

AAH5935

TESIS
E2005
B6



República Bolivariana de Venezuela
Universidad Católica Andrés Bello
Facultad de Ciencias Económicas y Sociales
Escuela de Economía

**“EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN
VENEZUELA”**

Tutor: Rubén Acevedo
Autor: Angélica Bonfante

Caracas, julio del 2005

Dedicatoria

A mi madre, fuente de inspiración; a mi hermana, para que mis experiencias motiven su triunfo; y en especial a mis abuelos, por ser ejemplo de constancia y dedicación.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por guiar mis pasos y no abandonarme en los momentos difíciles.

A mis Abuelos, Lila y Rafael, su devoción fue la fuerza que nunca me dejó caer.

A mi madre por su ayuda y preocupación.

A Rubén, por estar siempre que lo necesité, por ser más que un excelente tutor, el mejor de los amigos, un ejemplo a seguir.

A mis amigas y amigos, por sus buenos consejos.

A quienes simplemente no molestaron.

ÍNDICE

DEDICATORIA	2
RECONOCIMIENTOS	3
INTRODUCCIÓN	6
CAPÍTULO I	
PROBLEMA	
Planteamiento del Problema	9
Formulación del Problema	14
Objetivos	16
<i>Objetivo General</i>	16
<i>Objetivos Específicos</i>	16
Justificación	17
CAPÍTULO II	
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	
Antecedentes	19
Entorno Internacional	40
<i>El Caso California</i>	41
<i>El Esquema de Mercado Chileno</i>	48
<i>El Esquema de Mercado Mejicano</i>	52
<i>El Esquema de Mercado Brasileño</i>	57
<i>El Sistema Eléctrico Español</i>	60
El Esquema Venezolano	66
Basamento Legal	70
LOSE	71
<i>Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación</i>	75

Basamento Técnico	82
<i>Esquemas de Mercado</i>	<i>82</i>
La Competencia Perfecta	84
Monopolio	85
Monopsonio	87
Competencia Monopolística.....	88
Oligopolio	89
Oligopsonio	90
Esquemas de Mercado de Electricidad	90
Acceso Negociado a Terceras Partes	90
Acceso Regulado a Terceras Partes	92
Modelo del Comprador Único	95
El Sector Eléctrico Venezolano en la Actualidad.....	99
CAPÍTULO III	
MARCO METODOLÓGICO	
Metodología.....	105
Alcance	107
Limitaciones.....	108
CAPÍTULO IV	
ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN	
Análisis del Esquema Actual del Mercado Venezolano.....	109
Consideraciones para un	
Esquema de Mercado Eléctrico en Venezuela.....	113
Propuesta de Esquema	
de Mercado Eléctrico para el Caso Venezolano	117
 CONCLUSIONES	 123
 BIBLIOGRAFÍA	

INTRODUCCIÓN

En diciembre del 2.001, entró en vigencia de la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE) en la cual, entre otras cosas, se prevé una reestructuración de las empresas de servicio eléctrico.

Por diversas razones, entre las que destacan la no aplicación del marco legal establecido en la Ley y la carencia de un régimen económico claro, las empresas del sector no han implantado los diseños organizacionales establecidos en la Ley.

El cabal funcionamiento del Mercado Mayorista, establecido en la Ley como eje principal del sector, solo tendrá lugar cuando existan suficientes empresas vendedoras y compradoras de energía.

El Sector Eléctrico Venezolano se ha venido desarrollando en base a la explotación de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del Río Caroní principalmente. Sin embargo, los cada vez mayores requerimientos internos de energía eléctrica, hacen que la capacidad de las plantas instaladas en el Caroní sea insuficiente y se requiera nueva generación termoeléctrica.

Actualmente, la oferta de generación muestra graves problemas por la obsolescencia del parque de generación térmica, donde más del

80% del mismo posee como mínimo 20 años de antigüedad. En la práctica, el parque térmico no es capaz de cumplir sus compromisos de generación, especialmente en períodos en los cuales la generación hidroeléctrica debe limitarse.

La problemática que enfrenta el sector eléctrico, dificulta la aplicación de diversos aspectos de la LOSE, siendo uno de los más importantes la aplicación del Mercado Mayorista.

El presente trabajo de grado, comenzará por analizar tanto los antecedentes como la situación actual del sector eléctrico venezolano, así como también los aspectos que dificultan la aplicación de la LOSE.

Luego de analizar los modelos de mercado de energía eléctrica más comunes y evaluar las experiencias de otros países como Chile, Méjico, Brasil, España y Colombia, en la aplicación de los diferentes modelos de mercado de energía eléctrica, se procederá a determinar y analizar los factores claves para el planteamiento y adopción de un esquema de mercado acorde a la situación venezolana.

Finalmente se planteará, justificará y recomendará un Modelo de Mercado de Energía Eléctrica que garantice la prestación de un servicio

de calidad, confiable, al mínimo costo posible y que sea económicamente sustentable en el entorno venezolano.

CAPÍTULO I

PROBLEMA

Planteamiento del Problema

Con la entrada en vigencia de la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE), sancionada por la Asamblea Nacional en diciembre de 2.001, la cual tuvo sus orígenes en el Decreto con rango y fuerza de Ley del Servicio Eléctrico dictada con los poderes habilitantes del Presidente de la República en 1.999, se viene a llenar un importante vacío normativo en el país y se sientan las bases de la reforma para revertir el proceso de deterioro de la industria eléctrica nacional. Esta Ley establece que el Estado velará porque todas las actividades se realicen bajo principios de equilibrio económico, confiabilidad, eficiencia, calidad, equidad, solidaridad, no discriminación y transparencia, a los fines de garantizar un suministro de electricidad al menor costo posible y con la calidad requerida por los usuarios, estableciendo los mecanismos que permitan la participación de capitales públicos y privados en todas las actividades para garantizar su desarrollo sustentable y la satisfacción de los consumidores (Artículos 2 y 3).

La LOSE prevé una reestructuración de las empresas de servicio eléctrico, que persigue su adaptación a las nuevas condiciones contempladas en la Ley. Al respecto, las empresas eléctricas han adelantado en diferentes grados el ajuste de sus organizaciones, según lo contemplado en este marco regulatorio. Sin embargo, la implantación de estos diseños organizacionales no se ha podido materializar hasta la fecha, y ello en buena medida se debe a la no aplicación del marco legal establecido en la Ley.

Asimismo, para dar certidumbre a las empresas que actualmente prestan servicio y a las que en el futuro puedan participar, es necesario definir con precisión el régimen económico que se aplicará, pues de lo contrario, sin reglas claras, no se estimularán las inversiones ni una gestión eficiente por parte de los agentes que participen en el sector. De igual forma es importante acotar que para la aplicación del nuevo régimen económico que se defina, debe necesariamente contemplarse un período de transición para que las empresas puedan adaptarse a las nuevas condiciones.

Por otra parte, la separación de actividades tiene implicaciones patrimoniales, financieras, fiscales y laborales que deben ser resueltas anticipadamente en forma efectiva y con la participación de todos los

sectores. De igual forma, una vez definido y aplicado el nuevo régimen económico basado en determinados estándares de calidad, podrán aplicarse también en forma gradual las normas de calidad establecidas.

Otro aspecto a resaltar es la necesidad de que las empresas se encuentren financieramente solventes para el momento que entre en operación el nuevo modelo del sector cuyo eje principal es el MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD, ya que deberán estar capacitadas para hacer frente a sus obligaciones financieras con los demás agentes del mercado. *Adicionalmente el cabal funcionamiento del Mercado Mayorista solo tendrá lugar cuando existan suficientes empresas vendedoras y compradoras de energía.*

El Sector Eléctrico Venezolano se ha venido desarrollando con base en una política energética sustentada en el ahorro de combustibles líquidos para maximizar su exportación y en la explotación de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del Río Caroní principalmente.

Sin embargo, los cada vez mayores requerimientos internos de energía eléctrica, hacen que la capacidad de las plantas instaladas en el Caroní sea insuficiente y se requiera nueva generación termoeléctrica. Las nuevas condiciones del mercado petrolero y del gas,

hacen necesaria la urgente definición de una política energética integral, con lineamientos claros en cuanto a la definición del tipo, disponibilidad, ubicación y precios de los combustibles a utilizar para la generación de energía eléctrica.

Las señales eficientes de precios de los combustibles en el mercado interno y su disponibilidad para la generación termoeléctrica, con particular énfasis en el gas natural junto con las condiciones económicas, son los factores determinantes para contar con una adecuada oferta de generación termoeléctrica. Cabe recordar que más del 80 % del parque térmico actual tiene más de 20 años de vida.

Dentro de la política energética deberán contemplarse acciones concretas para un uso eficiente y racional de la energía.

Actualmente, el sector eléctrico nacional necesita ejecutar aproximadamente US\$ 1.250 millones al año en inversiones, de los cuales aproximadamente 600 millones de US\$ deben destinarse a nueva generación, 300 millones de US\$ para ampliar el sistema de transmisión y 350 millones de US\$ para mejorar los sistemas de distribución y comercialización. Estos niveles de inversión se requieren para ejecutar proyectos que han debido completarse en años anteriores pero se han

ido postergando, así como los proyectos de generación que permitirán satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad en el país.

En la actualidad, la oferta de generación muestra graves problemas por la obsolescencia del parque de generación térmica, donde más del 80% del mismo posee como mínimo 20 años de antigüedad. En la práctica, el parque térmico no es capaz de cumplir sus compromisos de generación, especialmente en períodos en los cuales la generación hidroeléctrica debe limitarse por la ocurrencia de condiciones hidrológicas adversas.

En tal sentido, deben ejecutarse las inversiones requeridas para repotenciar el parque térmico actual e instalar nueva generación, a fin de reducir el riesgo de sufrir racionamientos prolongados y situaciones deficitarias recurrentes que pueden afectar la actividad productiva del país.

La problemática planteada del sector eléctrico, dificulta la aplicación de diversos aspectos de la LOSE, lo que ha conllevado a las empresas del sector, Ministerio de Energía y Petróleo y Asamblea Nacional a revisar dicha ley y a modificar aquellos puntos de mayor controversia, entre los que cabe mencionar el Modelo de Mercado de Electricidad (Mercado Mayorista) por un modelo que fomente las

inversiones a nivel de generación de energía eléctrica y estimule la operación eficiente de las plantas de generación.

Formulación del Problema

El modelo de Mercado Mayorista de Electricidad, establecido en la LOSE, no es viable en los actuales momentos para el país, ya que el sector eléctrico atraviesa una situación generada por múltiples factores y que se manifiesta en un desmejoramiento de la confiabilidad y calidad del servicio, así como la capacidad financiera de las empresas para hacer frente a sus obligaciones cotidianas.

Los principales aspectos que hacen inviable la adopción de un Mercado Mayorista de Electricidad son:

- Para el 2.003, el 62.82% de la capacidad nominal de generación total del país estaba concentrado en una sola empresa (EDELCA). (Fuente: OPSIS, Informe 2.003)
- Para el 2.003, el 96,44% de la generación anual de energía hidroeléctrica provino de una sola empresa (EDELCA). Esto representa aproximadamente un 65% del total de la generación del país. (Fuente: OPSIS)

- El deterioro del parque térmico de generación dificulta una operación eficiente de estas plantas. Esto se encuentra reflejado en el aprovechamiento de la capacidad de generación térmica instalada (aproximadamente un 60%). En el informe de operación de OPSIS para el año 2.003 se puede observar que el 67,3% de la energía consumida se cubrió con generación hidráulica.
- Los bajos niveles de inversión en el sector eléctrico no han permitido el crecimiento del parque de generación en el país, lo que acentúa la dependencia de EDELCA como principal fuente de generación.
- Existe un vacío legal por falta de instrumentación de un marco regulatorio acorde a los lineamientos estratégicos de la nación.
- Restricciones financieras.

Es necesario entonces, plantear un esquema de mercado que garantice un intercambio transparente y confiable de energía eléctrica, que sea adecuado y factible dentro de las condiciones actuales del sector eléctrico venezolano y las políticas energéticas y de desarrollo de la nación.

OBJETIVOS

Objetivo General

Plantear, justificar y recomendar un Modelo de Mercado de Energía Eléctrica que garantice la prestación de un servicio de calidad, confiable, al mínimo costo posible y que sea económicamente sustentable en el entorno venezolano.

Objetivos Específicos

1. Analizar la situación actual del sector eléctrico venezolano y sus antecedentes.
2. Realizar un análisis comparativo entre los modelos de mercado de energía eléctrica más comunes.
3. Evaluar las experiencias de otros países en la aplicación de los diferentes modelos de mercado de energía eléctrica.
4. Determinar y analizar los factores claves para el planteamiento y adopción de un esquema de mercado específico.
5. Evaluar los factores claves para el planteamiento y adopción de un esquema de mercado específico acorde con el entorno venezolano, tomando en cuenta la situación actual, las políticas

energéticas, las políticas nacionales y de desarrollo y el marco legal vigente.

6. Plantear y recomendar un esquema de mercado de energía eléctrica ajustado a las políticas nacionales de desarrollo.
7. Establecer las recomendaciones necesarias para la implementación del esquema de mercado que se plantee.

Justificación

Actualmente el sector eléctrico venezolano se encuentra regido por la LOSE, la cual contempla aspectos que son poco viables en las condiciones en las cuales se encuentra la industria eléctrica. Es necesario ofrecer aportes que se ajusten a la realidad nacional y permitan un desarrollo adecuado y eficiente de esta importante área.

El servicio eléctrico es uno de los factores claves para el desarrollo de una región. Debe ser considerado dentro de las estrategias para el crecimiento económico, social, industrial y tecnológico del país.

La electricidad forma parte de un grupo de servicios básicos que influyen directamente en la calidad de vida de las personas, ya que

representa el insumo principal en actividades fundamentales tales como iluminación, transporte, refrigeración, entre otros.

La reestructuración del sector eléctrico de un país debe tomar en consideración numerosos aspectos, tales como la situación operativa y económica de la industria, los planes estratégicos de la nación, las políticas energéticas, los intercambios energéticos con otros países, entre otros (Dehdashti, 2.004).

Este trabajo ofrecerá un aporte para el análisis de uno de los aspectos fundamentales de la actividad del sector eléctrico: el intercambio de energía entre las plantas de generación y las empresas distribuidoras.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

Antecedentes

De La Rosa (2.004) expone que, con el fin de alcanzar la eficiencia económica, a partir de la década de los 80 ha existido la tendencia de reorganizar el Sector Eléctrico. Los principales aspectos en los cuales se han basado las discusiones son: la propiedad de las empresas, el papel del Estado, la concepción del sector como monopolio natural y la apertura a la competencia en alguna de las actividades.

Tanto en países desarrollados como en países en desarrollo, no se ha logrado un consenso sobre el modelo a implementar. Incluso en países que han logrado avances en las reformas institucionales y regulatorias se han encontrado desfases entre los resultados del proceso y los objetivos iniciales. El fracaso se debe a la ausencia de un adecuado margo regulatorio, político y de mercado, así como también por la falta de claridad en la definición del problema y de los objetivos de la reforma.

La identificación, naturaleza y definición del problema son esenciales al momento de analizar una política pública. La adecuada regulación del sector eléctrico es de gran importancia para lograr el desarrollo a largo plazo de éste.

La calidad del servicio eléctrico está condicionada por distintas políticas públicas conformadas por varios sistemas de políticas: eléctricas, energéticas, culturales, legales, regulatorias, financieras y sociales.

Existen empresas con ineficiencias en la prestación del servicio. Las mejoras en el sistema de políticas eléctricas deben estar enfocadas a los índices de indisponibilidad del parque de generación termoeléctrica, al número de trabajadores por cliente atendido, a los gastos de operación y mantenimiento por kWh vendido, al índice de satisfacción de los clientes y a la mayoría de los indicadores financieros.

“Las pérdidas de energía a escala nacional se ubican en 28%. La energía que se pierde en GWh equivale a toda la generación termoeléctrica del país y a más de 1.000 millones de dólares en facturación al año.” (De La Rosa, 2004)

Otro problema es la falta de una planificación integral energética. La planificación del sector eléctrico debe estar en armonía con la

planificación de otros subsectores energéticos como el de hidrocarburos, y estas a su vez deben estar alineadas con las políticas generales de desarrollo del país.

Por ser un servicio de primera necesidad, los usuarios tienen una percepción de gratuidad hacia el servicio eléctrico. Esto se refleja en una falta de cultura de pago, a no aceptar los aumentos de tarifas y muchas veces en el hurto de energía.

En Venezuela, el uso de la energía eléctrica es ineficiente: es el país latinoamericano con mayor consumo per cápita de electricidad (2.600 kWh/hab.), a la par de países desarrollados. (De La Rosa, 2.004)

La aprobación la LOSE representó un primer intento por el establecimiento de reglas y normas claras para el sector. Sin embargo, a varios años de haber sido aprobada la ley, todavía no se han implementado los cambios que en ella se establecen, creando inestabilidad en las reglas de juego para las empresas eléctricas. Además, tampoco existe un organismo regulador autónomo del sector.

En el ámbito financiero, el sector eléctrico requiere de grandes inversiones para garantizar la expansión y adecuación de los sistemas de generación, transmisión y distribución. En Venezuela no ha ocurrido así, en los últimos años las inversiones en el sector han disminuido

considerablemente. A su vez, la inestabilidad en las reglas de juego crea un alto nivel de incertidumbre para inversionistas.

El sector eléctrico también se ha visto afectado por la crisis económica y financiera del país, ya que disminuye la capacidad de pago de los ciudadanos.

La figura 1 muestra la relación del problema público identificado y los factores condicionantes mencionados anteriormente.

	#F	P(%)	I.E:	E(%)	T.P.	I.T.D
1993	6	21,48	0,09	90,16	2,44	182
1994	8	22,31	0,10	89,49	2,44	183
1995	9	22,75	0,10	89,53	2,14	206
1996	13	22,32	0,10	90,79	1,42	154
1997	32	22,68	0,10	91,78	1,55	501
1998	77	24,95	0,10	93,15	1,61	649
1999	78	25,08	0,10	93,98	1,42	601
2000	55	25,92	0,10	94,98	1,43	435
2001	52	26,35	0,11	94,61	1,28	354
2002	44	26,90	0,12	94,68	1,30	195

Figura 1. Datos empíricos
Fuente: (De La Rosa, 2.004)

#F: Número de fallas mayores a 100 MVA.

P (%): Porcentaje de pérdidas a nivel nacional.

I.E.: Intensidad Energética (ventas de energía en kWh entre PIB en Bs. del año 1.984)

E (%): Porcentaje de electrificación del país.

T.P.: Tarifa promedio (Bs./kWh) zona metropolitana a valores de 1.990

ITD: Inversiones en Millones de US\$ en transporte y distribución en el sector eléctrico.

Existe una correlación positiva entre la calidad del servicio (medido por el número de fallas y el porcentaje de pérdidas) y el nivel de tarifas eléctricas, lo que crea el problema de cómo mejorar la calidad del servicio sin afectar las tarifas. Además, existe una relación directa entre la calidad del servicio y el nivel de inversión en el sector.

El Instituto de Economía Energética establece ciertos aspectos que se deben tomar en cuenta al formular una política energética integral. Entre estos aspectos destaca el uso de los recursos naturales energéticos nacionales dentro del balance energético del país; la planificación debe estar orientada a la explotación de ciertos recursos y a la conservación de otros, así como la consideración de las reservas.

La organización institucional de las diferentes cadenas energéticas: tipo de integración (vertical y horizontal), tipos de mercados, grado de participación privada y entes reguladores, son otro punto importante para formular una política energética, además, la estructura de financiamiento de las inversiones, la definición de las

tecnologías a utilizar en la producción, transporte y distribución de la energía, el grado de integración con otros países, entre otros.

De La Rosa (2.004) afirma que la política energética debe derivar de la política nacional de desarrollo, por lo que además de la necesidad de que exista una política coherente entre los diferentes subsectores que conforman el sector energético, debe haber una identificación de las relaciones bidireccionales que existen entre el sector energético integral y resto de la política socioeconómica nacional.

De La Rosa (2.004) recomienda la implementación de un plan energético integral que considere al sector eléctrico como uno de los pilares fundamentales y que este completamente alineado con los planes de desarrollo nacional.

Dehdasthi (2.004) considera que los países en desarrollo deben tener en cuenta ciertos aspectos claves antes de tomar la decisión de reestructurar su industria eléctrica. Estas consideraciones son:

- Es necesario preparar y aprobar una política energética, estableciendo las metas deseadas con la reestructuración, en especial las que conciernen al ámbito nacional y social.

- La reestructuración solo se puede llevar a cabo cuando las instituciones legales y regulatorias sean las adecuadas.
- Dehdasthi (2.004) recomienda un plan de implementación gradual que dependa del sostenimiento (sustento) de la infraestructura. Un periodo entre 8 y 15 años es apropiado para la completa implementación.
- El diseño y estructura del mercado para cualquier país en desarrollo, tiene que ser consistente con el de otros países, de manera tal de promover el intercambio.
- La competencia en el sector eléctrico puede desencadenar en el largo plazo una presión a la baja de los precios, con beneficios moderados a nivel de costos y eficiencia. Sin embargo, en el corto plazo los riesgos y costos de la introducción de mercado son bastante considerables.
- Reestructurar la industria eléctrica tiene riesgos financieros y se necesita de fondos públicos para ello. Para obtener beneficios potenciales, los países en desarrollo necesitan gravar la capacidad de la economía para absorber los incrementos de corto plazo en los costos.

- La competencia puede ocasionar devaluación en los activos, resultando en incapacidad de los inversionistas para pagar sus deudas. Esto puede llevar a la quiebra a muchas compañías, tal como ocurrió en California.
- Si el gobierno decide subsidiar las tasas de electricidad, el costo del subsidio debe ser considerado para la determinación del verdadero costo de proveer el servicio.
- Si al momento de introducir la competencia los precios de generación están cercanos a los costos de producción, será muy difícil obtener beneficios tangibles.
- Se requiere desarrollar un mecanismo que refleje los costos de distribución y las tarifas de transmisión. De esta manera se puede identificar la contribución de cada sector en el costo total de proveer energía.
- El potencial competitivo de los sectores de transmisión, distribución y generación debe examinarse separadamente. Además, se debe estimar el impacto de la reestructuración dentro de cada sector.
- Los costos de la competencia en generación a corto plazo pueden dejar expuestos otros objetivos de los sistemas eléctricos tradicionales,

tal como la justificación para invertir en el aumento de la capacidad de generación, transmisión y distribución.

- La reestructuración requiere de métodos efectivos de medición y de una alta disciplina de pago.

Dehdashti (2.004) afirma que los países en desarrollo deben evaluar ciertas consideraciones antes de seleccionar una estructura de mercado específica y de proceder con su diseño y reglamentación.

Entre estas consideraciones están incluidas las siguientes:

- Antes de seleccionar cualquier estructura de mercado, es necesario hacer un análisis costo-beneficio para cada sector, a fin de garantizar que los beneficios totales son proporcionales a los costos.
- Muchos países en desarrollo han experimentado una presión debido al aumento de las tasas de demanda eléctrica. Dicho aumento de la demanda requiere de un esquema de mercado que provea inversiones atractivas en el sector de generación, acordes a las restricciones ambientales.
- No existe un modelo de mercado perfecto que esté acorde con las necesidades de todos los países en desarrollo.

- Se deben evitar estructuras de mercado muy complejas. En muchas ocasiones, estructuras de mercado simple pueden originar beneficios similares a los de estructuras complejas.
- La mayoría de los países en desarrollo padecen de bajos niveles de voltaje, frecuencia regulada y carecen de centros de control modernos. Los mercados diarios, los de tiempo real y los de mediano plazo, usados frecuentemente, son difíciles de implementar en países con insuficiente capacidad para regular las acciones y carentes de Sistemas Automáticos de Control de Generación. Las estructuras y diseños de mercado que requieren cambios frecuentes, por ejemplo cada hora, no son recomendadas para países en desarrollo. Ciclos más largos, semanal o mensual, son más apropiados.
- Un mercado de electricidad viable requiere de una capacidad de transmisión asequible y de inusuales niveles de congestión. Es importante garantizar el acceso mediante la asignación de recursos. Inicialmente no es recomendable un mecanismo de manejo de la congestión.

- Para evitar la corrupción y el favoritismo, la estructura mercado no debe fiarse en la gestión de negociaciones sin supervisión, ni en órdenes exclusivas.
- El uso de acuerdos de largo plazo en la compra de energía no son recomendables. Pueden reducir el tamaño del mercado eléctrico hasta el punto de hacer inviable un modelo de oferta y demanda.
- Los países en desarrollo necesitan precios de referencias locales y regionales. La introducción de una bolsa de energía simple, puede facilitar la creación de los precios de referencia necesarios.
- La estabilidad financiera de las organizaciones claves, tal como el Operador de Sistema de Transmisión (OST), es un factor crítico para el éxito de cualquier estructura de mercado. Garantías gubernamentales y de las instituciones financieras son necesarias para eliminar cualquier inquietud sobre la capacidad de pago del OST.
- La exitosa implementación de Acceso Negociado, requiere de un mercado mayorista establecido, estable y laborable. El concepto de privatización del sistema de distribución no es viable para países en desarrollo ni para países desarrollados.

- Para países que son compradores de energía en red, la estructura de mercado y las reglas deben fomentar la participación y promover el comercio internacional.

González y Ramsay (1.999) explican que la Industria Eléctrica Global ha venido experimentando una serie de cambios con distintas implicaciones en la economía global y el medio ambiente, lo que ha hecho que el servicio del suministro eléctrico haya adquirido dimensiones de importancia social que desencadenan la legislación y regulación del subsector el eléctrico. Esto aunado al carácter de monopolio natural de la industria eléctrica, lo que origina intervención política sobre ella.

La devastación de la infraestructura económica que dejó la II Guerra Mundial le dio al modelo eléctrico mayor prominencia, redefiniendo su concepto monopólico estatal y prestándose a la manipulación política, como parte de los planes de reconstrucción en la agenda gubernamental.

La lógica operativa del Estado ha consistido en garantizar el servicio eléctrico al menor costo posible. Los ingenieros y economistas planificadores buscaban la reconciliación de los conceptos de justicia

con eficiencia, sin dejar a un lado los estándares ambientales. Estos intentos de reconciliación fueron de extremo valor para entender el problema, pero fallaron en transferir una efectividad real de costos. La intervención y centralización en la toma de decisiones no generó un buen desarrollo porque se caracterizó por: la inhabilidad en poder calcular los verdaderos costos de generación y suministro, crisis contable/financiera, inapropiadas decisiones de inversión, políticas subsidiarias, desperdicio de energía y falta de control en el uso ilegal de la misma. Los años noventa trajeron cambios económicos que abogaron por la iniciativa privada como motor de empuje para el desarrollo socio-económico.

En Chile, el proceso de reestructuración se generó en 1.973 mediante transformaciones para establecer una estructura de mercado, junto con una fuerte política monetaria. Rudnick (1.996), destaca que el proceso de desregulación surgió de objetivos económicos y políticos bien definidos. La tarea de la recién creada Comisión Nacional de Energía CNE era clara, traer en línea los verdaderos precios tarifarios con el verdadero valor económico, lo cual necesitaba cambios en el marco legal y la reestructuración institucional de la compañía estatal.

En el caso de los Países Escandinavos, las causas provienen del ideal de sustentación y preservación ambiental. Los riesgos asociados a la emisión de gases demandaron la revisión rigurosa del proceso de producción y la operación de la Industria Eléctrica solicitando: la protección del aire, la preservación de los recursos energéticos, la preservación del paisaje natural, la protección ante peligros de radiación nuclear y la protección del clima.

Los problemas en Estados Unidos se remontan a los años 60 cuando el crecimiento de la demanda excedió los valores tradicionales de 7% y 8%, que empeoró con el bloqueo del crudo en 1.973. La respuesta fue la independencia del petróleo mediante la edificación de plantas nucleares, pero éstas acarreaban problemas inherentes. Para 1.977 el presidente Jimmy Carter propuso como solución la conservación energética. Fue así como el documento de regulación de entidades de 1.978, legisló la compra obligatoria de la electricidad producida por generadores privados, ubicados dentro del dominio de las empresas eléctricas, cuando tuviese sensatez económica y con ello se introdujo la competencia comercial.

La reestructuración de la Industria Eléctrica que se llevó a cabo en Inglaterra y Gales fue la más radical, incluso en la actualidad. Los

ingleses probaron que con la ayuda de tecnología moderna se puede introducir la competencia y libertad de opción/escogencia entre suplidores, proveedores y usuarios. La insuficiencia de capital que dejó la II Guerra Mundial fue superada en los 50s, no obstante, la débil proyección de la demanda en los 70s estuvo muy por debajo del aumento real, lo que desencadenó interrupciones en el servicio eléctrico. La Central Electricity Generating Board (CEGB) fue desacreditada y, en un impulso por retomar prestigio, revisó estudios de proyección de demanda, fijándoles un porcentaje de ajuste superior. Durante los 80s no hubo grandes inversiones y los implementadores de políticas energéticas se centraron en reducir los costos operativos del sistema existente lo que derivó en la privatización de la industria eléctrica británica. Aunque, en términos generales, la privatización fue motivada por el reestablecimiento de una industria más eficiente, existieron otros motivos tales como: el deseo por parte del Fisco de obtención de efectivo líquido para mitigar la profunda recesión económica de los ochenta, la reducción del Gasto Público y de los requerimientos financieros dedicados a este sector.

Es bastante arriesgado generalizar el desempeño de los países en vías de desarrollo, dado que la participación estatal ha sido diferente.

Sin embargo, hay elementos comunes que han caracterizado el funcionamiento de la Industria Eléctrica en éstos países: el rendimiento económico, tanto operacional como comercial, ha sido deficiente, por tanto presentan altos niveles de endeudamiento e insuficiencia financiera. De lo anterior surge la idea de que la privatización no resulta por convencimiento de su eficacia sino de la necesidad de resolver los problemas financieros. A esto se le suman las indebidas decisiones gerenciales, pésima administración, inapropiados mantenimientos técnicos y tecnología inadecuada, además de otros factores de desgaste tales como el robo y altas pérdidas de energía, tecnología de baja eficiencia térmica, la baja disponibilidad de las plantas y las bajas tasas de retorno aplicadas a los proyectos. Otros factores que comparten los países en desarrollo son la integración vertical monopólica de la industria y la poca participación de la iniciativa privada. Este último factor es típico y se debe a la erosión política del sector privado, largos tiempos de recuperación del capital, las tarifas impuestas son vistas como herramientas para fines de carácter social lo que implica uso de precios tarifarios bajos, entre otros.

Olmedo y González (1.999) señalan que en los últimos años, los sectores eléctricos sudamericanos han experimentado cambios radicales originados por la búsqueda de eficiencia y competencia. En el caso de Argentina, estos cambios han implicado la privatización de casi la totalidad de la distribución, generación y transporte en alta tensión. Para ello, ha sido necesaria la adecuación de los marcos regulatorios de sector eléctrico.

El desarrollo de sector eléctrico en países latinoamericanos se ha realizado bajo la aplicación de un modelo común, el cual se caracteriza por una alta participación del Estado en la propiedad, operación y planificación de las instalaciones eléctricas. El objetivo principal de este modelo ha sido mejorar el índice de electrificación del país.

El modelo tradicional surge por la decisión de los gobiernos de darle al Estado un papel de empresario en vez de ente regulador y subsidiario, de manera de promover la inversión privada y el correcto funcionamiento de los mercados.

La ineficiencia e ineficacia de el modelo tradicional, desembocó en un modelo denominado de eficiencia económica, en el cual se incorporaron las fuerzas de mercado y promueve la operación y

desarrollo del sector eléctrico en un marco de competencia y desintegración vertical y horizontal de la industria.

El modelo de eficiencia económica reconoce el equilibrio de fuerzas y el poder de negociación de las partes, por ello posee un mercado con precios acordados libremente entre las partes.

El Estado debe desempeñar un rol normativo y un rol empresarial. Este último como subsidio de la inversión privada, promoviendo aquellos proyectos beneficiosos para el país y fuera del alcance de lo inversionistas privados.

Hugo León (1.999) expuso que, en la actualidad, un gran número de países han emprendido la tarea de hacer competitivos sus mercados eléctricos. Aunque en todos ellos las causas y los objetivos difieren, tienen en común transformar el antiguo régimen de concesiones en una actividad comercial desintegrada verticalmente y con una regulación que preserve la libertad de elección del consumidor.

Los esquemas de reestructuración del sector eléctrico han coincidido en la separación del producto electricidad de los servicios de transporte. Esto ha dado a lugar a dos mercados con libre juego de

oferta y demanda, generación y comercialización, y a tres monopolios regulados, transmisión, distribución y despacho.

Si comparamos con otros bienes y servicios, existen ciertos aspectos que le dan características únicas a la comercialización de electricidad. Entre ellos se pueden mencionar:

- El punto de equilibrio entre oferta y demanda de electricidad es impredecible, ya que no se dispone de tecnologías para su almacenamiento. El equilibrio es entre el nivel de producción y la demanda final.
- Las redes de transmisión y distribución de energía presentan economías de escala y de ámbito respectivamente, que las convierte en monopolios naturales.
- La electricidad es considerada un servicio básico de primera necesidad al cual todos tienen derecho, incluso quienes no pueden afrontar sus costos.
- En las redes de transmisión y distribución, las economías de escala y las necesidades de capacidad de reserva impiden a las tarifas, basadas en el costo marginal de corto plazo, recuperar el costo total en el que se ha incurrido. A su vez, la larga vida útil de los

activos dificulta la estimación de los costos marginales de largo plazo.

La reestructuración del mercado eléctrico se rige por reglas que han probado ser exitosas en cuanto promover la participación privada en generación, disminuir las ineficiencias, mitigar las pérdidas en distribución e incrementar la disponibilidad y calidad del suministro. Entre estas reglas se pueden mencionar la creación de una Bolsa de Energía, los contratos a futuro que permiten disminuir el riesgo y conocer con certeza del costo de la electricidad, la segmentación del mercado en clientes no regulados, aquellos cuya curva de demanda se combina con la curva de oferta de los generadores dando origen al precio de bolsa, y clientes regulados, que son agentes pasivos con precio conocido y constante en el corto plazo.

El bajo costo de energía primaria, 67% de la oferta de energía proveniente del Bajo Caroní, grandes reservas de gas, economías de escala aún sin explotar, falta de inversiones, baja disponibilidad del parque térmico, etc., son dificultades que se presentan para introducir la competencia a nivel de generación.

Las transacciones en el mercado de energía se realizan mediante contratos de largo plazo o a través de la Bolsa de Energía. En este

aspecto se asemejan a un mercado de bienes de consumo, su diferencia radica en la realización instantánea de transacciones no convenidas ni en precio ni en cantidad, a causa de la ausencia de inventarios y las fallas impredecibles de unidades. El precio de la energía lo determina el costo de la unidad más costosa del grupo necesario para servir la demanda.

La comercialización de la energía juega un papel esencial en la salud financiera del mercado eléctrico. Sus principales objetivos son garantizar el flujo de efectivo para las funciones de aguas arriba y ofrecer diferenciación del producto a nivel del consumidor final. En este último aspecto, los atributos y precios diferenciados se basan en la continuidad y certeza del servicio, frecuencia de la medición, certidumbre en el precio, compensación de pérdidas, entre otras. La participación de varias empresas comercializadoras, es el único medio de fomentar la competencia, en vista del poco número de generadores.

La regulación de la transmisión y la distribución se basa en su condición de monopolios naturales. Debe garantizar el libre acceso a todos los agentes del mercado, con un cargo proporcional a costo causado y al uso de la red.

Entorno Internacional

Muchos países en desarrollo de Asia, África, Europa Oriental y Suramérica están liberando sus industrias de energía eléctrica en búsqueda de obtener beneficios de la competencia. Un considerable número de países en desarrollo han tratado de implementar una reestructuración bajo ese esquema, de forma apresurada, a pesar del hecho de que los beneficios están aún por comprobarse en países desarrollados como Estados Unidos, Australia y de Europa Occidental.

El reto para los países en desarrollo es crear un balance entre la introducción de la competencia y regulación, y el orden y control, lo que no es una tarea fácil.

Actualmente, estos países reflejan en la reestructuración una tendencia a mantener el control y el monopolio por parte del gobierno, incluso luego de desverticalizar las funciones tradicionales de generación, transmisión y distribución.

Sin embargo, luego de la crisis del sector eléctrico en California, la liberación del mercado, así como la desverticalización de las empresas, ha sido objeto de estudio y ha frenado el auge que tomaba dicho esquema entre los países en vías de desarrollo.

El Caso California

A mediados de los años 90, California comenzó los esfuerzos para liberar su mercado eléctrico. Para ese entonces, sus tarifas de electricidad eran las más altas de Estados Unidos. La desregulación era deseada para alcanzar un Mercado más eficiente y reducir las tarifas en California.

En 1.996 la legislación de California requirió que las grandes empresas de servicio eléctrico se despojaron de su generación de combustible fósiles. Al mismo tiempo se crearon la Bolsa de Energía (PX, siglas en inglés) y el Operador de Sistema Independiente (ISO, siglas en inglés) para facilitar al mercado las transacciones entre los proveedores de energía y las grandes empresas del servicio eléctrico del Estado. Los mercados al por menor fueron técnicamente liberados en 1.998.

Las leyes de California restringieron las ventas en el mercado spot con el fin de fomentar el desarrollo de un mercado mayorista robusto. En los primeros dos años, la nueva desregulación del mercado de energía trajo robustos resultados: los precios cayeron cerca del 50% de las tasas antes de la liberación, y las empresas del servicio eléctrico pudieron capturar el margen y cancelar los costos hundidos.

Sin embargo, para el 2002 el mercado el mercado eléctrico de California estaba tambaleando: los precios promedio del Mercado Mayorista estaban casi cuadruplicados. Al mismo tiempo, los consumidores (Incluyendo los generadores de gas) estaban siendo afectados por el ascenso de los precios en el mercado libre del gas. Un año después las grandes compañías de servicio eléctrico estaban al borde de la bancarrota y el Estado se vio en la obligación de comprar la energía para evitar el caos.

Las características de la reestructuración del sector eléctrico en California fueron las siguientes:

- Hubo una muy poca participación en el diseño del modelo.
- El modelo se determinó en muy poco tiempo.
- Faltó por analizar y evaluar diferentes escenarios.
- Existía una creencia ciega en que el libre mercado disminuye los precios.
- Se ofreció una disminución de tarifas al usuario final.

Las principales características del modelo diseñado fueron:

- Competencia en el mercado mayorista y en las ventas al usuario final.

- Recuperación de los costos hundidos. (US\$ 28 millardos)
- Creación de una estructura del mercado con: ISO = operador del sistema, PX = administrador del mercado.
- Desinversión de activos de generación con combustibles fósiles.
- La tarifa al usuario final fue congelada en unos 6,5 centavos por kWh.

Las razones que motivaron la reestructuración son una combinación de aspectos políticos, técnicos y económicos:

- Percepción de que el gobierno estatal era ineficiente.
- La competencia podía ofrecer un producto más eficiente, ya que estaba en capacidad de traer energía más barata de otros estados.
- California tenía una de las tarifas más altas.
- La creencia de que el sistema estaba sobre expandido.
- Dependencia y confianza en la hidroelectricidad de noroeste.
- Desde 1994 se venía saliendo de una recesión económica.
- 750.000 trabajos habían salido de California.

Las altas tarifas se debieron a los altos costos de dos plantas nucleares (costo final de 10,1 millardos de dólares vs. planificado 1,7 millardos de dólares) y a las restricciones ambientales: la generación a carbón debía situarse fuera del estado, lo requería entonces activos de transmisión, que encarecían el costo.

Las condiciones al inicio de la reestructuración fueron:

- La Generación instalada, de 52.000 MW, era considerada sobredimensionada, por lo que se retiraron 20.188 MW de generación de manera tal de motivar la entrada de nuevos y eficientes participantes, y para pagar parte de los costos hundidos.
- El precio del gas era de 2,68 US\$/MMBTU y el petróleo en 2,75 US\$/MMBTU.
- La edad promedio de las unidades térmicas era de 31 años. La última unidad instalada, 15 años atrás, era nuclear.
- Un escenario conservador de proyección de crecimiento de la demanda (1,5-2% interanual), debido al comportamiento de la economía en los años anteriores.

- Los precios de los combustibles estaban en los mínimos valores en años y la disponibilidad de agua durante 1.998 y 1.999 estaba sobre los valores promedios.
- El sistema de transmisión estaba sin problemas significativos.
- Las tarifas al usuario final fueron congeladas como una señal fuerte de búsqueda de eficiencia.

En diciembre 2.000, el precio en tiempo real llegó a estar en promedio en 423 US\$ por MWH:

- El precio del gas de 2,32 US\$/MMBTU en marzo 2.000, alcanzó 60 US\$/MMBTU en diciembre 2.000. Para una unidad eficiente de 10.000 BTU/kWh, cada 1 US\$/MMBTU causaba un impacto de 10 US\$/MWH en el costo.
- Los recursos hidráulicos del noroeste estaban escasos; uno de los dos años secos más fuertes en el oeste de USA comenzó en la primavera de 2000. El nivel del agua en los embalses estaba a los segundos niveles más bajos, desde que se lleva la estadística.
- Restricciones ambientales en los recursos hidráulicos.
- Restricciones ambientales debido a los altos niveles de contaminación. Cada unidad de generación tiene un

determinado factor de uso diario y anual; al pasar ese factor, se aplican penalizaciones ambientales. Cada empresa tiene una cantidad permitida de contaminación, este permiso es negociado en el mercado secundario; para marzo estaba en 4 US\$/libra llegando a 45 US\$/libra de junio a diciembre. El impacto de 1 US\$/libra de contaminación en el costo es de 2,8 US\$/kWh Al usar más fuel (más contaminante que el gas) debido a los altos precios del gas y pasar los límites de horas permitidas de generación, incrementaba el costo por contaminación.

- El crecimiento de la demanda fue de 3% interanual, debido a la fuerte expansión económica, principalmente en la industria de alta tecnología.
- Hubo una mayor tasa de salida forzada de generación. Las empresas lo justificaban debido a la antigüedad de las unidades de generación y a la exigencia de mayor uso. Los adversarios indicaban que los generadores se estaban beneficiando de su "poder de mercado".
- Demora en la aprobación de entrada de nuevos generadores. Algunas solicitudes de 1.996 fueron aprobadas en 2.001. Se

presentaron los problemas NIMBY (Not In My Back Yard) y BANANA (Build Anything Nowhere Around or Near Anybody).

- Incoherencia entre los diferentes reguladores: mientras el regulador de electricidad ordenaba generar en determinada unidad para disminuir el costo de generación, el regulador ambiental exigía la no violación de las horas de uso de la unidad. Las empresas terminaron pagando grandes multas a los entes reguladores ambientales.

Las lecciones aprendidas de esta crisis se pueden resumir en:

- Se debe tomar el tiempo necesario para analizar y considerar un cambio de política.
- Hay que examinar las condiciones iniciales y las tendencias en el futuro cercano.
- Hay que tener en cuenta múltiples escenarios, en el cual se consideren aspectos exógenos que puedan afectar la política a implantar.
- Permitir la participación de todas las partes involucradas.
- No se deben prometer resultados que no son factibles.

- Se deben hacer varias simulaciones e iteraciones alternativas, de forma de estar preparados para posibles eventos inesperados.
- Buscar la asesoría necesaria de expertos en el tema que puedan ayudar a resolver los problemas que se puedan presentar.

El Esquema de Mercado Chileno

Chile fue el primer país en Latinoamérica y el mundo en modificar la estructura del mercado eléctrico y de su regulación.

Cuando Chile decidió reestructurar el servicio de electricidad en 1.982, como parte integral de un cambio radical de su modelo económico, no había ningún esquema que pudiera servir de referencia. El esquema adoptado, donde la responsabilidad por la garantía de suministro está en manos de los generadores, emplea señales de precio para mantener el interés de los agentes en invertir, y cubrir potenciales déficit de oferta, bien sea por fallas de equipos (térmicos) o años secos (hidráulicos), operó sin inconvenientes mayores hasta la sequía centenaria de 1.998-1.999.

El servicio eléctrico chileno está organizado en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Su esquema está orientado a proveer un sistema de regulación sencillo que limite la discrecionalidad del Estado para fijar las tarifas, estableciendo objetivos concretos para la fijación de precios que resulten en una asignación económicamente óptima de los recursos. La regulación debe garantizar una tasa de retorno competitiva sobre las inversiones de las empresas, así como la disponibilidad del servicio a todos los usuarios.

Todas las empresas del sector están sujetas a regulación, a través de tres organismos. Comisión Nacional de Energía, la cual se encarga de calcular las tarifas, los precios de nodos y de elaborar el plan indicativo de expansión. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, tiene la autoridad para establecer las normas técnicas del servicio. Finalmente, el Ministerio de Economía, que aprueba los precios de nodos y tarifas, y maneja las concesiones para generación hidráulica, transmisión y distribución.

Las empresas del servicio eléctrico están obligadas a coordinar su operación a través de los Centros de Despacho Económico de Carga, los cuales despachan la carga empleando un orden de mérito con base en el mínimo costo marginal, asegurando que en todo momento la

energía se esté produciendo al menor costo posible. Solamente los generadores participan en el mercado spot de energía. Los Centros de Despacho son unidades autónomas donde participan las empresas generadoras.

Los distribuidores y grandes clientes (mayor a 2 MW) deben firmar contratos de compra con los generadores, quienes están obligados a pagar penalidades a distribuidores y grandes clientes en caso de déficit de suministro. Los precios de ventas a los distribuidores son regulados y establecidos por la Comisión Nacional de Energía, mientras que los precios para los clientes no regulados se fijan libremente entre las partes.

Las ventas entre generadores pueden ejecutarse mediante contratos o en el mercado spot.

La transmisión no está regulada; aunque actualmente ha sido separada de la generación, los generadores pagan el total del servicio de la transmisión mediante precios negociados con la empresa de transmisión. Sin embargo, recientemente se ha modificado la Ley del Servicio Eléctrico (Ley Corta), para establecer la transmisión como un servicio regulado a ser pagado a partes iguales por los generadores.

Las ventas a los clientes no regulados se establecen mediante libre negociación, mientras que las ventas de los distribuidores a los clientes regulados son la suma de los precios de nodo de potencia y energía publicados por el Ministerio de Economía, más el valor agregado de la distribución, que se establece mediante comparación con una empresa modelo.

En conclusión, solamente los generadores pueden participar en el mercado de electricidad, los clientes no regulados y los distribuidores contratan toda su demanda con los generadores, los primeros mediante precios libremente negociados entre las partes, y los segundos a precios de nodos establecidos por el Ministerio de Economía, en teoría, los generadores son responsables por la garantía del suministro, aunque cuando la crisis del año 1.998 la magnitud del déficit fue de tal proporción que la Corte Suprema declaró inconstitucional los reclamos por compensación de los distribuidores (déficit por razones de fuerza mayor), existiendo actualmente un debate y propuestas de reforma de la ley para el tratamiento de tales eventos y la asignación de la responsabilidad de la garantía de suministro. La transmisión, la cual solía ser un servicio no regulado, ha pasado a ser un servicio regulado y separado de las otras actividades.

El Esquema de Mercado Mexicano

Desde la nacionalización de los años 60 hasta 1.992, el servicio eléctrico es suministrado por dos empresas integradas verticalmente, propiedad del Estado, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que atiende a todos los usuarios del servicio público de electricidad, exceptuando el área metropolitana de Ciudad de México, que es servida por Luz y Fuerza del Centro. Por mandato constitucional, estas dos empresas son las únicas que pueden proporcionar el servicio público de energía eléctrica a terceros, por lo que la formación de precios en todos los segmentos del servicio (generación, transmisión, distribución y comercialización) es fijada por la vía Regulatoria, dada la ausencia de mecanismos de mercado.

En el sector eléctrico también participan empresas privadas y públicas que poseen y operan unidades de generación para satisfacer sus propias demandas (autogeneradores y cogeneradores) así como Productores Independientes de Energía (PIE).

En 1.992, básicamente para disminuir los requerimientos de inversión del Estado, la Ley del Servicio Público de Electricidad fue modificada por el Congreso para permitir nuevas formas de

participación de capitales privados, habiéndose atendido, desde entonces, la adecuación del servicio, con contratos de largo plazo de compra de energía (PPA) adjudicados mediante concursos de ofertas organizados por CFE. A partir de 1.992 se inició la búsqueda de un modelo alternativo más eficiente, por tres razones principales: la expansión mediante PPA puede no ser sustentable, debido a los costos, en el largo plazo, los subsidios generalizados debilitaron la posición financiera de las empresas del Estado impidiéndoles complementar la oferta adquirida mediante PPA, y la necesidad de fondos públicos para atender inversiones para atender necesidades básicas sociales como salud y educación limita la capacidad del Estado para continuar financiando la expansión del servicio eléctrico.

El marco institucional del servicio está compuesto por la Secretaría de Energía, la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía. La CFE está encargada de elaborar los planes de expansión de generación, transmisión y distribución del servicio público, la Secretaría de Energía, conjuntamente con la Secretaría de Finanzas, aprueba el plan de expansión y toma la decisión de la modalidad a emplear para realizar las inversiones aprobadas.

Si el proyecto de inversión en generación será atendido por el sector privado bajo las modalidades establecidas a partir de 1.992 (cogeneración, autogeneración, importación, exportación o productor independiente), el inversionista solicita permiso a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para su construcción y operación, y una vez que el esquema de financiamiento ha sido aprobado por la Secretaría de Energía, es asignado por la CFE al oferente con el precio más bajo para un contrato de suministro de energía y potencia asociada a 25 años.

De acuerdo a la información suministrada por la Secretaría de Energía SENER, a partir de la apertura a la participación del capital privado en la expansión de la oferta de generación en 1.992, y hasta el año 2.002, 42% de los 14.229 MW instalados, fueron provistos por las empresas del Estado y 58% por el sector privado. Sin embargo, en 2.002 solo el 20% fue instalado por inversionistas privados, y de éstos la mitad se hizo bajo contratos de PPA y el resto como auto y cogeneración.

La búsqueda de una alternativa al esquema de organización del servicio, que garantice la adecuación del servicio a mínimo costo, para finales de 2.002, había dado origen a unas 22 propuestas de reforma del sector, que cubren todo el espectro, desde la organización de un mercado de electricidad con privatización de generadoras y

distribuidoras, hasta una total regulación e integración vertical de las empresas del Estado con la menor participación privada posible.

Un aspecto interesante es la posibilidad de que generadores privados exporten electricidad mediante un pago por servicio de transmisión a la CFE. Sin embargo la aplicación práctica de esta opción es limitada en el corto plazo dado que el sistema Mexicano, con la excepción de Baja California Norte, opera asincrónicamente con respecto al sistema de EE.UU. y la actual conexión con Belice es de muy baja capacidad. A más largo plazo se prevé la interconexión con Guatemala mediante una línea a doble circuito de 400kV entre las S/N Tapachula en México y Los Brillantes en Guatemala. La interconexión eléctrica entre Guatemala y México se concibe como un componente del Plan Puebla Panamá (PPP), que busca impulsar el desarrollo económico de la región. Sus objetivos inmediatos tienen un alcance binacional, pero a mediano y largo plazo se concibe la interconexión como un elemento del Mercado Eléctrico Regional (MER) que agrupa a los países centroamericanos y cuyo funcionamiento se viabiliza gracias a la Red de Transmisión Regional (RTR) La interconexión permitirá a la CFE y a otros generadores de México exportar energía vendiendo a los agentes del mercado de Guatemala. Lo anterior también se podrá

extender al resto de Centroamérica, a través de la interconexión existente en Guatemala con el SIEPAC.

Actualmente la expansión y modernización del sector eléctrico mejicano radica fundamentalmente en los ingresos públicos disponibles, los cuales tienen una relación estrecha con el Producto Interno Bruto (PIB), ya que la disponibilidad de recursos públicos guarda una dependencia significativa con el desempeño económico del país. La demanda por electricidad ha crecido históricamente a un ritmo considerablemente mayor al del PIB. Se espera que para la próxima década se mantenga esta tendencia en virtud de que el país se encuentra en una fase de desarrollo económico e industrial caracterizado por un crecimiento poblacional importante, con preponderancia de sectores industriales con uso intensivo de energía, como la minería y la siderurgia.

El Esquema de Mercado Brasileño

El actual modelo del servicio eléctrico brasileño, intenta garantizar un suministro confiable, precios moderados para el consumidor, y atraer inversión de largo plazo.

El nuevo modelo es la respuesta a la crisis y racionamiento del año 2.001-2.002, y los instrumentos a emplear para alcanzar sus objetivos son: la licitación de las compras de las distribuidoras para seleccionar el proveedor de mínimo costo, todas las cargas deben contratar la totalidad de su consumo y todos los contratos deben tener una garantía física y concurso para suministrar nueva oferta de generación, contratos de largo plazo entre las distribuidoras y las empresas generadores, con garantía de transferir al usuario final el costo de la energía contratada, y licencia ambiental previa para los proyectos hidroeléctricos candidatos.

El proceso de reestructuración iniciado a mediados de los noventa, que apuntaba a introducir competencia en generación y comercialización, con privatización de las empresas, fue ejecutado casi en su totalidad en distribución y transmisión, con la mayor parte de la distribución actualmente en manos de empresas privadas, y participación de éstas en nuevos proyectos de transmisión, sin embargo,

en generación, sólo se privatizó un 15% de la capacidad al encontrarse una fuerte oposición por razones políticas.

En el proceso de reestructuración se crearon tres instituciones: ANEEL, ente regulador, el operador independiente del sistema (ONS), y el mercado mayorista de energía. El modelo actual devuelve al Ministerio de Energía y Minas la autoridad para planificar y asignar las concesiones para nueva oferta de generación, y crea tres nuevas instituciones: la Empresa de Investigaciones Eléctricas (EPE), a cargo de investigación y planificación a largo plazo, la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), que supervisará las transacciones dentro de la bolsa, que reemplazará al operador del mercado mayorista, y el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), encargado de la garantía de suministro del servicio.

En el nuevo modelo existirán dos mercados de electricidad, uno de contratación regulada donde la bolsa compra de los generadores a precios prefijados y reparte el costo de las compras entre todos los distribuidores, y otro de contratación libre, en el cual las transacciones entre generadores y carga son libremente negociadas.

El modelo intenta combinar compras de electricidad barata (hidroelectricidad) con compras de termoelectricidad de mayor costo,

para producir un precio promedio que espera sea más bajo y estable, mientras que asegura mercado para la instalación de nueva oferta termoeléctrica, requerida para cubrir el crecimiento de la demanda y evitar racionamiento de energía en años secos.

Las distribuidoras deben contratar el 100% de su demanda, tomando los riesgos de mercado, la garantía de suministro queda en manos del CMSE quien tiene la autoridad para adquirir, mediante licitación, capacidad de reserva cuando lo considere oportuno.

Las bondades del nuevo modelo para resolver el problema de suministro a largo plazo solamente serán probadas en el mediano plazo, por cuanto las medidas adoptadas para paliar el déficit de 2.001-2.002, subsidios gubernamentales para la instalación de nueva capacidad, combinadas con las acciones para reducir el consumo, que han resultado en una tasa de crecimiento de la demanda por debajo de lo esperado, crearon una sobreoferta de generación en el corto plazo.

El Sistema Eléctrico Español

En el Sistema Eléctrico Español existen dos tipos de mercado que se deben diferenciar: el Mercado de Producción y el Mercado a Tarifa Regulada.

El Mercado de Producción engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos. Las transacciones de energía que los agentes negocian en el mercado de producción responden a sus previsiones de demanda, de capacidad de generación de los grupos y de disponibilidad de la red de transporte. Este mercado está basado en varios procesos interrelacionados:

- Mercado Diario: tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía para el día siguiente. La Red Eléctrica, como Operador del Sistema, comunica a los agentes a las 8:30 horas su previsión de demanda, las indisponibilidades de generación y la situación de la red de transporte. Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al Operador del Mercado entre las 8:30 y las 10 horas sus ofertas de compra o venta de energía,

procediendo éste a la casación de dichas ofertas, determinándose de esta forma el precio marginal y el volumen de energía que se acepta para cada unidad de compra y venta en cada periodo horario. Las transacciones de compraventa de energía, asignadas o casadas, dan lugar al Programa Base de Casación. Una vez analizado este programa desde el punto de vista de seguridad del suministro por Red Eléctrica y resueltas las restricciones técnicas, mediante la reasignación de los grupos generadores ante desviaciones de la demanda, se obtiene el Programa Diario Viable Definitivo.

- Mercado Intra Diario: gestionado por el Operador del Mercado. Es un mercado de ajustes de los desvíos en generación o en demanda que se pueden producir con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable Definitivo.

Este mercado está organizado en seis sesiones y pueden presentar ofertas de compra o venta de energía aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario. El programa de transacciones resultante de cada mercado intra diario debe ser analizado por Red Eléctrica para garantizar el cumplimiento de

los criterios de seguridad, tras lo cual se obtiene el Programa Horario Final.

- Mercados de Operación: gestionados por Red Eléctrica como responsable de la operación del sistema, está constituido por los procesos mediante los cuales se resuelven los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda. Agrupan a un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el mercado de producción.

Red Eléctrica identifica y resuelve las incompatibilidades que aparecen entre las transacciones de energía acordadas en el mercado de producción y la gestión de su transporte. Para su resolución parte de los resultados del mercado diario e intra diario, las ventas en régimen especial y los contratos bilaterales físicos y reasigna algunas producciones para asegurar la viabilidad del resto.

- Regulación Secundaria: su objetivo es mantener la capacidad de restablecer los desequilibrios entre generación y demanda en un plazo de 30 segundos a 15 minutos. El producto que se negocia es la capacidad de subir o bajar generación, y es retribuido por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía)

- Regulación Terciaria: su objetivo consiste en restituir la reserva de regulación secundaria cuando haya sido utilizada. El producto que se negocia es la variación de potencia que es posible conseguir en un tiempo máximo de 15 minutos y que puede ser mantenido, al menos, durante 2 horas consecutivas.
- Gestión de Desvíos: su objetivo es resolver los desvíos entre la generación, por averías en los grupos, y el consumo, si la demanda casada no coincide con la prevista en el plazo que transcurre entre el cierre de cada sesión del mercado intradiario y el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Existen otros servicios complementarios que deben ser puestos a disposición de la operación del sistema por los agentes del mercado como condición para participar en él. Se ponen en marcha cuando son necesarios:

- La Regulación Primaria: tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. Es aportada por los generadores mediante la variación de la potencia de sus centrales como respuesta a las variaciones de la frecuencia del sistema. Su

horizonte temporal de actuación alcanza desde 0 hasta 30 segundos.

- El Control de Tensiones: consiste en el conjunto de actuaciones sobre los elementos de generación y transporte orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de suministro eléctrico.
- El Arranque Autónomo: tiene por objeto facilitar la reposición del servicio en caso de una perturbación o pérdida de suministro. Se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores para arrancar sin necesidad de alimentación exterior en un tiempo determinado y mantenerse generando de forma estable durante el proceso de reposición de servicio.

Todos estos procesos permiten llevar a cabo el control y la operación del sistema eléctrico en tiempo real, gestionando la red de transporte y coordinándola con la generación, de manera que se garantice en todo momento la continuidad y seguridad del suministro eléctrico.

Red Eléctrica ha desarrollado un Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS) para realizar las tareas de información y gestión de los procesos relacionados específicamente con el mercado eléctrico. El sistema ofrece completa información de acceso público en el servidor del SIOS en Internet.

El Mercado a tarifa regulada es donde el suministro de energía a los consumidores está garantizado y donde las condiciones y precios máximos están fijados por la autoridad reguladora.

El producto que ofrece el distribuidor es la energía entregada bajo unos estándares de calidad en la instalación del consumidor.

La Figura 5 presenta un esquema del funcionamiento del Sistema Eléctrico Español.

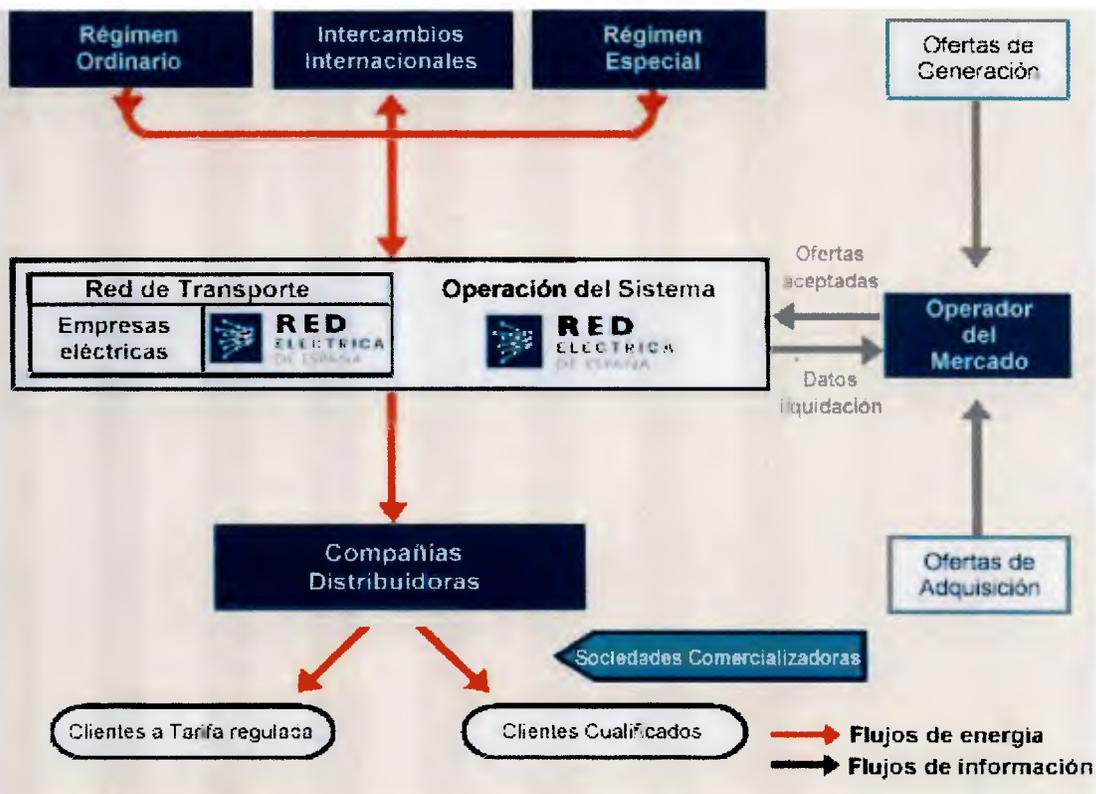


Figura 5. El mercado de electricidad español.

Fuente: <http://www.ree.es>

El Esquema Venezolano

En Venezuela, el desarrollo del actual servicio eléctrico no sigue el modelo tradicional. La estructura actual del servicio presenta diversas formas; en aquellas empresas que surgieron alrededor de las poblaciones más importantes, calza con el modelo clásico, su actividad

se realiza en un área geográfica limitada, están verticalmente integradas, y dada la concentración espacial de su operación, la actividad de transmisión no se desarrolla de manera importante.

Las dos empresas eléctricas más grandes del país, EDELCA y CADAPE, cuya actividad se desarrolla en todo el ámbito nacional, también presentan la integración vertical de las actividades componentes del servicio eléctrico, pero con dominio de las actividades de generación y distribución, respectivamente, y transmisión. En el caso de EDELCA, la generación y la transmisión dominan sobre la distribución, y en CADAPE, distribución y transmisión tienen preponderancia sobre generación.

La concentración de la oferta de generación en el Bajo Caroní también origina una situación particular donde solamente EDELCA posee suficiente capacidad de generación para cubrir holgadamente sus requerimientos de potencia y, junto con EDC, son las únicas con suficiente oferta de energía para servir a sus usuarios. El resto de las empresas eléctricas cubren su déficit de potencia y energía mediante contratos bilaterales con EDELCA, a través de Contratos de Interconexión o compras de emergencia.

Otra característica del modelo tradicional venezolano es la coexistencia de dos mercados, uno regulado y otro no regulado. En este último se transan bloques de potencia y energía mediante la libre negociación de cantidades y precios, participan las empresas eléctricas públicas y privadas, y ha sido fomentado por el Estado como un medio para apoyar el desarrollo de la industria básica, otorgando un medio de garantizar el suministro eléctrico a los grandes procesadores de metales o a PDVSA, a costos sin incertidumbre.

El mercado regulado está compuesto por las empresas eléctricas y sus usuarios, con participación de los intercambios entre empresas eléctricas, donde los precios para el usuario final y los marcadores de precio de los intercambios entre empresas eléctricas se publican en Gaceta Oficial. En el caso de existir contratos bilaterales de suministro el precio de Gaceta sirve de referencia pero las cantidades y las condiciones que aplican para fijar el monto a pagar por el suministro esta acordado libremente entre las partes.

Adicionalmente, en el país se han establecido productores independientes de potencia, que originalmente operaban como autogeneradores, caso de TURBOVEN, que tiene una cartera de clientes no regulados, y GENEVAPCA, proveedor de PDVSA, que han

suministrado generación a CADAFE para cubrir déficit de generación en situaciones como la vivida en 2.003, o en áreas donde la oferta local y la importación de generación son deficitarias.

Resumiendo, podemos decir que el modelo tradicional venezolano combina empresas regionales integradas verticalmente, que realizan de forma conjunta las actividades de distribución y comercialización, con activos de generación para cubrir parte de los requerimientos de sus usuarios, y contratos bilaterales de suministro de generación y servicios de transmisión para complementar su oferta, aunque no existen reglas claras para establecer la responsabilidad por el suministro.

La entrega de la electricidad comprada a empresas con oferta excedentaria se hace mediante contratos bilaterales y el empleo de activos de transmisión de terceros, lo que origina un sistema de peajes de transmisión regulados y no regulados. Sin embargo, ni la contratación bilateral ni los peajes de transmisión se rigen por un esquema homogéneo, pudiendo darse intercambios sin contratos ni peajes de transmisión asociados.

Otro elemento que resalta, en las transacciones de generación y servicios de transmisión entre las empresas eléctricas, es que el único

producto de la generación, valorado, medido y facturado, es la energía.

Basamento Legal

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (2.000), en su Art. 113 se establece que "No se permitirán monopolios". Se declaran contrarios a los principios de la Constitución cualesquier acto, actividad, conducta o acuerdo de los y las particulares que tengan por objeto el establecimiento de un monopolio o que conduzcan, por sus efectos reales e independientemente de la voluntad de aquellos o aquellas, a su existencia, cualquiera que fuere la forma que adoptare en la realidad. También es contrario a dichos principios el abuso de la posición de dominio que un o una particular, un conjunto de ellos o de ellas, o una empresa o conjunto de empresas, adquiera o haya adquirido en un determinado mercado de bienes o de servicios, con independencia de la causa determinante de tal posición de dominio, así como cuando se trate de una demanda concentrada. En todos los casos antes indicados, el Estado adoptará las medidas que fueren necesarias para evitar los efectos nocivos y restrictivos del monopolio,

del abuso de la posición de dominio y de las demandas concentradas, teniendo como finalidad la protección del público consumidor, de los productores y productoras, y el aseguramiento de condiciones efectivas de competencia en la economía.

También la Constitución señala que cuando se trate de explotación de recursos naturales propiedad de la Nación o de la prestación de servicios de naturaleza pública con exclusividad o sin ella, el Estado podrá otorgar concesiones por tiempo determinado, asegurando siempre la existencia de contraprestaciones o contrapartidas adecuadas al interés público.

El Art. 156 de la Constitución, numeral 29, señala que es de la competencia del Poder Público Nacional el régimen general de los servicios públicos domiciliarios y, en especial, electricidad, agua potable y gas.

LOSE

La Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE) es el instrumento legal que regula las actividades de las empresas de servicio del sector eléctrico, estableciendo los derechos y responsabilidades, tanto para éstas como para los usuarios. La Asamblea Nacional de la República

Bolivariana de Venezuela, promulgó su decreto en la Gaceta Oficial N° 5.568 (Extraordinario), de fecha 31 de diciembre de 2001.

En el Artículo 1 de la LOSE, se explica que el objetivo de este decreto, es crear el instrumento legal que regirá el servicio eléctrico en territorio venezolano, considerando las actividades que se desarrollan en las áreas de "generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, así como la actuación de los agentes que intervienen en el servicio eléctrico", de acuerdo a las políticas energéticas, el crecimiento y el desarrollo del país.

En el Parágrafo Único del Artículo 3, la LOSE reserva al Estado el derecho de explotación de la generación hidroeléctrica en las cuencas de los ríos Caroní, Paragua y Caura. Esto otorga carácter estratégico a las principales fuentes de energía eléctrica de nuestro país y protege la cuantiosa inversión que representan dichos complejos hidroeléctricos.

El Artículo 4 declara "como servicio público las actividades que constituyen el servicio eléctrico".

En el Artículo 6, la LOSE limita el ejercicio de las empresas a actividades separadas, limitando las funciones de generación, transmisión, distribución o gestión del Sistema Eléctrico Nacional, que

pueden estar desempeñando las empresas actualmente. En el caso de empresas que ejercen dos o más actividades (generación, transmisión o distribución), estas deberán realizar una separación del ejercicio jurídico, dividiéndose en empresas independientes por cada actividad que desarrolle.

En el Parágrafo Primero del Artículo 6 se establece también la separación contable del uso de instalaciones de transmisión o distribución para otros fines no eléctricos, este es el caso, por ejemplo, del alquiler de la posteadura a empresas de telecomunicaciones o televisión por cable.

El Artículo 7 de la LOSE obliga a las empresas que posean como activos redes de transmisión o distribución, a permitir a otras empresas con capacidad para prestar estos servicios, el uso remunerado de dichas instalaciones, a excepción de casos en que razones técnicas así lo impidan.

El Ministerio de Energía y Minas (actualmente Ministerio de Energía y Petróleo), la Comisión Nacional de la Energía Eléctrica y el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico son los entes que, de acuerdo al Artículo 9 de la LOSE, tienen facultad para exigir información bajo los principios de uniformidad contable, transparencia, publicidad y

confidencialidad, a las empresas que realicen actividades en el sector eléctrico, así como a los grandes usuarios.

En el Título II, Artículo 15 de la LOSE, se decreta la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para fines de regulación, supervisión, fiscalización y control de las actividades del servicio eléctrico. Esta Comisión deberá actuar bajo los siguientes principios:

1. Proteger los derechos e intereses de los usuarios del servicio eléctrico;
2. promover la eficiencia, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio y el uso eficiente y seguro de la electricidad;
3. velar por que toda demanda de electricidad sea atendida;
4. garantizar el cumplimiento de los derechos y obligaciones de los agentes del servicio eléctrico, otorgados por esta Ley;
5. promover la competencia en la generación y en la comercialización de la electricidad;
6. garantizar el libre acceso de terceros a los sistemas de transmisión y distribución;

7. coordinar sus actuaciones con las autoridades municipales de conformidad con esta Ley. (Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, Art. 16)

En el Título III, Capítulo I, Artículos 24 al 26 de la LOSE, se plantea la apertura a la competencia de los mercados de Generación de electricidad.

Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación

En el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación se consolidan los principios y políticas que se deben establecer para la interacción dinámica del crecimiento económico sostenido, las oportunidades y equidades sociales, la dinámica territorial y ambiental, la ampliación de las oportunidades ciudadanas y la diversificación multipolar de las relaciones internacionales. El plan presenta una visión de largo plazo.

El Plan se fundamenta en el equilibrio de las fuerzas y factores que intervienen en la multidimensionalidad del desarrollo nacional. Esta noción de equilibrios múltiples se expresará en cinco equilibrios básicos, como se muestra en la figura 6.



Figura 6. Equilibrios múltiples

Fuente: Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación (2.001-2007)

El equilibrio económico se logrará a través de un impulso a la agricultura, la industria, el comercio, el turismo y la construcción de infraestructura, lo cual favorecerá la creación de empleos. El logro de este equilibrio deberá estar sustentado en un mejoramiento cuantitativo y cualitativo de los niveles de educación, de salud y de seguridad.

El equilibrio social está orientado a alcanzar el bienestar colectivo, haciendo que la distribución del ingreso y de la riqueza permita la erradicación de la pobreza como gran meta a alcanzar.

El equilibrio territorial no puede verse aisladamente del equilibrio económico y social. Cada modelo de desarrollo nacional concibe una forma específica de ordenamiento territorial. El adecuado uso y

ocupación del territorio nos permitirá mejores condiciones para tal desarrollo.

El equilibrio internacional estará basado en políticas de relaciones internacionales equitativas y mutuamente respetuosas, que intensifique los procesos de cooperación e inserción de Venezuela en el ámbito mundial, enfatizando la integración de las naciones latinoamericanas y caribeñas.

El equilibrio político significa sentar las bases para lograr un sistema político en el que se hagan efectivos los principios fundamentales consagrados en la Constitución.

En el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación (2.001 - 2.007) se establecen lineamientos tales como:

- Darle prioridad a la mejora y expansión de los servicios básicos como electricidad, telecomunicaciones, agua, gas y otros.
(PDESN, p. 29)

El plan conducirá a la recuperación, mejora y expansión de los servicios básicos de tal manera que se reduzcan los costos de producción y comercialización que vienen penalizando la formación de los precios y la competitividad del producto.

- Servicios básicos de apoyo energía, telecomunicaciones, entre otros. (PDESN, p. 57)

Una fuente decisiva de la creación de externalidades favorables para la competitividad de la oferta exportable estará fundamentada en el suministro eficiente y oportuno de servicios avanzados de telecomunicaciones, energía eléctrica, uso y disposición de aguas y otros servicios básicos.

- Utilizar gas libre como materia prima en procesos de industrialización, generación eléctrica y uso doméstico a nivel nacional. (PDESN, p. 44)

Se implantará una política de promoción a la utilización del gas a nivel doméstico, de generación eléctrica y en el resto del parque industrial venezolano, que será de gran impacto para el desarrollo nacional.

- Uso interno de la orimulsión. (PDESN, p. 69)

Debido a la gran capacidad de producción de orimulsión en Venezuela, además de su eficiencia en término de costos y protección ambiental, se analizará difundir su utilización en aquellas industrias vinculadas a la generación de energía eléctrica.

- Revisar los precios y tarifas de los servicios públicos y de la asignación de transferencias del gobierno central. Descentralización de los subsidios operativos de los entes autónomos (electricidad, gas, agua, salud, etc.) (PDESN, p.51)

La asignación de precios y tarifas de servicios públicos o la transferencia de compensaciones financieras por razones de carácter social será objeto de una profunda reforma para considerar la descentralización o la distribución de su carga presupuestaria entre los distintos niveles del gobierno.

- Transferir los subsidios operativos de los servicios públicos a los gobiernos subnacionales. (PDESN, p. 75)

Se procurará asociar la fuente de financiamiento de los subsidios a los servicios básicos (transporte, electricidad, gas, agua, etc.) a mecanismos fiscales que recauden tales subsidios de la propia comunidad beneficiada directamente por el servicio en cuestión.

- El sector eléctrico como un sistema integrado. (PDESN, p. 83)

En este sector se fortalecerá la red eléctrica nacional con un sistema integrado y funcional que lleve el servicio a todo el territorio y en particular a cada unidad productiva, domicilio y servicio público en general, con elevada eficacia técnica y eficiente resultado económico.

La instrumentación de la política, programas y proyectos de este sector, conducirán al cumplimiento de los siguientes objetivos:

- Establecer lineamientos geoestratégicos de las energías primarias que posee el país.
- Incentivar el desarrollo endógeno de las redes que atienden al parque industrial y comercial, al igual que en las zonas residenciales.
- Establecer la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como un órgano regulador del sector.
- Separar las actividades de generación, transmisión y distribución como lo establece la ley.
- Crear el Centro Nacional de Gestión, que será una empresa del Estado encargada del Despacho de Energía en la Red Nacional de Transmisión.
- Crear un mercado mayorista donde se den cita generadores y grandes usuarios.
- Mejorar y equilibrar con alto estándar de servicio las diferentes empresas eléctricas a nivel nacional.
- Promover el incremento significativo de la inversión en el sector.
- Optimizar los niveles de productividad en el sector eléctrico.

- Crear un mercado que incentive el uso eficiente de las energías primarias en la búsqueda de competitividad en la generación de energía para uso interno y para la exportación.
- Utilizar y desarrollar tecnologías que permitan diversificar y optimizar las fuentes primarias de generación de electricidad.
- Fortalecer las interconexiones eléctricas de Venezuela con Brasil y Colombia, tomando en consideración el desarrollo de las potencialidades de cada país.
- Desarrollo de la electrificación rural.
- Reestructurar las empresas del sector eléctrico.
- Diseñar mecanismos que permitan estandarizar los tributos nacionales, estatales y municipales, asociados a la prestación del servicio eléctrico, para eliminar su actual volatilidad y/o diversidad.
- Bolsa Eléctrica para ahorro nacional.
 - Energía. (PDESN, p. 150)
- Se mejorarán los sistemas de transmisión y distribución de energía para prestar un servicio de calidad.
- Se aumentará la capacidad de generación de electricidad en las zonas deficitarias del país, utilizando las distintas fuentes energéticas de acuerdo a su disponibilidad en la región o localidad a abastecer.

- Se intensificará el uso del gas en el país.

Basamento Técnico

Esquemas de Mercado

Toro Hardy (1.993) definió el mercado como: “el punto de contacto en el cual los intereses encontrados de los productores y de los consumidores enfrentan sus fuerzas respectivas, con el objeto de obtener cada uno el máximo provecho” (p.199)

Las diferencias entre las distintas estructuras de mercado se basan en el número de participantes, la libertad de entrada a la industria, la naturaleza del producto y el grado en que la empresa controla el precio. Tradicionalmente, se dividen en cuatro categorías: competencia perfecta, monopolio, competencia monopolística y oligopolio. La figura 7 muestra dichas diferencias entre las mencionadas categorías.

Tipo de Mercado	Número de Empresas	Libertad de entrada	Carácter del producto
Competencia Perfecta	Muchas	Ilimitada	Homogéneo (no diferenciado)
Competencia Monopolística	Varias	Ilimitada	Diferenciado
Oligopolio	Pocas	Ilimitada	No diferenciado/ Diferenciado
Monopolio	Una	Limitada o bloqueada	Único

Figura 7. Características de las estructuras de mercado
Fuente: Sloman (1.997)

El criterio del número de participantes en el mercado tomando en cuenta tanto los oferentes como los demandantes, da origen a especificidades de las modalidades descritas anteriormente. Estas se muestran en la figura 8.

Oferta \ Demanda	Un Comprador	Pocos Compradores	Muchos Compradores
Un Vendedor	Monopolio Bilateral	Monopolio Parcial	Monopolio
Pocos Vendedores	Monopsonio Parcial	Oligopolio Bilateral	Oligopolio
Muchos Vendedores	Monopsonio	Oligopsonio	Competencia Perfecta

Figura 8. Modalidades de Mercado
Fuente: Toro Hardy (1.993)

La Competencia Perfecta

Las características de esta modalidad de mercado son las siguientes:

- Concurren numerosos compradores y vendedores.
- Las empresas son precio-aceptantes, ya que lo que cada una produce es insignificante en relación a la oferta total de la industria. Por lo tanto, el precio está determinado por la interacción entre la oferta y la demanda de todo el mercado.
- Todas las empresas producen un producto homogéneo (Idéntico), por lo que no hay marcas ni publicidad.
- No existen barreras de entrada o de salida del mercado para las empresas.
- Todos los productores conocen plenamente los precios, los costos y las oportunidades del mercado. Del mismo modo los consumidores están conscientes del precio, de la calidad y de la disponibilidad del producto.
- No debe existir ningún tipo de intervención por parte del Estado, organizaciones o sindicatos, que puedan poner en riesgo la libre interacción de la oferta y demanda.
- Debe haber plena fluidez de los factores de producción.

Es importante señalar que en una industria solo puede haber competencia perfecta si no existen economías de escala. Para aprovechar las economías de escala, las empresas deben ser de gran tamaño, pero la competencia perfecta exige muchas empresas, las cuales son muy pequeñas para obtener economías de escala.

Si una empresa llegara a expandirse lo suficiente para obtener economías de escala, alcanzaría poder de mercado, desapareciendo así la competencia.

Monopolio

Existe un monopolio cuando hay una empresa en la industria y muchos compradores. No existen productos sustitutos que puedan reemplazar el ofrecido por el monopolista.

La empresa monopolística es "precio decisor". Si aumenta la producción en gran medida, el precio terminará por bajar, por lo tanto, puede optar por fijar un precio alto y limitar las cantidades ofrecidas.

Para que una empresa conserve su posición monopolística deben existir barreras de entrada a la industria lo suficientemente altas.

Las economías de escala son un ejemplo de estas barreras. Si los costos de un monopolista descienden hasta el nivel de producción que satisface todo el mercado, la industria no podrá mantener a más de un productor. Este es el caso de los **monopolios naturales**, los cuales representan una situación en la que los costos medios a largo plazo son más bajos si la industria es un monopolio que si está repartida entre dos o más competidores.

En estos casos, el Estado suele aceptar la organización monopólica, pero bajo cierta regulación que, por lo general, se lleva a cabo vía controles de precio y condiciones de servicio.

Los Estados pueden decidir reservarse para ellos mismos ciertas actividades de la economía del país, como es el caso de la creación de empresas públicas para la prestación de un servicio. Del mismo modo, pueden otorgar el monopolio a empresas privadas para que presten el servicio. El argumento a favor de este tipo de monopolios es que si existieran varias empresas compitiendo en el mismo sector, las inversiones necesarias terminarían por encarecer la prestación del servicio.

Si un monopolio privado llega a niveles extremos de ineficiencia puede llegar a la quiebra. Esto no ocurre cuando el monopolio

pertenece al Estado. La diferencia radica en que los monopolios públicos no buscan la maximización de sus beneficios. Su objetivo es suplir determinados bienes o servicios que la empresa privada no está interesada en proveer debido a la baja rentabilidad.

Monopsonio

Carlos Sabino (1.991) define el monopsonio como la situación en la cual la demanda total de una mercancía la ejerce un solo comprador. Por lo general, el monopsonio se produce respecto a ciertos de factores de producción, materias primas, o bienes en proceso (ob.cit.)

Lo importante del monopsonio es que la conducta del demandante será lo que determine el precio, la cantidad y demás condiciones del mercado.

La pérdida social del monopsonio radica en que da lugar a una pérdida de producción para la comunidad, afecta los ingresos de los productores y la distribución personal de los ingresos dentro de la colectividad, ya que el comprador paga a los vendedores del producto un precio menor que el que tendrían que pagar bajo condiciones de competencia perfecta.

Competencia Monopolística

Es una situación en la que existen numerosas empresas compitiendo entre sí, pero cada una con cierto grado de poder mercado. Este poder de mercado es bastante pequeño, por lo que es improbable que las acciones individuales afecten a los rivales. Las empresas tienen cierta discreción para fijar el precio y no existen barreras de entrada a la industria.

La diferencia de de la competencia monopolística con la competencia perfecta radica en que existe un grado de diferenciación entre los productos. Esto implica que las empresas pueden subir el precio sin llegar a perder todos sus clientes.

Las empresas bajo condiciones de competencia monopolística presentan un problema de exceso de capacidad, ya que producen una cantidad inferior a la óptima y por ello deben cobrar un precio superior.

Por otro lado, la ventaja de esta estructura de mercado es que ofrece al consumidor la posibilidad de elegir entre una diversidad de productos.

Al comparar con los monopolios, la competencia monopolística tiene menores economías de escala, pero puede mantener los precios más bajos.

Oligopolio

Existe un oligopolio cuando sólo unas cuantas empresas tienen una elevada proporción de la industria. Sloman, (1.997)

A diferencia de lo que ocurre en la competencia monopolística, en el oligopolio existen barreras de entrada a la industria, similares a las de los monopolios.

El aprovechamiento de las ventajas de las economías de escala favorece la aparición de oligopolios. Las economías de escala requieren de grandes inversiones lo que puede transformarse en una barrera de entrada para otras empresas. Esto origina que pocas empresas de gran tamaño dominen el mercado.

El hecho de existir pocas empresas acarrea que cada una debe tener en cuenta a las demás, creando interdependencia entre ellas.

La interdependencia entre las empresas puede desencadenar deseos de colusión. Es decir, las empresas pueden acordar, formal o informalmente, limitar la competencia entre ellas, fijando las cuotas de producción, los precios y demás condiciones de mercado. En muchos países, la colusión es ilegal. Sin embargo, un acuerdo formal y explícito entre empresas de una determinada actividad puede ser permitido, y se denomina cartel.

Si los oligopolistas coluden y maximizan conjuntamente el beneficio de la industria, están actuando como un monopolio.

Oligopsonio

Un oligopsonio supone la presencia de muchos vendedores y pocos compradores. La importancia radica en como las decisiones de los demandantes puede influir en la determinación del precio y demás condiciones de mercado.

Esquemas de Mercado de Electricidad

A continuación se describen las estructuras de Mercado comúnmente usadas en los países en vía de desarrollo.

Acceso Negociado a Terceras Partes

La estructura de Acceso Negociado a Terceras Partes se muestra en la Figura 9. Bajo esta estructura la competencia se crea en el sector de generación. Los generadores privados deben negociar con las compañías de transmisión, las cuales pueden tener sus propios

generadores, estando así en disputa de intereses financieros. La negociación incluye acceso a la transmisión y oferta de energía. Los consumidores permanecen regulados. Los riesgos financieros asociados a las inversiones no viables recaen en los generadores privados. Este modelo ofrece una excepcional versatilidad porque está basado en negociaciones y ofertas flexibles en cuanto a costos se refiere.

La exitosa implementación de esta estructura exige fuertes requerimientos institucionales, incluyendo una firme política antimonopolio y un efectivo agente de vigilancia. Todos los acuerdos negociados deben ser exhaustivamente examinados de manera tal de evitar favoritismos y corrupción, previniendo el incremento de los costos para los consumidores.

Debido a que este modelo exige fuertes requerimientos institucionales y representa muchas posibilidades de abuso, es el menos adecuado para los países en vía de desarrollo.

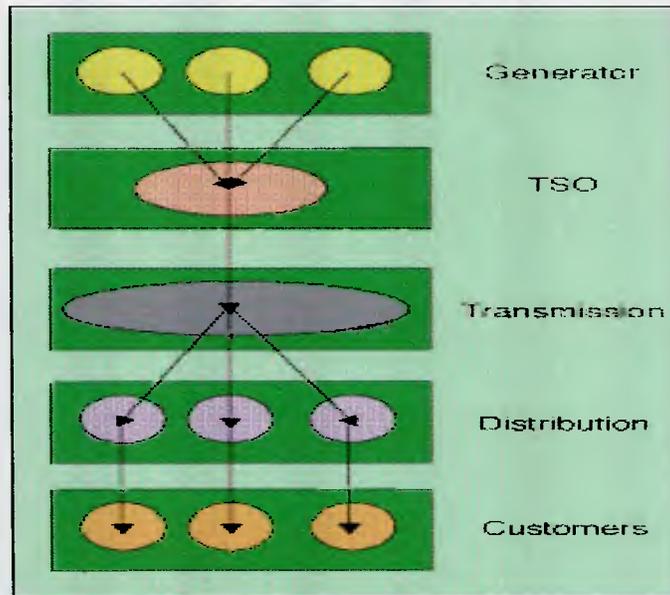


Figura 9. Estructura del Modelo de Acceso Negociado a Terceras Partes.

Fuente:

<http://www.ieee.org/organizations/pes/public/2004/sep/index.html>

Acceso Regulado a Terceras Partes

La estructura de Acceso Regulado a Terceras Partes se muestra en la Figura 10. En esta estructura, las compañías de transmisión hacen públicas sus tarifas y los requerimientos de acceso, así, los generadores pueden llegar a un acuerdo con los clientes deseados. Estos pueden negociar directamente. Bajo esta alternativa, los clientes restantes se ven obligados a asumir una tasa impuesta por el regulador, la cual está basada en la operación óptima probable. El regulador observa bajo

estricta regulación los méritos de los insumos como hidrógeno, combustible y plantas de energía independientes. En adición al mercado regulado, existe un mercado spot. En este modelo, la competencia es creada en el nivel de generación (a pesar de la fuerte regulación) y en el nivel de ventas al por menor.

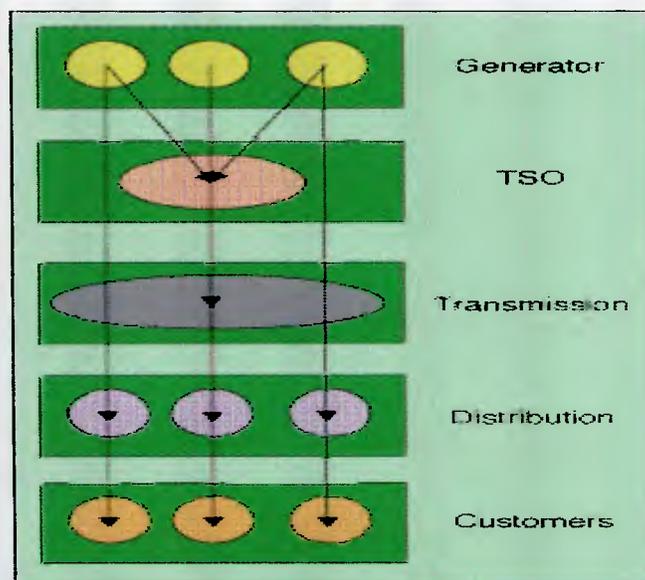


Figura 10. Estructura de Acceso Regulado a Terceras Partes

Fuente:

<http://www.ieee.org/organizations/pes/public/2004/sep/index.html>

Esta estructura no ofrece un campo de juego apto, por carecer de un mercado central, con reglas transparentes y un precio único para todos. Este modelo tiene la tendencia de promover acuerdos de venta de energía de largo plazo con precios altos, lo que promueve

corrupción y resguarda a los generadores de los verdaderos riesgos de mercado. Los resultados finales pueden ser desfavorables para los precios al por menor y un escenario financiero inapropiado para la duración de los contratos. De igual forma, este modelo tiende a favorecer a grandes clientes con mayor poder de compra, lo que les permite el acceso a energía barata, incrementando los costos para los demás clientes. Esto puede acarrear costos civiles y financieros para los países en desarrollo donde la pobreza y la baja disciplina de pago son comunes.

Una alta disciplina efectiva en contratos y regulación y un cuerpo de vigilancia, son la clave para la exitosa implementación del modelo de Acceso Regulado a Terceras Partes. El reto para estas organizaciones es desarrollar un balance entre regulación y competencia. Este diseño de mercado es el favorito en Europa y ha sido adoptado en Rumania, Polonia y la República Checa. El Acceso Regulado a Terceras Partes puede ser visto como un modelo aceptable para países en desarrollo, sin embargo, se deben considerar determinadas circunstancias de los países en estudio antes de adoptarlo. El Banco Mundial y recientes directivos de Estados Unidos están a favor de este modelo.

Modelo del Comprador Único

El modelo del Comprador Único es la estructura de mercado comúnmente adoptada en los países en desarrollo, comenzó a aparecer en los años 90. Este modelo es usado como el primer paso en la reestructuración con planes subsiguientes para introducir la competencia. Los países en desarrollo argumentan que este modelo incentiva la inversión privada, de manera que los fondos públicos puedan ser ahorrados o utilizados en la construcción de plantas de energía.

Bajo esta estructura, se crea un Operador de Sistema de Transmisión (OST) independiente. Esto significa que el OST no debe tener intereses propios en ninguna compañía generadora o transmisora y debe tratar a todos los proveedores de igual forma y bajo los mismos estándares y reglas de participación.

El OST actúa a favor de todos los clientes y es proveedor de derechos exclusivos para comprar y vender energía a las compañías distribuidoras, las cuales por su parte, venden a los clientes. Por lo tanto, los consumidores asumen los precios de venta de electricidad, así como los costos de transmisión y distribución. El OST puede proveer energía

mediante contratos con los proveedores o a través de mercados competitivos de forward. Los clientes permanecen regulados y normalmente no se les está permitido abandonar sus proveedores tradicionales hasta que no se implementen los próximos pasos de la reestructuración. Este modelo está ilustrado en la Figura 11.

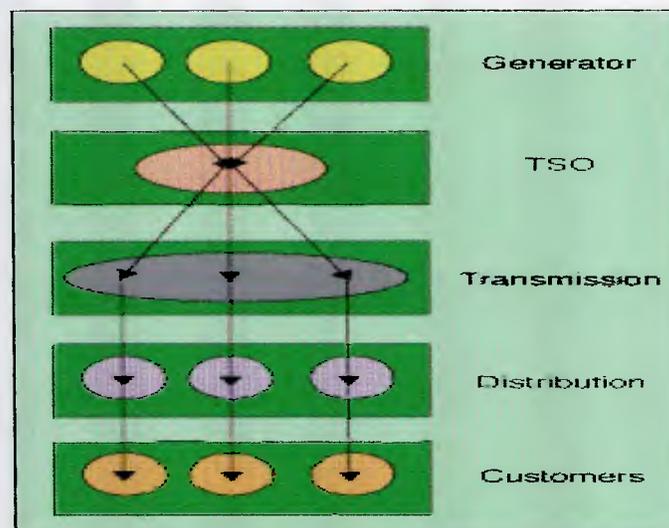


Figura 11. Estructura del modelo de Compra Único.

Fuente:

<http://www.ieee.org/organizations/pes/public/2004/sep/index.html>

Otros modelos de negociación también posibles, son aquellos donde el OST posee el sistema de transmisión. Los modelos de negociación con diferente autoridad y mercado tienen varias ventajas y desventajas.

La adopción de esta estructura de mercado en los países en desarrollo ha sido objeto de numerosas críticas por diversas razones, incluyendo la falta de instituciones sólidas y transparentes, además de una baja disciplina de pago. Pero a pesar de esto, sigue siendo el modelo más considerado para reestructurar la tradicional integración vertical de la industria eléctrica.

Entre las críticas al Modelo del Comprador Único destaca el hecho de que el OST puede no tener incentivos propios para comprar energía del proveedor más económico, pudiéndose desarrollar cierto favoritismo. Esta crítica puede ser rectificada de dos formas:

- Primero, creando un mercado mayorista competitivo bajo el esquema de Bolsa de Energía con reglas de mercado transparentes. El OST está obligado entonces, a satisfacer sus necesidades del mercado a los precios establecidos.
- Segundo, creando un organismo regulador y comités de vigilancia que monitoreen las operaciones diarias del OST.

Una vez creado, el OST prepara claras y transparentes posturas, programas, protocolos de establecimiento y precalificación de los participantes del mercado. Actuando a favor de todos los

consumidores, el OST tiene como funciones realizar predicciones de demanda, manejar el mercado necesario a los menores costos, procurar energía y otros servicios, operar la red de electricidad en tiempo real, ejecutar las mediciones necesarias y facturaciones de energía y establecer las funciones financieras.

El OST debe publicar a tiempo información de mercado: niveles esperados de gestión, logros de la gestión, precios, costos totales, etc. Esto es conocido como la función de "diseminación de información de mercado". Los participantes de mercado usan esta información para desarrollar su postura y programas de manera consistente con sus estrategias de negocio. El organismo regulador y los comités de vigilancia monitorean el mercado e identifican y estabilizan imperfecciones en su diseño. También detectan comportamientos inadecuados de los participantes. Estas organizaciones pueden llegar al grado de anular pagos o asignar sanciones y penalidades a los participantes que cometan repetidas violaciones.

El Banco Mundial y las recientes directivas de Estados Unidos no están a favor de este modelo.

El Sector Eléctrico Venezolano en la Actualidad

La Industria Eléctrica Venezolana cuenta con una capacidad nominal instalada de 20.638,6 MW, de los cuales el 63,69% lo constituyen plantas hidroeléctricas ubicadas en Guayana y en los Andes.

El 23 de agosto de 1.968, se firmó un primer contrato de interconexión entre las empresas CADAPE, EDELCA y EDC, dando origen a la *Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS)*, una organización para la coordinación de la operación y apoyo a la planificación de los sistemas eléctricos del país. Con la finalidad de hacer extensivos los beneficios de la interconexión en el ámbito nacional, el 1° de diciembre de 1.988 se firmó un nuevo contrato de interconexión incorporando a la empresa ENELVEN y asignándole a OPSIS nuevas responsabilidades en la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) lo conforman 18 empresas eléctricas públicas y privadas. Las empresas públicas son CADAPE con cinco empresas filiales (ELEORIENTE, ELECENRO, ELEOCCIDENTE, CADELA y SEMDA), EDELCA, ENELVEN, ENELCO y ENELBAR.

Las empresas privadas son la Electricidad de Caracas con sus empresas filiales (CALEV, ELEGGUA y CALEY), ELEBOL, CALIFE, ELEVAl y SENECA.

Las empresas CADAPE, EDELCA, EDC y ENELVEN, signatarias del Contrato de Interconexión suplen el 95,4% de la energía eléctrica que se consume en el país y éstas a su vez representan en OPSIS el valor total de las empresas eléctricas antes citadas. El porcentaje restante proviene del Sector Autoabastecido (Petróleos de Venezuela, productores independientes e industrias con generación propia)

En adición a las Empresas CADAPE, EDELCA, EDC y ENELVEN, integrantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el Sistema Eléctrico Venezolano está conformado por otras 16 Empresas, las cuales están representadas en OPSIS por las Empresas signatarias del Contrato de Interconexión. A continuación se enumeran estas otras Empresas del Sistema Eléctrico Nacional:

- Electricidad de Oriente C.A. (ELEORIENTE).
- Electricidad del Centro C.A. (ELECENIRO).
- Electricidad de Occidente C.A. (ELEOCCIDENTE).
- C. A. de Electricidad de los Andes (CADELA).

- C.A. Electricidad de Bolívar (ELEBOL).
- C.A. Luz y Fuerza Eléctricas de Puerto Cabello (CALIFE).
- C.A. Electricidad de Valencia (ELEVAL).
- C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR).
- Sistema de Electrificación de Nueva Esparta C.A. (SENECA).
- Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro C.A. (SEMDA).
- C.A. Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV).
- C.A. Electricidad de Yaracuy (CALEY).
- C.A. La Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA).
- ENELVEN Generadora C.A (ENELGEN).
- ENELVEN Distribuidora C.A (ENELDIS).
- Energía Eléctrica de la Costa Oriental del Lago (ENELCO).

El Sector Autoabastecido agrupa los productores independientes de energía eléctrica en el país. De acuerdo a información suministrada por la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (CAVEINEL), la capacidad instalada de este sector se ubica en 1.370 MW, destacándose:

- Petróleos de Venezuela, S.A. con 450 MW.

- GENEVAPCA con 300 MW
- TURBOVEN con una capacidad instalada de 160 MW.

Adicionalmente existen una serie de industrias que poseen generación propia o cogeneración, entre las que se citan las industrias azucareras y de cemento.

El sector también está integrado por:

- El Ministerio de Energía y Petróleo, el cual es el Órgano Rector del sector, con su cuerpo de asesoría técnica, FUNDELEC.
- CAVEINEL, Cámara que agrupa todas las empresas de servicio público de electricidad.
- OPSIS que opera el sistema interconectado.
- CODELECTRA que emite normas generales para los fabricantes de materiales y equipos que utiliza el sector.

Para el año 2003, la demanda de energía eléctrica en Venezuela fue de 89.319,8 GWh, la cual fue satisfecha con una generación de 89.734 GWh. También se realizaron intercambios con Colombia y Brasil para un balance total de 414,2 GWh entregados. El 67,3% de la energía del país correspondió a generación hidroeléctrica (en un 96,44% cubierto por EDELCA)

Las principales plantas eléctricas, tanto térmicas como hidroeléctricas, se encuentran interconectadas mediante un sistema de líneas de transmisión y subestaciones que operan a 765, 400 y 230 kV, y en conjunto tienen una longitud de 11.040 Km.

De las subestaciones se desprenden líneas a 138, 115, 69 y 34,5 kV que alimentan a más de 3.500 centros poblados donde habita el 95% de la población del país.

En la actualidad existen interconexiones entre Venezuela y Colombia en los niveles de tensión a 230 y 115 kV; y Venezuela y Brasil en el nivel de tensión a 230 kV. Las conexiones a 230 kV las representan las líneas Cuatricentenario - Cuestecitas en la región Zulliana (ver Figura 12), Coroza - San Mateo en la región Andina (ver Figura 13) y Santa Elena - Boa Vista en la región de Guayana (ver Figura 14). La interconexión a 115 kV se realiza a través de la línea La Fría - Tibú, también en la región de los Andes (ver figura 13).

Actualmente no existen compromisos de intercambios de capacidad firme entre ambos países. Los intercambios que ocurren obedecen a ayudas mutuas por situaciones de emergencia o intercambios por economía.



Figura 12. Interconexión por la Región Zuliana

Fuente: www.opsis.org.ve



Figura 13. Interconexión por la Región Andina

Fuente: www.opsis.org.ve



Figura 14. Interconexión por la Región Guayana

Fuente: www.opsis.org.ve

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Metodología

El presente trabajo de grado se realizará bajo la modalidad de "Proyecto Factible". Se planteará, justificará y recomendará un Modelo de Mercado de Energía Eléctrica que garantice la prestación de un servicio de calidad, confiable, al mínimo costo posible y que sea económicamente sustentable en el entorno venezolano.

El centro del estudio es el Sector Eléctrico Venezolano. Se considerarán aspectos como los planteamientos plasmados en la Constitución Nacional, el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional, La Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, entre otros, así como las experiencias de otros países y los análisis realizados por diversos organismos y autores expertos en el tema.

El procedimiento a seguir para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados es la recopilación y análisis de los documentos legales de la nación, así como trabajos y publicaciones de diversos autores y entes, tanto públicos como privados, en todo el mundo. Con

esta información, se procederá a plantear una alternativa factible para el mercado de electricidad en el caso venezolano

Los pasos a seguir para el desarrollo del proyecto son:

- Revisión bibliográfica de los antecedentes del Sector Eléctrico Venezolano, así como sus características, funcionamiento y esquema de mercado.
- Revisión y análisis detallado de los aspectos legales presentes en la Constitución Nacional, la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico y otros documentos legales relacionados con el tema.
- Revisión y análisis del Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional.
- Revisión bibliográfica de las experiencias de otros países, así como de las pautas y recomendaciones de autores expertos en el tema.
- Análisis comparativo entre los modelos de mercado de energía eléctrica más comunes.
- Evaluación de las experiencias de otros países en la aplicación de los diferentes modelos de mercado de energía eléctrica.
- Planteamiento y análisis de los factores claves para la adopción de un esquema de mercado específico, acorde con el entorno

venezolano, tomando en cuenta la situación actual, las políticas energéticas, las políticas nacionales y de desarrollo y el marco legal vigente.

- Planteamiento y recomendación de un esquema de mercado de energía eléctrica ajustado a las políticas nacionales de desarrollo.
- Planteamiento de recomendaciones para la implementación del esquema de mercado seleccionado.

Alcance

En este trabajo se evaluarán los aspectos necesarios para plantear un esquema de mercado que garantice un intercambio transparente y confiable de energía eléctrica, que sea adecuado y factible dentro de las condiciones actuales del sector eléctrico venezolano y las políticas energéticas y de desarrollo de la nación. Asimismo, se analizarán las experiencias de otros países y se ofrecerá una visión general de las ventajas y desventajas de los esquemas más comunes de mercados eléctricos.

Limitaciones

El esquema de mercado que se propondrá deberá ser evaluado, discutido y aprobado por los organismos competentes antes de perfilarse como una propuesta oficial para el sector eléctrico venezolano. Asimismo, estará basado en las condiciones y características propias de Venezuela, por lo que no es aplicable a otros países sin una revisión previa de la situación particular de los mismos.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

Análisis del Esquema Actual del Mercado Venezolano

El modelo tradicional venezolano combina empresas regionales integradas verticalmente, que realizan de forma conjunta las actividades de distribución y comercialización, con activos de generación para cubrir parte de los requerimientos de sus usuarios, y contratos bilaterales de suministro de generación y servicios de transmisión para complementar su oferta, aunque aun no existen reglas claras para establecer la responsabilidad por el suministro. Adicionalmente, las tarifas se fijan por Gaceta Oficial para cada empresa.

En el país se han establecido productores independientes de potencia, que originalmente operaban como autogeneradores, caso de TURBOVEN, que tiene una cartera de clientes no regulados, y GENEVAPCA, proveedor de PDVSA, que eventualmente han suministrado generación a CADAFE para cubrir déficit de generación. Estos constituyen el mercado no regulado.

Del mercado regulado, EDELCA produce cerca del 67% de la generación total del país, el porcentaje restante está en manos de CADAFE, ENELVEN y EDC. Esta situación coloca a la generación bajo un monopolio del Estado.

Las economías de escala favorecen el establecimiento de un monopolio natural, como en el caso de la generación en Venezuela. Si existieran un gran número de empresas compitiendo en este sector, las inversiones necesarias terminarían por encarecer la prestación del servicio. Asimismo, el Estado se ve en la obligación de asumir este tipo de organización monopólica debido a que se trata de un servicio de primera necesidad, el cual las empresas privadas no están dispuestas a asumir por la baja rentabilidad que les ofrece.

Actualmente, las empresas eléctricas venezolanas funcionan con estructuras como las que se muestran en la Figura 15.

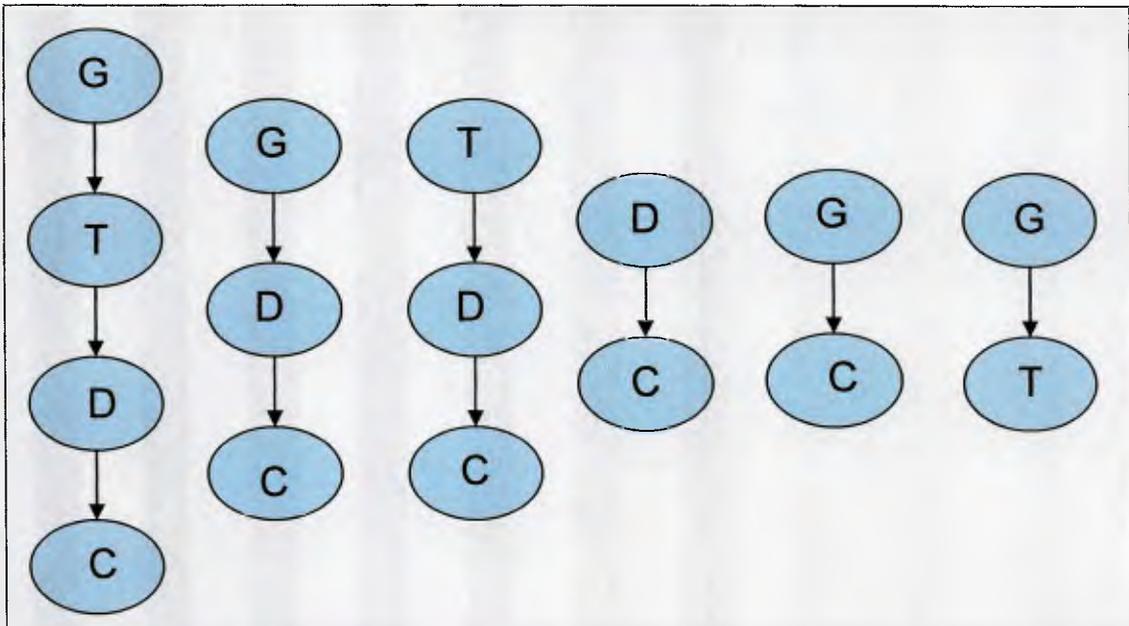


Figura 15. Estructura de las empresas eléctricas en Venezuela
Fuente: Angélica Bonfante (2.005)

Como se observa en la Figura 15, en Venezuela existen empresas con procesos de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, así como otras que no tienen todos esos procesos. En el caso de los productores independientes de potencia, GENEVAPCA y TURBOVEN, éstos solo cumplen procesos de Generación y Comercialización.

Las empresas que no tienen Generación propia tal como ENELBAR, ELEVAL, entre otras, cubren su demanda con las compras a otras empresas, como EDELCA. Así mismo, en caso de contingencias, las empresas signatarias del contrato de interconexión de OPSIS, están en la

obligación de vender energía en caso de que sea necesario, siempre que se encuentren en capacidad técnica para hacerlo.

Existen casos en el que los productores independientes se han visto obligados a vender energía a otras empresas, específicamente GENEVAPCA a CADAPE, cuando el caso de la sequía del Guri en el 2.003.

Las empresas verticalmente integradas, es decir, que poseen todos los procesos, tales como ENELVEN, EDC y CADAPE, cubren sus requerimientos de demanda y teóricamente están en capacidad de vender energía a otras empresas a través de OPSIS.

Sin embargo, esta integración vertical de las empresas acarrea problemas al momento de la fijación de las tarifas, ya que en ellas no se consideran costos eficientes.

Finalmente, EDELCA es el mayor generador del país (cerca del 67% de la generación total) y vende energía a la mayoría de las empresas nacionales.

Consideraciones para un Esquema de Mercado Eléctrico en Venezuela

Con base en la investigación teórica realizada, para plantear un esquema de mercado eléctrico es necesario contar con una política energética nacional, que establezca las metas deseadas y aporte los lineamientos a seguir para una reestructuración del sector. Esta reestructuración solo se podrá llevar a cabo cuando las instituciones legales y regulatorias estén conformadas y ofrezcan la seguridad y confiabilidad que se requiere.

Dado que en Venezuela aún no existe oficialmente un plan estratégico para el sector energético y no se han creado las instituciones legales y regulatorias, se debe comenzar por plantear una reestructuración que represente un mínimo impacto, que fomente la eficiencia del sector eléctrico y que lo prepare para asumir nuevos cambios más exigentes en el futuro.

En tal sentido y luego de la experiencia de California, se puede hacer notar que, aunque en algunos casos, la competencia en el sector eléctrico puede desencadenar en el largo plazo una presión al la baja de los precios, en el corto plazo los riesgos y costos de la introducción de mercado son bastante considerables: En primer lugar, la competencia puede ocasionar devaluación en los activos, resultando

en incapacidad de los inversionistas para pagar sus deudas. Esta situación podría llevar a la quiebra a varias compañías, tal como ocurrió en California. En segundo lugar, los costos de la competencia en generación a corto plazo pueden dejar expuestos otros objetivos de los sistemas eléctricos tradicionales, tal como la justificación para invertir en el aumento de la capacidad de generación, transmisión y distribución.

Adicionalmente, ya se ha mencionado la situación del parque de generación en el país, que hace inviable la conformación de un mercado mayorista.

El esquema de mercado que se debe adoptar en el sector eléctrico venezolano debe cumplir entonces con los lineamientos establecidos en la Constitución Nacional y estar en concordancia con el espíritu de la LOSE y del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación.

En este sentido, según lo establecido en la LOSE, el esquema de mercado debe fomentar la eficiencia de las empresas eléctricas y garantizar la confiabilidad y la calidad de la prestación del servicio eléctrico.

La Constitución Nacional señala que es competencia del Estado la prestación de los servicios públicos domiciliarios, entre ellos la

electricidad. También contempla que no están permitidos los monopolios. Cuando se trate de explotación de recursos naturales en propiedad de la Nación o de prestación de servicios públicos, el Estado podrá otorgar concesiones.

De acuerdo al el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, el esquema de mercado debe utilizar el gas libre y la orimpulsión en los procesos de generación eléctrica. Del mismo modo, debe fortalecer la red eléctrica nacional como un sistema integrado y funcional, que incentive el desarrollo endógeno, las inversiones y el uso eficiente de energías primarias.

Para la mejora de la calidad del servicio eléctrico, el esquema de mercado debe mejorar los sistemas de transmisión y distribución de energía, así como también aumentar la capacidad de generación de electricidad en las zonas deficitarias del país.

Tanto la LOSE como el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, establecen la creación de un modelo de Mercado Mayorista de electricidad. Hasta ahora, muchos de los aspectos contemplados no se han llevado a cabo, lo que se debe en gran medida, a la no aplicación del marco legal establecido en la Ley. Asimismo, el cabal

funcionamiento del Mercado Mayorista solo tendrá lugar cuando existan suficientes empresas vendedoras y compradoras de energía.

Por otro lado, el sector eléctrico venezolano se ha venido desarrollando en base a la explotación de los recursos hidráulicos provenientes de la cuenca del río Caroní principalmente. Sin embargo, los cada vez crecientes requerimientos internos de energía, hacen que la capacidad de las plantas instaladas en el Caroní sea insuficiente y se requiera de nueva generación termoeléctrica.

El parque de generación termoeléctrica tiene más de 20 años de antigüedad y en la práctica, no está en capacidad de cumplir con sus compromisos de generación, en especial cuando la generación hidráulica se ve afectada por condiciones hidrológicas. A su vez, los bajos niveles de inversión en el sector eléctrico no han permitido el crecimiento del parque de generación.

Lo descrito anteriormente, junto con el vacío legal por la falta de instrumentación de un marco regulatorio acorde a los lineamientos de la nación y las restricciones financieras hacen inviable el Mercado Mayorista en Venezuela.

Propuesta de Esquema de Mercado Eléctrico para el Caso Venezolano

Con base en las consideraciones planteadas, el esquema de mercado propuesto deberá cumplir con las siguientes características:

- Representar el mínimo impacto a la estructura actual del sector eléctrico venezolano, para asegurar que sea factible dentro de las condiciones actuales de las empresas eléctricas.
- Fomentar la eficiencia del sector eléctrico venezolano.
- Garantizar a los usuarios un servicio de calidad al menor costo.
- Fomentar la presencia del Estado como garante del servicio.
- Reforzar el crecimiento del parque termoeléctrico, fomentando el uso del gas natural y la orimulsión.
- Fortalecer la red eléctrica nacional como un sistema integrado y funcional, que incentive el desarrollo endógeno, las inversiones y el uso eficiente de energías primarias.

Para esto, el esquema propuesto plantea una estructura como la que se presenta en la figura 16, similar al esquema de Acceso Regulado a Terceras Partes presentado en la figura 10 del capítulo 2.

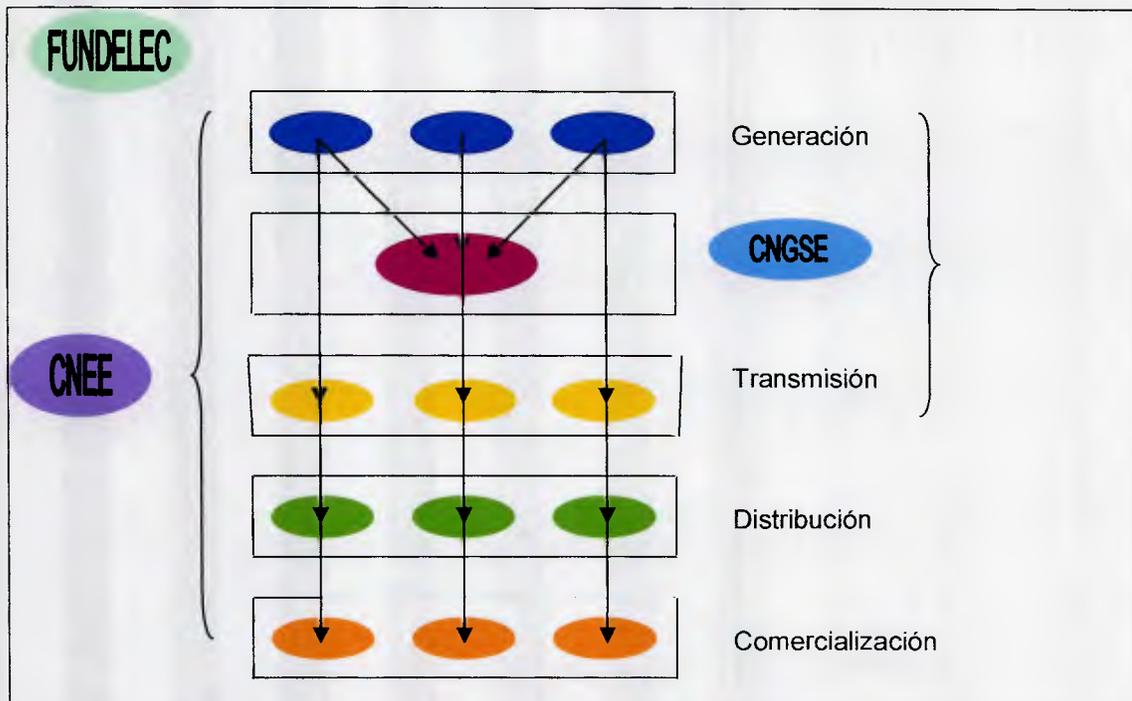


Figura 15. Esquema Propuesto
Fuente: Angélica Bonfante (2.005)

En este esquema se mantiene la integración vertical de las empresas. Si bien la LOSE contempla la separación jurídica de las empresas por actividad, no se considera una alternativa viable. Las empresas venezolanas no se encuentran preparadas para esto ya que la mayoría no está en capacidad para hacer frente a sus obligaciones financieras con los demás agentes del mercado.

Sin embargo, en aras de fomentar la eficiencia en las empresas de servicio eléctrico que abarcan varios procesos, se debe exigir la

separación contable de dichos procesos, para poder realizar cálculos de costos eficientes y estudios comparativos de empresas eficientes. Actualmente las tarifas están fijadas tomando en cuenta el capital invertido por la empresa y los gastos incurridos por la prestación del servicio, con una rentabilidad considerada adecuada. En muchos casos, esta metodología se presta para que las tarifas cubran ineficiencias y prácticas oportunistas por parte de algunas empresas, siendo los usuarios finales quienes asumen dichos costos.

Con la separación contable de las empresas se permitirá el establecimiento de tarifas que fomenten la eficiencia y garanticen un precio justo por el servicio.

En el artículo 15 de la LOSE se establece la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) cuya función será la regulación, supervisión, fiscalización y control de las actividades que constituyen el servicio eléctrico. Del mismo modo, en el artículo 33, se establece la creación del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE) que se encargará del control, supervisión y coordinación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional. Estos organismos deberán

velar por el cabal funcionamiento de las empresas y evitar que en ellas se desarrollen conductas viciosas.

Actualmente, OPSIS cumple funciones de planificación operativa y planificación de expansión. Sin embargo, parte de estas funciones son atribuciones del CNGSE, tal y como lo establece la LOSE. En pro de fomentar la transparencia en el funcionamiento del CNGSE, se propone la participación, con funciones supervisorias, de las empresas del servicio eléctrico.

Según lo descrito en el artículo 16 de la LOSE, la CNEE actuará bajo ciertos principios tales como proteger los derechos e intereses de los usuarios del servicio eléctrico, promover la eficiencia, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio y en el uso eficiente y seguro de la electricidad. También debe velar porque toda la demanda de electricidad sea atendida, promover la competencia en la generación y en la comercialización de electricidad, garantizar el libre acceso de terceros a los sistemas de transmisión y distribución, entre otros.

Asimismo, según el artículo 17 debe procurar la óptima la formación de los precios en los nodos de intercambio del sistema eléctrico nacional y del mismo modo, la fijación óptima de tarifas a ser aplicadas por las empresas que realizan actividades reguladas en el

servicio eléctrico. Igualmente debe aprobar las normas de Operación del Sistema Eléctrico Nacional y fiscalizar el funcionamiento del CNGSE.

Actualmente, FUNDELEC es el organismo encargado de ofrecer soporte técnico profesional al Ejecutivo Nacional para la definición y el establecimiento de los criterios, normas y procedimientos más adecuados, que permitan el ordenamiento y el desarrollo armónico del sector eléctrico, la mejor prestación del servicio eléctrico y la consolidación de la función reguladora del Estado en el sector eléctrico. Este soporte se materializa en la ejecución de estudios, la preparación de documentos y la prestación de asesorías.

Los principales temas de estudio de FUNDELEC son la planificación y operación de sistemas eléctricos, la prestación del servicio eléctrico a los usuarios finales, las tarifas eléctricas y los asuntos jurídicos e informáticos relacionados con la organización del sector eléctrico y el desarrollo de su marco regulatorio. En el esquema propuesto, FUNDELEC mantiene sus funciones como ente encargado de la planificación del sistema eléctrico nacional, de la fijación de tarifas eléctricas, de los estudios de expansión y modernización de la industria eléctrica, de los pronósticos de demanda de electricidad y de otros estudios especializados.

De esta forma, se garantiza la transparencia de los estudios y tarifas, al ser ejecutados por un ente que no se encuentra directamente relacionado con el control y la regulación de las empresas del servicio eléctrico. Así mismo, se ofrece al CNGSE y a la CNEE un organismo que prestará el soporte técnico para el estudio y ejecución de proyectos que favorezcan la modernización y el avance técnico del sector eléctrico nacional.

CONCLUSIONES

Para llegar al esquema de mercado propuesto en el presente trabajo de grado, se revisó la situación actual del mercado eléctrico en Venezuela. Se analizaron los diversos factores presentes que hacen inviable la aplicación de algunos aspectos de la LOSE.

A lo largo del trabajo se revisó bibliografía de varios autores que basándose en experiencias pasadas han señalado recomendaciones para la reestructuración del mercado de electricidad en países en desarrollo, así como también las características particulares del sector eléctrico venezolano.

Se observó el entorno internacional, siendo el de más relevancia el caso ocurrido en California en el año 2.002. Asimismo, se analizaron los esquemas de mercado existentes en países como Chile, Méjico, Brasil y España.

También se revisó la estructura legal pertinente, tal como la Constitución Venezolana, la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, con el fin de que el esquema propuesto estuviese dentro de las premisas legales del país.

Con el propósito de que el esquema de mercado a proponer estuviese técnicamente sustentado, se estudiaron diversos esquemas de mercado existentes.

Antes de proponer el nuevo esquema a adoptar, se revisó la estructura y funcionamiento del esquema actual del mercado eléctrico venezolano. Igualmente, se resaltaron diversas consideraciones que se tomaron en cuenta, producto del estudio hecho a lo largo del trabajo y en concordancia con el basamento legal.

Finalmente, luego de la revisión y análisis de las experiencias de otros países y de la bibliografía en general, del estudio del esquema actual venezolano, de las leyes que rigen el mercado eléctrico en Venezuela y de las oportunidades que brinda el sector, se propuso un nuevo modelo de mercado de electricidad, con sus características y recomendaciones para la aplicación en Venezuela.

BIBLIOGRAFÍA

- BARROSO, L, PEREIRA M y ROSENBLATT J. *Ensuring Energy Supply Adequacy In Market- Based Systems: The Brazilian Experience.* •
Disponibile en:
http://www.ewh.ieee.org/cmte/ips/LatinAmerica_RiskResponsibility.pdf
- BODWELL, B. *The Crisis of California's Electricity Market: Lessons to be learned*, disponible en:
<http://www.caveinel.org.ve/docs/California%20Electricity%20Crisis-%20A%20T%20Kearney%20article.pdf>
- CAMARGO, D y PAIVA, D. de (2.003) *Risk Responsibility for Supply in the Brazilian Energy Market.* Disponible en:
http://www.ewh.ieee.org/cmte/ips/LatinAmerica_RiskResponsibility.pdf
- CAVEINEL. *Historia de electricidad en Venezuela.* Disponible en:
<http://www.mem.gov.ve/vmenergia/datest/dato8.asp>
- CAVEINEL. *Sector Eléctrico Venezolano.* Disponible en:
<http://www.caveinel.org.ve/general.asp?titulo=Sector%20Eléctrico>
- *Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.* (2.000, Marzo 24). Gaceta oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 5.433 (extraordinaria)
- DE LA ROSA, M (2.004). *Análisis de la Política Regulatoria del Sector Eléctrico en Venezuela durante el periodo 1.993-2.003.* Ponencia presentada en el Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica (2.004)

- DEHDASHTI, E (2.004). *The Business Scene. Developing Countries. Restructuring with benefits from competition (or not)*. Disponible en: <http://www.ieee.org/organizations/pes/public/2004/sep/index.html>
- FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO DEL SERVICIO ELÉCTRICO (FUNDELEC) *Simulación de escenarios para la planificación operativa, mercado mayorista de electricidad*. Informe Final, Versión Preliminar. Disponible en: http://fundelec.org.ve/Grafico/documentos/tecnicos/simulacion_emme.pdf
- GONZÁLEZ, S Y RAMSAY, B. *El Génesis de la Reestructuración en la Industria Eléctrica Global: Similitudes y Peculiaridades de Sucesores*. Memorias de la I Conferencia Internacional del Área Andina del IEEE. Isla de Margarita, 1.999.
- LEÓN H. *El nuevo paradigma del Mercado de Electricidad y su aplicación al Sistema Eléctrico venezolano*. Memorias de la I Conferencia Internacional del Área Andina del IEEE. Isla de Margarita, 1.999.
- *Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE)*. (2.001, Diciembre 31) Gaceta oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 5.568 (extraordinaria)
- MADRIGAL, M y ROSENZWEIG, F. de. (2.003). *Present and Future Approaches to Ensure Supply Adequacy in the Mexican Electricity Industry*. Disponible en: http://www.ewh.ieee.org/cmte/ips/LatinAmerica_RiskResponsibility.pdf

- MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO, (On Line). Disponible en:
<http://www.mem.gov.ve/entesadsc/fundalec/index.php>
- OFICINA PARA LA OPERACIÓN DE SISTEMAS INTERCONECTADOS (OP SIS) (On Line) Disponible en: *<http://www.opsis.org.ve>*
- OFICINA PARA LA OPERACIÓN DE SISTEMAS INTERCONECTADOS (OP SIS) Informe Anual 2.003. Disponible en: *<http://www.opsis.org.ve>*
- OLMEDO J Y GONZÁLEZ C. *Análisis Comparativo de los Marcos Regulatorios del Sector Eléctrico en Sudamérica*. Memorias de la I Conferencia Internacional del Área Andina del IEEE. Isla de Margarita, 1.999.
- *Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación*. Líneas Generales. Septiembre, 2.001.
- PURC Y BANCO MUNDIAL. Resumen de ponencias del Décimo Programa Internacional de Regulación y Estrategia de Empresas de Servicios. Disponible en:
<http://bear.cba.ufl.edu/centers/purc/publications/spanish/03.pdf>
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. (On Line) Disponible en:
<http://www.ree.es>
- RUDNICK, H. (1.996). *Pioneering Electricity Reform in South America*. IEEE Spectrum Agosto 1996, pp 38 - 45
- RUDNICK, H. (2.003). *Risk Responsibility for Supply in Deregulated Electricity Markets- The Chilean Case*. Disponible en:
http://www.ewh.ieee.org/cmte/ips/LatinAmerica_RiskResponsibility.pdf

- SABINO, C. (1.991). *Diccionario de Economía y Finanzas*. Caracas: Panapo.
- SLOMAN, J. (1.997). *Introducción a la Microeconomía, Tercera edición*.
- TORO, J (1993). *Fundamentos de Teoría Económica*. Caracas: Panapo.