Electrificadora del Caroní –EDELCA-, desde el inicio de sus operaciones en los años sesenta, ha celebrado contratos de suministro eléctrico con los clientes industriales ubicados en esta zona, en los que los precios de la electricidad dependen de las características específicas de cada uno. Así, por ejemplo, se suscribieron contratos en los que el precio de la electricidad fluctuaba en función del precio internacional del producto, como es el caso de algunos clientes productores de aluminio.

Los precios establecidos en los contratos de suministro de EDELCA para grandes consumidores pueden llegar a ser menores que las tarifas de las demás empresas distribuidoras, debido a varios factores: la generación es hidráulica, el suministro se realiza en nivel de alta tensión y el mercado está conformado por industriales concentrados en esta zona.

#### 5.11.7 SISTEMA DE INFORMACIÓN

Se presentan dos tarifas debido a las diferencias existentes en las tarifas aplicadas en la Guayana (donde se concentran los grandes consumidores) con el resto del país.

Tarifa	Unidad	Detalles de aplicación
4.582,65	Bs/kVA	Cargo por demanda
35,15	Bs/kVA	Cargo por energía

## 5.11.7.1 Venezuela (sin incluir Guayana)

El precio final facturado a los grandes consumidores de energía eléctrica se calcula teniendo en cuenta la Resolución 089 de 2002 del Ministerio de Energía y Minas, la cual aprueba las tarifas aplicables a los grandes usuarios.

Se tomaron las empresas CADAFE y ENELVEN-ENELCO por suministra la mayor parte de la energía a los grandes consumidores. En CADAFE se tomo la tarifa para servicio general 5 y en ENELVEN-ENELCO, servicio general 4, Usuarios conectados a voltajes superiores a 115 kV.

Para CADAFE se tienen los siguientes valores<sup>103</sup>:

Entonces el precio monómico aplicable a los grandes usuarios por la empresa CADAFE es de 2.66 cUS\$/kWh para diciembre de 2003, con una tasa de cambio de 1600 Bs \$ /US \$.

De otro lado, el precio monómico aplicable a los grandes usuarios por la empresa ENELVEN-ENELCO es 2.04 cUS\$/kWh para marzo del 2003.

Entonces el precio final facturado se toma como el promedio ponderado con la demanda atendida por cada empresa, calculado de la siguiente forma:

$$precio promedio = \frac{(2.04*1553 + 2.66*3544)}{1553 + 3544} = (2.47cUS\$/kWh)$$

# Transmisión y Distribución:

El precio de transmisión se toma de la Resolucion vigente a marzo del 2003, la cual aprueba las tarifas por uso de la red de transporte prestado a ENELBAR que es de 0.17 cUS\$/kWh y a ENELVEN y ENELCO que es de 0.24 cUS\$/kWh.

El cargo final de transporte se toma como el promedio ponderado con respecto a la demanda atendida por las empresas anteriores, de la siguiente forma:

$$c \arg o \det ransporte = \frac{(0.17*534 + 0.24*1843)}{534 + 1843} = 0.22cUS\$ / kWh$$

Por lo tanto, el precio de generación se toma como la diferencia entre el total y el monto de la transmisión, distribución.

# 5.11.7.2 Venezuela (Guayana)

El precio final facturado a los grandes consumidores de energía eléctrica se calcula a partir de la información presentada por Cámara Venezolana de la Industria Electrica – CAVEINEL<sup>104</sup>- para EDELCA, empresa que atiende la mayor parte de la Industria ubicada en esta zona.

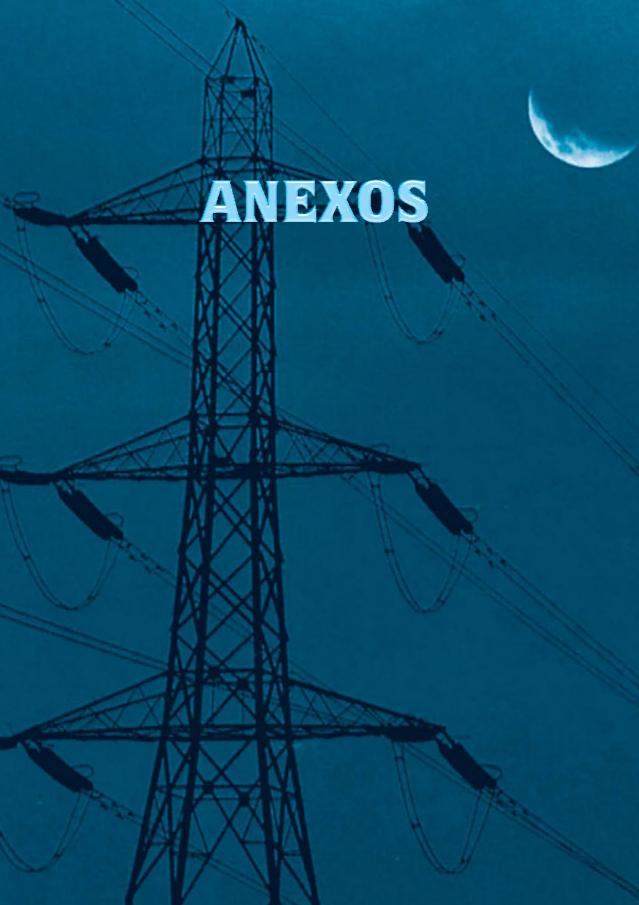
Las precios corresponden a los grandes consumidores conectados al Sistema de Alta Tensión. Por lo tanto, incluyen los costos de generación y transmisión.

Para calcular el precio, se toma el valor de la facturación y los Consumos efectuados por la industria y se obtiene un valor promedio de 19.81 Bs\$/KWh (=426781 Bs\$ / 21540 KWh), que es equivalente con una tasa de cambio de 1600 Bs\$/US\$ a 1.23 US\$/KWh.

La siguiente tabla muestra los precios de energía eléctrica para la industria en Venezuela a diciembre de 2003.

Región	Generación	Transmisión	Distribución	Otros Impuestos	Total
Venezuela (sin Guayana)	2.25	0.22	0	0	2.47
Venezuela (Guayana)	1.23	1.23			

Cifras en cUSS/KWh



# VI. ANEXOS

# **S**UDÁFRICA

### **6.1** Principales indicadores

Nombre oficial: República de Sudáfrica

Superficie: 1 227 200 km<sup>2</sup>

Población: Habitantes

Capital: Tiene 3 capitales. Capital Administrativa en Preroria, prov. Gauteng

Moneda: Rand, Símbolo ZAR.

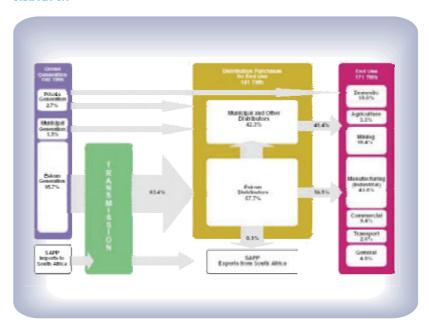
TABLA 6.1INDICADORES ECONÓMICOS

Indicadores Económicos	1999	2000	2001	2002
Población ( <i>Miles de Habitantes</i> )ª	42,923	44,000	44,812	45,345
PIB (Millones de dólares constantes de 1995)ª	131,057	127,965	114,173	104,242
Variación (%) <sup>b</sup>	-5.50	-2.36	-10.78	-8.70
PIB per Cápita (US\$/hab)	3,053	2,908	2,548	2,299
Capacidad Instalada (MW) <sup>b</sup>	43,142	43,142		
Generación de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) <sup>b</sup>	190,144	198,206		
Demanda de Energía Eléctrica ( <i>GWh</i> ) b	171,805	176,649		
Pérdidas (%) <sup>b</sup>	12.70	13.17		
Consumo de Energía per cápita ( <i>KWh/hab</i> )	4,003	4,015		

### Fuente:

- a Banco Mundial
- b National Electric Regulator

**GRAFICA 6.1** SISTEMA ELÉCTRICO DE SUDÁDRICA



Fuente: National Electric Regulator

#### 6.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

udáfrica se caracteriza porque su sistema eléctrico esta dominado por un agente, el cual produce el 95.7% de la energía, es el único transmisor y distribuye el 57.7% de la energía. La actividad de comercialización es realizada por el distribuidor

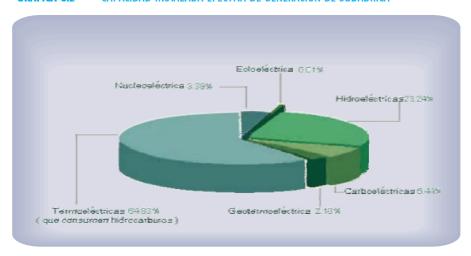
#### 6.2.1 Sistema de Generación

La capacidad instalada asciende a 43 GW.

La energía es producida principalmente en plantas térmicas. El componente hidroeléctrico es del 1.8%, por lo cual el clima no influye sobre el precio de la energía.

El costo promedio de la generación esta en 8 c /kWh, el cual es bajo para los estándares internacionales y constituye una de las barreras de entrada para nuevos competidores y para otras formas de generación.

A pesar de lo anterior y al exceso de capacidad, Sudáfrica importa energía en términos favorables.



GRAFICA 6.2 CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DE GENERACIÓN DE SUDÁDRICA

#### 6.2.2 Transmisión

La transmisión es realizada únicamente por la empresa Eskon.

**TABLA 6.2** LONGITUD LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Líneas	Km Totales
765 kV	870
533kV DC	1,035
400kV	15,187
275kV	7,409
220kV	1,239
132kV	703
Total	26,443

Fuente: National Electric Regulator

El porcentaje de pérdidas en transmisión es del 4.12%.

#### 6.3 MARCO REGULATORIO

#### 6.3.1 Situación actual

La autoridad regulatoria de la industria del sector eléctrico (ESI) en Sudáfrica es la National Electricity Regulator -NER-, establecida el 1º de Abril de 1995 como sucesor del "Electricity Control Board", de acuerdo con el "Electricity Act" Nº 41 de 1987 (Ley Eléctrica).

Los fondos del NER provienen de aportes impuestos a los generadores de la electricidad, lo cual se pasa a través de todos los agentes del mercado hasta el usuario final. En consecuencia, los consumidores pagan por la protección que ellos reciben de parte del NER.

El NER se encarga de expedir las licencias a los generadores, transmisores y distribuidores de electricidad; así como de aprobar las tarifas a las cuales la electricidad es vendida. Además, el NER se encarga de fijar los estándares mínimos de calidad del servicio y del suministro. Finalmente, se encarga de resolver las disputas entre los clientes y los agentes suministradores de energía.

El NER opera bajo el mandato dado por el Ministerio de Minerales y Energía para ser "el guardián y forjador del marco regulatorio para monitorear y asegurar que los intereses y necesidades de los usuarios actuales y futuros de electricidad, son respectivamente salvaguardados y cumplidos, teniendo que vigilar por la eficiencia, efectividad y sostenibilidad en el largo plazo de la industria eléctrica".

### 6.3.2 Cambios previstos

Dentro de las políticas de reforma de las empresas del Estado en Sudáfrica, se ha incluido la reestructuración del sector eléctrico y concretamente de Eskom. Tal como ya se mencionó, al nivel de generación, se espera la conformación de compañías de

generación que puedan venderse y que estarán participando en un mercado mayorista de intercambio de energía, donde la participación se enmarca en los lineamientos de la competencia.

El NER definió y estructuró lo que se denomina WEPS ("The Wholesale Electricity Pricing System"), de acuerdo con el principio de transparencia en el que se manifiesta que en las facturas del servicio se debe incluir todas las tarifas, recaudos, subsidios y subsidios cruzados que constituyen el precio de la electricidad.

Así, el WEPS consiste de las siguientes tarifas:

- Una tarifa de energía en función del tiempo de uso que incluye a los dos períodos de suministro eléctrico, y a tres horarios diarios de suministro (pico, estándar y fuera de pico). Las tarifas deben dar las señales adecuadas para un manejo eficiente de la energía desde el lado de la demanda.
- Una tarifa de la red de transmisión consistente de cuatro componentes: un cargo por capacidad de red, un cargo por pérdidas de energía, un cargo de conexión y un cargo para servicios suplementarios.
- Una tarifa de servicio al usuario

Como lo estipula el documento de la Política Energética las tarifas de electricidad deben ser reflejo de los costos incurridos para el suministro incluyendo un margen razonable de utilidad. Además, se considera como principio básico que las tarifas deben ser alcanzables por los usuarios.

Sin embargo, en la actualidad se considera que tarifas que reflejen totalmente los costos pueden ser inalcanzables por algunos usuarios; por lo tanto, al nivel de distribución se ha planteado un compromiso entre estos dos aspectos de tal forma que el propósito del costo reflejado en las tarifas de distribución sea alcanzado en un período de 5 a 10 años a partir de la implementación de los REDs.

En el WEPS solo podrán comprar energía los siguientes agentes:

- Los distribuidores regionales de electricidad (REDs)
- Los comercializadores
- Consumidores de energía cuyo consumo anual supere los 100 GWh en un punto simple y que además, hayan tenido esta cantidad de consumo por 3 años.

# Regulación Tarifaria

Las políticas gubernamentales de Sudáfrica en cuanto a la racionalización del gobierno local y la creación del NER han tenido un impacto mayor en el desarrollo de la reestructuración y regulación de las tarifas de electricidad. La Constitución de Sudáfrica obliga al gobierno local a tener las mismas tarifas para todos los usuarios del mismo

tipo, dentro de la misma jurisdicción. Además, el NER tiene la obligación legal de aprobar las tarifas de electricidad y contratos especiales para todos los proveedores de electricidad en Sudáfrica.

Bajo los aspectos anteriores, el NER estableció un Grupo de Trabajo del Sistema de Tarifas bajo su liderazgo y con la participación de ESKOM y de la AMEU ("Association of Municipal Electricity Undertakings"), el cual produjo las bases del sistema de tarifas que rige en Sudáfrica .

Tal como lo señala el NER, los más importantes atributos del sistema de tarifas que el Grupo de Trabajo estableció son:

Las tarifas deberían realzar la eficiencia económica en la ubicación de los recursos del país.

Dentro de los limites, los usuarios deberían poder escoger con libertad su tarifa de un rango de tarifas aplicables. Las tarifas deberán basarse y definirse en el costo de suministro al usuario y no en el uso que de la electricidad le da el usuario. Esto significa que, por ejemplo, un usuario industrial y un usuario comercial deben tener acceso a las mismas tarifas si el costo de suministro es el mismo para ambos.

Todos los distribuidores aplicaran la metodología de costo de suministro definida en el ámbito nacional para asegurar la igualdad e imparcialidad entre los usuarios atendidos por diferentes distribuidoras. Se debe evitar tener amplios diferenciales tarifarios entre suministradores vecinos y diferentes.

Se debe realizar esfuerzos para establecer y publicar el nivel promedio de los subsidios cruzados entre las diferentes categorías de usuarios.

Las tarifas deben tener en cuenta un número de factores, como la necesidad de reflejar el costo de diferentes niveles de calidad, la necesidad que sea fácil y económica de administrar, la necesidad de facilitar el uso de tecnologías apropiadas y la necesidad de asegurar estabilidad, simplicidad y entendimiento del sistema tarifario.

#### 6.4 ESTRUCTURA DE LA TARIFA

#### Estructura de Costos

Los costos incurridos por los diferentes tipos de usuarios dependen de los siguientes aspectos:

- La cantidad de energía (kWh) usada por energía
- La demanda máxima (kW) del usuario
- El patrón horario de consumo
- El factor de carga de consumo por parte del usuario

- ♦ El grado de coincidencia de las curvas de carga del usuario con los otros usuarios (diversidad)
- La ubicación del usuario
- El nivel de voltaje de suministro
- El factor de potencia
- ♦ La calidad requerida por el usuario en cuanto a suministro y servicio

**TABLA 6.3** ESTRUCTURAS TARIFARÍAS EN SUDÁFRICA DEFINIDAS POR LA NER

Cargos de la Tarifa						
Fijo [Rands /usuario/mes]	Energía [cents/kWh]	Patrón de uso de la Energía (cents/kWh)	Capacidad [Rands/ kVA]			
	•					
<b>✓</b>	<b>✓</b>					
V		<b>~</b>				
<b>✓</b>	<b>~</b>		<b>V</b>			
V		V	V			
	[Rands /usuario/mes]	Fijo Energía [cents/kWh]	Fijo Energía (cents/kWh) Patrón de uso de la Energía (cents/kWh)   V  V  V  V  V  V  V  V  V  V  V  V			

# Relación Estructuras de Costos y Tarifas

Las tarifas aplicables para grandes industriales corresponden a las estructuras de tarifas de tres partes. Para cada una de las componentes de las tarifas se tiene una asociación con las estructuras de costos.

Así, la NER definió la relación de costos de la siguiente manera para la Tarifa de Tres Partes:

- El cargo de capacidad recupera el costo de capital de los elementos. Parte de este costo debe reubicarse en las diferentes partes de la tarifa.
- El cargo por energía recupera la totalidad de los costos variables y la porción de los cargos por capacidad que debe reubicarse.
- ♦ El cargo fijo mensual asociado con los cargos generados por usuario.

En la Tarifa de Tres Partes considerando el Patrón Horario de Consumo, se diferencia de la anterior en la repartición del cargo por capacidad según el horario de consumo.

La reubicación de los cargos por capacidad depende del factor de carga. Según el NER, los costos de capital representarían por lo menos el 70% de los costos de suministro a diferentes usuarios. Si todos estos costos se asociarán al cargo por capacidad, el cargo sería excesivamente alto y podría conducir a decisiones de inversión sub-optimales por parte del usuario. Por lo tanto, parte del cargo debe desplazarse (reubicarse) al cargo por energía y la cantidad de ese desplazamiento dependerá del factor de carga del usuario. Así, para bajos factores de carga mayor será la porción de cargo desplazada al cargo por energía.

# 6.4.1 Tarifas para Grandes Usuarios

Eskom es el principal distribuidor de electricidad y que atiende a los grandes usuarios industriales. Razón por la cual, se presentarán las tarifas de Eskom aplicables a usuarios industriales.

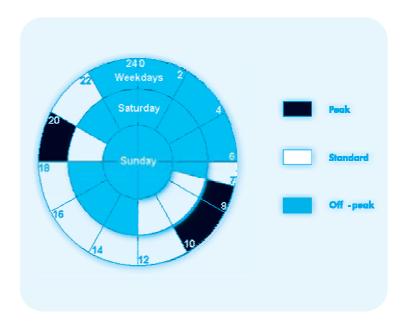
## Tarifas de Eskom Vigentes (2003)

La estructura de tarifas de Eskom sigue los lineamientos y guías dados por el NER3, incluyendo tarifas de una parte, dos partes y tres partes y considerando el efecto del patrón horario de consumo en las últimas dos. Las diferentes tarifas con que cuenta Eskom son:

- "NightSave" para usuarios con demandas mínimas de 25 kW/kVA, que pueden mover toda o parte de su carga al horario fuera de pico comprendido entre las 22:00 y las 06:00 en días de semana o desplazarla hacia los Sábados, Domingos o Festivos.
- "MegaFlex" para usuarios con demandas superiores a 1 MVA, que pueden desplazar sus cargas a períodos de tiempo definidos y que no se alimentan por redes rurales.
- "MiniFlex" para usuarios con demandas entre 100 kVA y 5 MVA, que pueden desplazar sus cargas a períodos de tiempo definidos y que no se alimentan por redes rurales.
- "RuraFlex" para usuarios con alimentación por redes rurales a niveles de tensión entre 400 V y 22 kV.
- "HomeLight" para áreas urbanas o de alta densidad con suministro monofásico.
- "HomePower" aplicable a usuarios residenciales en áreas urbanas o con alta densidad de población con uso medio o alto de electricidad.
- "BussinessRate" aplicable para usuarios de pequeños negocios ubicados en áreas urbanas o de alta densidad.
- "LandRate" aplicables para usuarios en áreas rurales de baja densidad de población.

Para los propósitos del estudio, las tarifas aplicables a los grandes usuarios industriales corresponden a "MegaFlex" y "MiniFlex".

La siguiente gráfica representa la definición de los horarios de pico, estándar y fuera de pico aplicables tanto en el periodo de alta demanda como en el de baja demanda.



Las tarifas aplicables a grandes usuarios son la "MegaFlex" y la "MiniFlex", las cuales tienen las siguientes componentes:

- Cargo de Conexión (US\$)
- Arriendo Mensual (cUS\$/kW)
- Cargo de Servicio (US\$)
- Cargo por Administracion(US\$)
- Cargo por Energía Reactiva (US\$/Kvarh)
- Cargo por Demanda (US\$/kW)\*\*\*
- Cargo Energía Activa (cUS\$/kWh) por horario y mes:
  - Pico (Junio Agosto)
  - Estándar (Junio Agosto)
  - Fuera de Pico (Junio Agosto)
  - Pico (Septiembre Mayo)
  - Estándar (Septiembre Mayo)
  - Fuera de Pico (Septiembre Mayo)

- Sobrecargo por Voltaje
- Sobrecargo por Transmisión, cobrado en función a las Distancias desde Johannesburgo
  - <= 300 km
  - > 300 km y < = 600 km
  - > 600 km y <= 900 km
  - >900 km

### 6.5 EL SISTEMA PERMANENTE DE INFORMACIÓN.

e puede actualizar en forma permanente la información de las tarifas finales pagadas por los Grandes Usuarios con los informes mensuales de la empresa que presta el servicio de energía eléctrica a la mayor cantidad de Grandes Usuarios. Página Web: www.eskom.co.za.

# 6.5.1 Procedimiento de fijación de la tarifa para Grandes Usuarios

Para obtener los precios de Sudáfrica se toma la información de los cargos mensuales publicados por la Eskom y un modelo de consumo que refleje la información de un industrial típico conectado al sistema de transmisión. Se calculan los cargos asociados a la curva de carga para cada mes.

TABLA 6.4 CARGOS MENSUALES

CARGUS MENSUALES	
	Megaflex
Arriendo Mensual (cUS\$/kW)	0.25
Cargo de Servicio (US\$)	206.06
Cargo por Administracion(US\$)	155.77
Cargo por Demanda (US\$/kW)	1.43
Cargo Energía Activa (cUS\$/kWh	)
Pico (Junio - Agosto)	6.14
Estándar (Junio - Agosto)	1.77
Fuera de Pico (Junio - Agosto)	1.05
Pico (Septiembre - Mayo)	1.88
Estándar (Septiembre - Mayo)	1.25
Fuera de Pico (Septiembre - Mayo)	0.94
Sobrecargo por Voltaje	
Sobrecargo por Transmisión (Distancias desde Jo	hannesburgo)
< 300 km	0%
> 300 km y < 600 km	1%
> 600 km y < 900 km	2%
> 900 km	3%

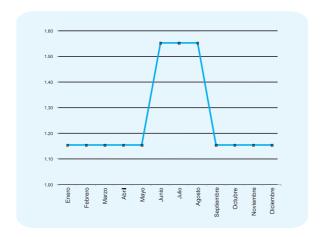
El consumo modelo utilizado es:

Energía B. =

Demanda facturable = 9,696 kw Energía P. = 69.696 kwh Energía I. = 3.361.920 kwh

Una vez se tienen los cargos de demanda facturable, de acuerdo con el procedimiento de calculo descrito en el anexo 1, se obtienen los siguientes costos promedios mensuales en los cuales se incluyen un 1.5% de sobrecargo por concepto de transmisión.:

2.459.040 kwh



	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Tarifas en cUSD\$/KWh	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.55

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tarifas en cUSD\$/KWh	1.55	1.55	1.15	1.15	1.15	1.15

Precio medio del mes de diciembre / 2003 es de 1.15 cUS\$/kwh. De acuerdo con el estudio anterior, generación + transmisión representa el 92% es decir 1.06 cUSD\$/ KWh y Distribución más otros representa el 8%, es decir 0.09 cUSD\$/KWh.

	Generación másTransmisión	Distribución más Otros	Impuestos	Total
Sudáfrica dic/03	1.06	0.09	0	1.15

Cifras en cUSD\$/KWh

# ANEXO II.

# CÁLCULO DE LAS TARIFAS MONOMIAS

Teniendo en cuenta que en la mayoría de los países el precio facturado a los grandes consumidores de energía se compone del precio de la potencia máxima utilizada y del precio de la energía consumida en los diferentes rangos horarios, la siguiente es la metodología empleada para convertir dichos precios a una tarifa monomia de comparación.

# Caso 1: Cobro de potencia y energía a un precio igual para las 24 horas.

Esta metodología se utiliza cuando no existen precios horarios para el cobro de la energía. La formula para efectuar el cálculo es la siguiente:

$$Pr \textit{ecio}\_Pr \textit{omedio} = \frac{(Pr \textit{ecio}\_Potencia + Pr \textit{ecio}\_Energía*730*Factor\_de\_C \operatorname{arg}a)}{Factor\_de\_C \operatorname{arg}a*730} *100$$

Donde 730 corresponde al número de horas del mes.

Como ejemplo se toma los cargos correspondientes a las tarifas de Chile – Norte Grande.

	Chile Norte Grande
Precio_Potencia (US\$/KW - mes)	6.6330
Precio_Energía (US\$/KWh)	0.0201
Factor de Carga	0.8700
Precio_Promedio (cUS\$/KWh )	3.0544

Para el caso de Chile, el precio hallado corresponde al valor de venta en nodo, es decir, incluye solamente cargo por energía y transmisión.

## Caso 2: Cobro de potencia con tarifas horarias

Esta metodología se utiliza cuando se tienen precios horarios que reflejan las diferentes demandas. Generalmente se distinguen horarios de máxima demanda (denominada energía de punta en otros países), de media demanda (energía intermedia) y de baja demanda (energía de base).

Como ejemplo se toman los siguientes cargos que corresponden a los precios de México para el mes de marzo del 2003.

Cargo de energía de punta = 0.1607 US\$/KWh
Cargo de energía de base = 0.0378 US\$/KWh
Cargo de energía de intermedia = 0.0409 US\$/KWh
Cargo de potencia = 4.3758 US\$/KW

Para efectuar el cálculo, se utiliza un modelo de consumo típico:

Potencia = 9.696 KW

Energía Punta = 696,960 KWh

Energía Intermedia = 3,361,920 KWh

Energía Baja = 2,459,040 KWh

Con los anteriores datos, se calcula el cargo por energía y el cargo por demanda de potencia.

# Cargo de energía

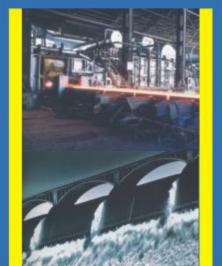
Cargo por energía = (( energía de punta \* cargo de energía de punta) + (energía intermedia \* cargo de energía intermedia) + (energía base \* cargo energía base))= 241.654 US\$

# Cargo por demanda

Cargo por demanda = Demanda de potencia máxima \* Valor demanda por potencia = 9696kw \* 4.3758USD\$/kw= 42.427 US\$

#### Precio medio

El precio que en promedio se paga por el suministro de energía; resulta de dividir la sumatoria de los cargos entre el total de consumo de energía.



MENSTERIO DE MINAS Y ENERGIA
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA



Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas