

Trabajo de Grado – Modalidad Investigación

***“ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR Y ARGENTINA:
IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES E INDICADORES RELACIONADOS CON
GENERACIÓN Y DEMANDA”***

PRESENTADO ANTE:

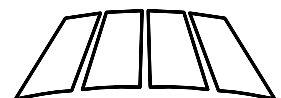
Comité de Trabajos de Grado

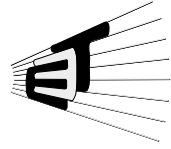
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Por

**EDWIN HERNANDO MARTÍNEZ CASTILLO
EDGAR MAURICIO SANTAMARÍA URREA**

Septiembre de 2007





Trabajo de Grado

**“ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR Y ARGENTINA:
IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES E INDICADORES RELACIONADOS CON
GENERACIÓN Y DEMANDA”**

Por

**EDWIN HERNANDO MARTÍNEZ CASTILLO
EDGAR MAURICIO SANTAMARÍA URREA**

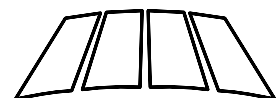
**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingenieros Electricistas**

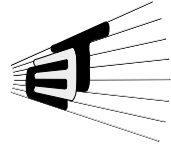
PRESENTADO ANTE:

Comité de Trabajos de Grado

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

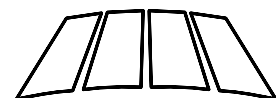
Septiembre de 2007





AGRADECIMIENTOS

A todas aquellas personas que hicieron posible llevar a feliz término la consolidación del presente proyecto, en especial a nuestros padres, pues gracias a su apoyo durante todo nuestro proceso de aprendizaje hemos logrado nuestras metas.





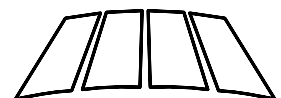
DEDICATORIA

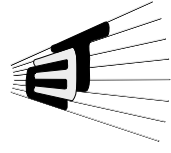
A mi hijo: David Alejandro
eres la luz que ilumina mi vida,
y desde el momento que te tube en mis
brazos supe que cambiarías todo mi destino.

Edwin Hernando Martínez C

Agradez a mi alma mater por todo lo
aprendido y por todos los momentos gratos
que viví en sus instalaciones, a mis padres
por su paciencia y apoyo incondicional.

Edgar Mauricio Santamaria Urrea





RESUMEN

- **TITULO:** ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR Y ARGENTINA: IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES E INDICADORES RELACIONADOS CON GENERACIÓN Y DEMANDA*

- **AUTORES**

EDWIN HERNANDO MARTÍNEZ CASTILLO
EDGAR MAURICIO SANTAMARÍA URREA**

- **PALABRAS CLAVES**

Mercado Eléctrico, Ecuador, Argentina, Generación, Demanda, Producción, Regulación, Transmisión, Agentes, Metodología, Indicadores.

- **CONTENIDO**

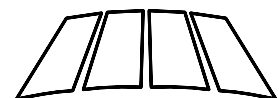
El presente trabajo de grado en la modalidad investigación analizó los mercados de energía eléctrica de Ecuador y Argentina con el fin de identificar las características, estructuras, esquemas de funcionamiento, variables relevantes e indicadores significativos, que sirvan de guía para la realización de estudios especializados para la toma de decisiones dentro de procesos de planeación estratégica en el mercado. Se identificaron entonces las variables y los indicadores más relevantes relacionados con la generación, demanda y precios del mercado mayorista, analizando con ellos de forma paralela el comportamiento de ambos mercados eléctricos.

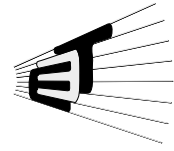
El análisis realizado requirió la búsqueda, almacenamiento, depuración y análisis de la información de los mercados de energía eléctrica de Ecuador y Argentina. Se decidió que estos procesos estuvieron limitados a la información pública disponible en las páginas Web de los deferentes organismos, entidades y empresas del sector eléctrico de cada país. Como resultado secundario del trabajo, se presenta también la situación actual del mercado eléctrico de Ecuador y Argentina detallando sus procesos de subasta de energía, formación de precios de bolsa y el marco regulatorio que los rige.

Finalmente se realiza una breve comparación entre los mercados eléctricos de Ecuador y Argentina en relación con el mercado colombiano a través de los indicadores identificados previamente, determinando similitudes y diferencias entre ellos.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, electrónica y de Telecomunicaciones. Director, Rubén Darío Cruz Rodríguez





SUMMARY

" TITLE: ANALYSIS OF THE POWER MARKETS OF ECUADOR AND ARGENTINA: IDENTIFICATION OF VARIABLES AND INDICATORS RELATED WITH GENERATION AND DEMAND*

AUTHORS

EDWIN HERNANDO MARTÍNEZ CASTILLO
EDGAR MAURICIO SANTAMARÍA URREA**

KEY WORDS

Electricity markets, Ecuador, Argentina, Generation, Demand, Production, Regulation, Transmission, Agents, Methodology, Indicators.

CONTENT

The present work analysed the power markets of Ecuador and Argentina with the purpose of identifying the characteristics, structures, operation guidelines, outstanding variables and significant indicators that could be used as guide for the realization of decision making specialized studies considering strategic planning processes.

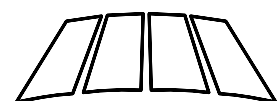
To achieve that, information search, storage, depuration and analysis processes were carried out considering the power markets of Ecuador and Argentina. The gathering of information deliberate used just electric sector companies and institutions Web pages.

It is also described the current situation of the electric marketing of Ecuador and Argentina detailing their processes of energy auction, formation of bag prices and the regulatory frame that governs them. Variables and indicators related with the generation demands and prices of the wholesaler marketing were identified , analyzing the behavior of both electric marketings.

Finally It is carried out a brief comparison between the electric marketings of Ecuador and Argentina in relation with the Colombian marketing through the previously identified indicators, identifying similarities and differences among them.

* Project of Degree

** Faculty of Physic-Mechanical Engineering, School of electrical, electronic and telecommunications Engineerings



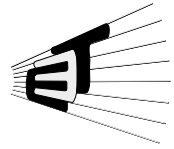
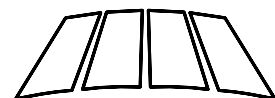
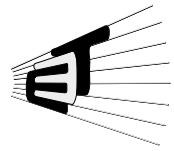


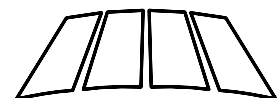
TABLA DE CONTENIDO

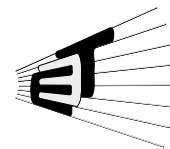
LISTA DE FIGURAS.....	14
LISTADO DE TABLAS.....	16
INTRODUCCIÓN.....	17
1. BÚSQUEDA, RECOLECCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DEPURACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	18
2. SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR.....	23
2.1 ANTECEDENTES.....	23
2.2 TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	24
2.3 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	25
2.4 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR.....	26
2.4.1 Generación.....	26
2.4.2 Transmisión.....	27
2.4.3 Distribución.....	27
2.4.4 Consumidores.....	28
2.4.4.1 Consumidores o Usuarios Finales.....	28
2.4.4.2 Gran Consumidor.....	28
2.5 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR.....	29
2.5.1 Transacciones financieras.....	30
2.5.1.1 Contratos a plazos.....	30
2.5.1.2 Mercado Ocasional.....	30
2.6 TARIFAS.....	30
2.6.1 Precio Referencial de Generación.....	31
2.6.2 Tarifas de Transmisión.....	31
2.6.3 Valor Agregado de Distribución (VAD).....	31
2.6.4 Fijación de precios de bolsa: despacho y operación.....	31
2.6.4.1 Determinación de los precios horarios de mercado.....	31
2.6.4.2 Despacho económico de generación.....	32
3. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO DE ARGENTINA.....	34
3.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO (Año 2006).....	34
3.1.1 Mercado eléctrico mayorista argentino MEM.....	38
3.1.2 Mercado a Término o de contratos.....	38
3.1.3 Mercado Spot.....	38
3.1.4 Sistema de Estabilización de Precios (Mercado Estacional).....	39
3.1.5 Sistema de Operación y Despacho (SOD).....	39
3.2 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ARGENTINA.....	40
3.2.1 Generación.....	40





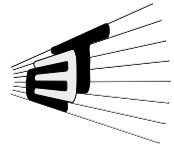
3.2.2	Transmisión	41
3.2.3	Distribución	43
3.2.4	Consumidores	43
3.2.4.1	Grandes Usuarios Mayores: (GUMA).....	43
3.2.4.2	Grandes Usuarios Menores: (GUME).....	43
3.2.4.3	Grandes Usuarios Particulares: (GUPA).....	43
3.2.5	Comercializadores.....	44
3.3	PRECIOS ASOCIADOS AL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
	44	
3.3.1	Precios mercado Spot	45
3.3.2	Metodologías para la definición de las tarifas reguladas.....	45
3.3.2.1	Costos del transporte	46
3.3.2.2	Costos por distribución	47
3.3.2.3	Tarifas a usuarios finales.....	47
4.	LAS CIFRAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	48
4.1	EL SECTOR ELÉCTRICO DE ECUADOR.....	48
4.1.1	Oferta	48
4.1.1.1	Producción.....	48
4.1.1.2	Sistema nacional de transporte y generación.....	51
4.1.1.3	Distribución	52
4.1.2	Demanda	53
4.1.3	Precio medio en el mercado ocasional y spot	55
4.2	EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO.....	56
4.2.1	Oferta.....	56
4.2.1.1	Potencia efectiva instalada	56
4.2.1.2	Oferta por tipo de generación.....	60
4.2.2	Demanda de energía.....	63
4.2.3	Transporte de energía.....	66
4.2.4	Análisis de los precios de mercado.....	67
5.	ASPECTOS NORMATIVOS DEL SECTOR ELÉCTRICO	71
5.1	NORMATIVA ECUADOR.....	71
5.1.1	Legislación relacionada con el sector eléctrico ecuatoriano.....	71
5.2	NORMATIVA ARGENTINA	72
5.2.1	Las bases normativas	72
5.2.2	Transformación del sector eléctrico.....	72
6.	ÍNDICES E INDICADORES ECUADOR ARGENTINA	75
6.1	SECTOR ELÉCTRICO DE ECUADOR.....	75
6.1.1	Índice HHI energía disponible para el distribuidor	75
6.1.2	Índice HHI de energía bruta entregada al MEM.....	76
6.1.3	Densidad y precio medio de energía en distribución	78





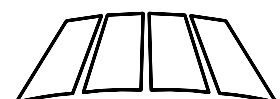
6.1.4	Precio medio de energía por tipo de contrato	78
6.1.5	Margen de reserva.....	79
6.1.6	Tasa de crecimiento de la producción bruta de energía y su correlación con el crecimiento en las actividades económicas de Ecuador	80
6.2	SECTOR ELÉCTRICO DE ARGENTINA	82
6.2.1	Intercambio regional de energía de Argentina	82
6.2.2	Índice de apertura del sector eléctrico.....	83
6.2.3	Índice de indisponibilidad térmica (IIT).....	84
6.2.4	Índice de HERFINDAHL - HIRSCHMANN (IHH)	85
6.2.5	Concentración en generación.....	85
7.	PARALELO ENTRE INDICADORES DE ARGENTINA, COLOMBIA Y ECUADOR	89
7.1	PIB POR AÑO SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA	89
7.2	DEMANDA DE ELECTRICIDAD Y EL PRODUCTO INTERNO BRUTO	91
7.3	DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA PARA HOGARES EN EL PAÍS	92
7.4	ENERGÍA ELÉCTRICA CONSUMIDA SEGÚN SECTORES	92
7.5	ÍNDICE DE HERFINDAHL - HIRSCHMANN (IHH).....	93
7.6	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	94
	CONCLUSIONES	96
	BIBLIOGRAFÍA.....	99
	Anexo I Tablas de legislación del sector eléctrico en Ecuador y Argentina	101
	ANEXO 2: Función Técnica de Transporte de energía Eléctrica FTT	108
	ANEXO 3: Programaciones del MEM argentino	110
	GLOSARIO.....	111





LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO GENERAL DE UN MERCADO (MCGM)	19
FIGURA 2. ESTRATEGIA PARA BÚSQUEDA DE DOCUMENTOS	20
FIGURA 3. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	25
FIGURA 4. SEGMENTACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO.....	36
FIGURA 5. ESQUEMA DE LA RED DE TRANSPORTE DE ALTA TENSIÓN MERCADO ARGENTINO.....	41
FIGURA 6. REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	46
FIGURA 7. PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA EN ECUADOR	48
FIGURA 8. PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN POR EMPRESA EN ECUADOR.....	50
FIGURA 9. CAPACIDAD INSTALADA EN CENTRALES ELÉCTRICAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO	51
FIGURA 10. PERDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN POR EMPRESA EN EL MERCADO ECUATORIANO	53
FIGURA 11. ENERGÍA VENDIDA, PRECIO MEDIO Y RECAUDACIÓN POR TIPO DE MERCADO AÑO 2005	55
FIGURA 12. POTENCIA EFECTIVA INSTALADA POR ÁREA EN MW EN EL MERCADO ARGENTINO.....	56
FIGURA 13. POTENCIA INSTALADA POR TIPO MEM+MEMSP.....	57
FIGURA 14. CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE 1992 Y 2005 EN EL MERCADO ARGENTINO.....	58
FIGURA 15. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA INSTALADA MEM+MEMSP	58
FIGURA 16. CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN 2005.....	59
FIGURA 17. COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL MERCADO ARGENTINO AÑO 2005	60
FIGURA 18. OFERTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL MERCADO ARGENTINO	61
FIGURA 19. EVOLUCIÓN DE LA OFERTA ANUAL POR TIPO EN EL MERCADO ARGENTINO.....	61
FIGURA 20. CRECIMIENTO GENERACIÓN DE AUTOPRODUCTORES	62
FIGURA 21. EVOLUCIÓN DE LA OFERTA ANUAL MEMSP	62
FIGURA 22. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA PARA LOS AGENTES DEL MEM	63
FIGURA 23 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA POR REGIÓN ELÉCTRICA EN EL 2005 RESPECTO AL 2004	64
FIGURA 24. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DEL MEM	64
FIGURA 25. COMPOSICIÓN PORCENTUAL POR TIPO DE USUARIO SOBRE LA DEMANDA TOTAL DEL MEM.....	65
FIGURA 26. DEMANDA DE USUARIOS FINALES POR TIPO DE USUARIO	65
FIGURA 27. DEMANDA DEL MEMSP	66
FIGURA 28. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.....	66
FIGURA 29. EVOLUCIÓN POTENCIA DE TRANSFORMADORES	67
FIGURA 30. PRECIO MONÓMICO VS. RESERVA DEL SISTEMA.....	68
FIGURA 31. PRECIO SPOT MONÓMICO COMPARADO CON PRECIO CONTRATOS GUMAS	68
FIGURA 32. ENERGÍA COMERCIALIZADA EN EL MEM MERCADO SPOT VS. MERCADO A TÉRMINO	69
FIGURA 33. PRECIO MEDIO DE CONTRATOS VS. N° DE CONTRATOS	70
FIGURA 34. ÍNDICE HHI EMPRESAS GENERADORAS AÑO 2005.....	77
FIGURA 35. DENSIDAD VS. PRECIO MEDIO, MERCADO ECUATORIANO	78
FIGURA 36. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ECUATORIANO.....	79



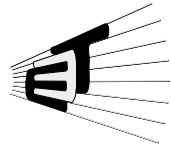
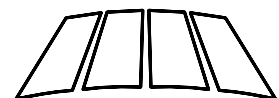


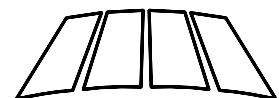
FIGURA 37. MARGEN DE RESERVA PARA EL MERCADO ECUATORIANO	80
FIGURA 38. CORRELACIÓN POSITIVA	81
FIGURA 39. CORRELACIÓN POSITIVA	81
FIGURA 40. INTERCAMBIOS REGIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL MERCADO ARGENTINO	82
FIGURA 41. ÍNDICE DE APERTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO (EXCLUIDAS LAS COMPRAS A EB YACYRETÁ)	84
FIGURA 42. ÍNDICE DE INDISPONIBILIDAD TÉRMICA (IIT)	84
FIGURA 43. INDISPONIBILIDAD TÉRMICA RECIENTE	85
FIGURA 44. EVOLUCIÓN EN COLOMBIA DEL PIB POR ACTIVIDAD ECONÓMICA	89
FIGURA 45. EVOLUCIÓN EN ARGENTINA DEL PIB POR ACTIVIDAD ECONÓMICA	90
FIGURA 46. TASA DE CRECIMIENTO PIB VS. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	90
FIGURA 47. RELACIÓN ENTRE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD Y EL PIB EN COLOMBIA	91
FIGURA 48. CRECIMIENTO PIB VS. DEMANDA DE ENERGÍA EN ARGENTINA	92
FIGURA 49. ENERGÍA ELÉCTRICA CONSUMIDA SEGÚN SECTOR	93
<i>FIGURA 50. COLOMBIA, EVOLUCIÓN ANUAL DEL HHI</i>	94
FIGURA 51. LOS AGENTES Y LA FFT	108

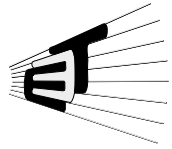




LISTADO DE TABLAS

TABLA 1. PÁGINAS WEB SELECCIONADAS.....	21
TABLA 2. PÁGINAS WEB RELEVANTES DEL MERCADO ARGENTINO	22
TABLA 3. REQUISITOS DE POTENCIA PARA LA CATALOGACIÓN COMO GRAN CONSUMIDOR.....	28
TABLA 4. AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ARGENTINO A DICIEMBRE DE CADA AÑO ...	35
TABLA 5. TIPOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL MERCADO ARGENTINO [26]	40
TABLA 6. TIPO DE OPERADOR ASOCIADO A LA CENTRAL ELÉCTRICA [26]	40
TABLA 7. LONGITUD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL MEM POR NIVEL DE TENSIÓN (KM.).....	42
TABLA 8. INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS.....	42
TABLA 9. PRODUCCIÓN BRUTA PROYECTADA EN ECUADOR.....	49
TABLA 10. PRODUCCIÓN BRUTA PREVISTA EN ECUADOR.....	49
TABLA 11. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN EN EL MERCADO ECUATORIANO.....	52
TABLA 12. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA, PRECIO MEDIO AÑO 2005	54
TABLA 13. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA RESPECTO AL AÑO 1992 MEM + MEMSP	57
TABLA 14. EVOLUCIÓN EN CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN EN EL MERCADO ARGENTINO	59
TABLA 15. OFERTA DE ENERGÍA EN MEM ARGENTINO EN GWH	60
TABLA 16. PRECIO SPOT MONÓMICO PROMEDIO ANUAL (\$/MWH).....	69
TABLA 17. ÍNDICE HHI ENERGÍA DISPONIBLE PARA EL DISTRIBUIDOR EN EL MERCADO ECUATORIANO ...	75
TABLA 18. ÍNDICE HHI DE ENERGÍA BRUTA ENTREGADA AL MEM ECUATORIANO	76
TABLA 19. BALANCE DE ENERGÍA ANUAL DEL MEM ARGENTINO	83
TABLA 20. PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES GRUPOS ECONÓMICOS	87
TABLA 21. VALORES PARA MEDIR LA CONCENTRACIÓN DE MERCADOS.....	88
TABLA 22. NIVELES DE ELECTRIFICACIÓN (CANTIDADES EN MILES)	92
TABLA 23. ENERGÍA ELÉCTRICA CONSUMIDA SEGÚN SECTOR.....	93
TABLA 24. COMPARACIÓN DEMANDA DE ENERGÍA MERCADO ARGENTINO Y COLOMBIANO	95
TABLA 25. LEYES VIGENTES MERCADO ELÉCTRICO ECUADOR.....	101
TABLA 26. REGLAMENTOS VIGENTES MERCADO ELÉCTRICO ECUADOR	103
TABLA 27. REGULACIONES VIGENTES	106
TABLA 28. MARCO LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO.....	107





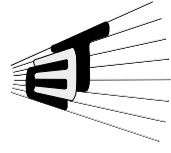
INTRODUCCIÓN

En las últimas dos décadas (80's-90's) se han presentado una gran cantidad de cambios en el sector eléctrico en muchos países del mundo; y Latinoamérica no ha sido la excepción, debido a factores como la globalización de los mercados, el entorno político, económico y social, el mercado se ha ido liberalizando, pasando del clásico monopolio en el cual el estado se hacía cargo de la generación, transmisión, distribución y comercialización, a modelos de competencia mayorista.

Todos estos cambios que ha sufrido el sector eléctrico se vieron enmarcados por reformas que han llevado al sector a la separación de actividades, liberalización de la normativa concerniente a las transacciones económicas, privatización del sector, y la creación de entes reguladores y de vigilancia de los agentes participantes.

Partiendo de estos lineamientos este proyecto pretende identificar, almacenar, depurar y analizar la información relevante de los mercados energéticos de Ecuador y Argentina, señalando las variables e indicadores relevantes de los mismos, con miras a caracterizarlos mediante un análisis de su estructura y evolución teniendo en cuenta aspectos relacionados con la estructura actual del mercado, las tarifas y formas de remuneración, leyes y políticas relevantes, los planes de expansión y las conexiones internacionales a través del tiempo.





I. BÚSQUEDA, RECOLECCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DEPURACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La metodología aplicada en este proyecto está encaminada a la búsqueda, recolección¹, organización y análisis de la información concerniente a los mercados de energía eléctrica en Ecuador y Argentina, con el fin de identificar variables e indicadores significativos, que puedan ser utilizados en el estudio del comportamiento y evolución de dichos mercados

Se toma como base metodológica la MCGM (ver **Figura 1**), detallada en el Informe Parcial No. 2 “Modelo de Análisis de Mercados de Energía Eléctrica mediante la Aplicación de una Metodología que involucra Inteligencia Competitiva y Agentes Inteligentes” presentado por el Centro de Productividad y Competitividad del Oriente – CPC Oriente – y Universidad Industrial de Santander – UIS – Para el Instituto Colombiano para el Fomento de la Ciencia y la Tecnología “Francisco José de Caldas” – COLCIENCIAS – y XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP en mayo de 2006. [29]

Es innegable que la Internet se ha convertido en una herramienta invaluable para la búsqueda y recopilación de información de todo tipo, incluyendo la relacionada con los diferentes mercados energéticos. Durante este proceso el papel del investigador es indispensable en el momento de hacer una búsqueda más enfocada al sector eléctrico de un país determinado, siendo de vital importancia la estrategia empleada para el manejo y clasificación de la información recolectada.

Para lograr aplicar la metodología MCGM de la mejor manera se requiere contar con una estrategia previa para la búsqueda, acopio y selección de documentos que permita centrar los esfuerzos del investigador en el análisis de la documentación y no desvíe sus esfuerzos en búsquedas innecesarias de información.

¹ La metodología basa sus procesos de adquisición de información en fuentes de datos secundarios, disponibles de forma libre en Internet.



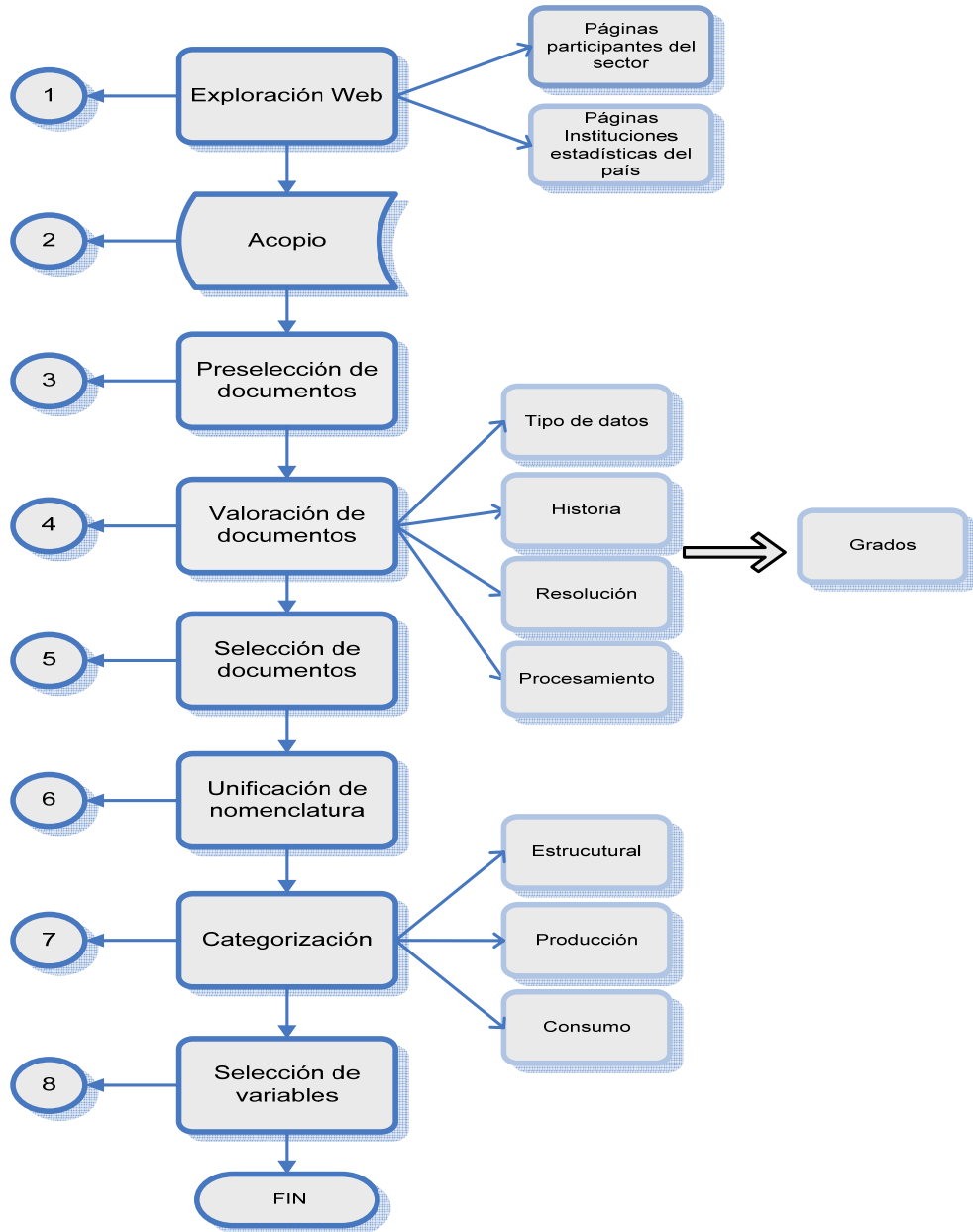
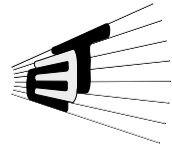
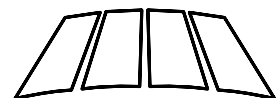


Figura 1. Metodología para el Seguimiento General de un Mercado (MCGM)²

² Tomado de Informe Parcial No. 2 “Modelo de Análisis de Mercados de Energía Eléctrica mediante la Aplicación de una Metodología que involucra Inteligencia Competitiva y Agentes Inteligentes”



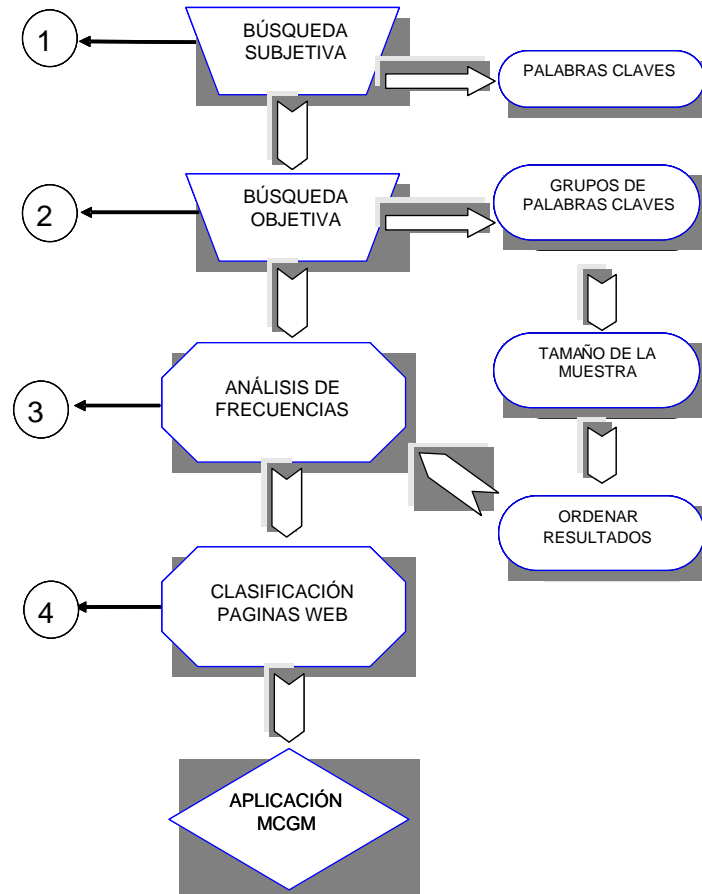


Figura 2. Estrategia para búsqueda de documentos

La estrategia diseñada y aplicada, cuenta con cuatro pasos³ (etapas) principales antes de la aplicación directa de la metodología MCGM, que son: búsqueda subjetiva, búsqueda objetiva, análisis de frecuencias y clasificación de páginas Web (ver [Figura 2](#))

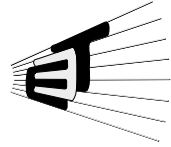
Los resultados de la aplicación de esta estrategia son las diferentes páginas relacionadas con el sector eléctrico tanto para Ecuador como para Argentina como se aprecia en la siguiente tabla.

³ **ÓVALOS:** Proceso llevado a cabo, es el tiempo en el que se introducen nuevas ideas en cuanto a la metodología o se aplican conceptos dados por ella. **TRAPECIO:** Trabajo en Internet, búsqueda y acopio de documentos y páginas Web. **OCTÁGONO:** Análisis y clasificación de resultados en cuanto a número de apariciones y calidad de las fuentes de información. **ROMBO:** Aplicación metodología MCGM, respecto a la valoración y clasificación de documentos. Para ver más detalles consulte el documento anexo a esta tesis (ajustes a la estrategia de búsqueda de información para aplicar la metodología MCGM)

Caso ecuatoriano		
CONELEC	Concejo Nacional de Electricidad	www.conelec.gov.ec
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía	www.cenace.org.ec
BCE	Banco central de Ecuador	www.bce.fin.ec
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos	www.inec.gov.ec
CONAM	Consejo Nacional de Modernización.	www.conam.gov.ec
ENERGÍA	Corporación para la investigación energética.	www.energia.org.ec
EEQ	Empresa eléctrica Quito S.A.	www.eeq.com.ec
MENERGÍA	Ministerio de Minas y Energía, Ecuador	www.menergia.gov.ec
OLADE TRANSELECTRIC S.A.	Organización Latinoamericana de Energía Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica.	www.olade.org.ec www.Transelectric.org.ec
Caso argentino		
SECRETARIA DE ENERGÍA	Secretaría de Energía, Subsecretaría de Energía Eléctrica	www.energia3.mecon.gov.ar
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad	www.enre.gov.ar
MELECTRICO	Mercado Eléctrico Argentino	www.melectrico.com.ar
IAE	Instituto Argentino de la Energía	www.iae.org.ar
INDEC	El Instituto Nacional de Estadística y Censos	www.indec.mecon.ar
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica	www.cnea.gov.ar
MECON	Ministerio de Economía y Producción	www.mecon.gov.ar

Tabla I. Páginas Web Seleccionadas

Para ubicar otras páginas del sector se debe buscar los links de los agentes u otras páginas relacionadas con el sector. Es así como junto a las páginas de algunos agentes del mercado se identifican los sitios Web de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A.) <http://www.cammesa.com.ar> y FUNDELEC (Fundación para el desarrollo eléctrico) <http://www.fundelec.org.ar> que tienen información relevante del sector eléctrico argentino como se aprecia en la siguiente tabla.



Caso argentino		
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A.	http://www.cammesa.com.ar
FUNDELEC	Fundación para el desarrollo eléctrico	http://www.fundelec.org.ar
AGEERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica	http://www.ageera.com.ar
ATEERA	Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica	http://www.ateera.org.ar
ADEERA	Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica	http://www.adeera.com.ar
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica	http://www.agueera.com.ar

Tabla 2. Páginas Web relevantes del mercado argentino



2. SECTOR ELÉCTRICO DEL ECUADOR

El sector eléctrico ecuatoriano presenta rasgos peculiares que configuran no sólo su desarrollo sino también su reforma institucional implementada a finales de 1996. En el presente, este sector se desenvuelve de acuerdo al nuevo marco legal y regulatorio vigente desde octubre de 1996, y sus posteriores reformas.⁴

En la actualidad, “El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra en transición en su estructura, instituciones y regímenes de propiedad que buscan lograr niveles superiores de eficiencia.”⁵

Debido a la gran importancia que tiene en un país el sector eléctrico y la conformación de éste como una actividad en la que intervienen muchos agentes, es necesario la existencia de un ente encargado de realizar las transacciones de suministro de energía eléctrica entre los participantes. Se está hablando del Mercado de Energía Mayorista (MEM) o Mercado spot. Para entender el funcionamiento del MEM es necesario tener un conocimiento general de los agentes que lo componen así como de la normativa que rige al sector eléctrico del país en cuestión.

Es de vital importancia para un país conocer las características de los mercados vecinos, máxime cuando las economías tienden a globalizarse. Las interconexiones eléctricas son parte crucial en el desarrollo de países vecinos. Colombia realiza importantes transacciones de energía eléctrica con su vecino Ecuador, siendo indispensable poder predecir su demanda y precios de la energía a futuro.

2.1 ANTECEDENTES

En el año de 1961 se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación –INECEL- con el propósito de explotar los grandes recursos hidroeléctricos con los que cuenta el país y realizar la construcción de un sistema eléctrico Nacional Interconectado. En 1970 se inicia la producción petrolera y el INECEL recibe el 50% de las regalías. Con esta gran inyección de recursos económicos se inicia la construcción de los más importantes proyectos hidroeléctricos y la ampliación del Sistema Nacional de Transmisión.⁶ [3]

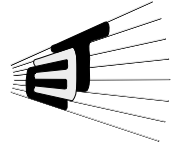
Durante un periodo de tiempo, mayor de tres décadas no se produjo mayores cambios en el sector, convirtiéndose éste básicamente en un monopolio estatal, en las actividades de generación, transmisión y distribución. En esta etapa el Sector tuvo un estancamiento y posterior insostenibilidad, tanto técnica como financiera, debido a la poca inversión y falta de incentivos económicos, unido esto al hecho que las tarifas estaban proyectados con fines sociales, es decir, subsidiadas. Los dineros provenientes de las regalías petroleras fueron redireccionados hacia

⁴ NEIRA, Eric y RAMOS, Edgar (Junio de 2003), Diagnostico del Sector Eléctrico Ecuatoriano.[1]

⁵ CAF (Enero de 2007), Ecuador Análisis del Sector Eléctrico.[2]

⁶ VILLASANTE Jorge (Noviembre de 2001), EL MERCADO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ECUADOR.[3]





necesidades de tipo social más apremiantes en ese momento. Todo esto trajo como consecuencia una paralización en la expansión del sistema de potencia y posterior racionamiento energético entre 1992 y 1997.

El estado debía responder a las necesidades de carácter social más urgentes, y a su vez, dar un empuje al sector eléctrico que lo sacara de la crisis en la que se hallaba. Por esta razón se creó la **Ley 50** de 1993 (Ley de Privatización del Estado), y la posterior **LRSE** de 1996 (Ley de Régimen del Sector Eléctrico), la cual sustituyó a la Ley Básica de Electrificación. El Estado ecuatoriano, buscaba así, la eficiencia y descentralización de las actividades administrativas, para lograr la descongestión y simplificación de la carga estatal, transfiriendo la prestación de servicios públicos y las actividades económicas, a entes de carácter privado, introduciendo la libre competencia y de esta forma acabar el carácter monopólico existente en el Sector.

2.2 TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

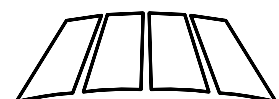
A partir de la promulgación de la ley 50 de 1993 y LRSE de 1996 se inicia el proceso de reestructuración del sector eléctrico en Ecuador, definiéndose el nuevo papel del Estado frente al sector.

El 10 de septiembre de 1998 se determinó la liquidación del INECEL cuya vida jurídica se prolonga hasta el 31 de marzo de 1999 llegando así al final de un ciclo de ineficiencia y deterioro del patrimonio estatal. Buscando suplir el vacío administrativo y operacional, se crea el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), que en representación del Estado asume las funciones de planificación, regulación, control y fijación de tarifas. Posteriormente se crea el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), responsable de las operaciones técnicas, comerciales y financieras del Mercado Mayorista (MEM).⁷

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, dispone que todas las acciones que el INECEL tiene en las Empresas Distribuidoras sean transferidas al Fondo de Solidaridad, y que las actuales instalaciones de generación y transmisión, se constituyan en empresas privadas de generación y transmisión según corresponda y pasen a ser propiedad del Fondo de Solidaridad.

Se realiza la desintegración tanto vertical como horizontal del Sector, esto es, pasar de tener una o varias empresas que realicen todas las actividades (generación, transmisión y distribución) a varias empresas en cada campo de acción. Uno de los objetivos principales de la LRSE es crear un mercado abierto al nivel de la generación, y mercados regulados a los niveles de transmisión y distribución, permitiendo la entrada de inversión privada en condiciones de igualdad.

⁷ CONELEC (Octubre de 2006), Plan Nacional de Electrificación 2006-2015. [4]



2.3 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Los actores que intervienen o forman parte activa del Sector Eléctrico, incluyendo como eje fundamental de éste, al mercado eléctrico mayorista MEM, a septiembre de 2006, son los siguientes:⁸ (ver Figura 3)

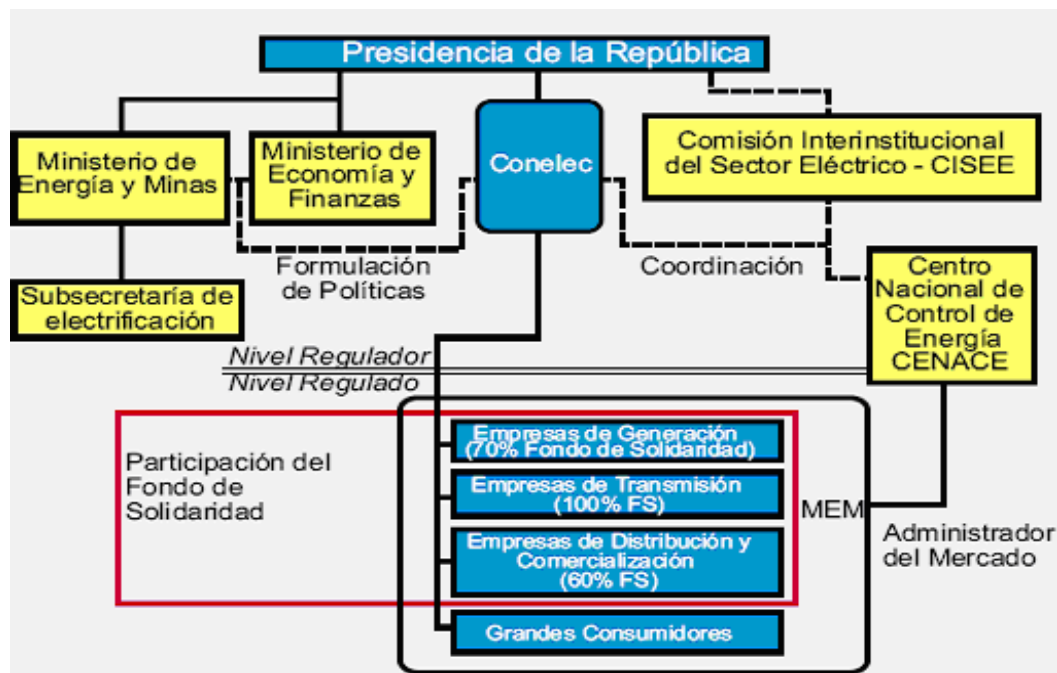


Figura 3. Estructura institucional del sector eléctrico ecuatoriano
FUENTE: CONELEC

Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, encargado de la planificación, regulación y control.
Centro Nacional de Control de Energía CENACE, encargado del manejo técnico y económico del MEM.

Las empresas eléctricas concesionarias de generación.

La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión, TRANSELECTRIC S.A.

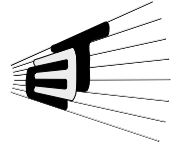
Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

Existen además instituciones que han apoyado el proceso de modernización del sector eléctrico en Ecuador y que son de gran importancia en el sector, es el caso de:

- El Consejo de Modernización del Sector Eléctrico COMOSEL, garante de la incorporar capital privado al sector delegado por el CONAM Consejo Nacional de Modernización.
- El FONDO DE SOLIDARIDAD a quien fueron transferidos los activos del INECEL (empresas de generación y transmisión que antes pertenecieron a ésta), se constituyó en accionista mayoritario de las nuevas empresas de generación (HIDROPAUTE S.A.,

⁸ ECUADOR (26 de septiembre de 2006), Reforma Art. 11 LRSE. [14]





HIDROAGOYAN S.A., HIDROPUCARA S.A., TERMOESMERALDAS S.A., TERMOPICHINCHA S.A., ELECTROGUAYAS S.A.), la empresa concesionaria de transmisión, TRANSELECTRIC S.A. y la mayor parte de las 20 empresas de distribución. Estas inician su operación desde 1 abril de 1999.

El estado continúa siendo el titular del sector eléctrico y por tanto debe garantizar la prestación del servicio, compensando las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos disponibles, es decir, que en caso de presentarse incumplimiento por parte del concesionario, el Estado es quien tiene la obligación de cubrir las necesidades insatisfechas.

2.4 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ECUADOR

Se denominan como agentes en un mercado eléctrico las empresas que forman parte activa en las dinámicas fundamentales del sector, como son: generación, distribución, transmisión y comercialización. Las actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica serán realizadas por compañías previamente autorizadas, y establecidas en el país, las cuales se someterán a las leyes vigentes en el país, aplicables a personas jurídicas de derecho privado.⁹

Las transacciones de suministro de energía eléctrica que se celebren entre generadores, entre generadores y distribuidores y entre generadores y grandes consumidores, serán llevadas a cabo a través del Mercado Eléctrico Mayorista.

2.4.1 Generación

Las compañías generadoras son aquellas dedicadas a la producción de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de los recursos naturales como el agua y los recursos minerales como el gas, carbón y petróleo, disponibles en el territorio nacional y para los cuales el Estado continúa siendo el propietario.

Las compañías generadoras desarrollan las actividades de explotación de los recursos por su propia cuenta, asumiendo los riesgos técnicos y financieros que puedan presentarse. Estas operaciones se encuentran restringidas a las disposiciones del contrato de concesión y a la reglamentación del CONELEC.

Dentro del nuevo ambiente liberalizado, la actividad de generación ha sido desintegrada horizontalmente, con el objeto de promover la libre competencia y las inversiones de riesgo del capital privado, asegurando la producción de energía eléctrica a largo plazo.

La obtención de recursos se realiza por medio de la venta de su capacidad de generación, a través de dos mecanismos dispuestos para tal fin. Los cuales son: ofertando en el mercado ocasional de corto plazo (MEM), o realizando contratos bilaterales con los distribuidores o con usuarios finales. Está prohibida la ejecución de acuerdos financieros entre agentes generadores e igualmente no les

⁹ CONELEC (Octubre de 1996), Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, Art. 26. [14]



está permitido participar en la transmisión y distribución de energía eléctrica. De esta manera, se busca transparencia y competitividad en las transacciones en el MEM.

Ninguna persona, natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional.¹⁰

2.4.2 Transmisión

En Ecuador existe una única compañía trasmisora de energía, TRANSELECTRIC S.A. la cual realiza dicha actividad como un monopolio natural regulado y controlado por el CONELEC. Al igual que la generación, la compañía transportadora es una concesionaria autorizada y establecida físicamente en el país.

TRANSELECTRIC S.A. está encargada básicamente de la operación técnica y financiera de la red de transporte. Basada en el plan de expansión, desarrollado y aprobado por el CONELEC. El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema nacional de transmisión, además debe determinar y optimizar los costos de operación y mantenimiento.

Además, tiene la obligación de permitir el libre acceso a la red de transporte a terceros sin discriminación de ninguna índole. Para su sostenibilidad le está permitida la captación de recursos financieros a través del cobro de peajes a quienes hagan uso de su infraestructura.

El agente transmisor está condicionado ha desarrollar exclusivamente la actividad para la cual ha sido concesionado.¹¹

2.4.3 Distribución

La actividad de distribución será realizada en áreas de concesión geográficamente definidas por el Plan Maestro de Electricidad, las cuales representan monopolios naturales. Las empresas concesionarias serán constituidas como sociedades anónimas, debiendo satisfacer toda la demanda de electricidad en su área de concesión.

El CONELEC otorgará la concesión de distribución, estableciendo mecanismos de control de los niveles de calidad del servicio, mejorando la cobertura, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad. Los recursos financieros propios de esta actividad, corresponden al Valor Agregado de Distribución (VAD).

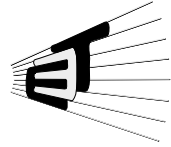
Los distribuidores no podrán generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrada en vigencia de la presente Ley, siempre y cuando se constituyan en personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esa generación.¹² Estos cambios se están llevando acabo en la actualidad enfocados a una disminución

¹⁰ CONELEC (Octubre de 1996), Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, Art. 31. [14]

¹¹ CONELEC (Octubre de 1996), Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, Art. 33. [14]

¹² CONELEC (Codif. 5 Ago-00), Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, Art. 35. [14]





sistemática de la participación en generación de las antiguas compañías distribuidoras que generaban energía eléctrica.

La cobertura de energía eléctrica para el año 2001 fue del 89.67% en total. De este porcentaje un 93.3% corresponde al área urbana y un 79.08% al área rural.¹³

2.4.4 Consumidores

La LEY ORGÁNICA DE DEFENSA DEL CONSUMIDOR, define consumidor como toda persona natural o jurídica que como destinatario final, adquiera, utilice o disfrute bienes o servicios, o bien reciba oferta para ello. La reglamentación del CONELEC, distingue dos tipos de consumidores:

2.4.4.1 Consumidores o Usuarios Finales

Los consumidores o usuarios finales son todas las personas naturales o jurídicas, que acrediten dominio sobre una instalación que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Distribuidor dentro del área de Concesión. En este caso los consumidores son regulados, y no tienen poder de elección sobre su proveedor. El CONELEC fija las tarifas en Octubre de cada año, en función de los estudios del CENACE, TRANSELECTRIC y el VAD presentado por los distribuidores.

2.4.4.2 Gran Consumidor

Es aquel consumidor que está facultado para acordar libremente con los agentes generadores o distribuidores el suministro y precios de la energía eléctrica necesaria para satisfacer su demanda en un tiempo determinado. El CONELEC establece como uno de los requisitos para ser calificado como Gran Consumidor, lo siguiente:

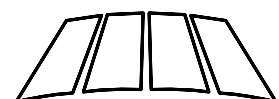
Registrar valores iguales o mayores de demanda promedio mensual (kW), durante los 6 meses anteriores al de la solicitud, y un consumo de energía mínimo anual (MWh) en los doce meses anteriores al de la solicitud.¹⁴ Los valores de kW y MWh se especifican en la siguiente tabla:

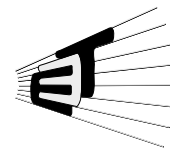
PERIODO DE PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD	DEMANDA PROMEDIO MENSUAL (kW)	CONSUMO ANUAL (MWh)
Enero – Junio 2003	930	6500
Julio – Diciembre 2003	860	6000
Enero – Junio 2004	790	5500
Julio – Diciembre 2004	720	5000
Enero 2005 en adelante	650	4500

Tabla 3. Requisitos de potencia para la catalogación como gran consumidor

¹³ INEC (2001), Censo de Población y Vivienda.[5]

¹⁴ www.conele.gov.ec: Estadísticas > Mercado Eléctrico Mayorista > Clasificación de la Demanda





Las políticas del sector eléctrico ecuatoriano se han encaminado a incentivar las transacciones de energía en el MEM, disminuyendo los consumos mínimos permitidos para dar el grado de gran consumidor.

2.5 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR

Un mercado en términos generales; es un lugar físico donde se realizan transacciones entre vendedores y compradores, existiendo un pago único por el bien o servicio prestado. Existen diferentes estructuras de mercados, los hay de competencia perfecta hasta los mercados que se constituyen en monopolios.¹⁵

Las reformas implantadas con la LRSE buscan llevar el sector eléctrico al modelo de mercado de libre competencia en generación, regulando las actividades de transmisión y distribución.

El Mercado de Energía Mayorista (MEM) o mercado spot es el núcleo central del modelo liberalizado y su diseño es clave en el éxito de un mercado eléctrico competitivo. Un deficiente diseño unido a una regulación incorrecta puede llevar al fracaso de todo el proceso de reformas.¹⁶ La determinación del precio de la energía será el resultado de la casación de oferta y demanda en el MEM, en condiciones de transparencia e igualdad para los agentes.

Con respecto al mercado mayorista ecuatoriano, es necesario señalar que la remuneración se hace de acuerdo con el costo marginal, buscando reflejar el comportamiento de los mercados competitivos. El precio de la energía es un reflejo de su costo marginal. Cuando esto ocurre, la teoría económica indica que el precio resultante es óptimo en el sentido de promover la mejor asignación de recursos al proveer la señal para que nuevos productores ingresen al mercado.¹⁷

Según los principios del modelo de economía de libre mercado, también conocido como modelo marginalista, los precios de la energía eléctrica que permiten obtener una atractiva rentabilidad, son señales suficientes para motivar la inversión en nuevas centrales de generación. Aunque esta condición ha prevalecido en los últimos años en el MEM, las inversiones privadas en nueva generación son escasas, debido a que el modelo de mercado no da señales de largo plazo al desconocerse la evolución de precios a futuro.

Adicionalmente, las tarifas no han reflejado los costos reales del servicio eléctrico y las distribuidoras absorben el riesgo de la volatilidad de los precios de la energía, lo que no asegura el equilibrio financiero del Mercado.

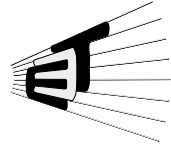
“La fijación de la tarifa eléctrica se la realiza en base a la siguiente ecuación: $P_{CF} = PRG + T + VAD$, en donde P_{CF} es el precio al consumidor final, PRG son los precios

¹⁵ TARDÍO A Marcelo, IEEE 2006, EL MERCADO DE ELÉCTRICIDAD. [6]

¹⁶ FERNÁNDEZ PÉREZ José Carlos (Septiembre de 2002), Análisis y Evaluación de Mercados Eléctricos Liberalizados a Escala Internacional, Numeral 4.1.1.2. [7]

¹⁷ CENACE (23 de Agosto de 2004), Soluciones a la Problemática del Sector Eléctrico Ecuatoriano.[8]





referenciales de generación, T los costos medios del sistema de transmisión y VAD el valor agregado de distribución, el costo real de los tres componentes es mayor al precio final. En otras palabras el estado esta subvencionando el costo de la energía eléctrica”¹⁸.

2.5.1 Transacciones financieras

Las transacciones financieras realizadas en el mercado eléctrico del Ecuador se realizaran de dos maneras distintas: contratos a plazos y mercado ocasional. Dependiendo de las necesidades y exigencias de los compradores, así como de la conveniencia y facilidades dadas por el ofertante.¹⁹

2.5.1.1 Contratos a plazos

Los contratos a plazos son acuerdos bilaterales que pueden realizarse libremente entre agentes Generadores y Distribuidores o entre Generadores y Grandes Consumidores, para un periodo superior a un año y deben realizarse a través del MEM.

El agente Generador está obligado a cumplir con el suministro de energía pactado, sin importar que sea o no despachado por el CENACE. En caso de no ser despachado, el suministro se realiza a través del generador que haya sido despachado, para lo cual el vendedor deberá abonar a éste, el recargo que se presente. Los precios a los que se realicen los contratos no están condicionados necesariamente a las tarifas fijadas por el CONELEC.

2.5.1.2 Mercado Ocasional

En este mercado los agentes Generadores pueden vender energía eléctrica y los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores, podrán comprarla de forma horaria.

“El Centro Nacional de Control de Energía comunicará el precio de venta para cada período horario a quienes intervengan en el mercado, (Este valor lo fija el CONELEC, y lo informará al CENACE para la respectiva liquidación en el mercado²⁰) 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, como resultado 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”²¹.

2.6 TARIFAS

Se denomina tarifa a los precios sometidos a regulación.²² Están condicionados a tarifas, las siguientes operaciones financieras:

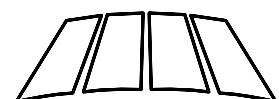
¹⁸ PICAVAL (Diciembre de 2005), Análisis del Sector Eléctrico.[13]

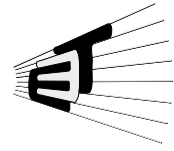
¹⁹ ECUADOR (Codif. 5 de Agosto de 2000), Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Cáp. VII.[15]

²⁰ CONELEC (Marzo de 2004), Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista.[10]

²¹ ECUADOR (Agosto 5 de 2000), Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Art. 46.

²² ECUADOR (Agosto 5 de 2000), Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Art. 51.





Transferencia de potencia y energía entre generadores, no contemplado en contratos a plazos.

Transferencia de potencia y energía de generadores a distribuidores.

Tarifas de transmisión.

Peajes por el uso de sistemas de distribución.

Suministro a Grandes Consumidores.

Las tarifas al usuario final, están conformadas por tres rubros: El precio referencial de generación, Los costos medios de sistemas de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD)²³.

2.6.1 Precio Referencial de Generación

Estos precios cubren los costos de la generación operando en forma óptima. Estos valores se calcularán como el promedio de los costos marginales esperados de corto plazo extendidos en un período suficientemente largo de operación simulada para estabilizar estos costos, más el costo de la potencia disponible sea o no despachada.

2.6.2 Tarifas de Transmisión

Estas tarifas cubren los costos de inversión referidos al Plan de Expansión anual, operación, mantenimiento y pérdidas técnicas.

2.6.3 Valor Agregado de Distribución (VAD)

El VAD corresponde al costo de la actividad de distribución de una empresa eficiente. Para su cálculo se tiene en cuenta los costos asociados al consumidor independiente de su demanda, las pérdidas técnicas y los costos de inversión, operación y mantenimiento.

2.6.4 Fijación de precios de bolsa: despacho y operación

La oferta de generación y la demanda del sistema se determinan como resultado de la suma de disponibilidad de potencia y energía presentadas por los generadores y de las proyecciones de demanda enviadas por los distribuidores, grandes clientes y exportaciones o importaciones para dos horizontes de tiempo diferentes; el semanal con el cual se establece la programación semanal y el diario con el cual se establece la programación horaria. En caso de inconsistencias o falta de información la programación horaria es referida a la programación semanal.²⁴

2.6.4.1 Determinación de los precios horarios de mercado

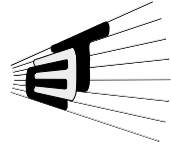
El precio horario de la energía en la barra de mercado²⁵, es igual al costo variable de producción más alto de las centrales o unidades de generación requeridas en el despacho sin restricciones en la hora respectiva y que no presenten inflexibilidad, trasladado a la barra de mercado.

²³ Decreto Ejecutivo No. 2713 (7 Junio de 2002), CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS, SECCION II Art. 8,9 y 10.

²⁴ REGULACIÓN No. CONELEC-006/00, Procedimiento de Despacho y Operación.

²⁵ Barra eléctrica de una subestación, asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio de la energía.





La determinación de la unidad térmica o central hidráulica que en condiciones de despacho económico atiende un incremento de carga; es decir la unidad marginal que determina los precios en la barra de mercado, se realizará mediante un despacho económico en el cual se excluyen del cálculo las restricciones de transmisión, generación forzada por motivos de calidad de servicio y otros que no se deban exclusivamente al cubrimiento de la demanda.²⁶

El Despacho sin restricciones deberá considerar las características técnicas operativas de las unidades, indisponibilidades y mantenimientos de generación y transmisión; y, condiciones operativas inherentes al cálculo del despacho económico. Las unidades de generación programadas por seguridad y/o confiabilidad del sistema, no deberán ser consideradas en el cálculo del despacho económico sin restricciones. Las pérdidas en la red, deberán ser consideradas en el cálculo del despacho económico sin restricciones.

Las restricciones de la red de transmisión, generación forzada por calidad de servicio y generación forzada por otros motivos, se incorporarán posteriormente en el despacho económico de generación, sin alterar por estos motivos los precios en la barra de mercado establecidos en el despacho económico sin restricciones.

2.6.4.2 *Despacho económico de generación*

El CENACE es el encargado de calcular el programa horario de generación, de tal suerte que se cubra la demanda esperada, utilizando los recursos disponibles de generación más económicos, cumpliendo las restricciones técnicas y eléctricas de las unidades térmicas, centrales hidráulicas de generación, restricciones en las redes de transmisión; y, la asignación de las reservas de generación de acuerdo a los márgenes de calidad y confiabilidad establecidos.²⁷

El despacho económico horario se ejecutará en orden de mérito establecido según el costo variable de producción declarado por el generador, comenzando por la planta hidroeléctrica o unidad termoeléctrica que tenga el menor costo variable de generación, seguida por la siguiente planta o unidad de menor costo variable y así sucesivamente. El costo variable a nivel de Barra de Mercado se obtiene a partir de los costos variables a nivel de barra de generación dividido por los correspondientes factores de nodo²⁸ estabilizados.²⁹

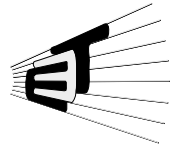
²⁶ El Reglamento para el Funcionamiento del MEM, en el capítulo III, artículos 13 y 20, establece la metodología para definir la central o unidad marginal.

²⁷ El Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, en el capítulo II, Art. 8, determina la metodología para el cálculo del despacho económico de generación. El despacho diario es realizado todos los días por el CENACE.

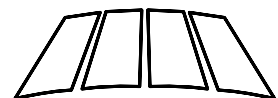
²⁸ El factor de nodo, es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.

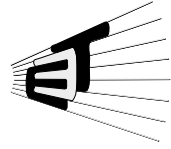
²⁹ REGULACION No. CONELEC 007/00, Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista.





Como consecuencia de la incorporación de unidades que atienden en general restricciones en el sistema, unidades más económicas programadas en el despacho económico sin restricciones, pueden resultar desplazadas del despacho económico de generación, sin ser aquella causa para la modificación de los precios establecidos en la barra de mercado.





3. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO DE ARGENTINA

La disminución de la inversión en el sector eléctrico, sumado a las deficiencias en la prestación del servicio, la baja eficiencia de las empresas estatales, los altos niveles de pérdidas de energía y elevados índices de indisponibilidad de las instalaciones, desataron una crisis de abastecimiento en 1988/1989.³⁰ [18] Esta crisis llevó al estado a plantear alternativas encaminadas al mejoramiento del sistema eléctrico nacional, tanto en su parte operativa como en su organización.

A comienzos de los 90's Argentina inició un proceso de transformación de su sector eléctrico, dejando atrás una estructura de monopolio, y estableciendo un mercado de ofertas con una libre competencia en generación, con monopolios naturales fuertemente regulados por parte del Estado en transmisión y distribución de energía eléctrica.

De igual manera la nueva estructura del sector permitió la realización de importantes inversiones durante el periodo de 1993-2000 (principalmente por parte del capital privado), permitiendo el crecimiento de la infraestructura energética del país al margen del aumento en la demanda energética en todo el territorio, no obstante este crecimiento se vio afectado directamente por la crisis económica por la que atravesó Argentina a principios del presente milenio, la cual influyó en la reducción tanto de las inversiones como de la oferta y la demanda en el sector.

Con los nuevos escenarios económicos y sociales el PEN (Poder ejecutivo Nacional) interviene en las reglas del MEM mediante la promulgación de leyes y resoluciones encaminadas a la reactivación de las inversiones (mecanismos de fideicomisos), y el congelamiento de tarifas del sector residencial (resolución SE N° 002/2002).

A partir del 2003 la recuperación económica permitió el aumento de la demanda y el desarrollo de nuevos proyectos con miras a suplir las necesidades energéticas del país. Es así como a finales del 2005 se logró la interconexión eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP) lo cual permite centralizar la operación y el aumento de la eficiencia del mismo.

3.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO (Año 2006)

El modelo actual basado en la segmentación del sector eléctrico, permite la participación de empresas tanto privadas como públicas en las actividades propias del sector, mientras que el estado ejerce su papel como regulador. Aparece entonces la figura de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que forman parte activa de las actividades del sector.

Son Agentes del MEM:

30 Fuente página [www.cammesa.com.ar-Institucional-Sector Eléctrico-Antecedentes](http://www.cammesa.com.ar-Institucional-Sector%20El%C3%A9ctrico-Antecedentes).



- Los concesionarios³¹ de actividades de generación, de transporte y distribución en los términos de la Ley N° 24.065
- Los generadores (incluyendo autogeneradores³²) y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía
- Los distribuidores de jurisdicción provincial y cooperativas autorizadas por la Secretaría de Energía
- Las empresas de países interconectados autorizados a operar en el sistema nacional.

CANTIDAD DE ACTORES DEL TOTAL MEM Y MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista y Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico)														
Año	dic-93	dic-94	dic-95	dic-96	dic-97	dic-98	dic-99	dic-00	dic-01	dic-02	dic-03	dic-04	nov-05	dic-06
Autogeneradores	2	5	9	9	11	12	12	13	12	13	14	14	15	14
Gdes. Usuarios Mayores	18	80	208	265	350	392	409	397	384	322	300	308	343	345
Gdes. Usuarios Menores	0	0	207	459	797	1502	1548	1438	1834	1958	1037	1186	2241	1732
Gdes. Usuarios Particulares	0	0	0	0	0	0	26	58	51	57	32	30	30	30
Transportistas AT/DT y PAFTT	7	14	21	21	25	30	47	58	62	66	61	62	72	70
Distribuidores	26	25	26	28	31	31	50	57	61	66	65	65	65	65
Generadores	23	31	37	43	44	44	44	43	44	43	43	43	41	40
Cogeneradores	0	0	0	0	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Comercializadores Activos	0	0	0	0	0	1	2	3	4	4	4	5	3	3
PAFTT no Agentes	0	0	11	16	20	30	25	26	31	38	26	29	37	37
Total	76	155	519	841	1280	2045	2166	2096	2486	2570	1585	1745	2850	2339

Tabla 4. Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista argentino a diciembre de cada año

Fuente: elaboración propia, basado INFORME ANUAL 2004 (Parcial) y estadística de Cammesa

El aumento del número de agentes del mercado es un indicador del crecimiento que ha presentado el mercado eléctrico argentino, gracias a la transformación del sector promulgada mediante la ley 24 065 de 1992 y sus reformas. Para apreciar de forma más detallada la evolución de los actores que intervienen en el Mercado Argentino (MEM y MEMSP) se presenta la **Tabla 4**.

El modelo de mercado eléctrico argentino se encuentra segmentado en tres etapas: oferta, transporte y demanda; con la participación de las empresas comercializadoras dedicadas a la compra y venta de energía. (Ver **Figura 4**)

En el proceso de oferta intervienen tanto generadores independientes (privados), como generadores estatales (nacionales y provinciales), las empresas generadoras de carácter binacional así como las interconexiones internacionales (importaciones), todos ellos concurren al Mercado

³¹ Empresas a las cuales el estado entrega una actividad del mercado eléctrico en una determinada región o subsistema, mediante un contrato de concesión o autorización.

³² Se denomina autogenerador o autoproducer toda empresa que genera energía para abastecer total o parcialmente su demanda interna.



Eléctrico Mayorista (MEM) donde ofrecen su energía ya sea en el Mercado a Término o de contratos o en el Mercado Spot.

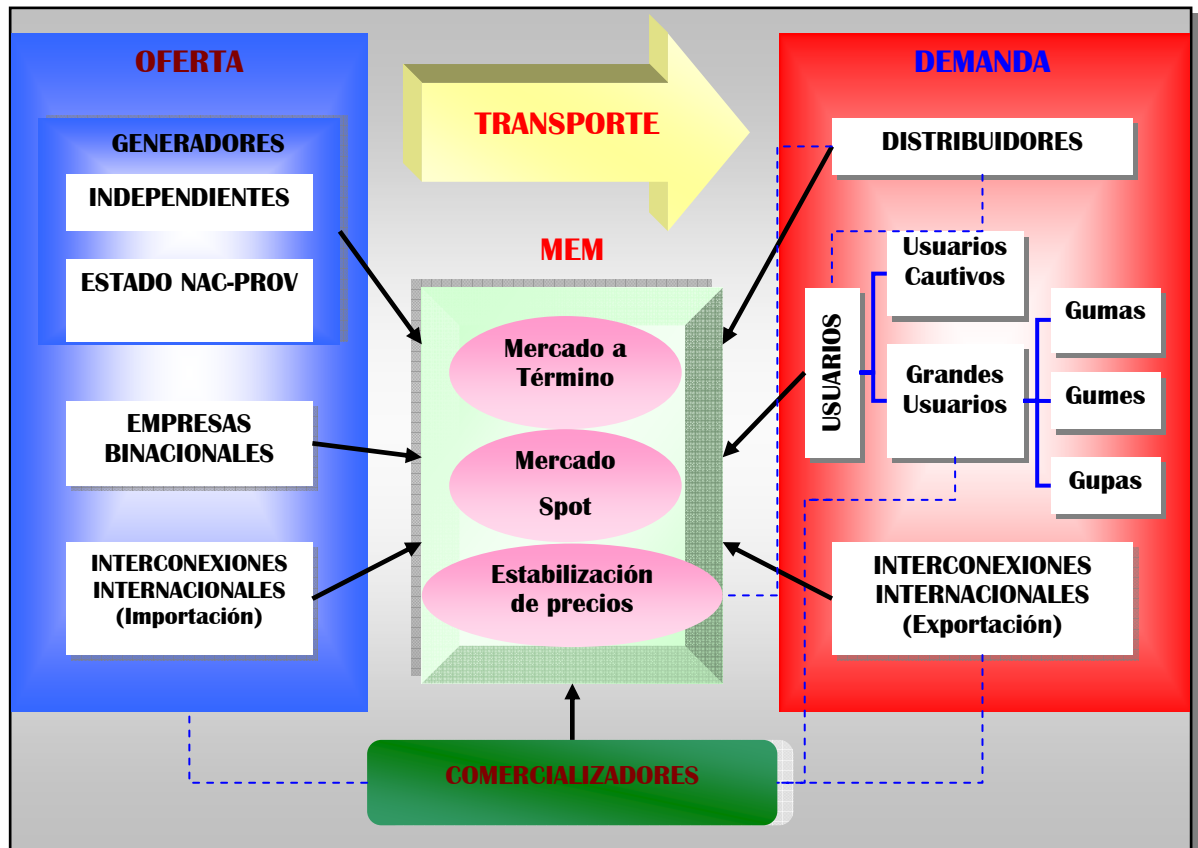


Figura 4. Segmentación del Mercado eléctrico argentino

Los distribuidores son los mayores demandantes del sistema, tienen clientes cautivos y no cautivos (grandes usuarios), estos últimos están en la capacidad de participar en el MEM como agentes que compran directamente o a través de un comercializador la energía que consumen, también forman parte importante de la demanda las interconexiones internacionales (exportaciones).

La transmisión de energía es realizada por los transportistas, quienes operan las redes de alta y media tensión, sirviendo de puente entre los generadores de energía y los consumidores, dichos “transportistas tienen prohibida la compra/venta de energía es decir en ningún caso pueden ejercer funciones de comercializador y no tiene la obligación de expandir la red de transmisión aunque sí puede participar en nuevas obras”.³³ [19]

³³ Basado en: www.melectrico.com.ar y ley 24065 de 1992 Artículo 7

El MEM se abre al intercambio con los países vecinos, posibilitando la exportación o importación de energía mediante contratos entre Empresas legalmente constituidas que cumplan los requisitos del marco regulatorio vigente.

El Estado participa en el Mercado Eléctrico como regulador y controlador mediante dos organismos: La Secretaría de Energía que establece los lineamientos políticos del sector, realizando las gestiones necesarias para su aplicación e instituye las principales normas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE) que se encarga de hacer cumplir la Ley 24065/92³⁴, su reglamentación y disposiciones complementarias para las actividades reguladas (transporte y distribución), sus principales funciones son:

- Controlar el cumplimiento de los términos estipulados de los contratos de concesión otorgados por el estado.
- Regular las tarifas de las empresas distribuidoras, aplicar sanciones y prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los agentes.
- Controlar la gestión ambiental de los agentes de la industria eléctrica sujetos a la jurisdicción federal.
- Autorizar las ampliaciones del sistema de transporte y la utilización del mismo.
- Dictaminar reglamentos en materia de seguridad, establecer normas y procedimientos técnicos de medición de consumos y controlar la facturación y calidad del servicio prestado.

La función de administrador del mercado es ejercida mediante CAMMESA³⁵ Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, responsable del despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las diferentes transacciones económicas que se realizan a través del SADI.

CAMMESA es una empresa de naturaleza mixta donde el 80% del paquete accionario es propiedad de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista:³⁶ Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios, y el 20% restante está en poder del Estado, el cual asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos³⁷

CAMMESA, como Organismo encargado del despacho (OED) está en la obligación de permitir la ejecución de contratos entre los generadores, grandes usuarios y distribuidores (mercado a término) y despachar la demanda requerida, con base a un precio de energía reconocido. Esta labor la realiza a través del Despacho Nacional de Cargas ([DNDC](#)).³⁸

³⁴ Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

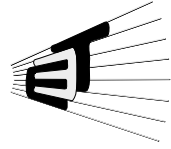
³⁵ . De acuerdo a lo previsto en el Art. 35 de la ley 24065³⁵ y el decreto 1192 de julio de 1992 se dispuso la creación de CAMMESA

³⁶ Asociación de Generadores de Energía Eléctrica ("AGEERA"). Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica ("ATEERA"). Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica ("ADEERA"). Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica ("AGUEERA").

³⁷ Artículo 3, DECRETO PEN 1192/92

³⁸ Ley 24.065 de 1992. capítulo IX, Artículo 35





Además CMMESA tiene por objeto: la compra y venta de Energía eléctrica desde o hacia el exterior, realizando las operaciones de importación y exportación, incluyendo la energía generada por entes binacionales.

3.1.1 Mercado eléctrico mayorista argentino MEM

La generación de energía va al MEM, el cual es administrado por CMMESA y controlado por el estado a través de la Secretaría de Energía. En él participan todos los agentes del mercado eléctrico (organizados mediante asociaciones según sea el tipo de agente) y consta de un mercado Spot y un mercado a término (contratos), junto a un sistema de estabilización de precios para los distribuidores que realizan sus compras de energía al precio estacional.

Por otro lado las unidades de generación son maniobradas independientemente de los contratos que existan entre cada generador y los consumidores y la energía que no es adquirida por medio dichos contratos es comercializada en el mercado Spot.

3.1.2 Mercado a Término o de contratos

En este mercado se realizan contratos de tipo financiero en los cuales se fija mediante mutuo acuerdo el precio futuro para la energía y la potencia. En estos contratos el suministro de energía o la reserva de capacidad son pactados entre un generador y un distribuidor o entre un generador y un GUMA o GUME/GUPA³⁹.

“Si un generador establece un contrato de abastecimiento a un distribuidor o gran usuario, sus unidades son operadas en el sistema por el Organismo Encargado del Despacho (OED) independientemente de las condiciones del contrato y las diferencias entre la producción del generador y los volúmenes de suministro, se comercializan en el mercado spot”⁴⁰.

3.1.3 Mercado Spot

Se refiere al mercado de precios horarios en los que se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En este mercado, el precio de la energía eléctrica se define en función del costo marginal⁴¹ de la máquina generadora siguiente a la última despachada.

³⁹ Tomado www.energia3.mecon.gov.ar- Contenidos Didácticos -> Mercado Eléctrico Mayorista -> Mercado a Término o de Contratos.

⁴⁰ “El límite previsto para celebrar un contrato con un generador es su capacidad de producción. Para los GUMAS la condición es que contrate por lo menos el 50 % de su demanda y que ésta sea mayor a 4.380 MWh anuales. Los GUMES y GUPAS contratan la totalidad de su demanda” Tomado de: www.melectrico.com.ar- información de interés-información del mercado eléctrico-El sector eléctrico.

⁴¹ El **costo marginal** está determinado por el valor del agua o costo de llenado del dique para las centrales hidroeléctricas con embalse o por el consumo medio bruto de combustible para las centrales térmicas. Es calculado con base al Anexo 5 de los procedimientos: Cálculo de precio Spot de la Energía y Costo operativo. [19]



Para el análisis de precios en el mercado Spot se utiliza generalmente el concepto de **PRECIO MONÓMICO**, que se compone de los **precios marginales** resultantes de la aplicación de los procedimientos de cálculos de tarifas más una estimación de los costos de **Potencia, Servicios y Sobrecostos adicionales**.

El mercado spot está vedado a los grandes usuarios menores (GUMES) y particulares (GUPAS), quienes en caso de necesitar energía más allá de la contratada, tendrán que recurrir a la distribuidora del área. Los demás agentes que no dispongan de energía a través del mercado a término o estacional pueden concurrir al mercado spot para suplir sus necesidades energéticas⁴².

3.1.4 Sistema de Estabilización de Precios (Mercado Estacional)

El cual contiene mecanismos de compensación entre los resultados del Mercado Estacional Estabilizado, (en el cual paga el distribuidor) y los del Mercado Spot (que cobra el Generador). El sistema de fijación dentro del Mercado de Precios Estacionales⁴³ se encuentra directamente relacionado con los promedios trimestrales proyectados del Mercado Spot⁴⁴.

Este sistema se basa en un fondo de estabilización administrado por CAMMESA, en el cual a medida que el precio spot se va determinando horariamente, las diferencias con el precio estacional⁴⁵ se cargan para el período siguiente y se remunera a los distribuidores dicha diferencia⁴⁶.

3.1.5 Sistema de Operación y Despacho (SOD)

El funcionamiento del mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MEM y el organismo encargado del despacho (OED), además de la adquisición, transmisión y procesamiento de información como base para la realización de las diferentes transacciones comerciales que se llevan a cabo en el mismo. Estas funciones son realizadas por el SOD a través de tres sistemas:

- **SOTR: Sistema de Operación en Tiempo Real**, que lleva a cabo la operación del sistema físico y la administración del MEM en tiempo real. Esta función es realizada por el OED mediante su Centro de Control de Potencia.

⁴² En el MEM la base de generación para el despacho es la de las centrales Nucleares, las cuales participan directamente en el mercado sin pasar por los procesos de declaración de costos marginales como las demás centrales.

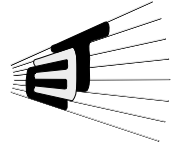
⁴³ Los procedimientos. Capítulo 2. Precios estacionales. [19]

⁴⁴ **Período Estacional de Invierno:** Corresponde a los días comprendidos entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de cada año inclusive, y se divide en Primer Trimestre de Invierno (mayo a julio) y Segundo Trimestre de Invierno (agosto de cada año a octubre de cada año). **Período Estacional de Verano:** corresponde a los días comprendidos entre el 1 de noviembre y el 30 de abril inclusive, y se divide en Primer Trimestre de Verano (noviembre a enero) y Segundo Trimestre de Verano (febrero a abril).

⁴⁵ Los procedimientos. Capítulo 2. Precios estacionales. [19]

⁴⁶ Basado en página www.energia3.mecon.gov.ar-Contenidos Didácticos -> Mercado Eléctrico Mayorista -> Sistema de estabilización de Precios, www.melectrico.com.ar- información de interés-información del mercado eléctrico-El sector eléctrico, www.cammesa.com.ar- institucional-sector eléctrico.





- **SMEC:** *Sistema de Medición Comercial*, utilizado en la medición, registro y transmisión de la información necesaria para realizar las transacciones económicas en el MEM.
- **SCOM:** *Sistema de Comunicaciones*, conformado por los medios de comunicación empleados en el sistema por los agentes participantes del MEM y relacionados con el SOTR y el SMEC.

3.2 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO DE ARGENTINA

3.2.1 Generación

Con la implementación marco regulatorio establecido mediante la ley 24.065 y buscando promover la competitividad y la realización de inversiones privadas, los activos que poseía el Estado fueron privatizados⁴⁷, “excepto las centrales nucleares y las hidroeléctricas binacionales”⁴⁸ dando cabida a la formación de nuevas empresas dedicadas únicamente a la generación de energía.

Estas empresas se clasifican según su tipo o el propietario u operador asociado de la central (ver [Tabla 5](#) y [Tabla 6](#) respectivamente) y pueden celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios, los cuales serán libremente negociados entre las partes⁴⁹ o acudir al mercado Spot de energía.

Las centrales de generación se encuentran distribuidas a lo largo y ancho del territorio argentino en regiones o áreas. Estas regiones son: CUYO, LITORAL, CENTRO, COMAHUE, MEMSP, GBA (Gran Buenos Aires), BAS (Buenos Aires), NOA, y NEA.

CG	Ciclo combinado gas	HB	Hidráulica de bombeo
CV	Ciclo combinado vapor	HI	Hidráulica
DI	Diesel	NU	Nuclear
EO	Eólico	TG	Turbo Gas
GT	Geotérmica	TV	Turbo Vapor
CC	Ciclo Combinado	SO	Solar

Tabla 5. Tipos de Generación Eléctrica del Mercado Argentino [26]

PRIV	Privadas	COOP	Cooperativas
PROV	Provinciales	NAC	Nacionales
MUNIC	Municipales	BINAC	Binacionales

Tabla 6. Tipo de operador asociado a la central Eléctrica [26]

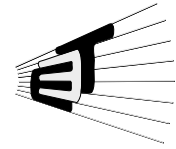
Fuente: Informe del Sector Eléctrico 2004 Secretaría de Energía

⁴⁷ Capítulo 20. Ley 24 065 de 1992 [19]

⁴⁸ Tomado de: www.melectrico.com.ar

⁴⁹ Artículo 6. Ley 24 065 de 1992 [19]





3.2.2 Transmisión

El transporte de energía eléctrica es considerado un monopolio natural pero fuertemente regulado por el Estado, se da bajo la modalidad de contratos de Concesión⁵⁰ [21]-[22] otorgados por el Estado Nacional a las empresas. Sin embargo cualquier Agente o “no Agente”⁵¹ del Mercado eléctrico Mayorista, además de los transportistas, puede cumplir la FTT si a su sistema físico de transporte de energía se encuentra interconectado otro Agente que interactúe con el Mercado.⁵² ([ANEXO 2](#))

El sistema de transmisión comprende una red de transporte en alta tensión de 9 669 Km² de los cuales el 94% corresponde a líneas de 500 kV, (ver [Tabla 7](#)) que une las regiones de Centro y Litoral con el Gran Buenos Aires, y las regiones de distribución troncal: NOA, NEA, Cuyo, Comahue y Buenos Aires (ver [Figura 5](#)).

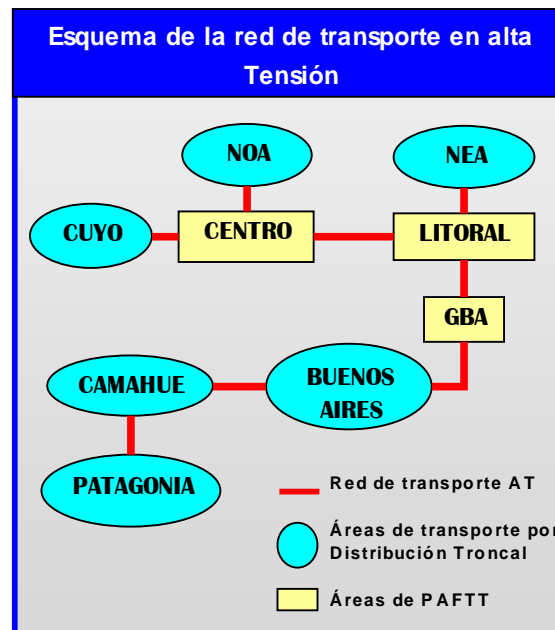


Figura 5. Esquema de la Red de Transporte de Alta Tensión mercado argentino

La red de transporte de electricidad del mercado argentino puede realizar intercambios energéticos con los países vecinos, a través de los corredores existentes para tal fin (ver [Tabla 8](#)).

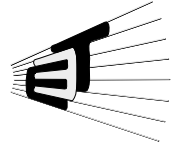
SISTEMA DE TRANSPORTE MEM	500 Kv	220 Kv	132 Kv	66 Kv	33 Kv	TOTAL
Alta Tensión	9101	562	6			9669

⁵⁰ Ver www.cammesa.com.ar-Institucional-Organización-Transportistas

⁵¹ PAFTT No Agente - Res SE123/95 del MEM. Generalmente Cooperativas del Sistema Patagónico. Ver informes Mensuales Cammesa.

⁵² FTT reglamentada mediante los Anexos 27 y 28 de los PROCEDIMIENTOS





SISTEMA DE TRANSPORTE MEM	500 Kv	220 Kv	132 Kv	66 Kv	33 Kv	TOTAL
Distribución Troncal		841	11419	391	24	12675
Región Cuyo		634	611			1245
Región Comahue			929			929
Región Buenos Aires		177	5419	391		5987
Región NEA		30	1022		24	1076
Región NOA			3438			3438
LONGITUD TOTAL						22344

Tabla 7. Longitud del Sistema de Transporte del MEM por nivel de tensión (Km.)⁵³

Fuente: elaboración propia, basado en Informe anual Cammesa 2004 [24]

Interconexiones mayores (Año 2004)				
Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
Ar-Py	Salidas de Central Yacretá	500/220 kV	800/130 MW	Operativa (50 Hz)
Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	80 MW	Operativa (50 Hz)
Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	132 kV	30 MW	Operativa (50 Hz)
Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2.000 MW (2.200 MW)	Operativa (50/60 Hz)
Ar-Br	P. de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz)
Ar-Uy	Salto Grande (Ar) – Salto Grande (Uy)	500 kV	1.890 MW	Operativa (50 Hz)
Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	1.000 MW	Operativa (50 Hz)
Ar-Uy	Concepción (Ar) – Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Op. en emerg. (50 Hz)
Ar-Cl	C.T. TermoAndes (Ar) – Sub.Andes (Cl)	345 kV	643 MW	Operativa (50 Hz)
Ar-Cl	C.H. Alicurá (Ar) – Valdivia (Cl)	220 kV	250 MW	En proyecto (50 Hz)

Tabla 8. Interconexiones Eléctricas

Fuente: página CIER⁵⁴

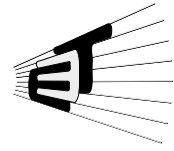
Sin embargo su misma red de transporte es una limitante para utilizar la plena capacidad de estos corredores energéticos como es el caso de la interconexión con Brasil a través de las convertoras de Garabí (2200MW), donde la importación se limita a la capacidad de transporte de las líneas del corredor NEA-Litoral-GBA, con un rango de 500-700MW. Otras restricciones del sistema de transporte son los corredores: Camahue-Buenos Aires, Centro-Litoral, Nea-Litoral y Nea-Centro⁵⁵.

⁵³ No incluye líneas de transporte del sistema Patagónico, Cabe destacar que a partir de diciembre del 2005 el sistema patagónico se interconectó al MEM mediante la línea Choele Choel / Puerto Madryn de 354 km a 500 kV.

⁵⁴ Comisión de Integración Energética Regional. Ver página Web www.cier.org.uy Argentina-datos eléctricos

⁵⁵ Para mayores detalles ver sitio Web CAMMESA





3.2.3 Distribución

Esta actividad es considerada un "Servicio público" y las empresas que lo brindan constituyen un "monopolio natural regulado". A las empresas distribuidoras de energía vinculadas al mercado eléctrico mayorista (MEM), se les asigna una determinada región⁵⁶ energética mediante un contrato de concesión otorgado por el estado y en donde el distribuidor está en la obligación de abastecer a toda la demanda de dicha región sin limitaciones de ningún tipo, siendo severamente penalizado en caso de incumplimiento [18],[20].

3.2.4 Consumidores

Se denominan consumidores de energía a los usuarios finales del sector eléctrico, cada uno de estos usuarios puede comprar su energía ya sea al distribuidor local o directamente a un generador o comercializador reconocido en el mercado. Si el consumidor opta por la compra directa de energía debe cumplir con las condiciones requeridas para ingresar al MEM como agente del mismo⁵⁷ y se considera un gran usuario. Dentro de la organización del mercado eléctrico los Grandes Usuarios de Energía se encuentran agrupados en tres categorías bien definidas por su nivel de consumo.

3.2.4.1 Grandes Usuarios Mayores: (GUMA)

Estos usuarios contratan el 50% de la potencia continua como mínimo -equivalente a 4380 MWh/año- para uso propio. La potencia demandada es igual o superior a 1MW. Es así como su demanda horaria se considera con las siguientes opciones⁵⁸:

- ◆ Hasta el nivel de su contrato en el Mercado a Término.
- ◆ En el caso de que su demanda esté sobre o bajo los valores fijados en el contrato, las diferencias serán comercializadas en el Mercado Spot como faltantes o excedentes de contrato a los valores que rigen en dicha hora en ese Mercado.

3.2.4.2 Grandes Usuarios Menores: (GUME)

Son aquellos que demandan una potencia entre 100 kW y 2000 kW y que contratan toda la energía y potencia con un generador. Al igual que los GUMA, la energía contratada es para uso propio⁵⁹.

3.2.4.3 Grandes Usuarios Particulares: (GUPA)

La potencia demandada por estos usuarios es de entre 50 kW y 100 kW Contratan para uso propio la totalidad de su demanda de potencia y energía eléctrica por una duración de 4 o más períodos trimestrales en forma independiente con un generador o comercializador del MEM, y sólo en el mercado a término⁶⁰.

⁵⁶ Ver Informe sobre la Demanda del Consumo Eléctrico Argentino. Octubre 2003. Página 20

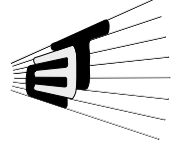
⁵⁷ Requisitos establecidos en el ANEXO 17: Ingreso de nuevos Agentes al mercado eléctrico (Establecido por la Secretaría de energía en la resolución 137 de 1992, Artículo 9). [19]

⁵⁸ Tomado Archivo en pagina secretaria de energia <http://energia3.mecon.gov.ar>
Ubicación: Contenidos Didácticos -> Mercado Eléctrico Mayorista ->Los Distribuidores Aplicadas

⁵⁹ Bis

⁶⁰ Bis





3.2.5 Comercializadores

Un Comercializador se limita a la compra y venta de energía eléctrica por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros, puede realizar funciones de comercialización de generación, demanda, importación y exportación, o comercialización de regalías en el MEM, según los parámetros establecidos por la ley⁶¹. El Comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas del mismo.

La empresa que quiera actuar como Comercializador del MEM debe obtener de la Secretaría de Energía la correspondiente habilitación, conforme lo establecido en el Anexo 31: “INGRESO DE PARTICIPANTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)” de los Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios. [19]

3.3 PRECIOS ASOCIADOS AL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA⁶²

El funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica argentino, se sustenta en un sistema de declaración de costos marginales de corto plazo, siendo CMMESA la encargada del despacho. Los precios horarios de la energía son sancionados por CMMESA, sobre la base del costo marginal de la oferta, utilizando una lista de mérito configurada con el costo medio de producción de corto plazo de cada unidad generadora, más un diferencial por potencia que remunera la expansión de la capacidad⁶³.

El precio medio de energía en el MEM es el resultado de la adición del precio spot y el precio de las compras en el mercado a término, comprende además los costos asociados al transporte y los servicios auxiliares. El precio del sistema tiene como base de cálculo el nodo EZEIZA, mientras que los precios en los restantes nodos se ajustan por un coeficiente en función de si se trata de un nodo exportador o importador (menor o mayor que uno, respectivamente)⁶⁴.

La remuneración total a los generadores resulta de la suma del precio de la energía más la remuneración por la potencia⁶⁵.

⁶¹ Los Procedimientos [19], Anexo 32: Comercializadores del mercado eléctrico Mayorista (Establecido por la Secretaría de energía en la resolución 21 de 1997, Artículo 9)

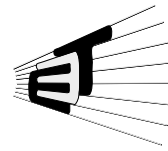
⁶² Basado en: Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

⁶³ En comparación con el mercado eléctrico colombiano este tipo de remuneración es similar al cargo por capacidad.

⁶⁴ Este precio es el denominado en Ecuador precio en la barra del mercado

⁶⁵ La remuneración por potencia es la principal señal que reciben los generadores para aumentar la capacidad del sistema. El precio de la potencia es definido por la Secretaría de Energía. El agente generador recibe el pago correspondiente por su capacidad instalada siempre y cuando la misma esté disponible y sea requerida para abastecer la demanda o aportar reserva de respaldo (fría, contingente, año seco).





3.3.1 Precios mercado Spot

“En el mercado Spot el precio de la energía consiste en un valor denominado Precio Marginal del Sistema o Precio del Mercado, y representa al costo económico de generar el próximo kWh. Todos los Generadores del sistema cobran su energía al precio marginal afectado por un factor que considera el pago de las pérdidas y el servicio de transporte, es así como los generadores que produzcan la energía mas barata logran (en concepto de venta de energía), un beneficio y particularmente las máquinas que fijen el precio tendrán un beneficio nulo”⁶⁶.

El precio spot de la energía queda determinado por el costo de la máquina que sería requerida para abastecer un incremento en la demanda dentro de las condiciones de calidad y seguridad requeridas. El costo variable de producción (CVP) de una planta térmica está dado por su eficiencia técnica (kcal/kWh) valorada al costo del combustible, más otros costos variables, y más las pérdidas incrementales de transporte. Para una central hidráulica, el CVP viene dado por el valor del agua, el que depende de las condiciones de la oferta y de la demanda en el conjunto del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El costo de los combustibles es, naturalmente, el principal costo variable de producción para generación. Los costos declarados por los generadores térmicos tienen como techo los precios de referencia para gas natural (GN) que fija el ENARGAS, y el precio del fuel oil (FO) en el mercado de Nueva York⁶⁷.

“El precio Spot es dependiente del comportamiento de la oferta y la demanda de energía en el MEM. Para la determinación del precio y las condiciones del mercado se tiene una programación semestral (estacional, julio-diciembre), una mensual y una semanal (ver [ANEXO 3](#)). Diariamente, el Organismo Encargado del Despacho (OED) toma las unidades disponibles y ordena las ofertas en forma ascendente en función de sus costos variables, y calcula los programas de producción de forma de cubrir la estimación de demanda horaria, determinando así el precio del sistema hora por hora”⁶⁸.

3.3.2 Metodologías para la definición de las tarifas reguladas⁶⁹

En lo que concierne al mercado eléctrico mayorista (MEM), el sistema está basado en el costo marginal de corto plazo del parque generador descrito anteriormente y para la determinación de las tarifas de los servicios regulados (transmisión y distribución), se siguen esquemas de ingresos máximos, con metodologías definidas por el ENRE.

Para evitar variaciones bruscas en el precio que paga la demanda regulada, la Secretaría de Energía, en base a las estimaciones que realiza CAMMESA, fija un precio por concepto de compra de energía y potencia para el semestre entrante (precio "estacional"). El precio "estacional" ajustado

⁶⁶Tomado de: www.melectrico.com.ar- información de interés-información del mercado eléctrico-EI sector eléctrico.

⁶⁷. Tomado de : Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

⁶⁸ Bis

⁶⁹ Bis



por los factores de nodo correspondientes, es lo que paga cada distribuidor y lo que se le autoriza pasar a la demanda final⁷⁰.

3.3.2.1 Costos del transporte

La remuneración del transporte de energía eléctrica se efectúa con lo recaudado de los agentes del MEM, generadores, distribuidores y grandes usuarios, que abonan según su participación en el uso de las instalaciones de transmisión⁷¹ [25] (Ver Figura 6).

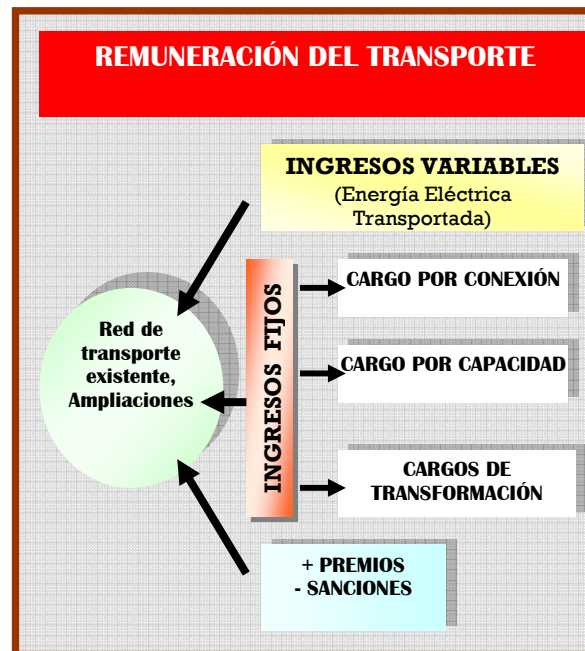


Figura 6. Remuneración del transporte de Energía Eléctrica

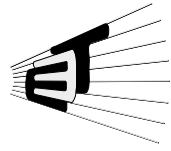
Fuente: elaboración propia basado en Anexo 16: REGLAMENTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE de Los procedimientos. [19]

Los ingresos de los transportistas se componen de:

- **Cargos fijos:** por conexión, transformación y capacidad de transporte abonados exclusivamente por generadores, distribuidores y grandes usuarios de energía.
 - Por Conexión: operación y mantenimiento de *equipos de conexión y transformación del sistema*.
 - Por transformación: representa la remuneración por operar y mantener los diferentes equipos de transformación
 - Por Capacidad de transporte: operación y mantenimiento de *equipamientos de Transporte* utilizados para la interconexión de los nodos del sistema. (CFCT)

⁷⁰ Los precios estacionales tienen una revisión trimestral.

⁷¹ Ver Anexo 16: REGLAMENTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE de Los procedimientos. [19]



- **Un cargo variable:** que depende de la energía eléctrica transportada desde el nodo emisor al nodo receptor, representando las pérdidas técnicas en el transporte y los sobrecostos por indisponibilidades.
- **Premios:** otorgados a los transportistas asociados a la calidad del servicio.

3.3.2.2 Costos por distribución⁷²

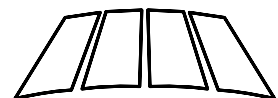
Los Distribuidores están habilitados a comprar energía a un precio estabilizado en forma trimestral ("Precio Estacional"⁷³ y las diferencias entre los precios estabilizados y el precio spot son administradas por CAMMESA a través de una cuenta especial ("Fondo de Estabilización").

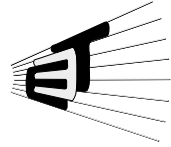
3.3.2.3 Tarifas a usuarios finales

Las tarifas para usuarios finales viene dada no solo por los precios en el mercado si no también por las políticas de gobierno que buscan proteger a los consumidores en especial a los más desfavorecidos (políticas sociales).

⁷² Basado en: Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

⁷³ "También denominados precios estabilizados los cuales surgen del valor más probable de los precios spot en el trimestre, más las diferencias que permitan compensar lo ocurrido en el trimestre anterior. Dichos precios son sancionados por la secretaria de energía trimestralmente". Tomado de Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]





4. LAS CIFRAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.1 EL SECTOR ELÉCTRICO DE ECUADOR

4.1.1 Oferta

En un mercado de energía debe existir un equilibrio entre la oferta y la demanda de energía. La oferta de energía eléctrica en un país más que representar la cantidad o capacidad de producción de energía del país, representa la capacidad de consumir o exportar dicha energía. La oferta debe ser mesurada pero consistente.

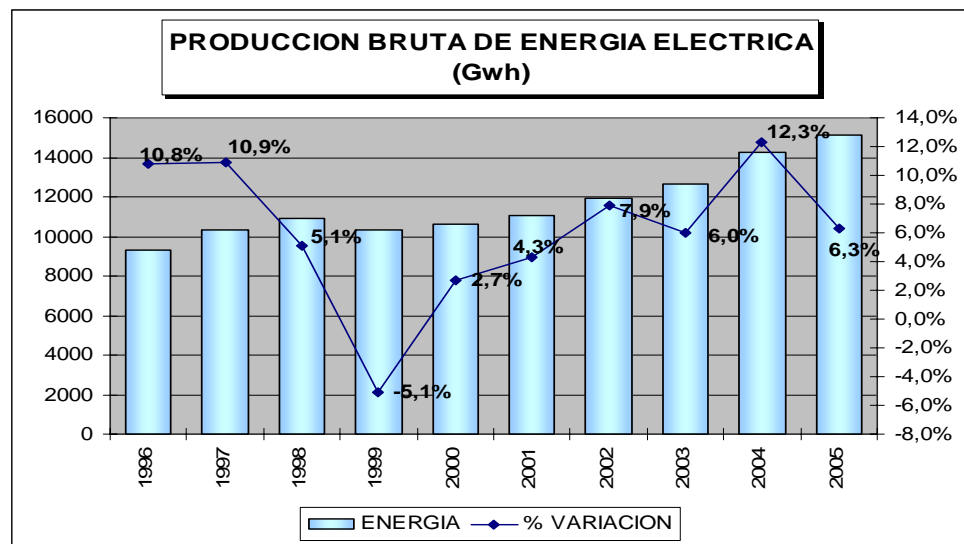


Figura 7. Producción Bruta de Energía en Ecuador

FUENTE: Autores del proyecto, datos tomados del CONELEC

En el periodo comprendido desde 1996 al 2005, la producción bruta de energía eléctrica creció a una tasa del 6,1% promedio anual; siendo en 1999 el año en que se registró el mayor descenso en la producción (-5,1%) debido a las reformas introducidas en el sector en el cual el estado deja de invertir y la recesión económica. En el 2004 se presentó el mayor crecimiento un (12,3%), gracias a la consolidación de la interconexión con Colombia⁷⁴ (Ver Figura 7)

4.1.1.1 Producción

Teniendo en cuenta el crecimiento promedio en los últimos 10 años, el cual es aproximadamente del 6% anual y de mantenerse este crecimiento a finales de 2009 se lograría llegar a una producción bruta de energía de 19,06 TWh, lo cual se puede apreciar en la siguiente tabla. (Ver Tabla 9)⁷⁵

⁷⁴ CONELEC (2006), Estadística 2005. [12]

⁷⁵ PICAVAL (Diciembre de 2005), Análisis del Sector Eléctrico. [13]



AÑO	2005	2006	2007	2008	2009
PRODUCCIÓN (TWh)	15,1	16,0	16,9	18,0	19,06

Tabla 9. Producción bruta proyectada en Ecuador
FUENTE: Autores del proyecto datos CONELEC estadísticas 2005

Los valores de esta tabla representan los esfuerzos realizados por el Ecuador para salir de la crisis energética en la que se encuentra; esto se puede deducir al realizar la incorporación⁷⁶ de la expansión en la generación, prevista en el Plan Nacional de Electrificación para el periodo 2006-2015 realizado por el CONELEC, multiplicada por 0.65 para mantener el margen de reserva del 35%. (Ver [Tabla 10](#)).

AÑO	2005	2006	2007	2008	2009
PRODUCCIÓN (TWh)	15,1	16,2	18,1	19	19,9

Tabla 10. Producción bruta prevista en Ecuador
FUENTE: Autores del proyecto datos Plan Nacional de Electrificación 2006-2015, CONELEC.

De esta manera se puede prever que la demanda de energía será suplida satisfactoriamente por la producción, siempre y cuando se cumplan los cronogramas elaborados por el CONELEC, para la construcción y puesta en marcha de los nuevos proyectos de generación.⁷⁷

La participación en la producción bruta de energía se divide en tres tipos de generación o producción de energía básicos: la generación hidráulica, térmica y la importación de energía a través de interconexiones internacionales. Esta última se ha consolidado como una alternativa a la crisis energética del país⁷⁸ debido en parte a la imposibilidad del estado para suplir el abastecimiento de forma rápida.

⁷⁶ Esta incorporación sale de la suma de la producción prevista para cada año debida a la puesta en marcha de las nuevas centrales generadoras.

⁷⁷ Esta proyección no tiene en cuenta la potencia efectiva que será utilizada en su momento, sólo se suma la potencia que será instalada, según lo presupuestado por el PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION 2006-2015.

⁷⁸ .En el 2005 las importaciones tuvieron una participación del 11.39% de la oferta total de energía.

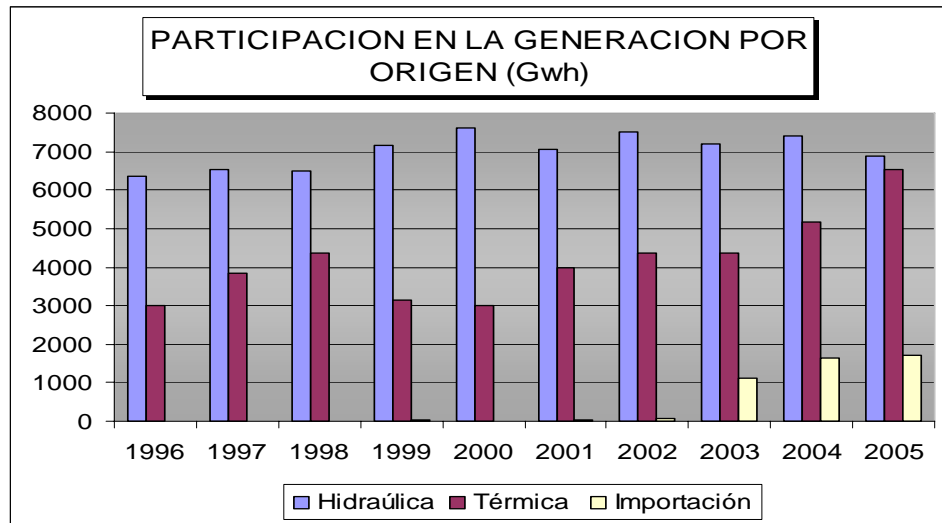
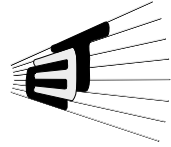


Figura 8. Participación en la generación por empresa en Ecuador

FUENTE: Autores del proyecto, datos CONELEC estadística 2005

La situación de fragilidad del sistema en época de sequía, se ve agravada con el hecho que aproximadamente el 38% del total generado a nivel nacional en 2004 y el 34.4% en 2005 proviene de la central de Hidropaute⁷⁹, esta concentración en una sola central hidroeléctrica contradice lo estipulado en la LRSE debido a que ningún agente puede poseer un porcentaje mayor al 25% en la actividad que realice ya sea generación o distribución. En el caso de la transmisión se ha hecho una excepción. (Ver Figura 8)

El 86% de la capacidad existente en centrales hidroeléctricas está constituida principalmente por las cuatro grandes centrales del Sistema Nacional Interconectado: Paute (1 075 MW) que es la mayor de todas, seguida por Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW).

La producción de energía eléctrica en Ecuador tiene una participación bastante considerable de generación térmica, llegando ésta a representar en el 2005 el 43% de la generación nacional incluyendo la importación y el 48% sin incluirla.

La producción nacional de energía eléctrica aumenta en mayor porcentaje que el crecimiento de la capacidad instalada, entre 1995 y 2004 el crecimiento anual de la capacidad instalada fue de 3,2% mientras la producción nacional de energía creció un 4,6% para el mismo periodo. Esto se debe a que las inversiones en nueva generación no han llegado a los niveles deseados; es decir, el margen de reserva cada año esta disminuyendo en detrimento de los intereses del pueblo ecuatoriano.⁸⁰

⁷⁹ PICAVAL (Diciembre de 2005), Análisis del Sector Eléctrico. [13]

⁸⁰ Cuanto menor sea la diferencia entre la potencia instalada y la producción de energía, la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico disminuye, produciendo una incertidumbre en la población, afectando la economía en general.



La tendencia en la última década fue el aumento de la capacidad instalada en centrales termoeléctricas llegando éstas a sobrepasar la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas en el 2005. (Ver Figura 9)

La capacidad instalada en centrales eléctricas, tanto térmicas como hidroeléctricas, ha presentado un estancamiento en los últimos años, debido a esto las importaciones han registrado un crecimiento significativo⁸¹, llegando en el 2005 a representar más del 11% de la capacidad instalada.

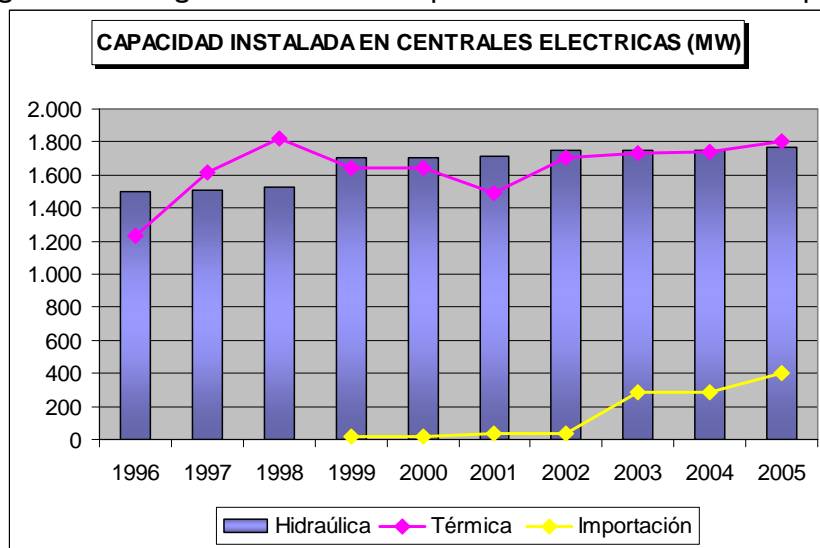


Figura 9. Capacidad instalada en centrales eléctricas en el mercado eléctrico
FUENTE: Autores del proyecto, datos CONELEC.

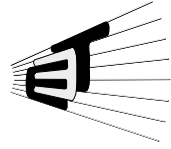
En cuanto a capacidad de importación desde Colombia y Perú, a diciembre de 2005 se disponía de 400 MW nominales (340 MW efectivos), de los cuales, 250 MW nominales se tienen a través de la línea Pomasqui – Jamondino a 230 kV, 40 MW nominales a través de la línea de interconexión a 138 kV que une el sistema de la Empresa Eléctrica Regional Norte con el sistema eléctrico colombiano, que no puede operar en sincronismo; y, 110 MW (100 efectivos), por la línea de 230 kV Zorritos-Machala, que solo puede operar en forma radial y desde su puesta en disponibilidad en enero de 2005, solo ha operado pocos días, por emergencia⁸².

4.1.1.2 Sistema nacional de transporte y generación

El CENACE estará a cargo de la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI). En el sistema de transmisión y los sistemas de distribución, la coordinación de la operación se realizará a través de los respectivos Centros de Operación.

⁸¹ La política energética adoptada por el Ecuador para suplir su falta de inversión fue la interconexión eléctrica con países vecinos, de esta forma se reduce el riesgo de desabastecimiento

⁸² CONELEC (Septiembre de 2006), PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION 2006-2015.



El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a diciembre de 2005, estuvo compuesto por 1 481 Km. de Líneas de Transmisión a 230 kV y 1 495,78 Km. a 138 kV, para un total de 2 976,78 Km. de Líneas de Transmisión.⁸³ Las pérdidas en transmisión no son las responsables de la crisis en el sector eléctrico debido que han presentado reducción en los últimos años gracias a la buena gestión que ha presentado la empresa concesionaria de transmisión.

AÑO	2001	2002	2003	2004	2005
(MWh)	390.657	449.152	414.425	454.387	424.546
(%)	3,6%	3,9%	3,3%	3,2%	2,81%

Tabla 11. Pérdidas de energía en transmisión en el mercado ecuatoriano

FUENTE: Autores del proyecto, datos CONELEC

Los costos de utilización de la infraestructura de transmisión peajes de transmisión fueron en promedio de 3,31 USD/kW

4.1.1.3 Distribución

Las empresas de distribución las cuales a su vez son comercializadoras de energía, presentan monopolios naturales en áreas de concesión definidas, esto es debido a la necesidad de crear economía de escala para poder brindar este servicio el cual es muy costoso por la infraestructura necesaria para llevar a cabo tal adecuación y distribución de energía.

La energía disponible en el año 2005 para las empresas distribuidoras fue de 12.347.016 MWh lo cual constituye el 82% de la energía bruta producida más la importada unos 15.127.468 MWh, la diferencia es la energía que es utilizada para autoconsumo de las generadoras, pérdidas de transmisión y la energía generada no entregada a Distribuidoras.

EL Ecuador presenta una concentración excesiva en la distribución debido que dos de las 20 empresas dedicadas a ella representan mas del 50% de la energía puesta a disposición CATEG-D con un 28% y Empresa Eléctrica de Quito con un 24%.

⁸³ CONELEC (Diciembre de 2005), Estadísticas del sector eléctrico 2005.



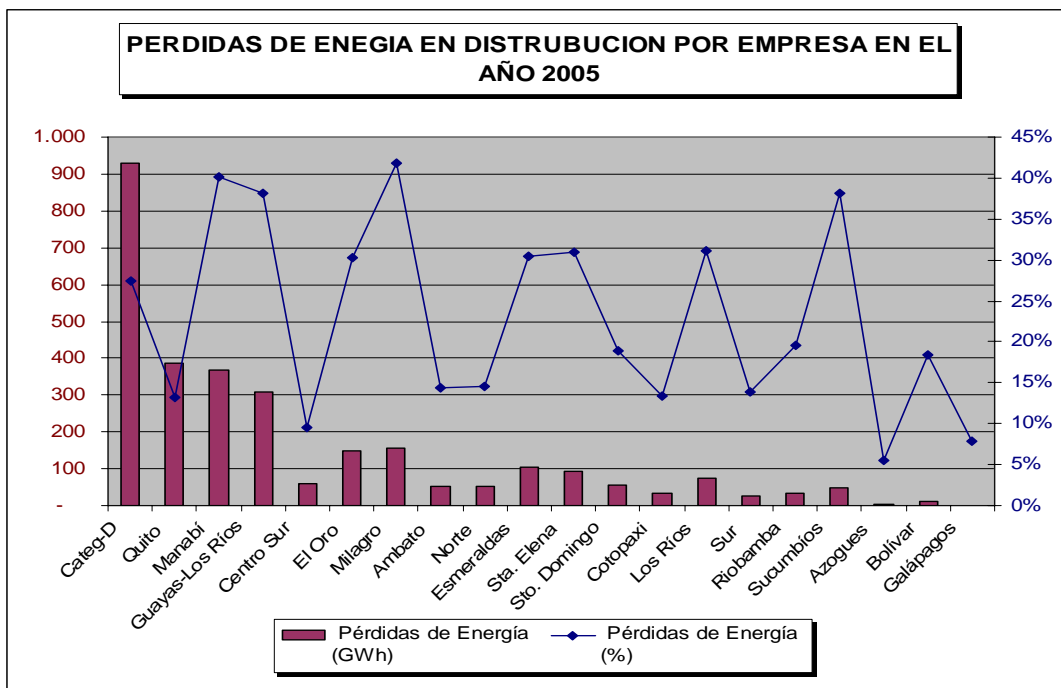


Figura 10. Pérdidas de energía en distribución por empresa en el mercado ecuatoriano
FUENTE: Autores del proyecto datos CONELEC estadísticas 2005

Las pérdidas de energía en la etapa de distribución han presentado un valor muy elevado en el Ecuador, manteniendo niveles superiores al 20% desde el 1997 llegando en el 2005 al 23.9% (ver figura anterior). Dichas pérdidas se dividen en técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas son de 1.246,48 GWh correspondientes a pérdidas en las líneas, en transformadores y equipamiento propios de distribución. Las pérdidas no técnicas son de 1.700,41 GWh corresponden básicamente a conexiones fraudulentas, al sistema de transmisión de las empresas concesionarias.

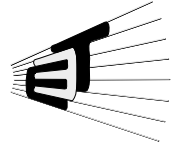
La Organización Americana de Energía OLADE expresa que las perdidas totales en distribución no deben exceder el 10% de la energía disponible para distribución. El Ecuador se encuentra muy por encima de dicha cifra, solo dos de las 20 empresas distribuidoras presentan perdidas inferiores al 10% y sus participaciones en la energía puesta a disposición es mínima.

4.1.2 Demanda

La demanda de energía eléctrica per cápita es un indicador del estado de industrialización de un país. Siendo el consumo de energía por habitante en Ecuador uno de los mas bajos de Latinoamérica, 777(KWh/hab)⁸⁴. Superando sólo a Bolivia quien presenta un consumo de

⁸⁴ Estando por debajo de países como Perú (881 KWh/hab), Colombia (1.058 KWh/hab), Brasil (2.310 KWh/hab), Argentina (2.773 KWh/hab) y Venezuela (3.963 KWh/hab), entre otros.





495(KWh/hab), el más bajo de todos los países miembros de la CIER (Comisión de Integración Energética Regional).

TRANSACCIÓN	Energía Vendida (MWH)	Precio Medio Venta (USD ¢/kWH)
Importación Colombia	1.716.008	8,66
Importación Perú	7.437	24,90
Exportación Colombia	16.029	3,10
Exportación Perú	128	11,99

Tabla 12. Transacciones internacionales de energía, precio medio año 2005

FUENTE: Autores del proyecto datos CONELEC estadísticas 2005

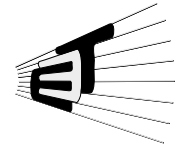
La importación de energía aunque tiene un alto costo, representa un ahorro en relación al mercado ocasional esto es para importaciones hechas desde Colombia. “Según el CENACE, el ahorro para la demanda, por la disminución en el Precio Marginal, por efectos de la interconexión con Colombia, representó US\$ 178,58 millones durante 2005”⁸⁵. Por otro lado las importaciones de energía provenientes de Perú tiene uno precio exorbitante, (Ver [Tabla 12](#)). Este precio se debe en parte a la operación de la interconexión radial en condiciones de emergencia.

La demanda máxima de potencia del País en bornes de generación alcanzó en el año 2005 los 2 424,2 MW y se registró el martes 26 de abril a las 19:30, con cero exportaciones en esa hora. Este resultado atípico es debido las campañas adelantadas por el gobierno ecuatoriano sobre uso eficiente de energía.

La demanda de energía eléctrica a nivel nacional durante el 2005, se distribuyó de la siguiente manera: 24,47% para el sector residencial; 12,98% para el comercial; 19,6% para el sector industrial Se incluye la energía de los Industriales Regulados y de los Grandes Consumidores (Clientes de Distribuidoras y Clientes de Generadoras); 4,73% para alumbrado público; 0,11% para exportación y 5,95% para otros servicios.

⁸⁵ CAF (Enero de 2007), Ecuador Análisis del Sector Eléctrico. [2]





4.1.3 Precio medio en el mercado ocasional y spot

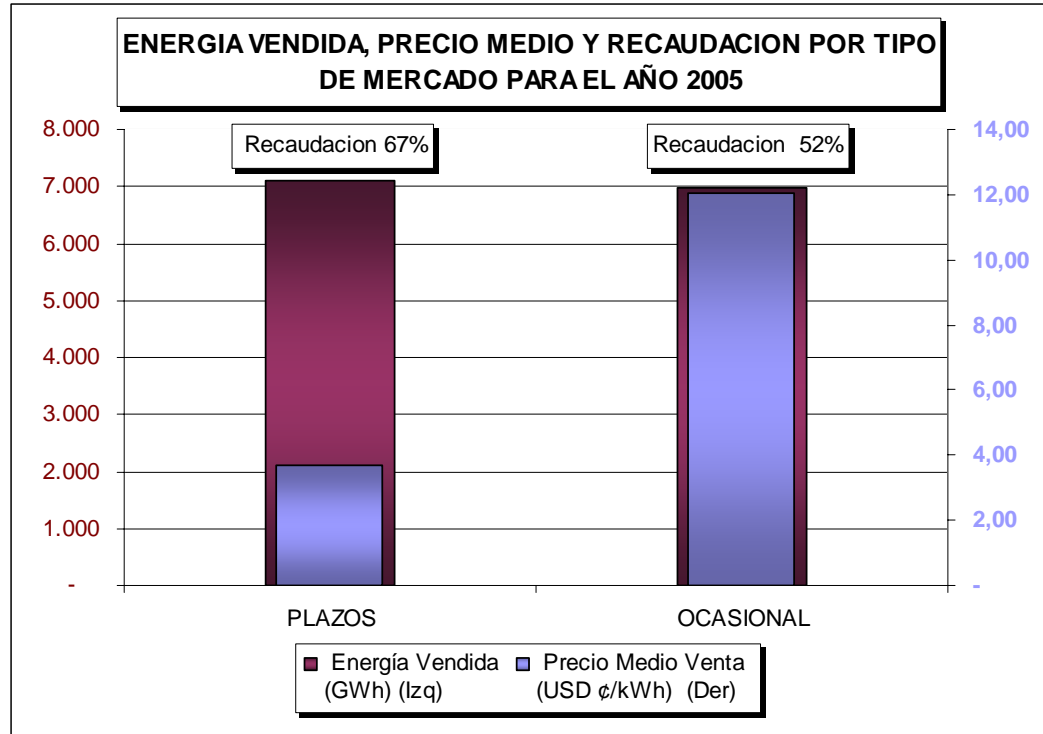


Figura 11. Energía vendida, precio medio y recaudación por tipo de mercado año 2005

FUENTE: Autores del proyecto datos CONELEC estadísticas 2005

En la figura anterior se puede apreciar la gran similitud que existe en el volumen de energía vendida en cada uno de los mercados⁸⁶, esto es muy particular debido a la gran diferencia en precios que se puede apreciar, donde el precio de la energía en el mercado ocasional es tres veces el precio en el mercado a plazos, los cuales son respectivamente: 12,04 USD ¢/kWh y 3,69 USD ¢/kWh, presentándose un precio medio en el 2005 de 8,00 USD ¢/kWh estos valores se pueden explicar debido a que las empresas hidroeléctricas venden la mayoría de su energía en el mercado a plazos y las termoeléctricas de costos de producción mas elevados en el mercado ocasional.

También es interesante la diferencia en los niveles de recaudación, es extraño ver que en un mercado como el ocasional en el cual se compra energía diariamente de forma horaria sus recaudaciones sean tan bajas. Este es uno de los inconvenientes que trae el hecho que el sector eléctrico aun siga siendo en un porcentaje altísimo propiedad del estado, no obstante as de las recaudaciones son menores en el sector privado.

⁸⁶ Se incluye la importación de energía vendida en el mercado ocasional, la cual fue en el 2005 de 1.723 GWh.



4.2 EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

4.2.1 Oferta

4.2.1.1 Potencia efectiva instalada⁸⁷

La potencia efectiva bruta instalada en el Mercado Eléctrico Argentino a principios del 2006 fue de 24.080 MW⁸⁸, distribuida en las diferentes áreas de generación, que forman parte del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) y el MESP (MERCADO Eléctrico Sistema Patagónico).

Se identifica que la mayor concentración se encuentra asociada al área comprendida por GBA (Gran Buenos Aires)+LIT (Litoral)+BAS (Buenos Aires) con un 42% seguida por Comahue con un 25% (ver Figura 12). Se tiene un 55% de tipo Térmica que equivalen a 13.141 MW, seguido por un 41% Hidráulica, 9934 MW y un 4% Nuclear, 1005 MW, siendo un claro ejemplo de un sistema hidro-térmico. (Ver Figura 13).

Para identificar las variaciones de la Potencia instalada en el mercado y por ende tener una medida de la inversión en el sector de generación es necesario evaluar la evolución de éste parámetro a través del tiempo

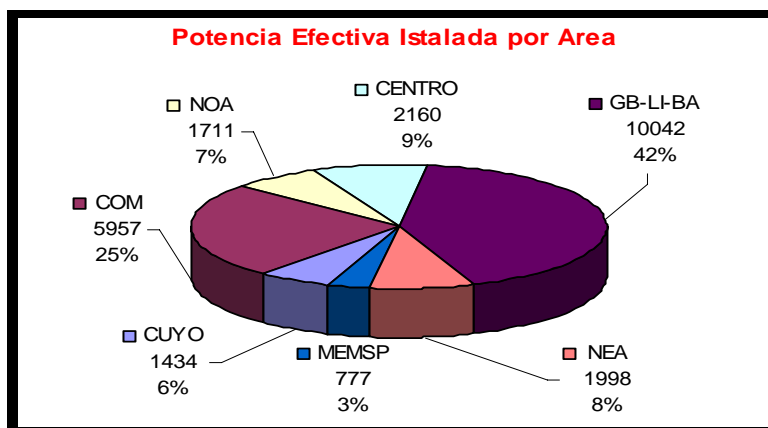


Figura 12. Potencia Efectiva Instalada por Área en MW en el mercado argentino

Fuente: elaboración propia, basado en informe mensual Cammesa febrero 2006

⁸⁷ Basado en estadística Cammesa a diciembre de cada año: (Donde no se tienen en cuenta aportes del sistema Aislado ni el Interconectado ni aportes de SO, EO, OT, HB)

⁸⁸ Datos estadísticos del Mercado; fuente CAMMESA 'POTENCIA EFECTIVA BRUTA INSTALADA (MW)'



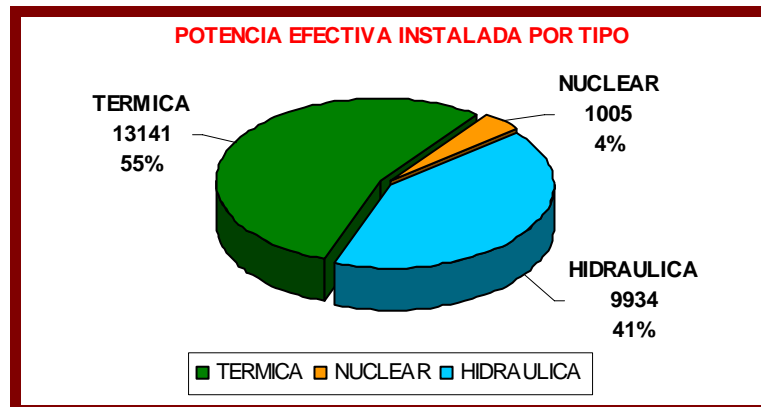


Figura 13. Potencia instalada por Tipo MEM+MEMSP
Fuente: elaboración propia, basado en informe mensual Cammesa febrero 2006

Año	TÉRMICA				Total TÉRMICA	HIDRAULICA	NUCLEAR	MEM+MEMSP	Variación Año 1992
	Turbo Vapor (TV)	Turbo Gas (TG)	Diesel (DI)	Ciclo Combinado (CC)		Hidráulica (HI)	Nuclear (NU)		
1992	4857	1772	82	84	6795	6261	1005	14061	
2005	4496	2279	4	6362	13141	9934	1005	24080	71,25%
% aumento	-7,43%	28,61%	-95,12%	7473,81%	93,39%	58,66%	0,00%	71,25%	

Tabla 13. Evolución de la potencia instalada respecto al año 1992 MEM+MEMSP
Fuente: Elaboración propia, basado en informe mensual Cammesa febrero 2006

A diciembre del 2005 el aumento de la potencia efectiva instalada alcanzó un 71.25% respecto al inicio del proceso enmarcado por la ley 24.065 en 1992, esto gracias al aumento en un 93% de la capacidad Térmica de 6.795 MW a 13.795 MW y un incremento del 58.66% de la capacidad Hidráulica pasando de 6.261 MW a 9.934 MW (ver Tabla 13). El aporte de las centrales nucleares se mantiene con 1.005 MW que corresponden al funcionamiento de C.N.⁸⁹ *Atucha I* y C.N. *Embalse*, con una capacidad instalada de 357 MW y 648 MW respectivamente, cuyo propietario es la empresa NASA⁹⁰.

En lo concerniente a la capacidad térmica, el aumento se logra gracias a los aportes de las centrales de Ciclo Combinado y Turbo-Gas que pasaron de 84 Mw a 6.392 MW y de 1.771 MW a 2.279 MW respectivamente entre 1992 y el 2005; mientras que el mismo periodo las centrales a Diesel y de Turbo-Vapor reflejan una disminución en sus aportes (ver Figura 14).

⁸⁹ C.N. Central Nuclear

⁹⁰ NUCLEOELECTRICA ARG. S A



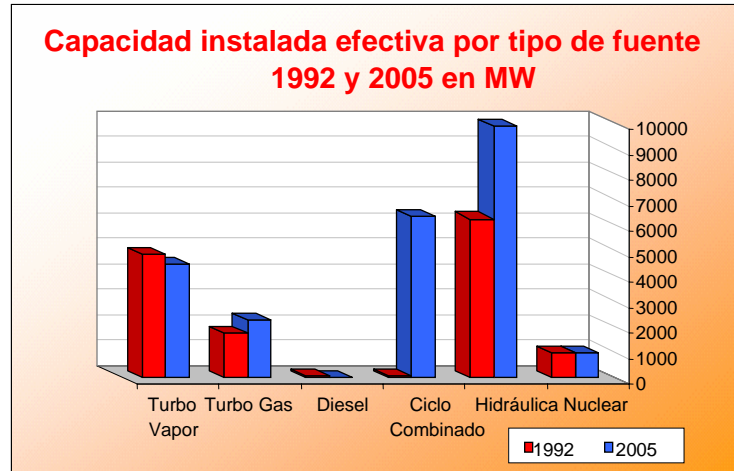
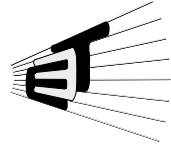


Figura 14. Capacidad instalada efectiva por tipo de fuente 1992 y 2005 en el mercado argentino

Fuente: elaboración propia, basado en estadística de Cammesa

No obstante se establecen dos periodos de crecimiento (ver Figura 15):

- Entre 1992 y 2001: donde se establece un crecimiento acumulado del 64% respecto a 1992, representado en el aumento de Generadores y de la capacidad instalada especialmente en la de tipo Térmico.

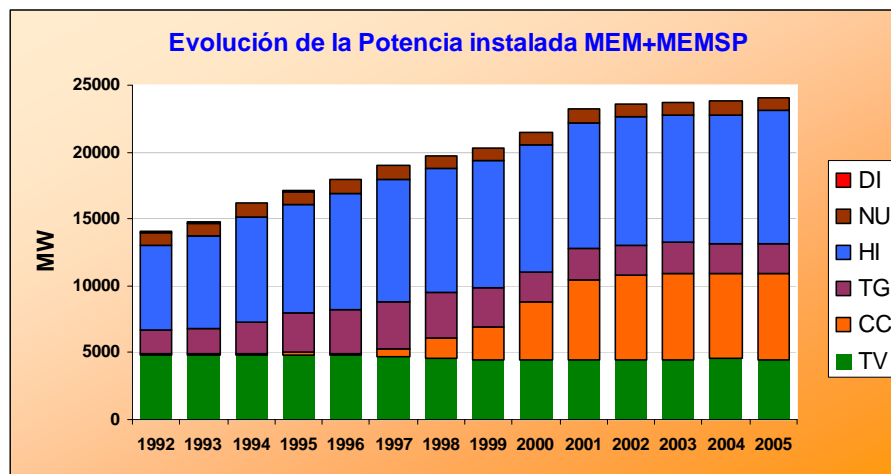
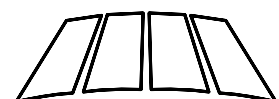


Figura 15. Evolución de la potencia Efectiva Instalada MEM+MEMSP

Fuente: elaboración propia, basado en estadística de Cammesa

Las fuertes inversiones en el sector provocaron un exceso de oferta en el 2001⁹¹, lo cual generó una caída de los precios y una baja rentabilidad para las centrales que entraban en operación. Esta fue la causa primordial para el estancamiento de las inversiones en el sector de generación.

⁹¹ Tomado de Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28] página 32.



Consumo de combustible para Generación (%)					
	1999	2000	2001	2002	2003
Gas natural	88	91,7	93,2	97,9	96,9
Fuel Oil	8,1	4,5	1,8	0,3	2,3
Diesel	0,4	0,5	0,1	0,2	0,3
Carbón	3,5	3,3	1,5	1,5	0,5

Tabla 14. Evolución en consumo de combustible para generación en el mercado argentino
Fuente: elaboración propia, basado en Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

Entre el 2001 y el 2005: donde el aumento es poco significativo respecto al periodo anterior, manteniéndose relativamente estable el parque generador. El crecimiento en la capacidad instalada especialmente la de tipo térmico se ve reflejado en el aumento del margen de reserva (ver Figura 30), sin embargo este crecimiento del parque térmico (centrales ciclo combinado y turbo gas) junto a la dependencia por parte de la generación térmica hacia el gas natural (Ver Tabla 14) evidencian el riesgo que corre el sistema ante las posibles fallas que puedan presentarse en el suministro de este combustible.

Conviene notar que la participación del gas natural en el total de combustibles usados para generación térmica pasó de 88% en 1999 a 96.9% en 2003 y en el 2005 descendió al 84.4% así mismo la participación de Fuel Oil y de carbón han aumentado considerablemente desde el año 2002 llegando a un 9.9% y 5.3% en el 2005 respectivamente lo cual ratifica la dependencia descrita anteriormente. (Ver Figura 16).

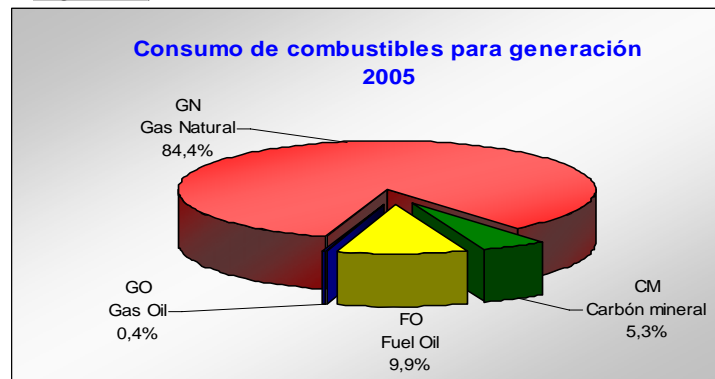
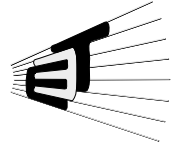


Figura 16. Consumo de combustibles para generación 2005
FUENTE: Autores del proyecto, basado en estadística de CAMMESA

Esta dependencia se convierte en un detonante en el comportamiento de la indisponibilidad del parque térmico, el cual será analizado posteriormente.





4.2.1.2 Oferta por tipo de generación

Oferta energía MEM							
Año	GENERACIÓN			IMPORTACIONES	OFERTA		AÑO
	TERMICA	HIDRAULICA	NUCLEAR	IMPORTACIONES	TOTAL	% crecimiento	
1992	22861	16140	6552	2267	47820	0,0%	1992
1993	23379	19871	7162	1212	51624	8,0%	1993
1994	22839	24421	7660	334	55253	15,5%	1994
1995	25767	24304	6556	292	56919	19,0%	1995
1996	31067	22287	6921	275	60550	26,6%	1996
1997	29067	28788	7445	450	65750	37,5%	1997
1998	31242	28908	6926	1907	68983	44,3%	1998
1999	41101	24859	6586	311	72857	52,4%	1999
2000	41958	31269	5731	1011	79969	67,2%	2000
2001	35250	38056	6541	1450	81297	70,0%	2001
2002	31429	37714	5393	2210	76745	60,5%	2002
2003	38093	35447	7025	1233	81799	71,1%	2003
2004	48024	31821	7313	1561	88719	85,5%	2004
2005	49801	36100	6374	1736	94011	96,6%	2005

Tabla 15. Oferta de Energía en MEM argentino en GWh

La oferta de energía eléctrica en el territorio argentino se ha duplicado prácticamente en el periodo 1992 y 2005 (ver Tabla 15), aumentando en 26940 GWh gracias al aporte de las centrales térmicas y 19960 GWh debido a las centrales hidráulicas, mientras que el comportamiento de los aportes de las centrales nucleares se mantuvo relativamente estable.

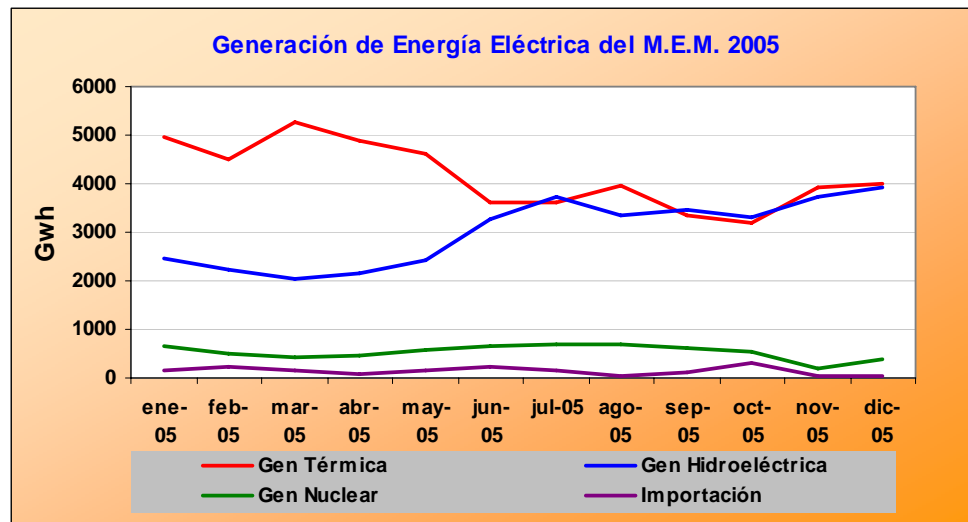


Figura 17. Comportamiento de la generación Eléctrica en el mercado argentino año 2005



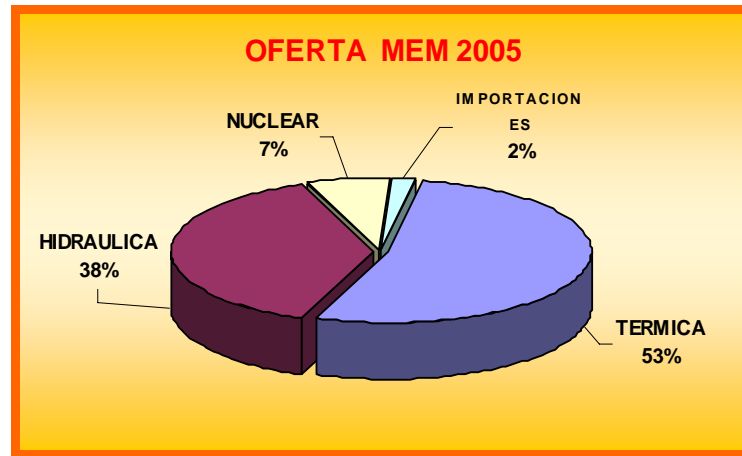
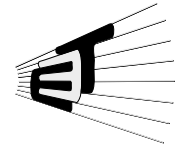


Figura 18. Oferta de generación eléctrica en el mercado argentino

Fuente: elaboración propia, basado en estadística de Cammesa

Durante el primer semestre del 2005 los aportes de generación Térmica superaron en gran medida los de tipo Hidráulico, sin embargo este comportamiento se mantiene únicamente en la temporada de verano, no obstante en el periodo de invierno los aportes tanto Térmicos como Hidráulicos fueron relativamente iguales (ver Figura 17.-Figura 18).

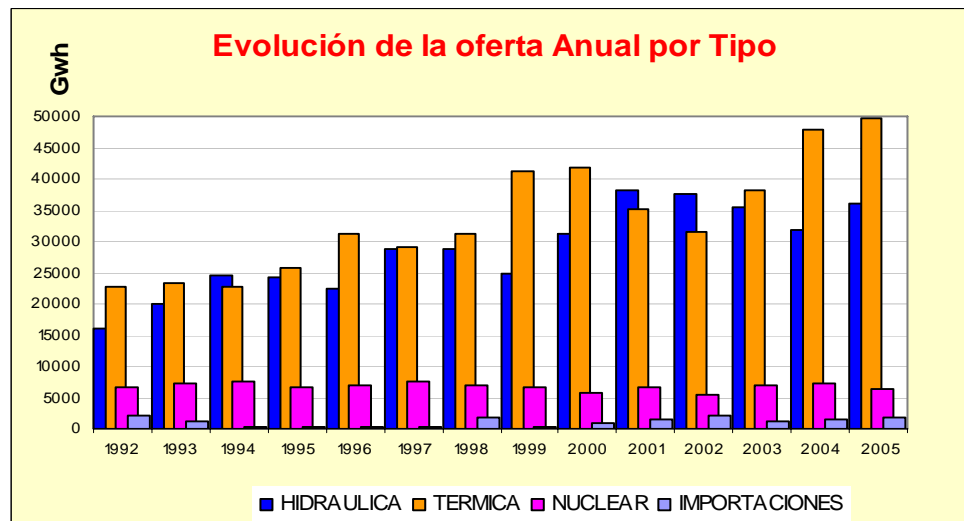


Figura 19. Evolución de la oferta anual por tipo en el mercado argentino⁹²

Fuente: elaboración propia, basado en estadística de Cammesa

⁹² No incluye autogeneradores



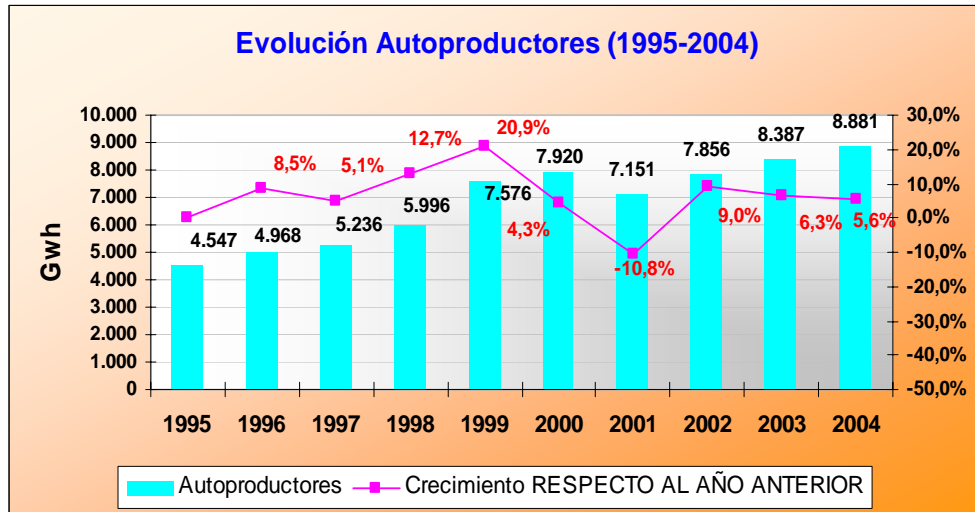
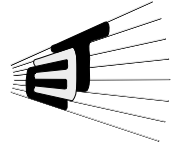


Figura 20. Crecimiento generación de autoprodutores

Fuente: elaboración propia, basado en estadística Secretaría de Energía [26]

Si se tiene en cuenta la generación propia y los aportes de los diferentes tipos centrales tanto privadas como estatales durante el año 2005 la generación Térmica tubo una contribución del 54% en comparación al 39% y el 7% del tipo Hidráulico y Nuclear respectivamente. Este comportamiento se ha mantenido a través de los años, con excepciones para 1994, 2001 y 2002 donde los aportes hidráulicos superaron a los de tipo térmico (ver Figura 19)

Otro factor importante a tener en cuenta es la participación de los Autoprodutores o Autogeneradores en la producción de energía eléctrica, cuyo crecimiento alcanzó en el 2004 el 95% respecto a 1995, pasando de 4547 a 8881 GWh, en este lapso de tiempo.

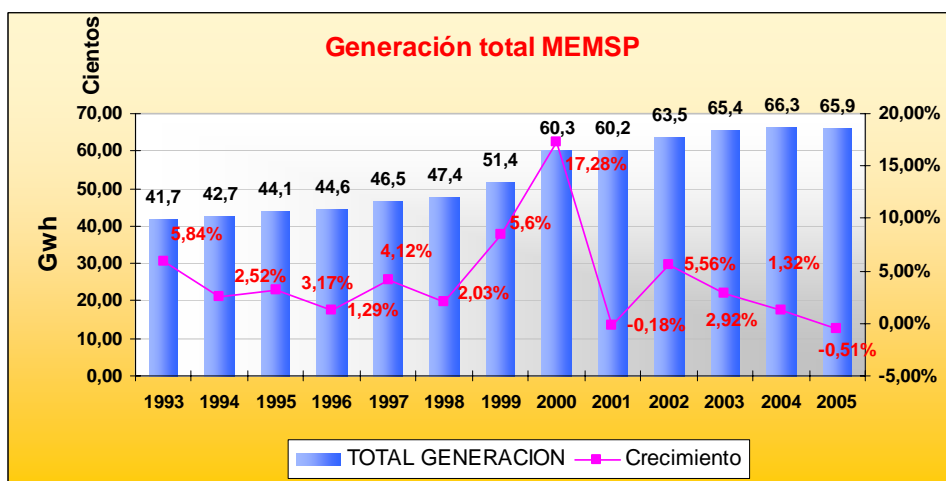
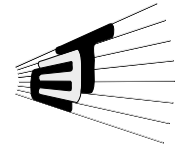


Figura 21. Evolución de la oferta anual MEMSP

Fuente: elaboración propia, basado en estadística de Cammesa





Si se tiene en cuenta la evolución año tras año, para los autoprodutores se tiene un crecimiento progresivo hasta 1999 teniendo un tope del 20.9% respecto al año anterior, sin embargo durante el 2000 y el 2001 se registró una disminución considerable que concuerda con el periodo de crisis económica que vivió el país durante este periodo; claro está que a partir del 2002 se ha retomado un estado de recuperación (ver [Figura 20](#)).

Para el sistema Patagónico la generación total alcanzó los 65914 GWh en el año 2005, disminuyendo en un 0.51% respecto al año anterior sin embargo y a diferencia del MEM en el periodo 2000-2001 la producción de energía se mantuvo relativamente estable (ver [Figura 21](#)).

4.2.2 Demanda de energía

La demanda en el mercado eléctrico mayorista (MEM), mantiene una constante de crecimiento (exceptuando el año 2002) y así como en el año 2005 se tuvo una demanda de 87 778 Gwh. Teniendo un 91.7% de crecimiento acumulado respecto a 1992 lo cual representa un crecimiento anual del 7%. De igual manera en el 2005 la demanda de los diferentes agentes del MEM aumentó en un 5.8% respecto al 2004 (ver [Figura 22](#)), en donde a región con mayor incremento fue la del NEA con un aumento del 7.51% respecto al año anterior seguida por la de BUENOS AIRES con un 7.25%, lo cual ratifica el comportamiento de recuperación después de la crisis entre 2001-2002. (Ver [Figura 23](#))

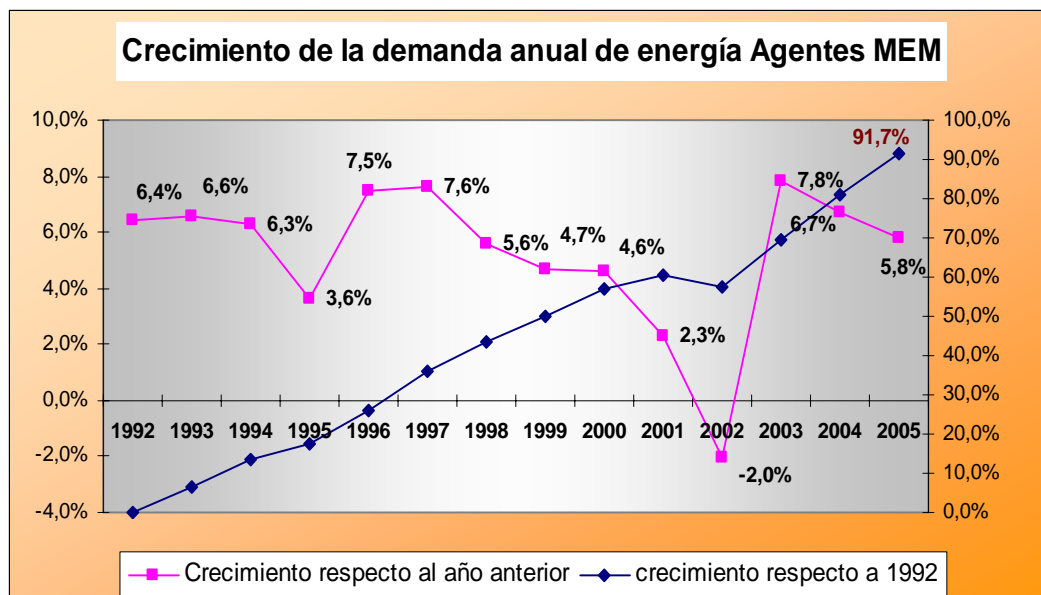


Figura 22. Evolución de la Demanda para los Agentes del MEM

Fuente: elaboración propia, basado en estadística Cammesa



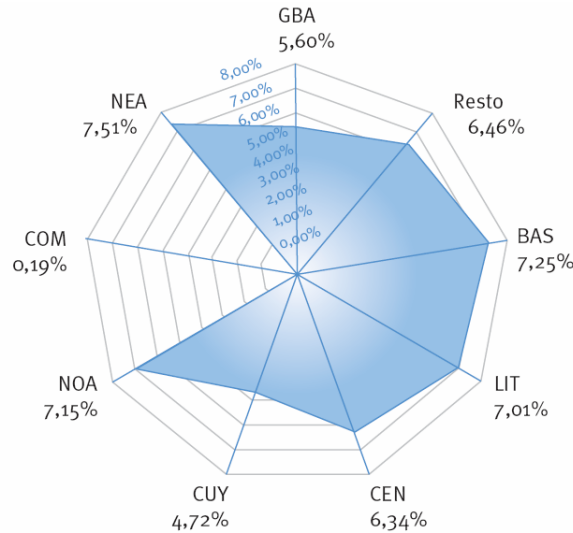
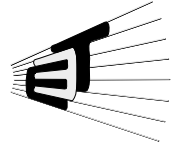


Figura 23 Crecimiento de la demanda por región eléctrica en el 2005 respecto al 2004

Fuente: página Transener, finanzas-informes-memoria 2005

En cuanto a las exportaciones e importaciones, durante el año 2005 se destacan el mes de abril donde se realizó mayor exportación, (408,7 GWh) y el mes de octubre con una importación de 308,9 GWh, siendo éste único mes donde no realizaron exportaciones (ver Figura 24)

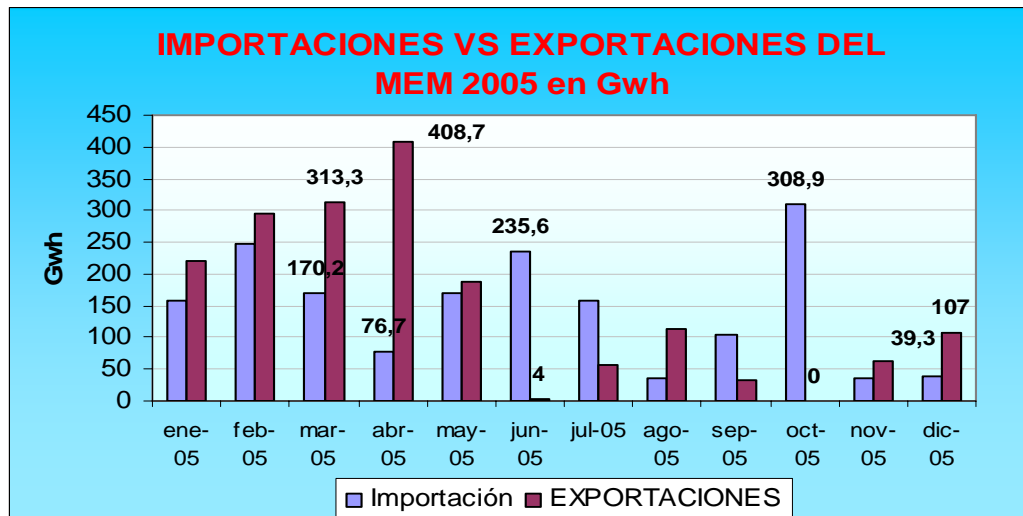
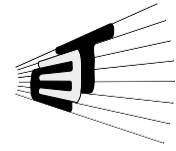


Figura 24. Importaciones y exportaciones del MEM

Fuente: elaboración propia, basado en estadística Cammesa

Por otra parte, los distribuidores de energía aportan el mayor porcentaje a la demanda de energía eléctrica con un 49.7%, seguido por los GUMAs con un 31.7% y los GUMEs con un 18.6% (ver Figura 25). La distribución de la energía demandada por los usuarios (Figura 26) muestra como el





sector industrial es el mayor jalonador del comportamiento de la demanda de energía con un 41% del porcentaje total seguido por el sector industrial y el sector con consumos del 29% y 19% respectivamente.

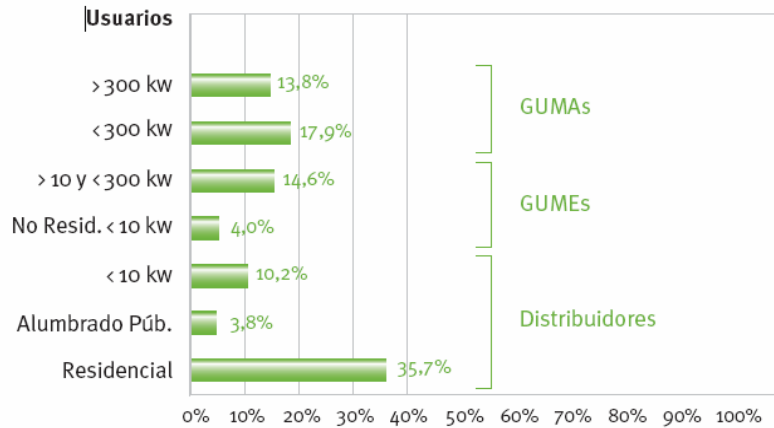


Figura 25. Composición porcentual por tipo de usuario sobre la demanda total del MEM

Fuente: página Transener, finanzas-informes-memoria 2005 [25]

Esta composición porcentual de la demanda indica claramente como la economía de Argentina es jalonada por la industria y ésta a su vez se ve afectada directamente por el costo de la energía eléctrica que es utilizada en sus procesos productivos.

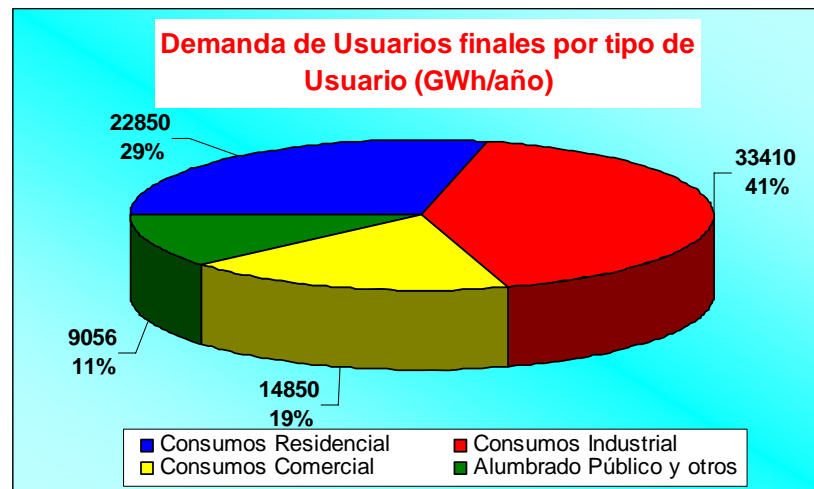


Figura 26. Demanda de Usuarios Finales por tipo de Usuario

Fuente: Basado en información estadística de: <http://www.eclac.cl/de/noticias/paginas/6/26726/Argentina.xls>

Mientras en el MEMSP la demanda durante el 2005 se estableció en 6 591 GWh (Ver Figura 27).



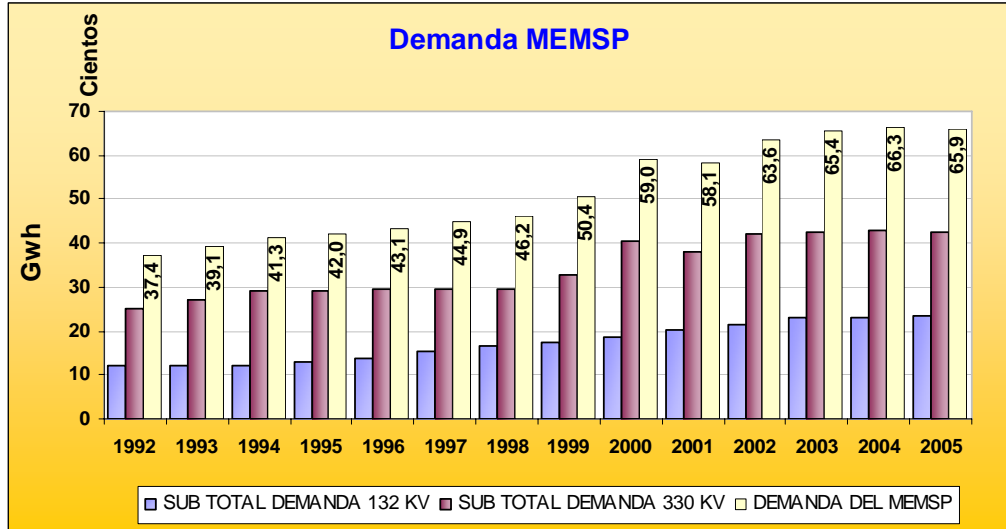
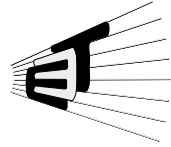


Figura 27. Demanda del MEMSP

4.2.3 Transporte de energía

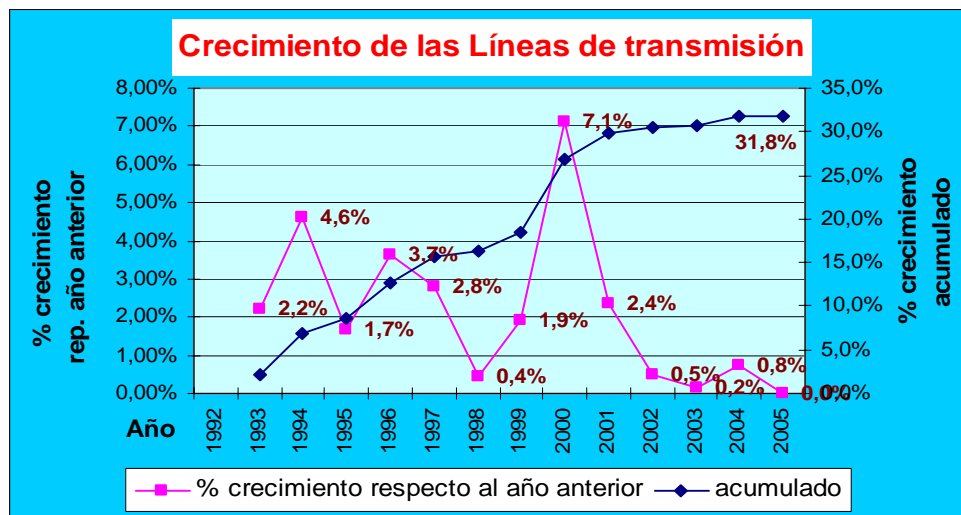
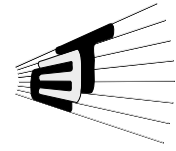


Figura 28. Evolución del sistema de transporte⁹³

El aumento de la capacidad de transporte es otro indicador del crecimiento que ha vivido el sector eléctrico luego de su transformación (ver Figura 28, Figura 29), sin embargo se aprecia un estancamiento que se ha mantenido desde comienzos del 2001, esto se debe a la falta de inversiones considerables en esta etapa del sistema.

⁹³ No incluye longitud de líneas del sistema patagónico





El estancamiento en el crecimiento del sistema de transporte sumado a las restricciones propias de los corredores energéticos han llevado al estado a definir mediante la ley 25.822 del 2003 (Plan federal de transporte) las expansiones del sistema. Entre los proyectos del plan Federal se destacan: La interconexión del MEM con el MEMSP (finalizado en diciembre del 2005), la interconexión del NOA-NEA, el vínculo entre las regiones de Camahue y Cuyo, la interconexión de Cuyo con el NOA y la construcción de la línea Rincón Santa María – General Rodríguez que une a Yariceta con el GBA, con lo cual se tendría la posibilidad de evacuar la energía que se generaría al realizar el aumento en la cota de esta central hidráulica.

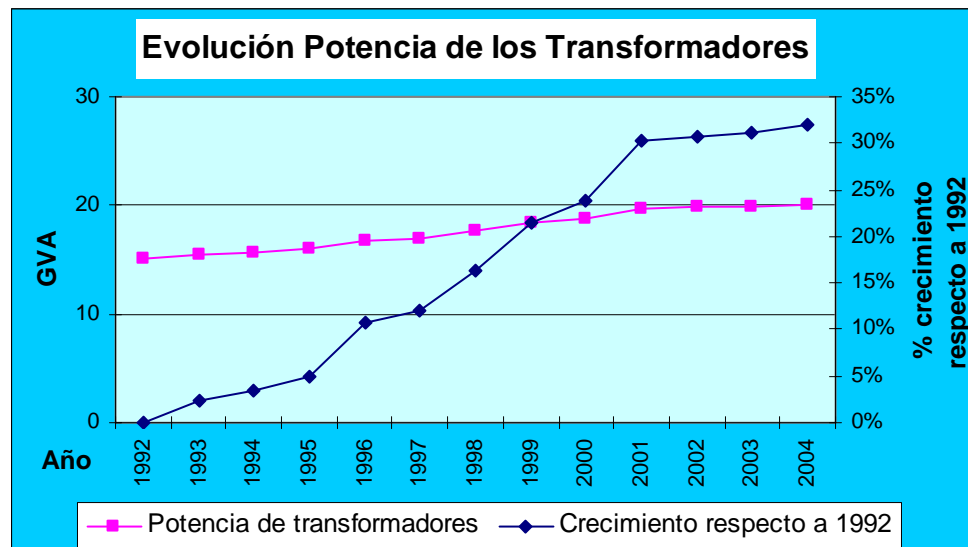


Figura 29. Evolución Potencia de Transformadores

Fuente: elaboración propia, basado en estadística Cammesa

Con estas ampliaciones el sistema de transporte se verá fortalecido permitiendo así cumplir con los requerimientos de capacidad de transporte que se generan con el aumento de la demanda.

4.2.4 Análisis de los precios de mercado

Analizando el comportamiento del precio spot monómico de energía se identifica una disminución del precio mayor al 50% en el periodo comprendido entre 1992 y el 2001 pasando de un costo de alrededor de los 50 US\$/MWh a 23.28 US\$/MWh, la razón de esta disminución en el precio radica en el aumento de las inversiones en generación en el mismo periodo (ver Figura 30 y Figura 31).



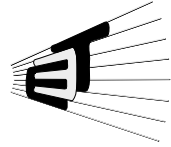


Figura 30. Precio Monómico vs. Reserva del sistema
Fuente: Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

Con el estancamiento de las inversiones en generación y el crecimiento en la demanda (ver Figura 22) se da una caída en el margen de reserva de potencia del país. Además con el periodo de crisis económica que vivía el país junto a quiebre de la regla de convertibilidad ($US\$1 = \1) en el 2002, se da una reducción del precio monómico que alcanzó los 8,54 US\$/MWh (ver Tabla 16), esta tendencia sumada a la participación de los distribuidores en el mercado son las razones por las cuales la comercialización de energía en el mercado Spot es superior a la del mercado a término (ver Figura 32).

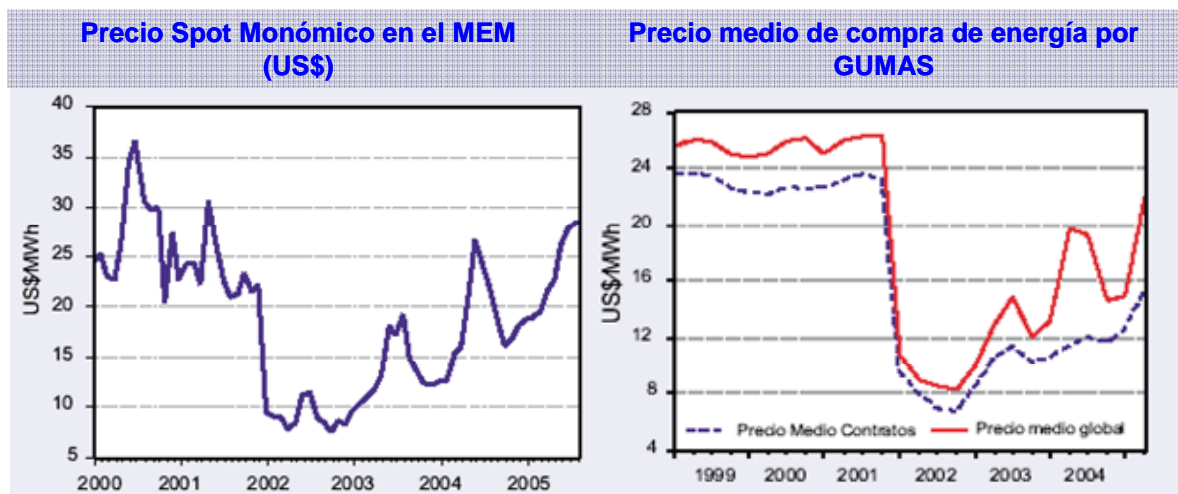
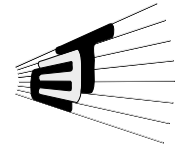


Figura 31. Precio spot monómico comparado con precio contratos GUMAS





Fuente: Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

Formación del Precio Spot Monómico (\$/MWh) Promedios anuales									
Precio	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
Energía	17,01	16,66	18,64	19,61	14,86	18,35	25,09	31,95	43,55
Energía Adicional	0,48	0,47	0,38	0,25	0,27	0,41	0,81	1,50	1,80
Sobrecosto de Combustibles	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,40	1,05	0,67
Sobrecostos TD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	1,16	7,70	11,08
Subtotal de energía	17,49	17,13	19,02	19,86	15,13	19,14	27,45	42,21	57,10
Subtotal Potencia	7,77	7,25	7,05	7,55	8,15	9,67	11,05	11,46	10,05
Monómico	25,25	24,38	26,08	27,41	23,28	28,82	38,5	53,66	67,15
Energía/Monómico (%)	69,2	70,3	72,9	72,4	65,0	66,4	71,3	78,6	85,0
Monómico en US\$	25,25	24,38	26,08	27,41	23,28	8,54	13,05	18,24	22,75

* hasta septiembre inclusive

Tabla 16. Precio Spot Monómico promedio anual (\$/MWh)

Fuente: elaboración propia basado en Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

Como se aprecia en la **Figura 31** el precio spot a mediados del 2005 es de aproximadamente 28 US\$/MWh, lo cual representa una recuperación en el precio respecto a los valores previos a la crisis. Claro está que este aumento en los precios no es visible para la demanda, ya que al ser trasladados a los usuarios regulados se aprecian diferencias considerables, las cuales son asumidas por el Fondo de Estabilización del MEM.

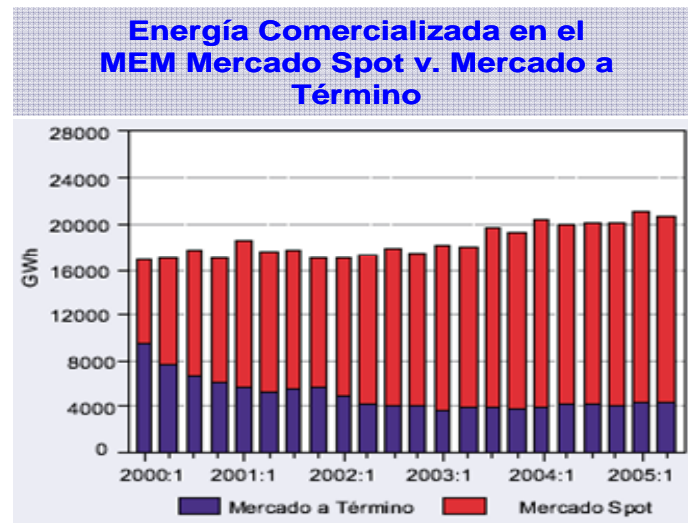


Figura 32. Energía Comercializada en el MEM Mercado Spot vs. Mercado a Término



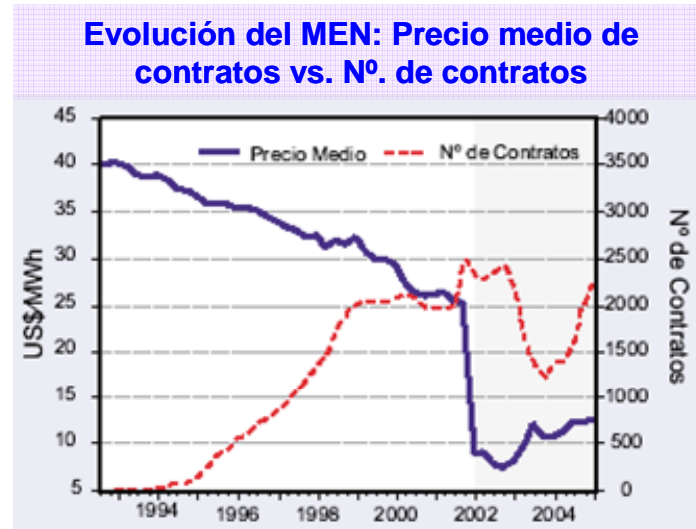
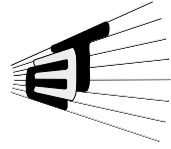


Figura 33. Precio medio de Contratos vs. N° de contratos

Fuente: Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

Las diferencias entre el precio Spot monómico (Tabla 16) y los precios sancionados trimestralmente por la secretaría de energía han causado un saldo negativo del Fondo de Estabilización⁹⁴, lo que indica una deuda reconocida con los agentes generadores.

En cuanto al mercado a término hasta el año 2001 se aprecia una reducción en el precio de los contratos lo cual se refleja en el aumento del número de contratos, nuevamente la existencia de la crisis económica se vislumbra con una caída vertiginosa en los precios y una posterior recuperación a partir del 2003 (ver Figura 33).

⁹⁴ Ver Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28] página 36



5. ASPECTOS NORMATIVOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

En un mercado como el de energía eléctrica es de vital importancia tener presente y de forma clara las normas y leyes que la rigen. De esta manera los movimientos empresariales se hacen sobre terreno seguro para no incurrir en irregularidades que terminen con sanciones en desmedro de intereses propios.

5.1 NORMATIVA ECUADOR

Ecuador presenta un marco regulatorio moderno, orientado hacia la consecución de un mercado eléctrico eficiente y atractivo para inversionistas del sector privado. Las regulaciones están encaminadas a proporcionar una rentabilidad razonable a los agentes participantes y de igual forma proteger los intereses del consumidor final.

Mediante la LRSE el estado delega al sector privado las actividades de generación, distribución, comercialización, importación y exportación mediante concesiones, asociaciones y traspaso de propiedad accionaria del estado. A pesar que no se ha podido privatizar las empresas de generación se a logrado aumentar de forma muy significativa la cogeneración y la autogeneración de energía. Las principales garantías que presentan las leyes y regulaciones en el nuevo marco liberalizado son las siguientes:

Otorgar garantías por parte del Estado, para el pago de la energía generada y entregada a las empresas distribuidoras.

Que el Estado asuma el déficit tarifario acumulado, el cual debería servir para financiar proyectos de generación limpia.

Fortalecer el Sistema Nacional de Transmisión.

Fomentar el desarrollo del mercado eléctrico regional e intercambio de energía con países de la región.

Agrupar a las empresas de distribución para alcanzar economías de escala.

Eliminar ingerencias políticas en los directorios y administraciones de las empresas del sector, que pertenecen al Estado.

Potenciar la administración eficiente de las empresas del sector eléctrico a través de operadores especializados.

Desarrollar programas de reducción de pérdidas y uso eficiente de energía.

Promover el uso sustentable de los recursos energéticos y fomentar el uso de energías renovables no convencionales.

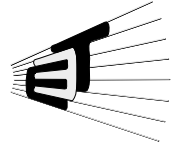
5.1.1 Legislación relacionada con el sector eléctrico ecuatoriano

La existencia de un marco legal que establezca las condiciones de juego entre los participantes, en un mercado tan grande como lo es el mercado eléctrico de un país, es indispensable en estos tiempos de globalización de mercados y economías de escala.

El marco regulatorio de Ecuador establece los elementos para su funcionamiento en condiciones de alta participación del sector privado, los principales incentivos son los siguientes:

- Separación de funciones: el Ministerio de Energía y Minas a través de la Subsecretaria de Electricidad formulan las políticas del sector, mientras que el CONELEC se encarga de regular todas las actividades del sector.





- Separación de actividades: básicamente ningún participante en el sector podrá ejercer dos o más actividades, la ley exige la separación jurídica y económica de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- Libre acceso a las redes: esta prohibido restringir el acceso y uso de las redes de transmisión y distribución.
- Independencia del regulador: se a disminuido el numero de directivos nombrados por el presidente y la participación de las empresas en el mismo.
- Independencia del administrador de red y el operador del mercado.
- Competencia en la actividad de generación.

Las leyes, reglamentos y regulaciones que rigen las actividades del sector eléctrico se presentan consignadas en el anexo 9, actualizadas a septiembre de 2006 por el CONELEC en su Plan Nacional de Electrificación 2006-2015. (Ver [Anexo I](#))

5.2 **NORMATIVA ARGENTINA**

5.2.1 **Las bases normativas**

La ley **15336 de 1960** reglamenta inicialmente las diferentes actividades de la industria eléctrica, donde se denomina servicio público de electricidad la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender los requerimientos de los usuarios.

Posteriormente con la ley **23696 de 1989-1990** se dan las bases para la transformación del sector, fomentando conceptos de competencia, reglamentación y descentralización. Luego con la ley **24065**, sancionada en diciembre de 1991 y promulgada en enero de 1992, se consolida la transformación del sector, modificando la ley 15336 y estableciendo una nueva estructura para el sector eléctrico, donde la generación se encuentra abierta a la competencia, la transmisión y distribución aunque monopolios son fuertemente regulados. Se establece el mercado eléctrico mayorista, la liberación de la demanda,⁹⁵ y la creación de nuevos organismos encargados de la regulación, el control, la operación y la administración del mercado.

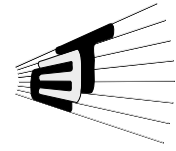
5.2.2 **Transformación del sector eléctrico**

Gracias la ley 24.065 de 1992, conocida como Marco Regulatorio del Sector Eléctrico y reglamentada mediante el Decreto 1.398 de 1992, el Estado deja de lado su rol como inversionista y administrador del sistema eléctrico convirtiéndose en diseñador de políticas energéticas y ejerciendo el control sobre las actividades del sector .

Hasta la sanción de la ley 24.065, el sector eléctrico argentino se encontraba estructurado en un esquema de integración vertical en el cual las empresas desarrollaban, en general, todos los segmentos de la industria eléctrica (generaban, transportaban y finalmente distribuían a los usuarios).

⁹⁵ En la cual los usuarios con una gran demanda están en capacidad de acceder directamente al mercado eléctrico mayorista.





Con base en el nuevo marco regulatorio la prestación del servicio eléctrico inició un proceso de privatización y se desintegra su estructura vertical, particionando el sector en tres segmentos: generación, transmisión y distribución [19]. Sin embargo los actores participantes en una determinada etapa de la cadena eléctrica se encuentran inhabilitados para actuar en otra⁹⁶ con el fin de evitar conductas anticompetitivas que den cabida a posiciones dominantes dentro del sistema, por parte de una o más empresas.

Es por esta razón que ley declara la **generación** como actividad de interés “público o general” y permite competencia, a través de la libre entrada y salida de generadores, que están en capacidad de participar en el mercado. Por otra parte, la **transmisión** y **distribución** de energía eléctrica se consideran “servicios públicos” donde se garantiza el libre acceso a las redes y el abastecimiento de la demanda.

La transmisión y distribución de electricidad son monopolios naturales gracias a las características propias del sistema, sin embargo para garantizar la eficiencia y eficacia en la prestación del servicio eléctrico estas actividades se encuentran fuertemente reguladas

La separación de los monopolios existentes se dio gracias al **Decreto N° 634/1991**, en el cual se establece la separación de funciones: Generación, Transporte y Distribución. Además con el **Decreto N° 1192** de julio de 1992 se dispone la Constitución de la Sociedad Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA).

Seguidamente **la Resolución 61 de 1992** de la Secretaría de Energía estableció: la Organización del Sistema Físico del Mercado Eléctrico Mayorista, estableciendo los Agentes Reconocidos, la Organización y los Procedimientos par la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Calculo de Precios.

Luego con **la Resolución 137 de 1992** de la Secretaría de Energía se reglamenta el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Durante el periodo comprendido entre 1992 y 1996 la normativa se encaminó en la consolidación de la estructura reglamentaria del sector, facilitando la constitución de la generación, el transporte y la distribución de energía como unidades de negocio y estableciendo la privatización de empresas que poseían una mayor participación por parte del estado.

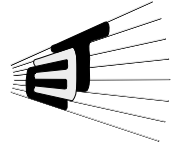
Es así como entre el 2001 y el 2002 la crisis lleva al estancamiento de las inversiones, reflejándose en el escaso aumento tanto para la longitud de las líneas de transmisión como para la potencia instalada del sistema⁹⁷. La demanda de energía se vio afectada por la crisis económica llevando a la disminución de la misma durante este periodo.

En este contexto de crisis el papel del estado juega un papel fundamental en la recuperación económica del sector, mediante la promulgación de leyes y resoluciones, cuya finalidad radica en

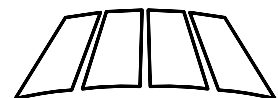
⁹⁶ Fuente página www.cammesa.com.ar-Institucional-Sector Eléctrico-Antecedentes.

⁹⁷ Sin embargo se debe destacar que durante este mismo periodo en Argentina atravesaba una crisis de carácter político, social y económica





fomentar las inversiones en los sistemas de generación y transmisión así como la modificación de tarifas en el mercado spot y estacionario. Se destacan en este aspecto la ley 25.822 (Plan Federal de Transporte), las resoluciones de la Secretaría de Energía SE N° 008/2002, 240/2003, 712/2004 y finalmente la resolución 1427/2004. (Ver [Anexo I](#))



6. ÍNDICES E INDICADORES ECUADOR ARGENTINA

6.1 SECTOR ELÉCTRICO DE ECUADOR

6.1.1 Índice **HHI** energía disponible para el distribuidor

Al elevar al cuadrado las participaciones de las empresa en competencia las diferencias entre las empresas son maximizadas pudiendo de esta manera trazar diferencias claras entre ellas. (Ver **Tabla 17**)

Un mercado con un resultado de menos de 1.000 es considerado como mercado competitivo; un resultado de 1.000-1.800 es un mercado moderadamente concentrado; y un resultado de 1.800 o mayor, indica un mercado altamente concentrado.⁹⁸

EMPRESA	PARTICIPACIÓN DEL HHI POR EMPRESA	EMPRESA	PARTICIPACIÓN DEL HHI POR EMPRESA
Categ-D	2468,08376	Sta. Elena	0,160261333
Quito	1392,62708	Sto. Domingo	0,123740103
Manabí	13,01504867	Cotopaxi	0,080442058
Guayas-Los Ríos	7,925934626	Los Ríos	0,063922445
Centro Sur	2,66443404	Sur	0,027070675
El Oro	1,113445996	Riobamba	0,019115521
Milagro	0,342739731	Sucumbíos	0,00458647
Ambato	0,317506153	Azogues	0,000854534
Norte	0,282290294	Bolívar	0,00013168
Esmeraldas	0,259681178	Galápagos	4,99682E-06

Tabla 17. Índice HHI energía disponible para el distribuidor en el mercado ecuatoriano

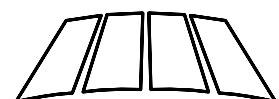
FUENTE: Autores del proyecto datos CONELEC

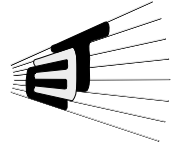
De la tabla anterior se puede apreciar de manera clara que las empresas CATEG-D y QUITO poseen un gran poder de mercado al tener un índice de participación muy alto, estas empresas están en capacidad⁹⁹ de ejercen su poder de mercado al acaparar gran cantidad de la energía puesta a disposición por el MEM. El índice HHI presenta un valor de 3887,11 lo cual sobrepasa en mucho lo establecido para un mercado altamente concentrado.

Aunque la distribución de energía eléctrica constituye monopolios naturales, debido a economías de escala, es importante conocer la magnitud de estos monopolios en relación a los demás, puesto que

⁹⁸ Esta clasificación del nivel de concentración es propuesta por el Departamento de Justicia de Estados Unidos en sus normas sobre fusiones horizontales; tomado de Pepall, Richards y Norman. *Industrial Organization: Contemporary Theory and Practice*. South Western College Publishing. U.S.A, 1.999.

⁹⁹ Decir que están en capacidad no necesariamente implica el hecho que efectivamente ejerzan ese poder de mercado. Esto se ve reflejado de forma mas clara viendo las utilidades de cada empresa.





la energía es comprada en un mismo mercado, presentándose poder de mercado para la empresa que represente la mayor demanda.

6.1.2 Índice HHI de energía bruta entregada al MEM

Para la realización de este indicador se utilizaron los mismos principios anteriormente descritos. La energía bruta entregada al MEM es en buena medida un indicativo de la capacidad de generación que presentan las empresas generadoras.

EMPRESA	PARTICIPACIÓN EN EL HHI POR EMPRESA	EMPRESA	PARTICIPACIÓN EN EL HHI POR EMPRESA
Hidropaute	1144,7103	Elecaastro	3,65822699
Importación (Col)	160,335021	Termopichincha	2,85113162
Electroguayas	156,900239	Riobamba	0,49799773
Hidroagoyán	46,100941	EMAAP-Q	0,14760169
Termoesmeraldas	40,7594792	EMAAP-Q	0,13261784
Machala Power	34,7729524	Norte	0,1151395
Electroquil	19,3032822	Ulyseas	0,10149009
Hidronación	10,114013	Cotopaxi	0,10065552
Quito	8,02814702	Sur	0,05964454
CATEG-G	5,46644835	Ecoluz	0,04073231

Tabla 18. Índice HHI de energía bruta entregada al MEM ecuatoriano

FUENTE: Autores del proyecto datos CONELEC

En la anterior tabla no se incluyeron todas las empresas que entregan energía bruta al MEM debido a que sus participaciones en el índice son muy pequeñas. El índice HHI para los generadores es de 1638,4 estando este valor entre 1000 – 1800, lo que indica un mercado moderadamente concentrado.

La tabla anterior se realizó con un espacio de tiempo anual, realizando los mismos cálculos pero con un periodo mensual durante el mismo año, pudimos darnos cuenta de algo que en principio no nos resultó evidente. Debido a que la producción de energía se divide básicamente en hidroeléctrica y térmica y que la participación de las mismas se ve restringida a factores climáticos, se presentan participaciones mensuales distintas. Esto se hace evidente en el siguiente gráfico.



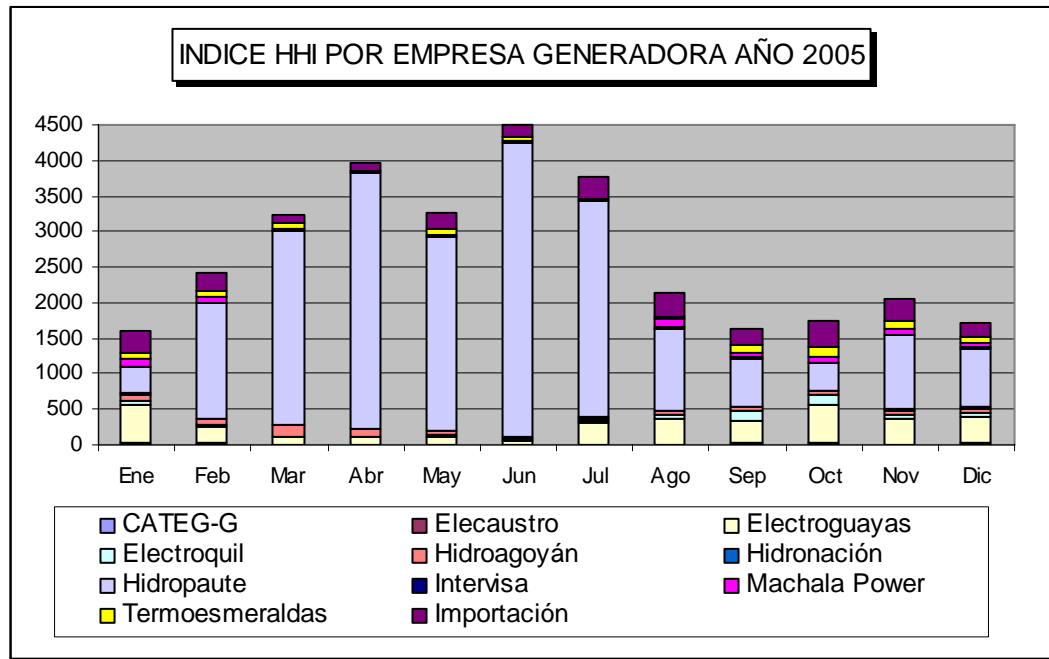
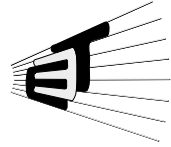


Figura 34. ÍNDICE HHI EMPRESAS GENERADORAS AÑO 2005
FUENTE: AUTORES DEL PROYECTO DATOS CONELEC ESTADÍSTICAS 2005

Se puede apreciar el gran poder de mercado que presenta la empresa HIDROPAUTE la cual posee una participación muy alta en la generación. Esta concentración en una sola empresa es un problema no solo de motivación para los inversionistas, si no también un problema en la confiabilidad del sistema eléctrico, debido que HIDROPAUTE al ser una central hidroeléctrica con una participación tan elevada en época de sequía el mercado experimenta una incertidumbre en precios, seguridad, desabastecimiento de la energía.

Esta concentración ésta en contra de los lineamientos del sector, establecidos por la LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO, pero llegar a su aplicación total es un proceso que toma tiempo y se requiere de nuevas inversiones en el sector que reorganicen los porcentajes de participación en el sector.



6.1.3 Densidad y precio medio de energía en distribución

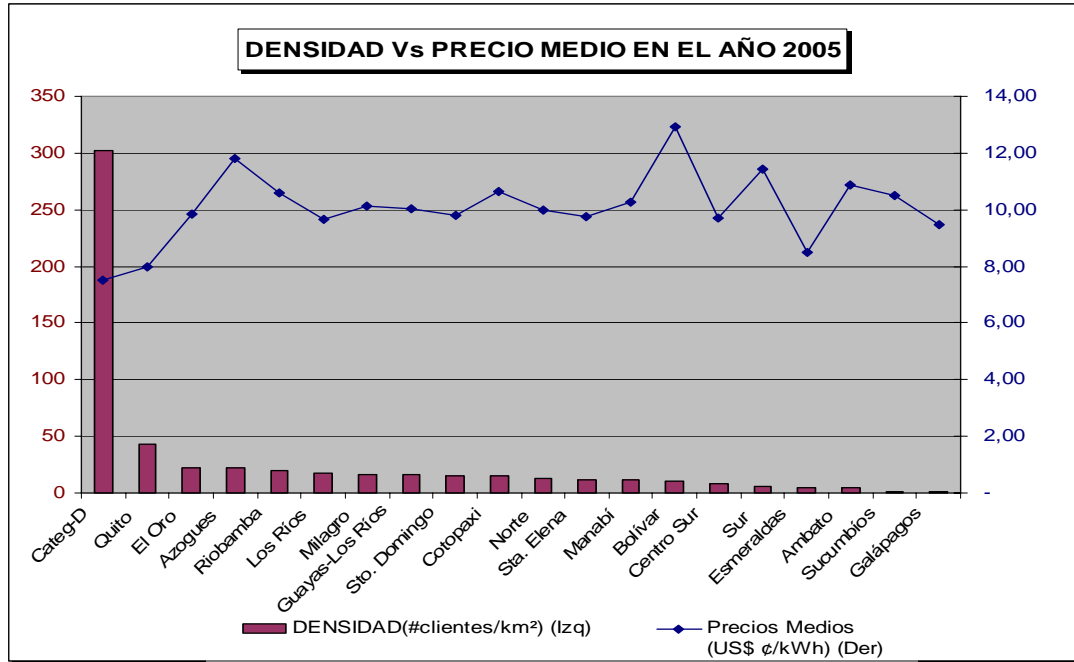


Figura 35. Densidad vs. Precio medio, mercado ecuatoriano
FUENTE: AUTORES DEL PROYECTO DATOS CONELEC ESTADÍSTICAS 2005

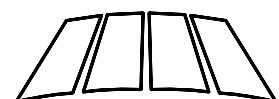
Las empresas de distribución pueden medir el nivel de costo al ofrecer sus servicios mediante la densidad, esto es la división del número de abonados y el área de concesión de la empresa en Km². Una densidad baja refleja mayores costos de operación debido a que se debe cubrir una mayor área o servir un menor número de abonados que el promedio, lo cual se refleja en un mayor costo de mantenimiento. En la Figura 35 se muestra una comparación del precio medio vs. La densidad de cada empresa distribuidoras.

Es claro ver que la empresa CATEG-D presenta una densidad bastante superior a las demás empresas de tal suerte que se esperaría que fuese una empresa con alta rentabilidad. Situación que en la realidad no es tal, empresas como CATEG-D son ineficientes en su manejo debido que presentan un gran número de empleados, elevadas pérdidas de energía y son ineficientes también en sus recaudaciones.¹⁰⁰

6.1.4 Precio medio de energía por tipo de contrato

Las transacciones en el mercado de contratos presentan un comportamiento estable en su precio medio final. Éste comportamiento se puede explicarse por que éstos no permiten la indexación de los precios, permaneciendo fijos. Sin embargo, que los volúmenes transados por medio de contratos han ido descendiendo de forma importante a partir de la dolarización.

¹⁰⁰ PICAVAL (Diciembre de 2005), Análisis del Sector Eléctrico.[13]



Esto puede ser explicado por la mayor rentabilidad que presenta el mercado ocasional y por que el incumplimiento por parte de las distribuidoras ha justificado su terminación. Los incumplimientos en los contratos a plazo son pagados muy caros debido que la energía faltante es comprada en el mercado ocasional el cual tiene un precio muy por encima del precio al que fue pactada la venta de energía en el contrato a plazo.

A continuación se muestra una grafica que describe en comportamiento de los precios de la energía eléctrica en el mercado ecuatoriano: precio medio en el mercado ocasional (PM M. Ocasional), precio medio en el mercado a plazos (PM M. Contratos) y precio medio total en el mercado eléctrico mayorista (PM Medio).

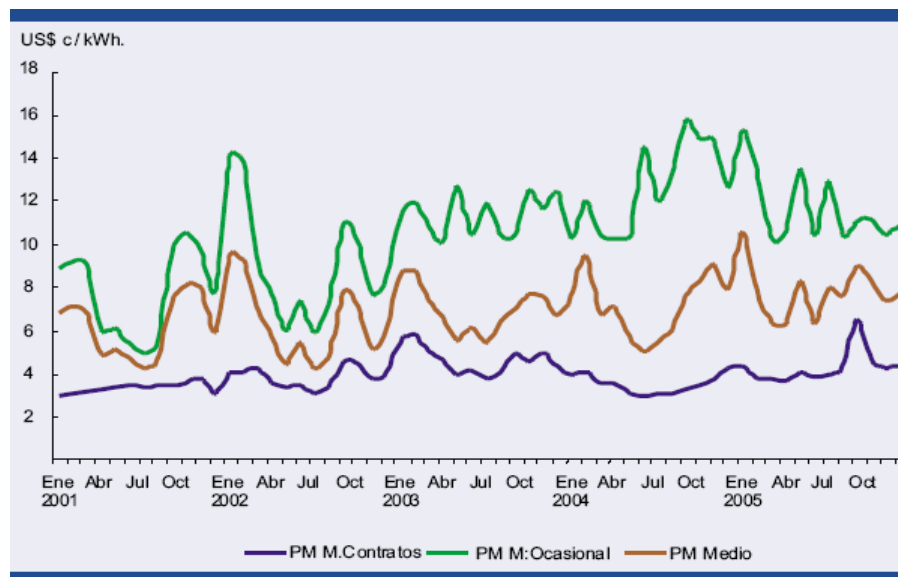


Figura 36. Evolución de los precios en el mercado mayorista ecuatoriano
FUENTE: CONELEC

6.1.5 Margen de reserva

El margen de reserva es un indicador de la confiabilidad y seguridad del sistema ante posibles contingencias en la generación de un porcentaje de las centrales de generación.

En Ecuador desde la puesta en práctica de las políticas de privatización del estado y la LRSE empezó un decaimiento en su margen de reserva, esto es debido a la falta de nuevas inversiones en generación, inversiones que venía realizando el estado y que tienen costos muy altos y una recuperación de la inversión muy lenta.

Ecuador ha suplido esta falta de inversión en gran medida con la importación de energía desde Colombia, gracias a la Interconexión Jamondino – Pomasqui a 230 kV la cual ha mantenido el margen de reserva en niveles aceptables. (Ver [Figura 37](#))

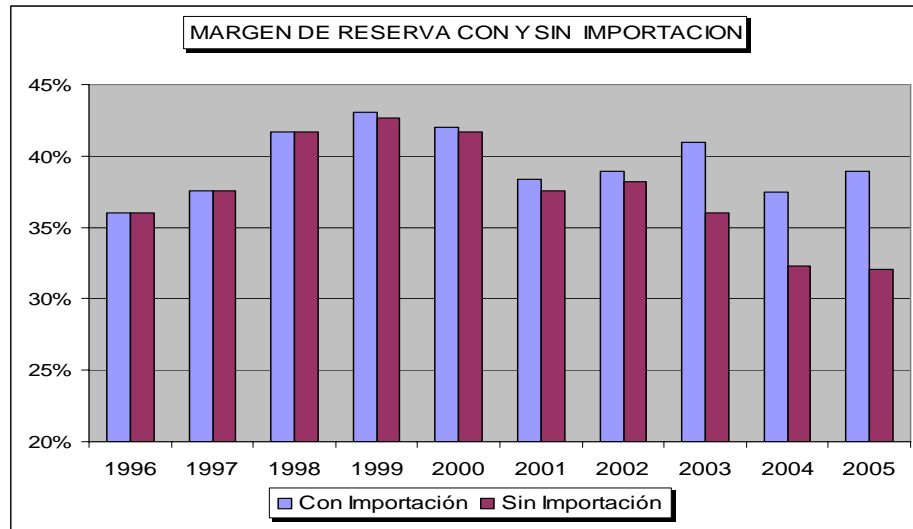
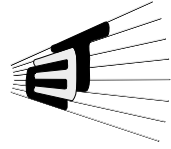


Figura 37. Margen de reserva para el mercado ecuatoriano
FUENTE: Autores del proyecto datos CONELEC

6.1.6 Tasa de crecimiento de la producción bruta de energía y su correlación con el crecimiento en las actividades económicas de Ecuador

Los principales indicadores económicos en un país son determinados por las actividades económicas que representan; los indicadores a los que se hace referencia a continuación se encuentran especificados en porcentaje de variación anual con respecto al PIB¹⁰¹ para el país dado. Realizando una correlación¹⁰² entre los indicadores de cada país, se evidencian los que presentan mayor similitud:

Las correlaciones entre la tasa de crecimiento de las variables económicas; COMERCIO, INDUSTRIA, TRANSPORTE, PIB y la variación de la DEMANDA DE ENERGÍA son respectivamente las siguientes: (0.834, 0.737, 0.438, 0.79). Existe una fuerte correlación positiva entre estas variables, siendo el PIB y la DEMANDA DE ENERGÍA la que presentan una mayor similitud; esto es algo típico en la economía mundial. (Figura 38)

¹⁰¹ PIB: Es el valor total de la **producción corriente de bienes y servicios finales** dentro del territorio nacional durante un período de tiempo que generalmente es un trimestre o un año.

¹⁰² La correlación indica la fuerza y la dirección de una relación lineal entre dos variables aleatorias. Se considera que dos variables cuantitativas están correlacionadas cuando los valores de una de ellas varían sistemáticamente con respecto a los valores homónimos de la otra. La correlación entre dos variables no implica, por sí misma, ninguna relación de causalidad.
[URL: http://es.wikipedia.org](http://es.wikipedia.org).



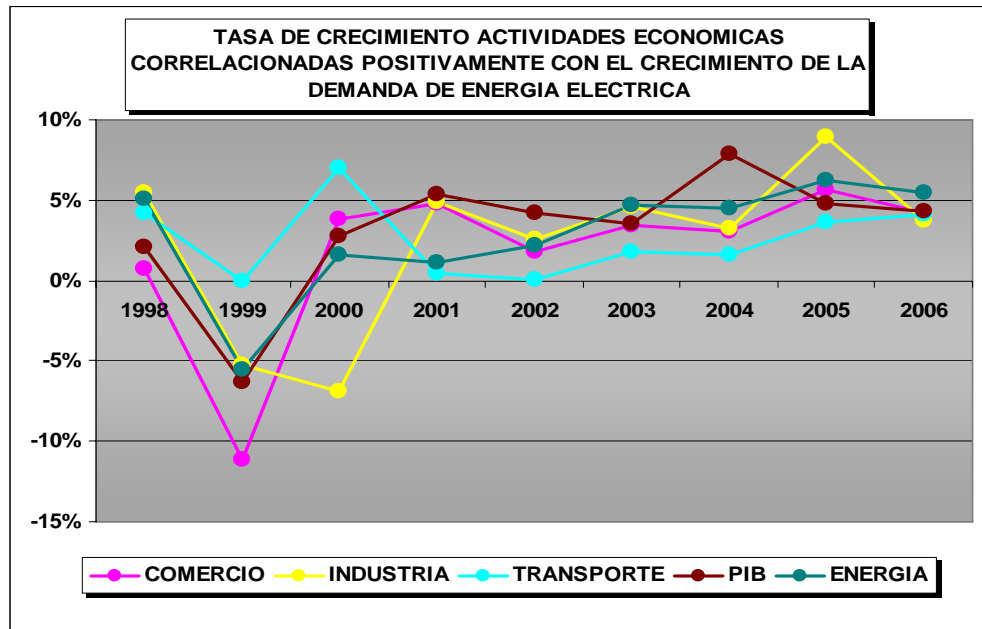
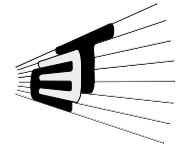


Figura 38. Correlación positiva

La correlación entre la variación de la AGRICULTURA, MINAS Y CANTERA y la variación de la DEMANDA DE ENERGÍA son respectivamente: (-0.772, 0.159). La primera presenta una correlación fuerte pero negativa son variables que cambian de forma inversa, cuando una crece la otra baja y viceversa; Ecuador presenta un campo poco tecnificado, en cambio MINAS Y CANTERA presenta una correlación muy baja. (Ver Figura 39)

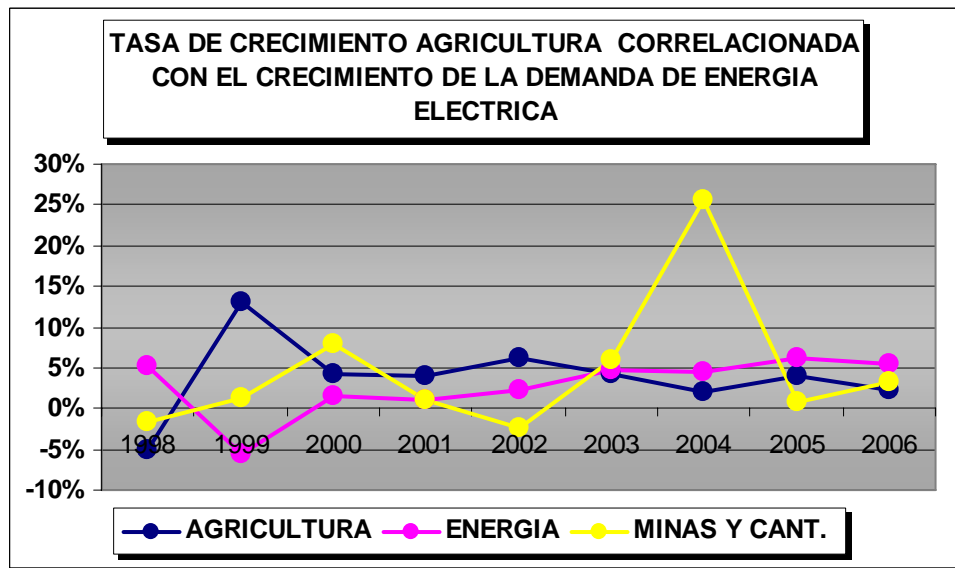


Figura 39. CORRELACIÓN POSITIVA



Ecuador se utiliza mayormente como componente energético los derivados del petróleo en un 86% del total de la energía consumida en el país, un 7% de recursos no convencionales tales como madera y desperdicios y solo el 7% restante de la energía es de tipo eléctrica.¹⁰³

6.2 SECTOR ELÉCTRICO DE ARGENTINA

6.2.1 Intercambio regional de energía de Argentina

El sistema de transporte de energía eléctrica en Argentina cuenta con interconexiones con sus países vecinos, (Chile, Paraguay, Uruguay y Brasil) permitiendo los intercambios energéticos en los periodos del año en que sean requeridos.

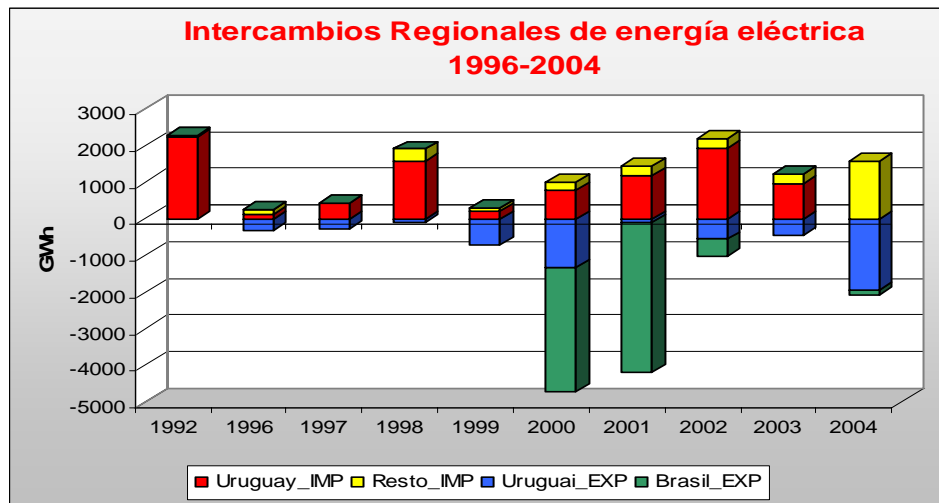


Figura 40. Intercambios regionales de energía eléctrica para el mercado argentino

FUENTE: Basado en datos del Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

¹⁰³ Corporación Andina de Fomento (CAF) (Enero de 2007), Ecuador Análisis del Sector Eléctrico.

BALANCE DE ENERGIA ANUAL MEM (GWh)

	1992	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Térmica	22,861	31,067	29,067	31,242	41,101	41,958	35,25	31,429	38,093	48,024
Hidroeléctrica	16,14	22,287	28,788	28,908	24,859	31,269	38,056	37,714	35,447	31,821
Comahue	6,313	9,185	11,669	8,234	6,473	12,011	17,21	15,849	14,385	13,696
Yacyretá	0	355	3,792	6,332	10,058	11,617	11,833	11,86	11,422	12,286
Salto Grande	5,881	6	3,211	4,154	4,207	5,605	3,271	4,137	5,485	5,55
Resto	3,946	2,616	2,854	3,452	3,282	3,261	3,939	4,029	4,297	3,537
Nuclear	6,552	6,921	7,445	6,926	6,586	5,731	6,541	5,393	7,025	7,313
Of. Doméstica	45,553	60,275	65,3	67,076	72,546	78,958	79,847	74,536	80,565	87,158
Importación*	2,267	275	450	1,907	311	1,011	1,45	2,21	1,233	1,561
Uruguay	2,217	119	421	1,575	200	767	1,168	1,909	954	10
Resto	50	156	29	332	111	244	282	301	279	1,551
Oferta Total	47,82	60,55	65,75	68,983	72,857	79,969	81,297	76,746	81,798	88,719
Exportación*	12	311	273	79	712	4,715	4,201	1,009	434	2,07
Uruguay	12	311	273	79	712	1,328	117	559	434	1,935
Brasil	0	0	0	0	0	3,387	4,084	450	0	135
Bombeo	354	130	303	323	474	132	40	64	47	143
Dem. Doméstica	45,8	57,778	62,178	65,667	68,757	71,941	73,599	72,106	77,737	82,967
Pérdidas de Red	2,551	2,33	2,996	2,914	2,913	3,182	3,458	3,566	3,58	3,536
Rest. Tensión	3	1	0	0	0	0	0	0	0	3
Rest. Cortes	0	4	8	1	14	8	8	16	0	4
Gen. Requerida	48,72	60,554	65,758	68,984	72,87	79,978	81,306	76,761	81,798	88,723

Fuente: CAMMESA; * las cifras correspondientes a las exportaciones e importaciones difieren de las publicadas por la Secretaría de Energía, a raíz de que ésta incluye en las exportaciones el volumen correspondiente a la central de Termoandes, de 200 MW, u

Tabla 19. Balance de energía anual del MEM argentino
FUENTE: Tomado de Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

Analizando la **Figura 40** y la **Tabla 19** es posible identificar las principales características del intercambio regional de energía eléctrica para Argentina:

- **Bajo volumen de transacciones.** Comparado con el la producción nacional el volumen de energía transado por Argentina con otros países es relativamente bajo, a pesar de contar con importantes corredores energéticos con otras naciones.
- **Comercio asociado a proyectos binacionales.** “La gran mayoría de los intercambios internacionales son transacciones ocasionales, asociadas a los proyectos de generación binacionales: C.H.¹⁰⁴ Salto Grande con Uruguay y C.H. Yacyretá con Paraguay. La excepción es la interconexión de Argentina a Brasil y que le permite a la Argentina exportar hasta 2,000 MW, pero, por restricciones en el transporte, la capacidad de importar estuvo limitada, hasta el año 2005, en 500 MW”¹⁰⁵.

6.2.2 Índice de apertura del sector eléctrico

En el mercado eléctrico argentino se considera este índice como una medida de la evolución de las transacciones internacionales con respecto a la producción nacional de energía eléctrica. Se define como el cociente entre la suma de las importaciones y exportaciones con respecto a la producción doméstica. (Ver **Figura 41**)

¹⁰⁴ C.H = Central Hidroeléctrica

¹⁰⁵ Tomado de Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]



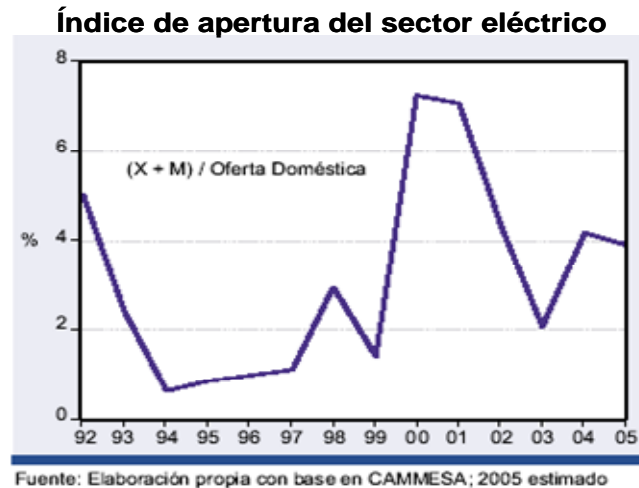
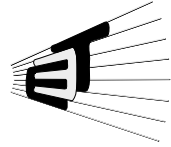


Figura 41. Índice de apertura del sector eléctrico (excluidas las compras a EB Yacretá)
FUENTE: Tomado de Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

El índice supera el 5% únicamente para dos años (2000-2001), lo cual indica que el mayor volumen de transacciones internacionales se dio en este periodo.

6.2.3 Índice de indisponibilidad térmica (IIT)

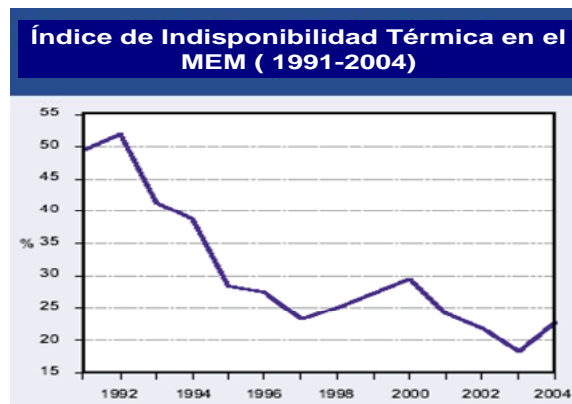


Figura 42. Índice de Indisponibilidad Térmica (IIT)

El Índice de Indisponibilidad Térmica (IIT), es una medida de la confiabilidad del sistema de generación térmica existente, pues relaciona la disponibilidad de estas plantas para suministrar energía al sistema. Históricamente el IIT pasó de un nivel superior del 50% en 1992 a menos de 25% en 2004, lo cual indica una notable mejora en la disponibilidad de las unidades térmicas generadoras (ver Figura 42) para este periodo. No obstante la dependencia del de gas natural y los problemas de transmisión, sumado a la indisponibilidad térmica propia han hecho que se aumente considerablemente el valor del IIT. (Ver Figura 43)



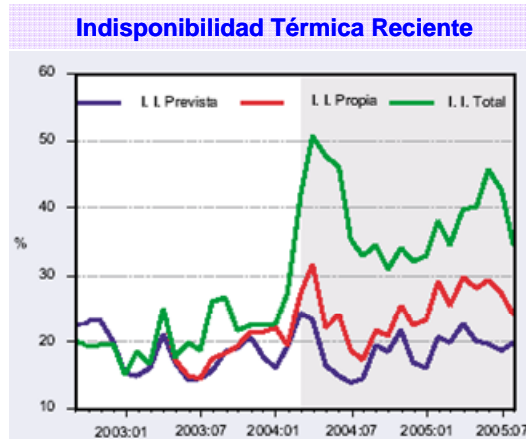


Figura 43. Indisponibilidad térmica reciente

FUENTE: Tomado de Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

6.2.4 Índice de HERFINDAHL - HIRSCHMANN (IHH)¹⁰⁶

El IHH, en si mismo, es útil para medir el nivel de concentración de un mercado en particular, definido como mercado relevante¹⁰⁷. El análisis de concentración se efectúa por grupo económico agrupando a todas las unidades de negocio que tienen un mismo socio mayoritario o controlante y además, se realiza el seguimiento de la participación de un mismo grupo económico en las distintas empresas de cada segmento del mercado.

6.2.5 Concentración en generación

A finales del 2004 el mercado argentino contaba con 40 unidades de negocio, las cuales formaban parte de 20 grupos económicos, pertenecientes al sector privado y estatal nacional o provincial.

PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES GRUPOS ECONÓMICOS AÑO 2004							
EN TÉRMINOS DE MW (POTENCIA INSTALADA EN EL MEM)			POR UNIDAD DE NEGOCIO		POR GRUPO ECONÓMICO		
GRUPO ECONÓMICO	GENERADOR	TOTAL MW	PART	HHI	MW	PART	HHI
NACIONAL	E.B YACYRETA NUCLEOLECTICA	1710	7,5%	0,00568	3660	16,1%	0,02600
	ARGENTINA SA	1005	4,4%	0,00196			
	C.T.M SALTO GRANDE	945	4,2%	0,00173			
	EPEC (incluye C.H. RIO)	1150	5,1%	0,00257	1444	6,4%	0,00405

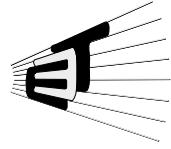
$$^{106} IHH = \sum_{i=1}^n s_i^2 \text{ Donde } s_i \text{ es la participación de mercado de cada grupo económico en la capacidad nominal del}$$

segmento donde se encuentra. Para el caso argentino los valores del IHH cercanos a 1 indican una fuerte concentración económica – siendo 1 el caso del monopolio puro. Para más detalles, ver ENRE (2004) Informe Anual 2004, Capítulo 10.

[30] Es importante destacar, no obstante, que debido al carácter de monopolio local que tienen las empresas del segmento de transporte y distribución, dicho indicador sirve simplemente para comparar el antes y el después de cada operación”. Basado en: Informe del ENRE 2004 Capítulo 10.

¹⁰⁷ El ente encargado de realizar este tipo de análisis es el ENRE

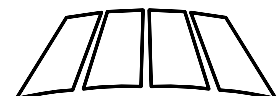




PROVINCIALES	GRANDE)						
	GECOR	294	1,3%	0,00017			
	ESEBA	413	1,8%	0,00033	413	1,8%	0,00033
	CASA DE PIEDRA	60	0,3%	0,00001	60	0,3%	0,00001
ENDESA (España)	C.COSTANERA(incluye CT Buenos Aires)	2304	10,2%	0,01030			
	H. CHOCON	1320	5,8%	0,00338	4494	19,8%	0,03190
	C.T.DOCK SUD	870	3,8%	0,00146			
TOTALFINAELF (Francia)	C. PUERTO	2152	9,5%	0,00899	3552	15,7%	0,02449
	H.P. DEL AGUILA	1400	6,2%	0,00381			
AES (EE.UU)	H. ALICURA	1000	4,4%	0,00194			
	AES PARANA	845	3,7%	0,00138			
	C.T. SAN NICOLAS H. RIO JURAMENTO (incluye HT S.JUAN)	650	2,9%	0,00082			
	C.DIQUE	183	0,8%	0,00007	2778	12,2%	0,01498
	AES CARACOLES	55	0,2%	0,00001			
PLUSPETROLAES (EE.UU)	PLUSPETROL ENERGY (C.T. SS.M TUCUMAN)	828	3,6%	0,00133	1060	4,7%	0,00218
	PLUSPETROL S.A (NORTESAVE FENIX)	232	1,0%	0,00010			
PETROBRAS (BRASIL)	GENELBA	674	3,0%	0,00089	936	4,1%	0,00170
	H.P.P.LEUFU	262	1,2%	0,00013			
OTROS GRUPOS		4299	18,9%	0,00350	4299	18,9%	0,01177
TOTALES		22696	100%	0,05055	22696	100%	0,11740

PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES GRUPOS ECONÓMICOS AÑO 2004

EN TÉRMINOS DE MWh (ENERGÍA DESPACHADA EN EL MEM)			POR UNIDAD DE NEGOCIO		POR GRUPO ECONÓMICO		
GRUPO ECONÓMICO	GENERADOR	TOTAL MWh	PART	HHI	MW	PAR T	HHI
NACIONAL	E.B YACYRETA	11785192	13,8%	0,01918			
	NUCLEOLECTICA ARGENTINA SA	7312849	8,6%	0,00738	23789209	30,5 %	0,09298
	C.T.M SALTO GRANDE	2802048	3,3%	0,00108			
PROVINCIALES	EPEC (incluye C.H. RIO GRANDE)	1073333	1,3%	0,00016	1926766	2,5%	0,00061
	GECOR	707000	0,8%	0,00007			
	ESEBA	221180	0,3%	0,00001	331110	0,4%	0,00002
	CASA DE PIEDRA	529277	0,6%	0,00004	311942	0,4%	0,00016
ENDESA (España)	C.COSTANERA(incluye CT Buenos Aires)	3432897	4,0%	0,00163			
	H. CHOCON	7857029	9,2%	0,00852	11206242	14,4 %	0,02063
	C.T.DOCK SUD	4593278	5,4%	0,00291			
TOTALFINAELF (Francia)	H.P. DEL AGUILA	5523051	6,5%	0,00421	9951719	12,8 %	0,01627
	C. PUERTO	7177677	8,5%	0,00711			



AES (EE.UU)	H. ALICURA	2382177	2,8%	0,00078	6449804	8,267	0,00683
	AES PARANA	3771053	4,4%	0,00196			
	C.T. SAN NICOLAS	963972	1,1%	0,00013			
	H. RIO JURAMENTO (incluye HT S.JUAN)	419489	0,5%	0,00002			
	C.DIQUE	28024	0,03%	0,0000001			
	AES CARACOLES	163903	0,2%	0,000004			
PLUSPETROLAES (EE.UU)	PLUSPETROL ENERGY (C.T. SS.M TUCUMAN)	4500714	5,3%	0,00280	4175595	6,0%	0,00365
	PLUSPETROL S.A (NORTESAVE FENIX)	44506	0,1%	0,0000003			
PETROBRAS (BRASIL)	GENELBA	4550484	5,3%	0,00259	5399734	5,8%	0,00342
	H.P.P.LEUFU	1137920	1,3%	0,00018			
OTROS GRUPOS		14126255	16,6%	0,00477	21561187		
TOTALES		85103308	100%	0,06555	85103308		

Tabla 20. Participación de mercado de los principales grupos económicos

FUENTE: Autores del proyecto, basado en informe del ENRE 2004 [30]

El sector estatal y provincial a finales del 2004 (compuesto por 7 unidades de negocio y que forman parte de 4 grupos económicos) alcanzó un 24.57% de capacidad nominal de generación y 28.71% de la cantidad de energía despachada. Se destaca que las empresas de jurisdicción nacional, Yacyreta y Salto Grande, de carácter binacional y Nucleoeléctrica Argentina, constituyeron el segundo grupo de mayor peso de potencia instalada con aproximadamente el 16% y fueron el grupo más importante en términos de energía despachada con el 26% de la producción nacional (ver Tabla 20).

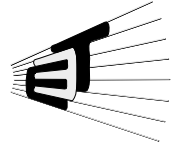
El sector privado por su parte a finales del 2004 – constituido por 33 unidades de negocio y 16 grupos económicos – contaba con una participación en potencia instalada del 75.43% y un 71.29% en términos de energía despachada. En este sector se destacan ENDESA, de España, TOTALFINA-ELF, de Francia, y AES, de EEUU, que conjuntamente concentran casi el 48% de la potencia instalada y casi el 43% de la energía despachada (ver Tabla 20).

ENDESA, el principal grupo privado, integrado por Central Costanera S.A. (que incluye a Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A.), Hidroeléctrica El Chocón S.A. y Central Dock Sud S.A. contaba en el 2004 con una participación en potencia instalada del 19.8% y un 18.7% en términos de energía despachada (ver Tabla 20).

De acuerdo con los cálculos realizados por el ENRE para el 2004, el Índice de Herfindahl Hirschmann (IHH) para **potencia instalada** alcanzó el 5,06% por unidad de negocio, y el 11,74% por grupo económico. En relación a la **energía despachada** el Índice de Herfindahl Hirschmann (IHH) alcanzó el 6,56% por unidad de negocio, y el 14.4% por grupo económico (ver Tabla 20).

Es importante señalar que, de acuerdo con los valores indicativos que utiliza el Departamento de Justicia y la Comisión de Comercio de los Estados Unidos de América para aceptar u objetar fusiones y adquisiciones y calificar la concentración de los mercados (ver Tabla 21), tanto para





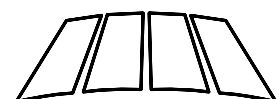
potencia instalada como para energía despachada el IHH se encuentra en por debajo del 10% en lo relacionado con las unidades de negocio e inferior al 18% para los grupos económicos.

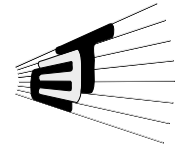
Nivel de concentración Aumento de IHH	Bajo (inferior a 10%)	Moderado (entre 10% y 18%)	Alto (Superior a 18%)
Inferior a 0,5%	Aceptar	Aceptar	Aceptar
Entre 0,5% y 1%	Aceptar	Aceptar	Objetar
Superior a 1%	Aceptar	Objetar	Objetar

Tabla 21. Valores para medir la concentración de mercados

FUENTE: Tomado informe del ENRE 2004 [30]

Lo anterior indica que en materia de concentración el mercado eléctrico argentino se encuentra en un nivel bajo en lo concerniente a las unidades de negocio y en un nivel medio respecto a los grupos económicos.





7. PARALELO ENTRE INDICADORES DE ARGENTINA, COLOMBIA Y ECUADOR

7.1 PIB POR AÑO SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA

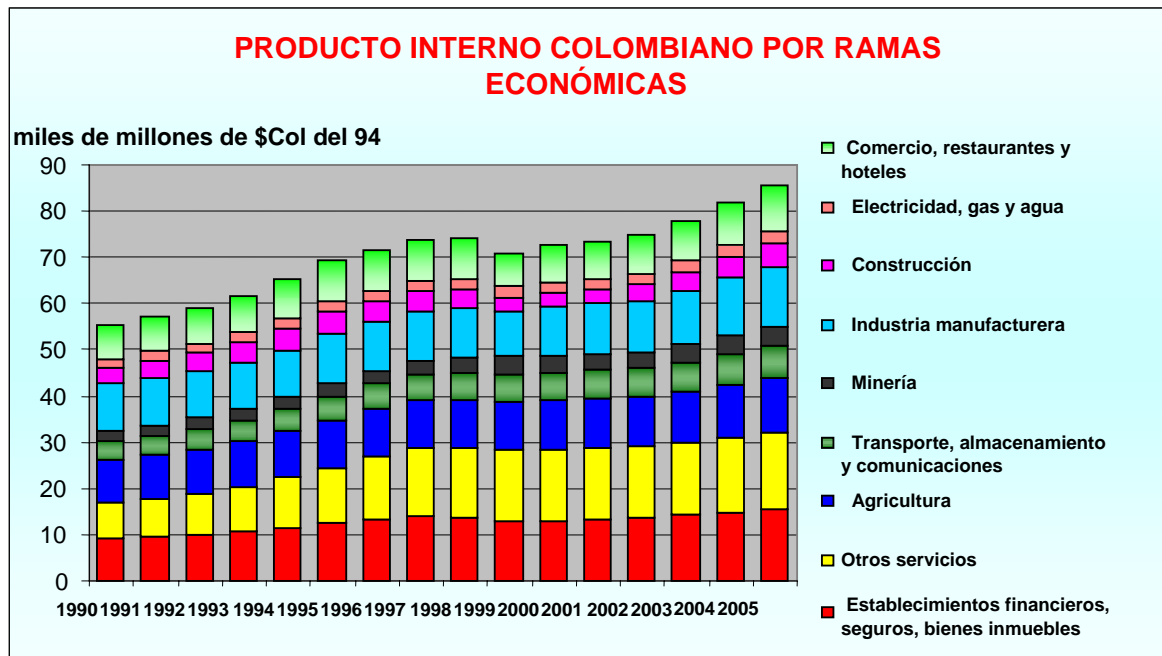


Figura 44. Evolución en Colombia del PIB por actividad económica

FUENTE: elaboración propia¹⁰⁸

Para Colombia, como se aprecia en la figura anterior, el comportamiento del producto interno bruto ha presentado una tendencia creciente con excepción del año 1999 debido a la crisis económica que se vivió en el país en ese año en particular. En contraste para el caso argentino¹⁰⁹ el comportamiento del PIB presentó un periodo de crecimiento inicial hasta el año 1998, luego decae hasta el 2002 e inicia un periodo de recuperación, como se aprecia en la siguiente figura.

¹⁰⁸ Basado en información estadística de: www.eclac.cl/de/noticias/paginas/6/26726/Colombia.xls

¹⁰⁹ Se debe destacar que para el caso argentino se cuenta con la siguiente clasificación de las ramas económicas: **Bienes:** Agricultura, caza, silvicultura y pesca, Minería, Industria manufacturera, Construcción. **Servicios Básicos:** Electricidad, gas y agua, Transporte, almacenamiento y comunicaciones. **Otros Servicios:** Comercio, restaurantes y hoteles, Establecimientos financieros, seguros, bienes, inmuebles y servicios prestados a las empresas.



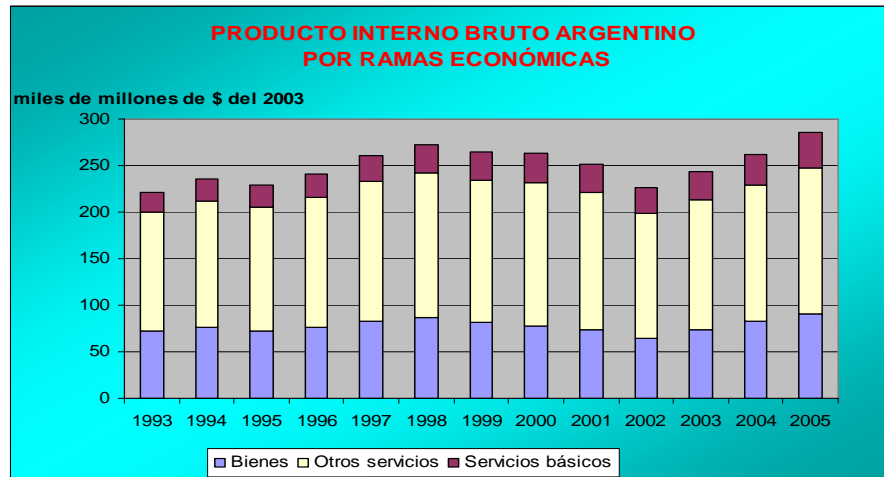
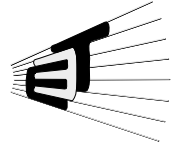


Figura 45. Evolución en Argentina del PIB por actividad económica

Para el mercado eléctrico ecuatoriano se da un comportamiento similar ya que ante un decrecimiento en el PIB se visualiza una declinación en el crecimiento de la demanda de energía (ver Figura 38).

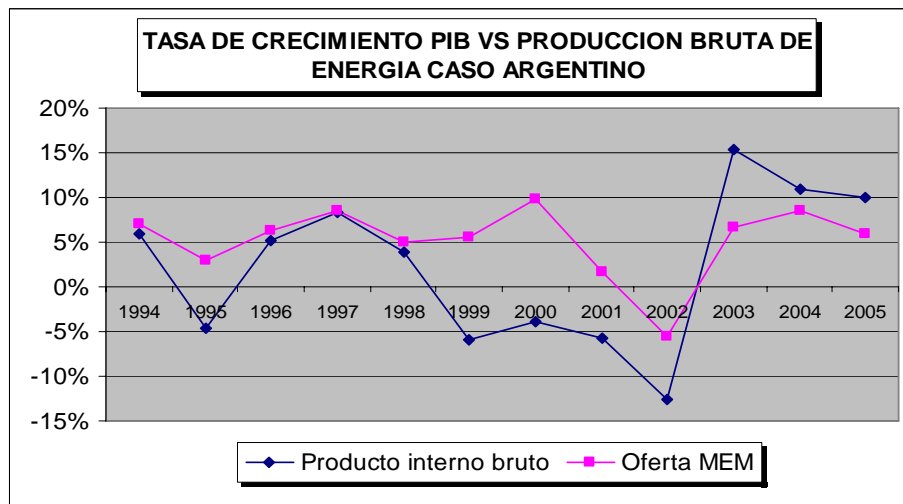
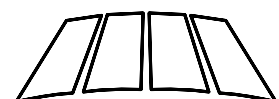


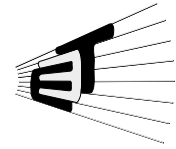
Figura 46. Tasa de crecimiento PIB vs. Producción de Energía

FUENTE: elaboración propia¹¹⁰

Al comparar las tasas del crecimiento del PIB y la oferta se identifica una semejanza positiva entre el comportamiento del PIB total del país respecto a la oferta de energía eléctrica total, ratificado por el coeficiente de correlación que fue de 0.6604. Se evidencia también un comportamiento

¹¹⁰ Basado en información estadística de: <http://www.eclac.cl/de/noticias/paginas/6/26726/Argentina.xls>





netamente decreciente en el periodo de crisis que vivió el país a principios de la década del 2000 (ver [Figura 46](#)).

7.2 DEMANDA DE ELECTRICIDAD Y EL PRODUCTO INTERNO BRUTO

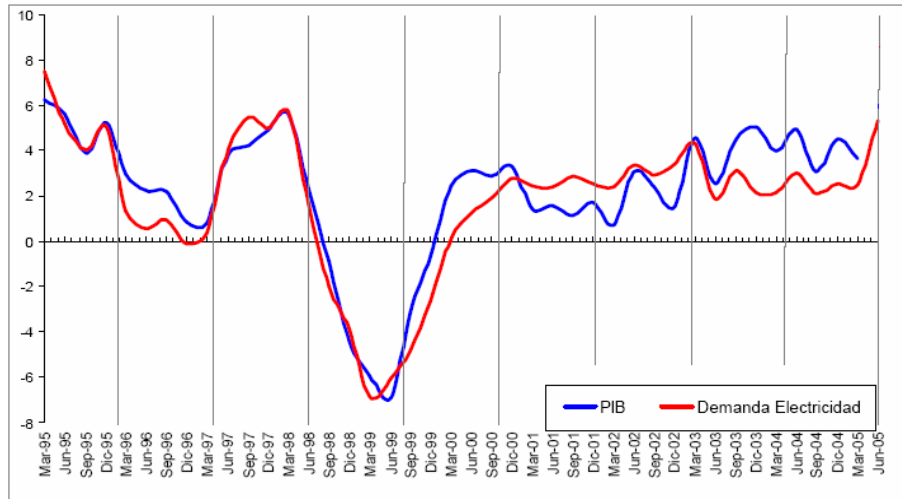
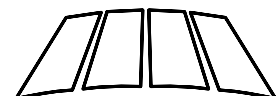
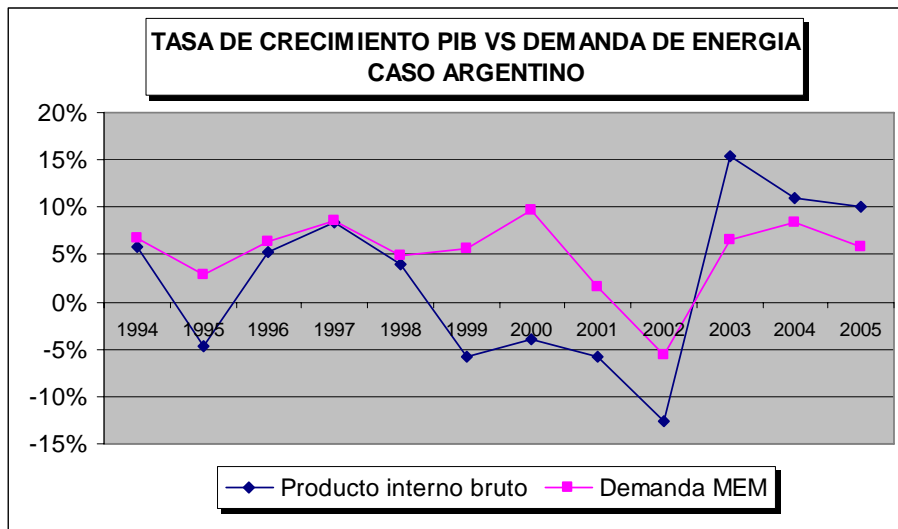


Figura 47. Relación entre la Demanda de Electricidad y el PIB en Colombia

Fuente: ISA

Con relación al consumo, si se analiza la demanda de energía eléctrica en Colombia con el PIB se observa que hay una correlación entre el crecimiento económico y la demanda de electricidad, esto se ve reflejado en la [Figura 47](#); dicho comportamiento se evidencia también en Argentina; en donde el PIB y la demanda de energía guardan una correlación de 0.658.



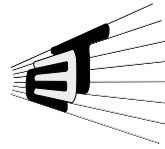


Figura 48. Crecimiento PIB vs. Demanda de Energía en Argentina¹¹¹

La tasa de crecimiento del PIB vs la Demanda de Energía en Ecuador muestran una gran similitud (ver Figura 38) presentándose una correlación positiva fuerte entre ellas del orden de 0,79.

7.3 DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA PARA HOGARES EN EL PAÍS

Niveles de electrificación - Año 2005							
- Niveles en población y viviendas - Suministradores de Servicio Público - Cantidades en miles							
País	Población	Clientes Servidos	Poblac. Servida	% Poblac. electrif.	Viviendas totales	Viviendas electrif.	% Viviendas electrif.
	Total						
Argentina ⁽¹⁾	38.592	12.400	37.000	95,9	10.692	10.125	94,7
Colombia ⁽²⁾	46.039	8.552	42.862	93,1	9.492	8.628	90,9
Ecuador	13.215	3.079	11.735	88,8	3.960	3.410	86,1

⁽¹⁾ Datos de viviendas del 2004

⁽²⁾ Datos del 2004

Tabla 22. Niveles de electrificación (cantidades en miles)¹¹²

En la tabla anterior se puede apreciar que en Argentina y Colombia se tiene un alto porcentaje de electrificación en los hogares (superior al 90%) estos porcentajes son una muestra del interés por parte del gobierno y las empresas del sector para llegar a todos los usuarios que requieren del servicio. El porcentaje de electrificación en Ecuador es menor, debido a la privatización que se viene dando en el sector estos porcentajes se vieron estancados, el estado ecuatoriano en septiembre de 2006 toma medidas al respecto comprometiéndose a incrementar la cobertura del servicio, en particular en el sector rural.

7.4 ENERGÍA ELÉCTRICA CONSUMIDA SEGÚN SECTORES

Existe una diferencia considerable entre los mercados eléctricos de Colombia, Ecuador y Argentina, estas diferencias reflejan a su vez el grado de industrialización, calidad de vida y riqueza de un país entre muchas otras cosas. Se aprecia como en Argentina se tiene un mayor consumo en el sector industrial mientras que en Colombia y Ecuador prima el de tipo residencial. (Ver Figura 49)

¹¹¹ Basado en información estadística de: <http://www.eclac.cl/de/noticias/paginas/6/26726/Argentina.xls>

¹¹² Basado en información del CIER Comisión de Integración Energética Regional. Ver página Web www.cier.org.uy Argentina-datos eléctricos



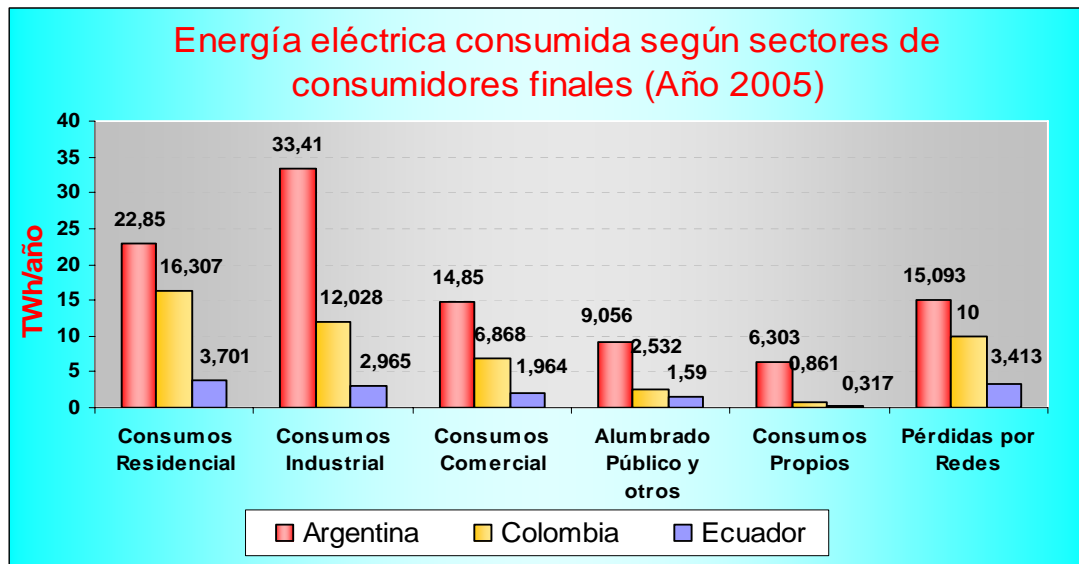
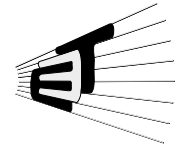


Figura 49 Energía eléctrica consumida según sector¹¹³

Las pérdidas de energía eléctrica representan una de las mayores dificultades en el sector eléctrico con miras a alcanzar parámetros de eficiencia aceptables internacionalmente, en latino América el porcentaje de pérdidas es muy elevado no estando exento de esto Colombia, Ecuador y Argentina. Los porcentajes de estas pérdidas si se les compara con el total facturado serian del 26.5%, 33.39% y 18.82% respectivamente, cave anotar que en esta facturación no esta incluido las exportaciones que en el caso de Colombia representan una disminución significativa en dichas pérdidas (ver Tabla 23)

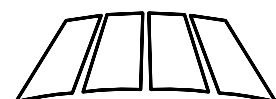
Energía eléctrica consumida según sectores de consumidores finales (Año 2005)							
Suministradores de Servicio Público - Cantidades en GWh/año							
País	Consumos Residencial	Consumos Industrial	Consumos Comercial	Alumbrado Público y otros	Total Facturado	Consumos Propios	Pérdidas por Redes
Argentina	22850	33410	14850	9056	80166	6303	15093
Colombia	16307	12028	6868	2532	37735	861	10000
Ecuador	3701	2965	1964	1590	10220	317	3413

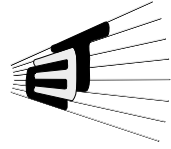
Tabla 23. Energía eléctrica consumida según sector

7.5 ÍNDICE DE HERFINDAHL - HIRSCHMANN (HHI)

La Figura 50 presenta el comportamiento del HHI para el sector de generación eléctrica en Colombia, en ella se aprecia una tendencia descendente que no supera el valor para el cual se puede considerar un mercado altamente concentrado (1800), por tanto se concluye que en cuanto a capacidad instalada en las centrales de generación no se evidencia una concentración de mercado.

¹¹³Basado en información del CIER: Comisión de Integración Energética Regional. Ver página Web www.cier.org.uy Argentina-datos eléctricos





“En Colombia, la generación tiene una concentración que no supera el 25%, sin embargo, el 60% de la capacidad es de propiedad de cuatro agentes”¹¹⁴. Estos agentes son: BETANIA, CHIVOR, EMGUESA, EPSA, EPM e ISAGEN.

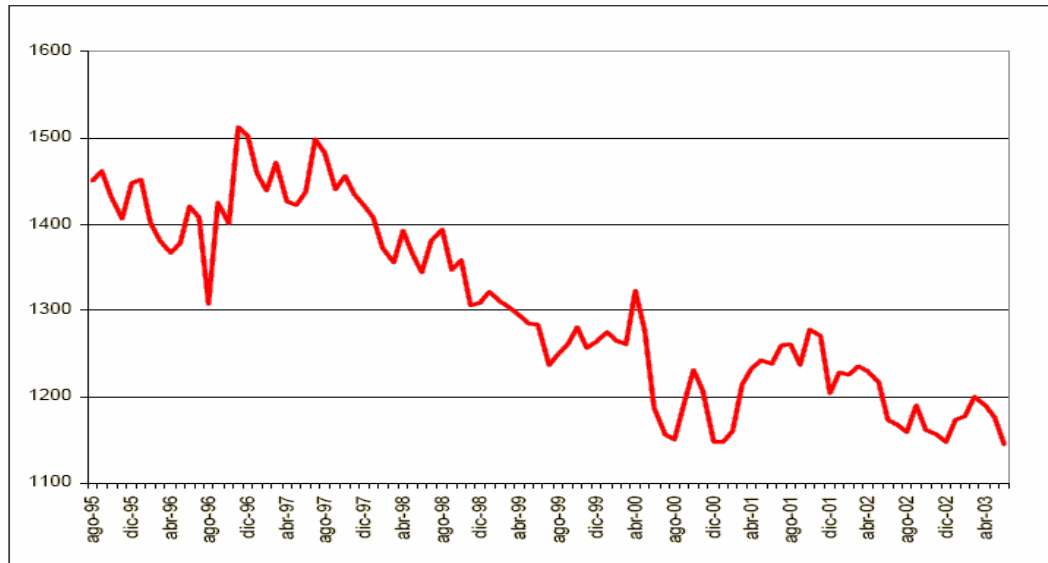


Figura 50. Colombia, evolución anual del HHI

Fuente URL: http://www.upme.gov.co/Docs/Vision_Mercado_Electrico_Colombiano.pdf

En el caso ecuatoriano la concentración de la participación en el HHI por empresa generadora tomadas estas participaciones mensualmente en el año 2005, reflejan una clara concentración en generación, con una gran participación en el mercado de la empresa HIDROPAUTE, el índice HHI supera en 8 meses del año los 2000 puntos denotando una concentración excesiva. (ver figura 34)

En relación a la **energía despachada** el Índice de Herfindahl Hirschmann (HHI) alcanzó el 6,56% por unidad de negocio, y el 14.4% por grupo económico para el mercado argentino, (según cálculos del ENRE para el 2004), lo cual indica que en cuanto a la generación se da un mayor nivel de competencia en este mercado en comparación al colombiano.

7.6 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A diferencia de los mercados de Colombia y Ecuador, para el caso argentino se aprecia un aumento mucho mayor en la demanda de energía eléctrica como se aprecia en la siguiente tabla.

¹¹⁴ Fuente Una visión del mercado eléctrico colombiano, UPME. [31]



País	Argentina		Colombia		Ecuador ¹¹⁵	
Año	Demanda GWh	Variación Argentina	Demanda GWh	Variación Colombia	Demanda GWh	Variación Ecuador
1995	56.938	2,8%	41.774	5,40%	6.411	5,44%
1996	60.554	6,4%	42.300	1,26%	7.072	10,31%
1997	65.758	8,6%	43.633	3,15%	7.816	10,54%
1998	68.984	4,9%	43.734	0,23%	8.215	5,17%
1999	72.871	5,6%	41.503	-5,10%	7.756	-5,59%
2000	79.977	9,8%	42.240	1,78%	7.878	1,57%
2001	81.306	1,7%	43.206	2,29%	7.965	1,11%
2002	76.761	-5,6%	44.511	3,02%	8.140	2,19%
2003	81.798	6,6%	45.771	2,83%	8.521	4,69%

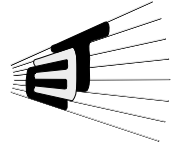
Tabla 24. Comparación Demanda de energía mercado argentino y colombiano

Fuente: elaboración propia basado en información CAMMESA, UPME, CENACE

La variación en la demanda de energía en países vecinos como lo son Colombia y Ecuador tiene una marcada similitud, después de 2003 cuando las exportaciones de energía proveniente de Colombia se incrementaron notablemente esta tendencia se fortaleció aun más, no obstante que se presentan condiciones hidrológicas suplementarias al analizarse estas variaciones por años no es posible observar esas diferencia. Este aumento en la demanda de energía es un reflejo del crecimiento de otros sectores, como son la industria y el sector comercial, que son en gran medida los que jalonan la economía interna de cada país.

¹¹⁵ Los datos de demanda corresponden a la energía facturada a los usuarios finales.





CONCLUSIONES

Los grandes volúmenes de información con la que se cuenta en los diferentes ámbitos de los mercados de energía eléctrica, hacen que su búsqueda, depuración y análisis conlleven a grandes esfuerzos por parte de los analistas de estos tipos de mercados, quienes se ven en la necesidad de recolectar esta información de forma rápida y eficaz. Con la aplicación de la metodología descrita en el presente proyecto se establece una manera concreta y detallada para identificar las fuentes de información más relevantes en determinado mercado facilitando así el trabajo del investigador.

La valoración de los documentos mediante la metodología MCGM da prioridad a los contenidos relacionados con datos de tipo estadístico, que conllevan a la identificación de variables e indicadores más relevantes, sin embargo para adentrarse en este tipo de análisis se requiere en primera instancia conocer las características generales del mercado identificando tanto a los agentes del mercado y sus relaciones entre sí, como la legislaciones vigentes. Esto se logra mediante el análisis de las páginas pertenecientes a los agentes del mercado (generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores, administradores y entes reguladores).

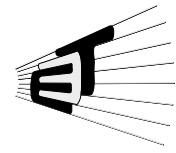
Para acceder de forma rápida a las páginas relacionadas con el mercado y los agentes del mismo, es indispensable visualizar los diferentes links de interés con los que cuentan las páginas seleccionadas mediante la aplicación de la metodología

En Ecuador la transformación del sector eléctrico se presenta como una necesidad del estado de desligarse de la carga monetaria que implica la inversión en el sector. No siendo del todo posible esto debido a la imposibilidad económica que representan ciertas inversiones que no son atractivas para el sector privado como es el caso de la inversión en aumento de la cobertura en el área rural y la compra de empresas con tecnologías obsoletas.

Son varios los factores que afectan gravemente el sector eléctrico de Ecuador, y los estaría llevando prácticamente al colapso del mismo. Entre los más importantes se mencionan dos: la falta de inversión, sobretodo públicas, para incrementar la capacidad instalada que el crecimiento de la demanda así lo requiere, y el manejo político del sector reflejado en la aplicación de por debajo de su costo real, la contratación de un excesivo número de empleados para su operación (lo cual va en contra a lo establecido para economías de uso intensivo de capital en el cual se emplea pocas personas en relación a la inversión), sobretodo en las empresas de distribución, y la ineficiencia en las recaudaciones de las tarifas registrado en el alto porcentaje de pérdidas de energía (o también denominadas pérdidas negras).

Es responsabilidad del estado aplicar mecanismos que conlleven a una mayor eficiencia en el sector eléctrico. La privatización se está llevando de forma lenta, el estado pretendía incentivar a la inversión en un sector muy descuidado y en declive inminente debido a su ineficiencia y excesivas pérdidas. Para hacer frente a esta problemática el estado reconoció el déficit tarifario efectuado en el periodo de 1999 a 2006, esto implica una inversión grande para pagar la deuda contraída entre





empresas distribuidoras y empresas generadoras debido a un error en los cálculos hechos por el CONELEC y que el estado debe asumir.

Uno de los principales problemas que aquejan al sector eléctrico de Ecuador son las excesivas pérdidas en distribución cercanas a un 24% anual, más de la mitad de estas pérdidas corresponden a pérdidas no técnicas. En sep de 2006 el gobierno tipificó como delito el hurto, manipulación de equipo de medida y conexiones ilegales. Dando un paso importante con miras a disminuir este flagelo. En cierta medida esto representa una oportunidad de negocio para compañías dedicadas a la seguridad privada logrando un porcentaje de remuneración al disminuir las pérdidas de energía por este concepto. En 2005 las pérdidas en distribución fueron de 2.946.889 MWh más del 23% de la energía puesta a disposición de los distribuidores, de esta energía 1.665.632,9 MWh pueden ser recuperadas para entrar en el 10% de pérdidas máximas en distribución estipulado por el OLADE. Si esta energía se vende al precio medio de **8,00 USD¢/kWh**. Estaríamos hablando de unos 133.2 millones de dólares, cifra no despreciable.

En la gran mayoría de los países, el sector eléctrico se constituye en un motor de desarrollo para sus economías. En el Ecuador, por el contrario, el sector se está convirtiendo en un freno para el normal desenvolvimiento de las actividades productivas, debido a los continuos anuncios de posibles racionamientos de sus servicios y por la carga que constituye para la economía misma los elevados subsidios que se requieren para su funcionamiento.

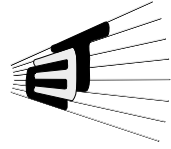
En el mercado ecuatoriano existe un desfase entre el crecimiento de la demanda y el de la oferta de energía eléctrica, en los últimos diez años, mientras la demanda, medida a través del valor de la energía disponible, creció en 4,4% promedio anual, la capacidad instalada (oferta) lo hizo en apenas 3,2% promedio anual. Esto podría traer como consecuencia el riesgo de posibles racionamientos en el futuro, a menos que se fomente el ingreso de nuevas inversiones en el sector.

Otra de las consecuencias de este desfase ha sido el que cada vez más el abastecimiento de energía depende en mayor medida de las interconexiones internacionales (especialmente con Colombia). A pesar de que, si bien la energía comprada al vecino del norte es más barata a la generada localmente, esta situación afecta la balanza comercial ecuatoriana. Estas transacciones se llevan a cabo realizando un pago semanal por anticipado lo cual resulta muy conveniente para el exportador gracias a esta garantía.

Las transacciones spot internacionales (Colombia-Ecuador) serían un mecanismo excelente para realizar un intercambio comercial de forma más eficiente en la asignación de los recursos energéticos (complementariedades hidrológicas), aunque este mecanismo todavía no ha sido implementado por la complejidad que representa para la unificación de los mercados spot de ambos países.

La facultad que tiene el poder ejecutivo para intervenir en un sector de la economía, mediante la promulgación de leyes o normativas determina el éxito o fracaso de un determinado mercado; en la medida que se fomente adecuadamente la inversión en las etapas que lo componen. La correcta





inversión de los recursos provenientes de los impuestos recaudados en el mercado eléctrico son la base para la recuperación del sistema ante una crisis.

A diferencia de otros mercados eléctricos para el caso argentino la demanda de energía eléctrica es suplida en su mayor parte por los generadores que participan en el mercado Spot, esto se debe en parte a la libre competencia que se tiene en la etapa de generación que se refleja en la competitividad de precios respecto al mercado a Término y a la participación de los distribuidores en el mercado estacional.

En el mercado argentino el precio spot es fijado por las centrales térmicas, pues la potencia suministrada por las centrales hidráulicas, sumado al aporte de las centrales nucleares y las importaciones no se encuentra en capacidad de abastecer la demanda de energía. La central que fija el precio del mercado suplente únicamente sus costos operativos sin obtener mayores ganancias por la venta de su energía.

El exceso de oferta de energía eléctrica es una de las causas principales en el decremento de las inversiones en el parque generador de un país como Argentina ya que el precio de la energía disminuye al igual que la rentabilidad de las generadoras que participan en el mercado, convirtiéndose en un campo poco atractivo para nuevos inversionistas. Ante esta deficiencia el Estado es el encargado de promulgar y facilitar la participación del sector privado en esta etapa productiva, mediante la aplicación mecanismos normativos que brinden beneficios para los nuevos agentes del mercado.

En materia de concentración el mercado eléctrico argentino se encuentra en un nivel bajo en lo concerniente a las unidades de negocio y en un nivel medio respecto a los grupos económicos, pues el índice HHI oscila en los 5,06% y el 11,74% respectivamente. Lo cual refleja la competencia abierta que se tiene en los diferentes sectores gracias a la estructura reglamentaria claramente definida con la que cuenta el país en términos de energía eléctrica.

Unas bases sólidas en el marco regulatorio, donde se establezcan lineamientos claros para los participantes, es un foco para el desarrollo del sector económico al cual se aplique. Es así como ante la presencia de una crisis la rápida acción del poder ejecutivo puede ser la diferencia entre el éxito o el fracaso de la recuperación de cualquier sector de la economía.

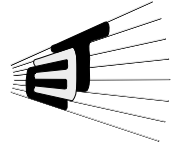
Se destacan las restricciones del sistema de transmisión de energía eléctrica en Argentina lo cual se ve reflejado en condicionamientos para los flujos de potencia entre las diferentes regiones que lo conforman; la solución a este problema se encuentra condicionado a la aplicación de las diferentes ampliaciones estipuladas por el estado, donde se pretende conformar un sistema en anillo, aumentando la confiabilidad del sistema y abriendo posibilidades laborales para las empresas que se dedican a la construcción de redes y centrales eléctricas, la reconfiguración de sistemas de protecciones y el control automático de sistemas eléctricos.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] NEIRA, Eric y RAMOS, Edgar (Junio de 2003), Diagnostico del Sector Eléctrico Ecuatoriano. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: www.bce.fin.ec>.
- [2] Corporación Andina de Fomento (CAF) (Enero de 2007), Ecuador Análisis del Sector Eléctrico. Available from Internet: <URL: <http://www.caf.com>>.
- [3] VILLASANTE Jorge (Noviembre de 2001), EL MERCADO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ECUADOR. [Online]. [España]. Available from Internet: <URL: <http://www.icex.es>>.
- [4] CONELEC (Octubre de 2006), Plan Nacional de Electrificación 2006-2015. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.conelec.gov.ec>>.
- [5] INEC (2001), Censo de Población y Vivienda. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.inec.gov.ec>>.
- [6] TARDÍO A Marcelo, IEEE 2006, EL MERCADO DE ELÉCTRICIDAD. Available from Internet: <URL: <http://www.ewh.ieee.org>>.
- [7] FERNÁNDEZ PÉREZ José Carlos (Septiembre de 2002), Análisis y Evaluación de Mercados Eléctricos Liberalizados a Escala Internacional, Numeral 4.1.1.2. [Online]. [España]. Available from Internet: <URL: <http://www.iit.upcomillas.es>>.
- [8] (CENACE) (23 de Agosto de 2004), Soluciones a la Problemática del Sector Eléctrico Ecuatoriano. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.cenace.org.ec>>.
- [9] Decreto Ejecutivo No. 2713 (7 Junio de 2002), CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS, SECCIÓN II Art. 8,9 y 10. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.conelec.gov.ec>>.
- [10] CONELEC (Marzo de 2004), Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.conelec.gov.ec>>.
- [11] REGULACIÓN No. CONELEC-006/00, Procedimiento de Despacho y Operación. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.conelec.gov.ec>>.
- [12] CONELEC (2006), Estadística 2005. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.conelec.gov.ec>>.
- [13] PICAVAL (Diciembre de 2005), Análisis del Sector Eléctrico. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.picaval.com.ec>>.
- [14] Pepall, Richards y Norman. *Industrial Organization: Contemporary Theory and Practice*. South Western College Publishing. U.S.A, 1.999. [Online]. [Bolivia]. Available from Internet: <URL: <http://www.superhid.gov.bo>>.
- [15] ECUADOR (Octubre de 1996), Ley de Régimen del Sector Eléctrico. [Online]. [Ecuador]. Available from Internet: <URL: <http://www.conelec.gov.ec>>.
- [16] WIKIPEDIA enciclopedia libre <URL: <http://es.wikipedia.org/wiki>>.
- [17] Mercado Eléctrico Argentino. [Online]. [Argentina]. Available from Internet <URL: <http://www.melectrico.com.ar>>.
- [18] Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A. (CAMMESA) [Online]. [Argentina]. Available from Internet: <URL: <http://www.cammesa.com.ar>>.
- [19] Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A. (CAMMESA) PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS; VERSIÓN XX_01/06/2004. Recopilación No Oficial de las Resoluciones Ex-SEE 61/92 y sus modificaciones. Ver página de cammesa-normativa





- [20]Fundación para el desarrollo eléctrico (Fundelec) [Online]. [Argentina]. INFORME SOBRE LA DEMANDA DEL CONSUMO ELÉCTRICO ARGENTINO Octubre de 2003. Available from Internet: <http://www.fundelec.org.ar>
- [21]Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). [Online]. [Argentina]. Available from Internet: <URL: <http://www.enre.gov.ar>>.
- [22]Informe Anual 2003. Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). [Argentina]. Available from Internet: <URL: <http://www.enre.gov.ar> publicaciones, informes anuales, informe 2003>.
- [23]Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos. Informe de Grado de Cumplimiento de los Contratos de Distribución y Transporte de Energía Eléctrica de Jurisdicción Nacional. Abril 2004. [Argentina]. Available from Internet <URL: <http://www.melectrico.com.ar> >. (Descarga página principal 18/04/2006)
- [24]Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A. (CAMMESA) [Online]. [Argentina]. Available from Internet: <URL: <http://www.cammesa.com.ar>>. INFORME ANUAL 2004 (PARCIAL)
- [25]Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (TRANSENER). [Online]. [Argentina]. Available Internet: <URL: <http://www.transener.com.ar>>
- [26]Informe del Sector Eléctrico 2004, SECRETARIA DE ENERGÍA, SUBSECRETARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DIRECCIÓN NACIONAL DE PROSPECTIVA. <URL: <http://www.energia3.mecon.gov.ar>>
- [27]Memoria & Balance 2005, TRANSENER <URL: <http://www.transener.com.ar>>
- [28] ARGENTINA ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO, CAF (Corporación Andina de Fomento), Vicepresidencia de infraestructura- Informes sectoriales de infraestructura-Febrero 2006
- [29]Centro de Productividad y Competitividad del Oriente – CPC Oriente –Universidad Industrial de Santander –UIS-. INFORME PARCIAL NO. 2 “MODELO DE ANÁLISIS DE MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE LA APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA QUE INVOLUCRA INTELIGENCIA COMPETITIVA Y AGENTES INTELIGENTES”. Julio 2006
- [30]Informe Anual 2004. Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). [Argentina]. Available from Internet: <URL: <http://www.enre.gov.ar> publicaciones, informes anuales, informe 2004>.
- [31]Una visión del mercado eléctrico colombiano [online]. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). [Bogotá DC, Colombia]: jul. 2004. Available from Internet<URL:http://www.upme.gov.co/Docs/Vision_Mercado_Electrico_Colombiano.pdf>



Anexo I Tablas de legislación del sector eléctrico en Ecuador y Argentina

LEYES (ECUADOR)

NOMBRE	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Ley de régimen del sector eléctrico.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.	La presente Ley regula las actividades de generación de energía eléctrica y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como también su importación y exportación.	VIGENTE.
Ley para la constitución de gravámenes y derechos tendentes a obras de electrificación.	TRANSMISIÓN.	Requisitos y normas para la construcción de líneas de transmisión y distribución, infracciones y sanciones a sí como lo concerniente a terceros.	VIGENTE.
Ley de modernización del estado, privatizaciones y prestación de servicios públicos por parte de la iniciativa privada.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN.	Establecer los principios y normas generales para regular: La racionalización y eficiencia administrativa, La descentralización, la desconcentración y la simplificación, La prestación de servicios públicos mediante la privatización de su carga estatal en el sector.	VIGENTE.
Ley orgánica de defensa del consumidor.	COMERCIALIZADOR Y CONSUMIDOR.	El objeto de esta ley es normar las relaciones entre proveedores y consumidores, promoviendo el conocimiento y protegiendo los derechos de los consumidores y procurando la equidad y la seguridad jurídica en las relaciones entre las partes.	VIGENTE.

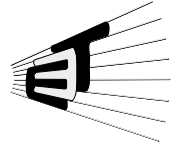
Tabla 25. Leyes vigentes mercado eléctrico Ecuador

FUENTE: Elaboración propia, datos plan nacional de electrificación 2006-2015

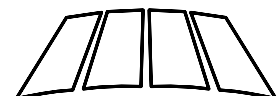
REGLAMENTOS (ECUADOR)

NOMBRE	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Reglamento sustitutivo al reglamento general de la ley de régimen del sector eléctrico.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN.	El presente reglamento tiene como objetivo establecer normas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la actividad de generación y en la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.	VIGENTE.
Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	Reglas y procedimientos generales bajo los cuales el Estado podrá delegar a favor de otros sectores de la economía las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como regular la importación y exportación de energía eléctrica.	Reforma en trámite de este reglamento.
Reglamento para la administración del FERUM.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	Describe funciones y facultades de organismos encargados de la: Planificación, Administración, Coordinación, técnica, Ejecución y Beneficiarios del FERUM.	Reforma en trámite de este reglamento.





REGLAMENTOS (ECUADOR)			
NOMBRE	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Reglamento sustitutivo del reglamento de suministro de electricidad.	DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y CONSUMIDORES.	El presente reglamento contiene las normas generales que deben observarse para la prestación del servicio eléctrico de distribución y comercialización; y, regula las relaciones entre el distribuidor y el consumidor, tanto en los aspectos técnicos como en los comerciales.	VIGENTE.
Reglamento de despacho y operación del sistema nacional interconectado.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN.	Y El presente Reglamento establece las normas para la administración técnica de la operación del Sistema Nacional Interconectado y las obligaciones que deben satisfacer cada uno de los Agentes en el MEM y el Transmisor.	VIGENTE.
Reglamento sobre el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución.	TRANSMISIÓN DISTRIBUCIÓN.	Y Establece las normas para solicitar, otorgar y mantener el libre acceso a la capacidad existente o remanente de los sistemas de transmisión o de distribución, que requirieren los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.	VIGENTE.
Reglamento ambiental para actividades eléctricas.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN DISTRIBUCIÓN.	Y Establece los procedimientos y medidas aplicables al sector eléctrico en el Ecuador, para que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se realicen de manera que se prevengan, controlen, mitiguen y/o compensen los impactos ambientales negativos y se potencien aquellos positivos.	VIGENTE.
Reglamento sobre el control de abusos de posiciones monopólicas en las actividades del sector eléctrico.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y CONSUMIDORES.	Normas para evitar abuso de posiciones monopólicas que: a) Vayan en desmedro de la competencia en la actividad de generación, b) Afecten el libre acceso a la transmisión y distribución; o, c) Afecten los intereses de los consumidores y la colectividad por efecto de la concentración de la distribución.	VIGENTE.
Codificación del reglamento de tarifas.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y CONSUMIDORES.	El presente Reglamento establece las normas y los procedimientos que se emplearán para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución.	VIGENTE.
Reglamento de garantías de pago de los contratos de compraventa de potencia y energía.	GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN.	El Estado Ecuatoriano podrá garantizar el Pago al generador que, cumpliendo con los requisitos que prevé la ley, suscriba contratos de compraventa de potencia y energía con empresas distribuidoras en las que el Estado fuere titular de la mayoría del capital accionario con derecho a voto.	VIGENTE.
Reglamento para las transacciones internacionales de electricidad.	DISTRIBUCIÓN.	El presente reglamento establece las normas para la administración de las transacciones técnicas y comerciales de importación y exportación de electricidad que se produzcan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).	VIGENTE.
Reglamento sustitutivo al reglamento para el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	Y Establece las normas para la administración de las transacciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y del cumplimiento de las disposiciones que para el efecto se establecen en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su reglamento	VIGENTE.

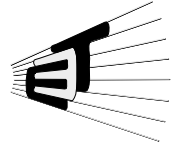


REGLAMENTOS (ECUADOR)			
NOMBRE	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
		general, este reglamento y las regulaciones pertinentes dictadas por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).	

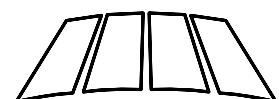
Tabla 26. Reglamentos vigentes mercado eléctrico Ecuador
FUENTE: Elaboración propia, datos plan nacional de electrificación 2006-2015

REGULACIONES (ECUADOR)			
NOMBRE	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Administración transitoria de las transacciones en el sistema nacional interconectado.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.	Regular la administración de las transacciones que se realicen en el Sistema Nacional Interconectado – S.N.I.	VIGENTE.
Reducción anual de pérdidas no técnicas en las empresas de distribución.	DISTRIBUCIÓN.	Las Empresas Eléctricas de Distribución adoptarán todas las medidas necesarias para reducir sus pérdidas no técnicas.	VIGENTE.
Criterios para remunerar a generadores hidroeléctricos durante pruebas y operación experimental.	GENERACIÓN.	Criterios para la remuneración de la energía producida por las unidades de generación hidroeléctrica durante los períodos de prueba y de operación experimental.	VIGENTE.
Criterios para remunerar a generadores termoeléctricos durante pruebas y operación experimental.	GENERACIÓN.	Criterios para la remuneración de la energía producida por las unidades de generación termoeléctrica durante los períodos de prueba y de operación experimental.	VIGENTE.
Administración técnica y operativa del sistema de transmisión.	TRANSMISIÓN.	Establece las normas que deberán ser observadas por los agentes del MEM para conectarse al sistema de transmisión.	Reforma en trámite de esta regulación.
Restricciones e inflexibilidades operativas.	GENERACIÓN.	Determinar y asignar los sobrecostos de generación que se produzcan al efectuar el despacho económico de mediano y corto plazo, observando los índices de calidad de servicio, confiabilidad y seguridad del SNI establecidos en las Regulaciones vigentes.	VIGENTE.
Declaración de costos de arranque – parada de unidades turbo – vapor.	GENERACIÓN.	Establecer el procedimiento para la declaración de los costos de arranque – parada de las unidades turbo – vapor, para ser remuneradas en el caso en que, por condiciones operativas del sistema, se requiera parar estas unidades.	VIGENTE.
Procedimiento de despacho y operación.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.	Los Procedimientos de Despacho y Operación tienen como objetivo proporcionar una base metodológica y normativa, a lo definido por la LRSE y el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.	Reforma en trámite de esta regulación.
Procedimiento del mercado eléctrico mayorista.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.	Proporcionar una base metodológica, normativa, a lo definido por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.	Reforma en trámite de esta regulación.

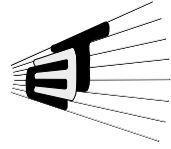




REGULACIONES (ECUADOR)			
NOMBRE	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Índices de gestión para elaboración de pliegos tarifarios.	DISTRIBUCIÓN.	Establecer los índices de gestión que serán aplicados en la elaboración de los pliegos tarifarios.	VIGENTE.
Calidad del servicio eléctrico de distribución.	DISTRIBUCIÓN.	Establece los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.	Reforma en trámite de este reglamento.
Póliza de seguros por daños a terceros.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.	Establecer el procedimiento, a ser aplicado por el concesionario o titular de permiso o licencia, para la contratación de la póliza de seguro que cubra todos los riesgos de daños a terceros durante la construcción, operación y mantenimiento de sus instalaciones.	VIGENTE.
Participación de los autoprodutores con sus excedentes de generación.	GENERACIÓN.	Regular la participación de los Autoprodutores, con sus excedentes de generación.	Reforma en trámite de este reglamento.
Determinación de las aportaciones imputables a nuevos consumidores.	CONSUMIDORES, COMERCIALIZADORES.	Establecer el procedimiento de cálculo para la evaluación del costo – beneficio del suministro y la determinación del valor que, por concepto de aportación, será imputable a nuevos Consumidores.	Reforma en trámite de esta regulación.
Transacciones de potencia reactiva en el MEM.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.	Establecer los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad sobre el Control de Voltaje y Potencia Reactiva, por parte de los agentes del MEM en condiciones normales y en emergencia.	VIGENTE.
Requisitos para la calificación de comercializadores de energía.	COMERCIALIZADOR.	Requisitos para la obtención de la Licencia, que permita la comercialización de potencia y energía eléctricas en el MEM, sea a través de importaciones o exportaciones.	VIGENTE.
Regulación: Aplicación de disposición transitoria 2da. Del reglamento para el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y GRANDES CONSUMIDORES.	Procedimientos para las liquidaciones de los contratos a plazo vigentes durante el período transitorio, así como para aquellos suscritos en forma previa a la emisión de la reforma al Reglamento del MEM.	VIGENTE.
Declaración de costos variables de producción.	GENERACIÓN.	Procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación térmicas, hidráulicas de pasada e hidráulicas con capacidad de regulación inferior a la mensual, para que el CENACE determine el despacho económico de las unidades generadoras.	VIGENTE.
Modelo de planilla para el servicio eléctrico.	DISTRIBUIDOR Y COMERCIALIZADOR.	Establecer las normas a las cuales deben sujetarse las empresas de distribución eléctrica en la emisión de las planillas por el servicio eléctrico que prestan a sus consumidores.	VIGENTE.



REGULACIONES (ECUADOR)			
NOMBRE	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Desarrollo de las transacciones internacionales de electricidad.	TRANSMISIÓN.	Esta Regulación tiene como objetivo establecer los procedimientos que debe cumplir el CENACE para realizar el despacho económico coordinado con los Operadores de los sistemas de los países involucrados, a efectos de decidir una transacción internacional de electricidad de corto plazo. Además esta Regulación establece los procedimientos que el CENACE debe aplicar para realizar la liquidación económica con los Administradores de los mercados de los países involucrados, derivada de una transacción internacional de electricidad, sea importación o exportación.	Reforma en trámite de esta regulación.
Calculo de la potencia remunerable puesta a disposición.	GENERACIÓN.	Asignación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición - PRPD a los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos y de la Reserva Adicional de Potencia y las liquidaciones económicas derivadas de dichas asignaciones.	Reforma en trámite de esta regulación.
Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales.	GENERACIÓN.	La generación eólica, solar, geotérmica y con biogás, debe ser despachada hasta en un 2% de la potencia nacional, recibiendo pagos a precios que incentivan su desarrollo, según la Regulación 004 / 04.	Reforma en trámite de esta regulación.
Operación del sistema nacional interconectado en condiciones de déficit de generación.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.	Establecer los procedimientos para la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación así como el manejo de los racionamientos de servicio eléctrico.	VIGENTE.
Procedimientos para presentar, calificar y priorizar los proyectos del FERUM.	DISTRIBUCIÓN.	Establecer los procedimientos a ser observados por el CONELEC, que permitan calificar y priorizar los proyectos que presentan las empresas distribuidoras para ser financiados con recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano – Marginal, FERUM, con el objeto de asignar los recursos correspondientes a los proyectos calificados y elaborar el programa anual.	Reforma en trámite de esta regulación.
Requisitos para la calificación de grandes consumidores.	CONSUMIDORES.	Establecer los requisitos para ser considerado como Gran Consumidor, y el procedimiento para su calificación ante el Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC-.	VIGENTE.
Calidad del transporte de potencia y del servicio de conexión en el SIN.	TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y CONSUMIDORES.	Establecer los niveles y los procedimientos de evaluación de la calidad del transporte de potencia, y del servicio de transporte y conexión en los sistemas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI).	VIGENTE.
Clasificación de las líneas de transporte de energía eléctrica que requieren estudio de impacto ambiental.	TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.	Establecer una clasificación de las líneas de transporte de energía eléctrica, en función del voltaje y la longitud, para determinar las que requieren Estudios de Impacto Ambiental, EIA.	VIGENTE.



REGULACIONES (ECUADOR)			
NOMBRE	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
Determinación de plazo de los contratos de concesión y permiso para centrales generadoras.	GENERACIÓN.	Establecer los plazos de los contratos de concesión y de los permisos para los proyectos de generación que se implementen en el país.	VIGENTE.
Sistema de medición comercial para los agentes del MEM.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y GRANDES CONSUMIDORES.	Definir los requisitos técnicos y las condiciones de funcionamiento del SISMEC para que el CENACE disponga dentro de los plazos establecidos, de manera segura, oportuna y confiable, de la información necesaria para la liquidación de las transacciones del MEM, como parte de la función de Administración de las transacciones económicas en el MEM.	VIGENTE.
Cargos de conexión al Sistema Nacional de Transmisión.	TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.		Se encuentran en trámite.
Regulación sobre instructivo para reclamos de clientes finales.	CONSUMIDORES, COMERCIALIZADORES.		Se encuentran en trámite.
Regulación sobre transparencia en la información del sector eléctrico.	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.		Se encuentran en trámite.

Tabla 27. REGULACIONES VIGENTES

FUENTE: Elaboración propia, datos plan nacional de electrificación 2005-2015

REGLAMENTACIÓN MERCADO ELÉCTRICO DE ARGENTINA

Aspectos Generales			
Norma	Número	Año	Resumen
Decreto	11.950	1958	Creación de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) S.A. Aprobación de sus Estatutos
Ley	15.336	1960	Ley Nacional de la Energía.
Ley	23.696	1989	Reforma del Estado, fija las Bases para la privatización de las Empresas del Estado.
Ley	24.065	1991	Generación, Transporte y Distribución de Electricidad. Régimen General. Creación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Facultades. Modificación de la Ley 15.336. Privatización. Adhesión.
Decreto	634	1991	Reconversión del Sector Eléctrico. Separación de funciones: Generación, Transporte y Distribución.
Decreto	1192	1992	Dispone la Constitución de la Sociedad Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. Se aprueba su estatuto societario. CAMMESA



Resolución	120	1992	Régimen tarifario de Remuneraciones a los generadores dependientes del Estado Nacional para la aplicación en las transacciones económicas que se realicen en el MEM.
Resolución	61	1992	Organización del Sistema Físico Mercado Eléctrico Mayorista . Organización del Mercado Mayorista procedimiento para la programación de la operación. El despacho de cargas y cálculo de precios. Ámbito de aplicación.
Resolución	137	1992	Reglamentaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Organización y Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. Procedimiento para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.
Resolución	163	1992	Ingresa el Mercado Eléctrico Mayorista el Sistema Patagónico.
Resolución	168	1992	Se aprueba el régimen, cuadro tarifario y el reglamento de suministro de energía eléctrica para los servicios prestados por EDENOR S.A. y EDESUR S.A.
Resolución	198	1993	Declara en estado de Liquidación a la Empresa Segba S.A.
Resolución	142	1994	Contratos de Concesión de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por distribución Troncal. - Régimen de Sanciones.
Resolución	321	1996	Se delegan facultades en el Subsecretario de Energía Eléctrica, en relación con el otorgamiento de habilitaciones para funcionar como Agentes del MEM y sus desvinculaciones.

Periodo de crisis

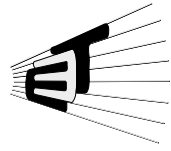
Norma			Resumen
Tipo	Número	Año	
Ley	25822	2003	Se establecen los lineamientos para las expansiones del sistema de transporte
Resolución	002	2002	Se fijan precios y variables económicas reguladas.
Resolución	008	2002	Se crea un mecanismo de oferta anticipada, modificación de precios estacionales, modificación de procedimientos para la sanción de precios en el mercado Spot (fijación de valores máximos)
Resolución	240	2003	Modificación del mecanismo de fijación del precio Spot. Precio máximo 120 \$AR/MWh
Resolución	1427	2004	Se crea el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM

Tabla 28. Marco legal del sector eléctrico Argentino

FUENTE: Basado en Análisis del Sector eléctrico argentino CAF Febrero 2006 [28]

y página Web http://mepriv.mecon.gov.ar/Sector_Electrico/marco.htm

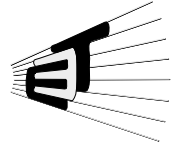




- El PAFTT tiene la obligación de expandir su capacidad de transporte para prestar el servicio al UFTT (Usuario de la FTT), de igual forma que si se tratara de sus propios usuarios.
- El **Transporte No Firme** que es brindado en condiciones donde:
 - La prioridad en el uso de las instalaciones del PAFTT corresponde al abastecimiento de su propia demanda y a la de otros usuarios de transporte firme y se destina la capacidad remanente (sobrante), para los UFTT.
 - No existe obligación de expandir la capacidad de transporte, por parte del PAFTT¹¹⁹. [22]

¹¹⁹ Basado en Informe ENRE 2003, Capítulo 2: La calidad del servicio de transporte





ANEXO 3: Programaciones del MEM argentino¹²⁰

Programación estacional

i) los generadores térmicos declaran su CVP e informan sobre la indisponibilidad prevista de sus unidades, y el stock de combustible disponible para generar; ii) los generadores hidroeléctricos presentan estimaciones de aportes e informan sobre normas de operación de embalses y restricciones de generación; iii) El OED realiza la programación de mediano plazo, simulando el despacho de manera de abastecer a la demanda prevista al mínimo costo; como resultado, se obtiene el volumen de energía semanal a generar para cada central hidroeléctrica con embalse.

En forma mensual

El OED programa la operación estacional por un período semanal, para el período estacional vigente.

En forma semanal

- i) Los generadores térmicos declaran su oferta de disponibilidad de potencia por unidad y de combustible por central; ii) los generadores hidroeléctricos declaran su disponibilidad de potencia por unidades, el estado de su embalse y los aportes previstos; iii) El OED realiza la programación semanal, simulando el despacho para abastecer a la demanda prevista al mínimo costo; se obtiene así el volumen diario de energía en la semana para cada central hidroeléctrica con embalse.

¹²⁰ Basado página www.cammesa.com.ar –institucional-Organización-Transportistas, y Resolución SE 159/94



GLOSARIO

Abonados: Se clasifican en Residenciales, Comerciales, Industriales, Alumbrado Público y Otros (Entidades oficiales, Asistencia social, Beneficio público, Bombeo de agua, Escenarios deportivos, Periódicos y Abonados especiales), clasificación que obedece a la aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las Empresas Distribuidoras.

Alto voltaje: Nivel de voltaje superior a 40 kV., y asociado con la Transmisión y Subtransmisión.

Bajo voltaje: Instalaciones y equipos del sistema del Distribuidor que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.

Cliente no regulado: Usuario que no obedece a la aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las empresas distribuidoras (Grandes consumidores, compras entre distribuidores, exportación).

Costo marginal: En el mercado spot los precios se establecen en base al costo marginal de la máquina generadora siguiente a la última despachada. Este está determinado por el valor del agua o costo de llenado del dique para las centrales hidroeléctricas con embalse; o por el consumo medio bruto de combustible para las centrales térmicas.

DISTRO: Empresas de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal.

DNDC: Despacho Nacional de Cargas. “La Secretaría de Energía determinará las normas a las que se ajustará el DNDC para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar transparencia y equidad de las decisiones, atendiendo a los siguientes principios:

Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiéndose por tales a los generadores (con excepción de aquellos comprendidos en el artículo 1º de la Ley 23.696 y la parte argentina de los entes binacionales), grandes usuarios y distribuidores (mercado a término)

Despachar la demanda requerida, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia que se establecen en el artículo siguiente, que deberán comprometerse explícitamente a aceptar lo actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir electricidad no pactada libremente entre las partes”¹²¹.

Empresa distribuidora: Es la que tiene la obligación de prestar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales ubicados dentro del área respecto de la cual goza de exclusividad regulada.

Empresa generadora: Aquella que produce Energía eléctrica, destinada al mercado libre o regulado.

Empresa transmisora: Empresa que presta el servicio de transmisión y transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega de un generador o un autoproducer, hasta el punto de recepción de un distribuidor o un gran consumidor

Energía bruta: Es la energía total producida por una unidad de generación.

Energía facturada (Consumo de energía): Es la energía facturada por las Empresas Eléctricas a sus clientes, la unidad de medida es el kWh.

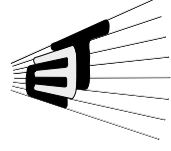
Energía neta: Es la diferencia de la energía total producida menos el consumo de auxiliares. (Valores negativos indican que el consumo de auxiliares es mayor que la generación)

Equipo Indisponible: si se encuentra fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección y maniobra.

FFT: Función Técnica de Transporte de energía eléctrica FTT

¹²¹ Ley 24.065 de 19925. Artículo 35: Despacho de Cargas





Generación hidráulica: Es aquella que utiliza el agua como recurso primario, para producir electricidad.

Generación térmica: Es aquella que utiliza Diesel 2, Fuel Oil 6 (Búnker), Gas, entre otros, para producir electricidad.

Gran consumidor: Consumidor cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un Generador o Distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.

ÍNDICE HHI: El índice HERFINDAHL – HIRSCHMANN más conocido por sus siglas como índice HHI Es una medida comúnmente aceptada para estimar concentraciones del mercado, éste se calcula ajustando la cuota de mercado de cada empresa que compite. El número de HHI puede extenderse de cerca de cero a 10.000. Se expresa el HHI como:

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + S_3^2 + \dots + S_n^2$$

Donde: S_n es la cuota del mercado de la empresa del i . Cuanto más cercano un mercado está a ser un monopolio, la concentración es más alta y más baja cuando es más competitivo. Si, por ejemplo, hubiera solamente una empresa en una industria, que tiene una cuota de mercado del 100%, el HHI igualaría a 10.000 (100^2), indicando un monopolio. O, si hubiera varias firmas que compiten y cada uno tendría cuota de mercado del casi 0%, el HHI estaría cerca de cero, indicando competencia casi perfecta.

Indisponibilidad forzada: un equipamiento se encuentra en esta condición si se encuentra fuera de servicio pero no bajo indisponibilidad Programada ni por orden de Cammesa.

Indisponibilidad Programada: equipamiento que se encuentra fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados.

Medio voltaje: Instalaciones y equipos del sistema del Distribuidor, que operan a voltajes entre 600 voltios y 40 kV.

MEMSP: MEM en la Región Patagónica de Argentina.

PAFTT: PRESTADORES ADICIONALES DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE son aquellos titulares, de Instalaciones Superiores e Inferiores de vinculación eléctrica, utilizadas para la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica (FTT), pero que no son concesionarios de transporte.¹²²[1]

Potencia efectiva: Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.

Potencia instalada: Potencia especificada en la placa de cada unidad generadora.

Precio medio: Cociente entre el valor facturado y la energía facturada.

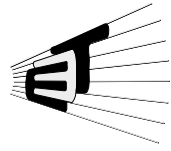
SADI: Sistema Argentino de Interconexión. Es el Conjunto de instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el Sistema de Transporte de Alta Tensión y los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las distintas Regiones eléctricas de la República Argentina. Generalmente es nombrado como SIN (Sistema Interconectado Nacional)¹²³.

Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.): Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía

¹²² Resolución 159/94 Capítulo II Artículo 5.

¹²³ SECRETARÍA DE ENERGÍA Resolución SE 137/92. Artículo 6





eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

Sistema No Incorporado: Aquel que no está conectado al Sistema Nacional Interconectado.

UFTT: Usuarios de la Función Técnica de Transporte. Son UFTT los agentes del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) en cuanto requieren de FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (FTT) para efectuar sus transacciones mayoristas de energía eléctrica¹²⁴.

¹²⁴ Resolución 159/94 Capítulo II Artículo 6.

