

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES



MAESTRÍA EN ALTA GERENCIA

TEMA DE INVESTIGACIÓN:

PROPUESTA PARA LA RESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR

ELÉCTRICO ECUATORIANO

Autor: Ing. Julio Gómez Coba

Asesor: Ing. Antonio Troya

Quito, octubre de 2009

DEDICATORIA

A toda mi querida familia, por su constante aliento y respaldo para emprender y culminar mis objetivos.

AGRADECIMIENTOS

A los profesores del Instituto de Altos Estudios Nacionales por los conocimientos impartidos y la amistad brindada durante el desarrollo del curso.

Especial agradecimiento para el Ing. Antonio Troya, por su asesoramiento y orientación magistral y experiente en los temas empresariales.

Al personal administrativo del Instituto de Altos Estudios Nacionales por la noble y valiosa ayuda que brindan a los estudiantes, sobre el cumplimiento de los requisitos legales y de procedimiento.

A la Corporación CENACE por el auspicio de la maestría.

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	pág.
INTRODUCCIÓN	6
CAPÍTULO 1	10
MODELO DE GESTIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	10
1.1 El Consenso de Washington	10
1.2 El proceso de reforma en el sector eléctrico	15
1.2.1 Segmentación y desregulación de las actividades del sector eléctrico	15
1.2.1.1 El Consejo Nacional de Electricidad.....	16
1.2.1.2 El Centro Nacional de Control de Energía.....	17
1.2.1.3 Las empresas de generación, transmisión y distribución	17
1.2.2 El mercado eléctrico mayorista.....	17
1.2.3 Decisiones de inversión delegadas al sector privado	18
1.2.4 Privatización de las empresas del estado	19
1.3 Política de precios reales en las tarifas de electricidad	20
1.3.1 El precio de los productos y servicios eléctricos	20
1.3.1.1 El precio marginal horario de la energía eléctrica	21
1.3.1.2 El precio de la potencia eléctrica	21
1.3.1.3 La tarifa de generación para el consumidor final.....	23
1.3.2 El costo medio de transmisión	24
1.3.3 El Valor Agregado de Distribución.....	25
1.3.4 Pliegos Tarifarios y Reajuste	26
CAPÍTULO 2	27
DESEMPEÑO DEL NUEVO MODELO DE GESTIÓN	27
2.1 Problemas en la implantación del modelo de gestión	28
2.2 Escasas inversiones del sector privado	31
2.3 Deterioro financiero del sector eléctrico.....	41
2.4 Deficiente gestión en las empresas de distribución.....	45
2.5 Desarrollo incipiente del mercado de electricidad	47
2.6 Incremento constante de las tarifas eléctricas	47
2.7 Inseguridad normativa.....	50
2.8 Conclusiones	51
CAPÍTULO 3	53
LOS RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES	53
3.1 Características específicas de la electricidad	56
3.2 Características de la infraestructura eléctrica.....	57
3.3 El financiamiento de la infraestructura eléctrica.....	60
3.4 La propiedad de los activos del sector eléctrico.....	62

CAPÍTULO 4	65
ANÁLISIS DE INVOLUCRADOS	65
4.1 El Gobierno Central	66
4.2 Los Gobiernos Seccionales	67
4.3 Las empresas y organismos del sector eléctrico	67
4.4 La Asamblea Nacional	71
4.5 Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos	71
4.6 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).....	72
4.7 Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)	72
4.8 Empresas de Generación privadas y Grandes Consumidores	73
4.9 Pequeños Consumidores	74
4.10 Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo.....	74
4.11 Los Partidos Políticos de oposición	74
4.12 Los gremios de Profesionales.....	75
4.13 Medios de comunicación.....	75
4.14 El mercado eléctrico de Colombia	76
4.15 Tabla de evaluación de involucrados	76
CAPÍTULO 5	80
PROPUESTA INSTITUCIONAL PARA EL SECTOR ELÉCTRICO	80
5.1 Gestión y control estatal del sector eléctrico.....	82
5.2 El mercado de energía eléctrica	83
5.2.1 La actividad de generación en las empresas estatales y mixtas	85
5.2.2 La generación de las empresas privadas con contrato	87
5.2.3 La generación de las empresas privadas en el mercado ocasional.....	89
5.2.4 Los precios de la generación de energía eléctrica	89
5.2.5 La actividad de transmisión	90
5.2.6 La actividad de distribución-comercialización	92
5.3 Política de precios y tarifas eléctricas	93
5.4 Estructura orgánica del sector eléctrico	96
5.4.1 La Corporación Eléctrica Nacional	97
5.4.2 Las Empresas de Distribución.....	101
5.5 Propuesta organizacional de la Corporación Eléctrica Nacional	103
5.5.1 Misión	103
5.5.2 Visión	103
5.5.3 Valores corporativos	104
5.5.4 Factores críticos de éxito.....	104
5.5.5 Objetivos estratégicos	106
5.5.6 Medidas de actuación	111
5.5.7 Relaciones causa efecto entre factores críticos de éxito	116
5.5.8 Cuadro de mando integral	117
5.6 Conclusiones y recomendaciones	123
6 BIBLIOGRAFÍA	127
7 ANEXO. EL NUEVO MARCO CONSTITUCIONAL	130

Lista de tablas

Nombre	Pág.
Tabla 1. Determinación del precio unitario de potencia	16
Tabla 2. Inversión privada en generación eléctrica	23
Tabla 3. Costos medios de proyectos hidroeléctricos	25
Tabla 4. Costos medios de proyectos termoeléctricos	25
Tabla 5. Deudas de las empresas eléctricas de distribución	30
Tabla 6. Recursos hidroeléctricos nacionales	35
Tabla 7. Recursos termoeléctricos nacionales	36
Tabla 8. Análisis de involucrados del sector eléctrico – página 1	48
Tabla 8. Análisis de involucrados del sector eléctrico – página 2	49

Lista de gráficos

Nombre	Pág.
Gráfico 1. Estructura orgánica del sector eléctrico	12
Gráfico 2. El mercado eléctrico mayorista (MEM)	14
Gráfico 3. Funcionamiento comercial del MEM	14
Gráfico 4. El precio marginal de energía	16
Gráfico 5. Capacidad de generación en el MEM – año 2008	21
Gráfico 6. Producción de energía eléctrica en el MEM	24
Gráfico 7. Incremento de capacidad en el MEM; período 1999 a 2008	24
Gráfico 8. Precio marginal vs costo medio de proyectos de generación	26
Gráfico 9. Diferencia de ingresos por metodología del PRG	29
Gráfico 10. Precios reales vs precios medios a consumidores	29
Gráfico 11. Pérdidas en las empresas de distribución	31
Gráfico 12. Pérdida estimada por recaudación	31
Gráfico 13. Precios medios a clientes regulados	32
Gráfico 14. Demanda de energía vs recursos hidroeléctricos + térmicos	36
Gráfico 15. Mercado regulado de electricidad	52
Gráfico 16. Nueva estructura orgánica del sector eléctrico	59
Gráfico 17. Corporación Eléctrica Nacional – organigrama estructural	60
Gráfico 18. Empresa de distribución – organigrama estructural	62

INTRODUCCIÓN

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, promulgada el 10 de octubre de 1996, instituyó el mercado eléctrico mayorista (MEM), el cual determinó una profunda transformación institucional y la desagregación corporativa de las diferentes actividades de la industria eléctrica de servicio público, que en la etapa inmediatamente anterior se realizaban integradas institucional y empresarialmente, en régimen de monopolio estatal, por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL.

El funcionamiento del mercado eléctrico mayorista (MEM) en Ecuador inició en abril de 1999. Transcurridos diez años de la aplicación del nuevo modelo de gestión, el sector eléctrico ecuatoriano atraviesa una profunda crisis técnica, financiera e institucional, con riesgo permanente de falencia en el suministro de potencia y energía a los consumidores nacionales. En el diagnóstico y evaluación, se identifican algunos factores y/o causas que determinaron los resultados negativos y el desgaste acelerado del modelo experimental de gestión aplicado al sector eléctrico.

La propuesta institucional, orgánica y de gestión que se presenta en esta investigación, está orientada a la solución de los problemas identificados, con la definición de algunas estrategias que faciliten la inversión, la producción eficiente y la gestión empresarial efectiva en el sector eléctrico, para asegurar el suministro

de electricidad a la población ecuatoriana, en cantidad suficiente y a precios equitativos, con base en los siguientes principios:

- Participación empresarial del estado en el sector de la energía eléctrica, conforme lo establecido en el capítulo cuarto y capítulo quinto de la Constitución Política de la República del Ecuador; y, la aplicación de los postulados de un sistema económico social y solidario.
- La implantación de la planificación participativa, para definir la asignación económica eficiente, la utilización de los recursos energéticos locales, la institución de un plan de electrificación decenal obligatorio y su inclusión en el Plan Nacional de Desarrollo, concebido para alcanzar la suficiencia y soberanía eléctricas, que permitan garantizar el suministro de electricidad a la colectividad ecuatoriana, con calidad y a precios equitativos.
- La creación de un mercado regulado de energía eléctrica con rentabilidad controlada sobre los activos estatales; y, la participación del sector privado en la industria eléctrica, con rentabilidad acordada sobre las inversiones realizadas, establecidas en contratos de compra-venta de largo plazo.
- La constitución de un holding de empresas eléctricas públicas estatales, regido por una Corporación Eléctrica Nacional, con la finalidad de: atender con prioridad los objetivos nacionales de desarrollo y de beneficio colectivo; facilitar la coordinación con los organismos estatales de nivel superior y con la administración, gestión y control del conjunto empresarial; aprovechar la economía de escala y la reducción de gastos administrativos; robustecer el poder

de negociación (monopsonio) ante el sector privado y ante entidades financieras, en favor de los consumidores.

- La producción de energía eléctrica basada en el aprovechamiento de los recursos más eficientes (hidroelectricidad) y la utilización prioritaria de las centrales de generación locales con criterio de menor costo.
- El establecimiento de una tarifa única para la venta de energía eléctrica y de tarifa única para la venta de potencia eléctrica a las empresas de distribución, totalmente independiente de los precios del mercado ocasional de electricidad, con categorización de clientes, focalización de subsidios y compensación mediante subsidio cruzado.
- Creación de mecanismos financieros para mitigar la volatilidad de los precios de la electricidad.
- El control regulatorio y de calidad del servicio bajo la responsabilidad de una superintendencia de empresas públicas.
- Definición de la política de desarrollo de la industria eléctrica, la regulación y normas del mercado de electricidad, asignación de subsidios, y monitoreo de las tarifas eléctricas bajo responsabilidad del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Finalmente, la consolidación y buen funcionamiento de cualquier estructura institucional, modelo de gestión y modelo de mercado del sector eléctrico, tiene que estar sustentado en la eficiente gestión de una Corporación Eléctrica Nacional y de las Empresas de Distribución en: los procesos venta-facturación-recaudación;

la reducción de las pérdidas a valores técnica y comercialmente aceptables; la exigente supervisión y control de los indicadores de desempeño de esos procesos para evidenciar oportunamente y corregir los desvíos que pudieran producir el desequilibrio financiero.

CAPÍTULO 1

MODELO DE GESTIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Durante la década de los noventa, fueron progresivamente aplicados en el sector eléctrico ecuatoriano los siguientes postulados económicos: el estímulo a la competencia, la asignación de recursos por el mercado, la garantía sin limitación a las inversiones lícitas y a la propiedad privada, la libertad de precios, la eliminación de la participación estatal en las actividades empresariales y su acotación exclusiva a la regulación de monopolios o manipulación del mercado. La promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el 10 de octubre de 1996, es el hito que determinó una profunda transformación institucional y la desagregación corporativa de las diferentes actividades de la industria eléctrica de servicio público.

En este capítulo se describen los elementos básicos del nuevo modelo de gestión aplicado en el sector eléctrico ecuatoriano; y, se realiza su diagnóstico y evaluación, con el propósito de identificar los factores y/o causas que determinan los resultados adversos que se ocasionaron.

1.1 El Consenso de Washington

En noviembre de 1989, en el Institute for International Economics, el economista inglés John Williamson publicó en Washington diez axiomas de política macroeconómica, para que los países emergentes y subdesarrollados,

especialmente los latinoamericanos, pudieran aplicarlos para alcanzar un crecimiento sostenido.

Estos principios de ajuste estructural y re-enfoque económico que formaban parte de las políticas y programas del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo, que contaron además con la aceptación del Gobierno de Estados Unidos, las agencias económicas del mismo Gobierno, el Comité de la Reserva Federal, el Fondo Monetario Internacional y miembros del Congreso, se conocieron posteriormente como el "Consenso de Washington".

Los instrumentos de política económica relevantes, son los siguientes:

- a. *Disciplina fiscal.* Para enfrentar el gasto público con los recursos disponibles y evitar el significativo déficit fiscal que origina los procesos inflacionarios, el déficit de balanza de pagos y la fuga de capitales.
- b. *Reducción y priorización del gasto público.* Esencialmente dirigido a la eliminación de subsidios.
- c. *Reforma Fiscal.* Para instaurar una base imponible íntegra y amplia, manteniendo tipos impositivos moderados.
- d. *Tasas de interés.* Determinadas por el mercado y positivas en términos reales, para desincentivar las evasiones de capital e incrementar el ahorro.
- e. *Tipo de cambio.* Determinado por las fuerzas del mercado, orientado a favorecer la expansión de las exportaciones no tradicionales.

- f. *Liberalización comercial.* Esencialmente de las importaciones y la eliminación de la protección de las industrias nacionales frente a la competencia extranjera.
- g. *Apertura para la Inversión Extranjera Directa.* Considerada como fuente de aporte de capital, tecnología y experiencia, para la producción de bienes necesarios en los mercados nacionales o hacia nuevas exportaciones.
- h. *Política de Privatizaciones.* Para impulsar la reducción del presupuesto del gobierno: a corto plazo con los ingresos derivados de la venta de las empresas públicas; a largo plazo, porque el gobierno ya no financiaría la nueva inversión. La industria privada es gestionada más eficientemente que empresas estatales, es el dogma fundamental de la privatización.
- i. *Política de Desregulación.* Para eliminar las economías reguladas que pueden incentivar la corrupción, y como mecanismo para fomentar la competencia y mayor participación de pequeñas y medianas empresas, consideradas como importantes generadoras de empleo y de estabilidad social.
- j. *Derechos de propiedad firmemente establecidos y garantizados.* Definido como elemento esencial para el funcionamiento adecuado del modelo económico.

Los principios del consenso de Washington, con la denominación de *economía social de mercado*, se incluyeron en la Constitución Política del Ecuador de junio de 1998, en los artículos 242 al 243.

La imposición del indicado conjunto de políticas económicas durante más de una década en el Ecuador, produjo algunos resultados desfavorables, tales como: la pérdida de competitividad del aparato productivo nacional y la quiebra de empresas, la destrucción de empleos y una masiva emigración de ciudadanos, el empeoramiento de las condiciones de trabajo y precarización laboral; el congelamiento de los depósitos bancarios, la caída de la inversión y pérdida de confianza en el país; la reducción de la protección social en salud, educación, desarrollo comunitario y vivienda; el deterioro de los servicios públicos; la prevalencia de un ambiente de marcada inestabilidad política y de creciente inseguridad ciudadana como producto del crecimiento de la violencia y delincuencia, con el consiguiente deterioro de la calidad de vida.

La estrategia del nuevo modelo económico se orientó en facilitar la concentración de la riqueza en reducidos círculos privados (monopolios y oligopolios), de origen interno y externo. La prioridad esencial fue el pago de la deuda externa por sobre cualquier obligación interna. El crecimiento económico se generó en los sectores de la producción primaria de exportación (petróleo, banano, camarón, flores, etc.) y los servicios financieros, mientras el país se des-industrializó severa y progresivamente, favoreciendo el crecimiento desproporcionado de las importaciones.

El Banco Mundial, el Fondo Monetario Internacional, los gobiernos y los defensores de la economía social de mercado permanecieron insensibles a los

altos niveles de desigualdad y pobreza originados por el concentrado acaparamiento de los beneficios y de la riqueza, confiando ciegamente que las fuerzas del mercado y el tiempo conducirían hacia alguna solución.

Aún con evidencias categóricas, nunca se admitió las falencias estructurales del modelo económico, con el endeble argumento que “las políticas no se aplicaron de manera íntegra, consistente y sostenida”; en consecuencia, jamás se consintió en efectuar reformas profundas para rectificar.

La crisis económica actual, evidencia que el mismo Estados Unidos, no confía en la aplicación de los postulados del Consenso de Washington exigidos a Latinoamérica, y que enfrenta su crisis presente, con medidas de estilo “tercermundista”: favoreciendo la indisciplina fiscal y monetaria; la intervención sobre la tasa de interés; la nacionalización de la banca; la concesión de subsidios a la industria automotriz norteamericana, etc.¹

Con referencia al sector eléctrico ecuatoriano, los principios de la economía social de mercado estipulados en los artículos 242 y 243 de la Constitución Política del Ecuador de junio de 1998, se aplicaron como procesos de desregulación y privatización, aunque fueron presentados a la ciudadanía en un

¹ El plan de rescate financiero estadounidense (TARP), oficialmente "acta de Estabilización Económica de Urgencia de 2008", ley de carácter intervencionista que autoriza al Secretario del Tesoro estadounidense a gastar 700 mil millones de dólares de dinero público para la compra de activos basura, especialmente títulos respaldados por hipotecas, a los bancos nacionales para salvarlos de la quiebra.

contexto de reestructuración para mejoramiento de eficiencia y modernización, con las características y los resultados que se describen en las siguientes secciones de este capítulo.

1.2 El proceso de reforma en el sector eléctrico

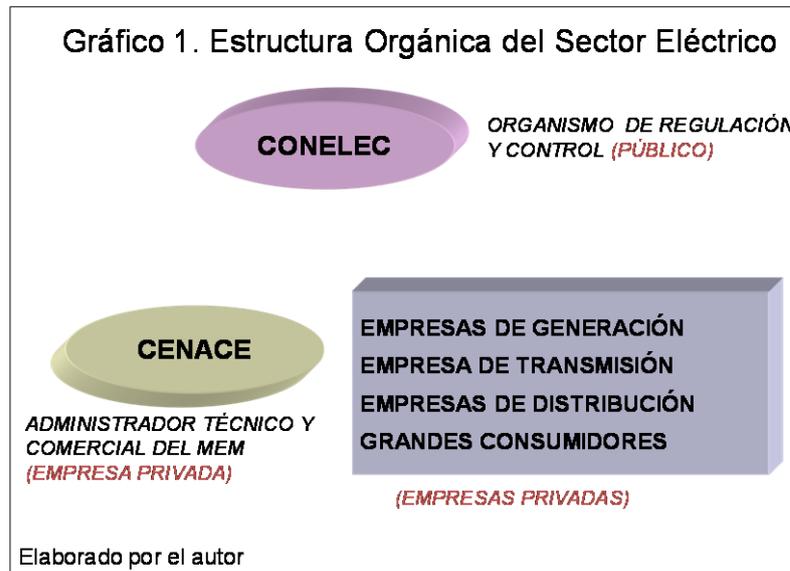
Con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el 10 de octubre de 1996, se inició la transformación institucional y la desagregación corporativa de las diferentes actividades de la industria eléctrica, realizadas en aquel entonces por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación – INECEL (LRSE, artículo 66 y disposición transitoria primera).

Las principales acciones concretas y objetivos del modelo aplicado al sector eléctrico ecuatoriano, se sintetizan a continuación.

1.2.1 Segmentación y desregulación de las actividades del sector eléctrico

La segmentación de las actividades de la industria eléctrica y la reforma orgánica del sector, se estableció de la siguiente manera (LRSE, artículo 11):

- El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC);
- El Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE);
- Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- La empresa eléctrica concesionaria de transmisión (TRANSELECTRIC); y,
- Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.



1.2.1.1 El Consejo Nacional de Electricidad

Ejerce las actividades de regulación y control del sector; se encarga de elaborar la planificación indicativa para el desarrollo de la energía eléctrica. Se constituyó como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. No ejerce actividades empresariales en el sector eléctrico (LRSE, artículo 12).

El organismo regulador es el encargado de la protección de los inversionistas sobre las intervenciones del gobierno que pudieran causarles perjuicios; así como defender a los consumidores de los abusos de los proveedores del servicio eléctrico.

1.2.1.2 El Centro Nacional de Control de Energía

Es el organismo coordinador de las actividades técnicas y a la vez administrador de las transacciones comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista. Se creó como una Corporación Civil de derecho privado sin fines de lucro (LRSE, artículos 22 y 23).

1.2.1.3 Las empresas de generación, transmisión y distribución

Las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica son realizadas por compañías autorizadas por concesión, y establecidas en el país, de conformidad con la LRSE y la Ley de Compañías. Estas empresas, independientemente de su estructura accionaria, se someten para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado (LRSE, artículo 26).

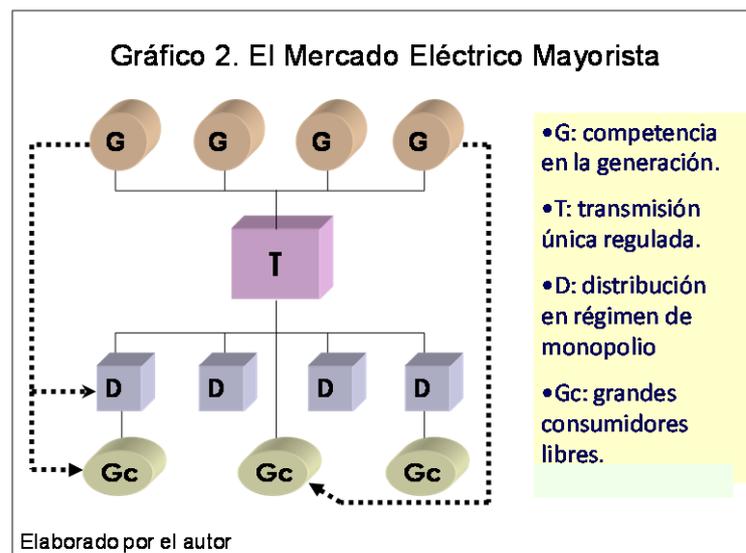
1.2.2 El mercado eléctrico mayorista

Según los postulados del nuevo modelo de gestión, el régimen de competencia obligaría a mejorar la eficiencia en la gestión administrativa, financiera y técnica de las empresas generadoras y distribuidoras, que se traduciría específicamente en la disminución de los costos de producción y gestión de la electricidad, y en la reducción futura de las tarifas a los consumidores (*LRSE, artículo 5*).

El módulo central constituye la creación del mercado eléctrico mayorista (MEM), concebido como un ambiente de absoluta libertad comercial para pactar

precios y cantidades, donde las empresas generadoras pueden negociar su producción de energía y potencia eléctricas con los potenciales compradores: las empresas de distribución y los grandes consumidores, mediante contratos a plazo, con duración mínima de un año (LRSE, artículo 46).

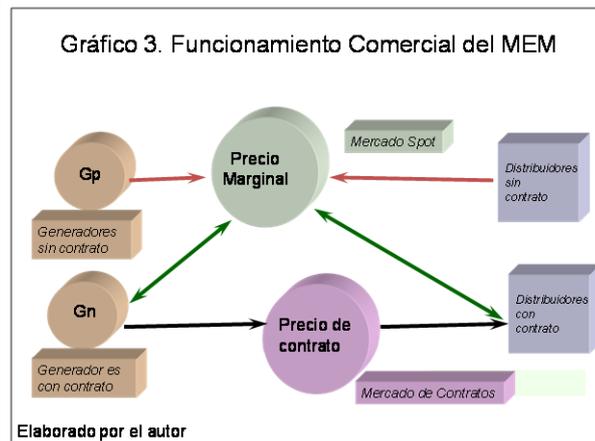
Adicional al mecanismo de contratación, la opción alternativa es la venta o compra de los “productos eléctricos” en el mercado ocasional, donde el precio de oportunidad de la electricidad es el denominado costo económico marginal instantáneo de corto plazo (LRSE, artículo 47).



1.2.3 Decisiones de inversión delegadas al sector privado

Los dogmas del modelo económico aplicado a la industria eléctrica, admitían que los elevados precios de la electricidad, imaginados como las “fuerzas invisibles del mercado”, incentivarían y movilizarían la inversión privada nacional y extranjera hacia la industria eléctrica, en cantidad suficiente para

construir las nuevas obras de infraestructura eléctrica, requeridas para atender la demanda de electricidad de la colectividad ecuatoriana, relevando al presupuesto del estado de esa exigencia (*LRSE, artículos 29, 30*).



Las características emblemáticas de ese entorno son: la exclusión del estado para realizar inversiones en cualquiera de las actividades del sector eléctrico y limitado a una función reguladora; la extinción de la planificación y de la coordinación de inversiones entre las diversas actividades del negocio de electricidad.

1.2.4 Privatización de las empresas del estado

En lo referente a la propiedad de los activos del sector eléctrico, se emitió el marco regulatorio para facilitar la privatización de las empresas estatales. Se estableció que la participación accionaria del sector privado en el capital de las compañías en las que el Fondo de Solidaridad fuese accionista, se podía realizar mediante la venta de un porcentaje no mayor al 51% de acciones con derecho a voto o suscripción de acciones con derecho a voto en el capital de la empresa

(Constitución Política del Ecuador de 1998, artículos 245, 249, 250 - LRSE, artículos 26, 27, 28, 66).

1.3 Política de precios reales en las tarifas de electricidad

El diseño tarifario del nuevo modelo de gestión estipula incluir todos los “costos reales” de cada una de las actividades de la industria eléctrica, es decir, la tarifa de la producción o generación de electricidad, la tarifa del transporte o transmisión de electricidad, y la tarifa de distribución/comercialización al consumidor final. Por consiguiente, se elimina cualquier tipo de subsidio.

Cabe destacar que en las actividades de transmisión y distribución se remunera el valor nuevo de reposición de los activos en uso y también de los activos futuros de los planes de obras, es decir pago adelantado, con el propósito de asegurar el equilibrio financiero y de constituir a la tarifa en el motor financiero para la expansión de cada segmento del sector.

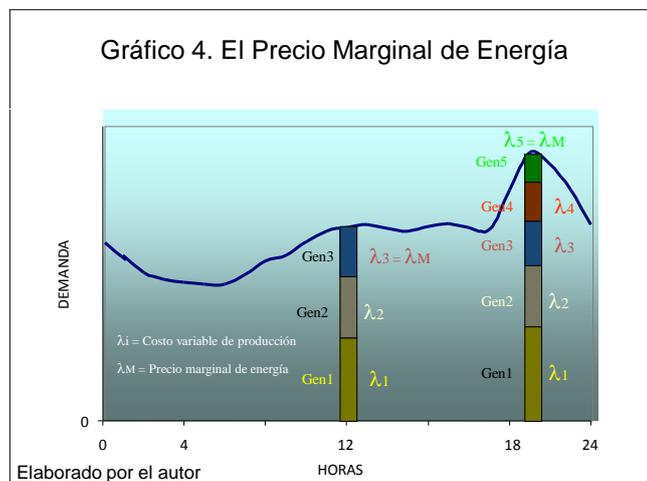
1.3.1 El precio de los productos y servicios eléctricos

La nueva fórmula remunerativa de la producción de electricidad establece dos componentes: el precio de la energía eléctrica y el precio de la potencia eléctrica; que afirma retribuyen los costos de administración, operación, mantenimiento, las inversiones realizadas; y, esencialmente suministran la rentabilidad adecuada para incentivar las inversiones en nuevas centrales de generación eficiente y les

permite a las empresas participantes competir en el mercado de electricidad en el largo plazo.

1.3.1.1 El precio marginal horario de la energía eléctrica

El precio de venta del producto energía eléctrica para cada período horario, en el denominado mercado ocasional, se establece como el costo económico marginal instantáneo de corto plazo (LRSE, artículo 46); determinado por el último recurso o central de generación que, en condiciones de despacho económico, permite atender la demanda del sistema eléctrico. Por lo tanto, la central de menor eficiencia y de mayor costo del despacho de generación horario, define la remuneración de la producción de energía eléctrica.



1.3.1.2 El precio de la potencia eléctrica

El precio del producto potencia eléctrica, corresponde a los costos fijos de la central de generación marginal, (LRSE, artículo 46), es decir, al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de “la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía

en el año seco identificado”. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, es definido cada cinco años por el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC - (Reglamento del MEM, artículo 18).

Los parámetros de cálculo del precio unitario de potencia, aprobados por el CONELEC, se presentan en la tabla 1.

Tabla 1. Determinación del precio unitario de potencia	
<i>equipamiento de punta: turbina de gas de ciclo abierto</i>	<i>valor</i>
capacidad instalada (MW)	90
potencia firme (MW)	81
costo unitario de inversión (US\$/kW)	400
inversión total(miles US\$-instalado)	36,000
vida útil (años)	15
tasa de descuento anual	11.2%
pago anual por inversión (miles US\$)	5,062
costos fijos de operación y mantenimiento (miles US\$)	720
costo total anual (miles US\$)	5,782
Precio unitario de potencia mensual (US\$/kW-mes)	5.70
Elaborado por el autor.	

Las empresas de generación reciben el pago mensual de su potencia media disponible durante el mes correspondiente, valorada al precio unitario de potencia, aunque no hubieran sido requeridas para la producción de electricidad.

A cambio de esa remuneración, los generadores están obligados a permanecer disponibles para generar cuando sean requeridos por el sistema eléctrico. En caso de falencia, pierden únicamente la remuneración de potencia por el lapso de indisponibilidad, sin ninguna responsabilidad adicional sobre los probables incrementos en los precios de la energía eléctrica y la continuidad del suministro.

El análisis de los parámetros y forma remunerativa, permite reflexionar que se fomentarían las inversiones en plantas térmicas cuyo costo fijo sea equiparable o menor que el precio unitario de potencia mensual, específicamente orientado a turbinas de gas o motores de combustión interna usados y sin ninguna restricción sobre su eficiencia.

1.3.1.3 La tarifa de generación para el consumidor final

Denominada también precio referencial de generación, es la tarifa que tiene que pagar un consumidor final que no tiene un contrato a largo plazo para el suministro de la energía eléctrica, para cubrir los costos de la etapa de generación (LRSE, artículo 54; Reglamento de Tarifas, artículo 8).

Esos valores se calculan como el promedio de los costos marginales esperados de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo, más el costo de la potencia disponible sea o no despachada.

Por consiguiente, la tarifa de generación para el consumidor final regulado, se determina mediante un proceso administrativo y corresponden a los costos totales de la producción de electricidad.

1.3.2 El costo medio de transmisión

Las tarifas que pagan los agentes del mercado eléctrico mayorista por el uso del sistema de transmisión están conformadas por dos componentes, cuyos costos deben ser aprobados por el CONELEC:

- a. El componente de Operación, que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación; y, operación y mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión en los niveles aprobados por el CONELEC; y,
- b. El componente de Expansión, que deberá cubrir los costos del Plan de Expansión del sistema nacional de transmisión, para un período de diez años.

Los valores recaudados por concepto del componente de expansión, se consideran como aportes de capital del Fondo de Solidaridad en TRANSELECTRIC S. A., y deben ser integrados al patrimonio de un fideicomiso cuyo fiduciario, sea público o privado, será elegido por concurso público. Dicho fideicomiso es constituido por TRANSELECTRIC S.A. con el único y exclusivo propósito de atender el pago de las obligaciones requeridas para la ejecución de las obras incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión, aprobado por el CONELEC (LRSE, artículo 55).

Por lo tanto, las inversiones se pagan por adelantado, mucho antes de ser efectuadas.

1.3.3 El Valor Agregado de Distribución

La tarifa o precio de la actividad de distribución/comercialización, que se denomina “valor agregado de distribución” o simplemente VAD, corresponde al costo medio de la actividad de distribución de una empresa eficiente que tenga características de operación similares a la concesionaria de distribución de la cual se trate (LRSE, artículo 56).

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

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

Por consiguiente, la tarifa de distribución para el consumidor final regulado de cada empresa distribuidora, se determina mediante un proceso administrativo y corresponderían a los costos totales de una empresa teórica ideal equiparable.

1.3.4 Pliegos Tarifarios y Reajuste

Las tarifas aplicables a los consumidores finales, que son precios sujetos a regulación, cubren los precios referenciales de generación, el costo medio del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes (LRSE, artículo 53).

El CONELEC fija y publica anualmente las tarifas de transmisión y de distribución, así como sus fórmulas de reajuste, hasta el 30 de junio del año que corresponda, las cuales entran en vigencia el 1 de enero del año siguiente. Los pliegos tarifarios incluyen ajustes automáticos de tarifas hacia arriba o hacia abajo debido a cambios excepcionales e imprevistos de costos que no pueden ser directamente controlados por el concesionario, reajustes que se aplicarán si la variación de la tarifa es superior o inferior al 5% del valor vigente a la fecha de cálculo (LRSE, artículo 57).

CAPÍTULO 2

DESEMPEÑO DEL NUEVO MODELO DE GESTIÓN

Los resultados negativos que se originaron durante la década de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, obligan a un análisis objetivo y cuidadoso, de las dificultades que se presentaron y de los posibles errores que no permitieron alcanzar los objetivos que anticipaba el nuevo modelo de gestión, con el propósito de prevenir que las fallas que condujeron al reciente descalabro del sector eléctrico, sean integrados en la reforma sectorial que se avizora.

Las siguientes evidencias específicas del quebranto técnico y financiero del sector eléctrico ecuatoriano, comprueban que las expectativas de la reforma efectuada no se cumplieron:

- a. Ambiente inapropiado para la implantación del modelo.
- b. Escasas inversiones del sector privado.
- c. Deterioro financiero del sector eléctrico.
- d. Deficiente gestión en las empresas de distribución.
- e. Desarrollo incipiente del mercado de electricidad.
- f. Ausencia de políticas públicas.
- g. Incremento constante de las tarifas eléctricas.
- h. Inseguridad normativa.

A continuación se presenta un examen ampliado de cada tema referido.

2.1 Problemas en la implantación del modelo de gestión

El proceso de implantación del nuevo modelo económico en el sector eléctrico, precedido de un exagerado optimismo y considerable ingenuidad, se realizó con importantes dificultades y errores. Fundamentalmente:

- La concepción y diseño de las reformas se realizaron con el mayor sigilo, casi en secreto. Sin debate ni consenso con la colectividad ecuatoriana, las críticas, oposición y desconfianza hacia un modelo incógnito para la mayoría de la población, distanciaron la posibilidad de aceptación y respaldo.
- No se alcanzaron con anticipación las rigurosas condiciones que exigía el nuevo paradigma. Asumiendo que la imposición de normas y reglas, era suficiente para consolidar el modelo y solucionar los graves problemas históricos de: intervención política en la dirección y administración de las empresas eléctricas; falencias de planificación e ineficiencia en la gestión empresarial; déficit de capacidad y desadaptación tecnológica en la generación; escasez de recursos económicos locales por causa de las obligaciones de pago de la deuda externa y dificultad para obtener financiamiento externo para las nuevas inversiones.
- La transición al nuevo modelo se inició en un ambiente macroeconómico poco propicio, debido a la crisis financiera de marzo de 1999.
- El cambio a un régimen de competencia y de desregulación fue precipitado. En el afán de fraccionar y privatizar aceleradamente la empresa estatal, paradójicamente excluyeron una estructura idónea, profesional y con experiencia que podrían conducir con solvencia una transición ordenada.

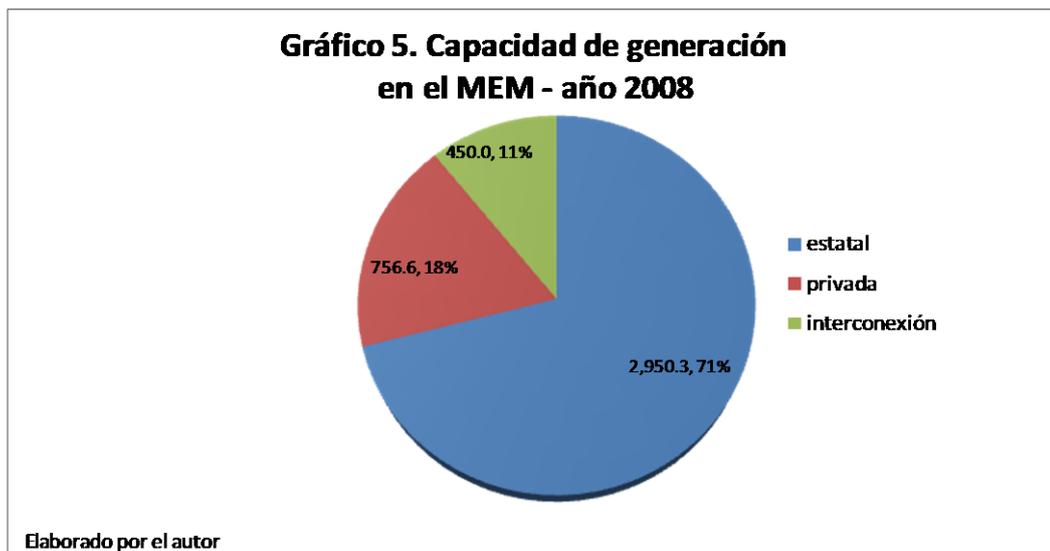
- En el País existe una opinión extendida de inseguridad jurídica, debido a: un sistema judicial no confiable y parsimonioso para la solución de controversias; la inexistencia de organismos de control del mercado y de vigilancia de la competencia; la fragilidad del estado de derecho para garantizar la propiedad.
- Inflexibilidad ideológica y normativa en el Organismo Regulador, para consentir proyectos alternativos o complementarios al mercado eléctrico mayorista, ideados o diseñados para remediar las graves falencias que se presentaron durante su aplicación práctica.

El problema inicial surgió con el fallido proceso de venta (privatización) de las empresas eléctricas de distribución estatales en el año 2001, cuyo lento progreso instrumentado desde el Consejo Nacional de Modernización (CONAM), desalentó definitivamente el escaso interés de los inversionistas privados. No obstante, concedió el tiempo suficiente para la consolidación de agrupaciones con intereses contrarios que bloquearon legalmente el proceso de privatización, y facilitó el lapso para la dispersión y/o debilitamiento progresivo de los grupos de poder que impulsaron la reforma. La privatización fracasó completamente.

Sin otra alternativa planificada, el mercado eléctrico mayorista inició su funcionamiento en abril de 1999. Se pronosticaba que los elevados precios de la energía eléctrica, originados por la producción de electricidad en un sistema eléctrico deficitario en capacidad de generación, con importante proporción de

centrales térmicas ineficientes que consumen residuo y diesel, inducirían a una acelerada incorporación de numerosos inversionistas privados, que dinamizarían la competencia y promoverían la eficiencia en el mercado de electricidad. Nunca se cumplió este supuesto.

Desde la creación del mercado eléctrico mayorista, la participación mayoritaria de empresas eléctricas del estado prácticamente configuró un monopolio estatal, sin posibilidad de crear el imprescindible régimen de competencia, condición que permanece hasta la presente (gráfico 5).



El tránsito hacia el nuevo modelo de gestión se efectuó a continuación de la crisis bancaria de marzo de 1999, con un índice de pobreza que superaba el 80% en la población urbana, con quiebra de empresas y elevada tasa de desempleo. En ese entorno adverso, los onerosos precios de la electricidad, impulsados por

los incrementados precios internacionales de los combustibles y por la gran desadaptación tecnológica en generación, sumados con los altos sobrecostos de la ineficiencia en la gestión empresarial, se proyectaban trasladarlos mediante de una política tarifaria de “costos reales”, a los consumidores regulados, constituidos en su mayoría por una población empobrecida.

Se evidencia que las condiciones políticas, económicas, sociales y técnicas imperantes, no eran propicias para la implantación y consolidación de un mercado de electricidad en régimen de competencia. Estas observaciones, permiten suponer que los análisis o estudios que fundamentaron esa decisión trascendental para el País no se realizaron de manera completa, indicando que la reforma sectorial constituyó un infortunado y perverso experimento, con desastrosas consecuencias para el sector eléctrico y para la colectividad ecuatoriana.

2.2 Escasas inversiones del sector privado

Debido al fallido proceso de privatización de las empresas eléctricas de distribución, la generación fue el único segmento abierto para la participación privada. Por lo tanto, el análisis se tiene que circunscribir a evaluar las inversiones realizadas y la viabilidad financiera de las posibles alternativas de inversión privada durante el período 1999-2008, considerando los precios de la potencia y energía verificados en el mercado de electricidad.

Las alternativas de inversión privada, se determinan por los principales recursos primarios y tecnologías utilizadas para la producción de energía eléctrica en el Ecuador, que son los siguientes:

a. *Proyectos hidroeléctricos.* Inventariados y con diverso grado de avance en sus estudios de ingeniería. El desarrollo de estos proyectos demanda grandes montos de capital inicial con características de “costos hundidos”, requiere un extenso período para la recuperación de la inversión, pero tiene bajo costo de operación y mantenimiento.

La mayoría de proyectos hidroeléctricos del país no tienen en sus diseños grandes embalses que podrían alterar el ecosistema, por consiguiente, se considera que son amigables con el ambiente y los daños ambientales que podrían producir serían menores.

b. *Proyectos termoeléctricos que consumen fuel oil.* Limitados a turbinas de vapor y motores de combustión interna (MCI), que consumen el residuo de las refinerías de petróleo en combinación con diluyentes o diesel. Requieren menor magnitud de capital inicial y menor tiempo de repago de la inversión. El costo de operación/mantenimiento, con el precio local de combustibles, se considera accesible, aunque no es barato.

Los proyectos de esta tecnología, pueden causar daños ambientales mayores y requiere incluir mecanismos de remediación ambiental, que incrementan el costo del proyecto y/o el costo de producción. Su desarrollo sería dimensionado por la capacidad necesaria para complementar los períodos cíclicos de sequía de los proyectos hidroeléctricos y para mantener las reservas técnicas necesarias.

c. *Proyectos termoeléctricos de turbinas de gas natural.* Se diseñan para configuraciones en ciclo combinado o en ciclo abierto, y consumen gas natural para la producción de energía eléctrica. Esta tecnología requiere los menores montos de capital y menor tiempo de repago de la inversión. El costo de operación/mantenimiento, con el precio de local de combustible indexado al precio local del fuel oil, se considera accesible. Cabe destacar que no puede considerarse como alternativa de expansión, porque las reservas probadas de gas natural en el país al presente, alcanzan para aproximadamente 200 MW de capacidad adicional. Sin embargo, se incluye en el análisis porque continúa siendo una opción de inversión.

d. *Proyectos termoeléctricos que utilizan nafta o diesel.* No son recomendables para la producción de energía eléctrica, debido a los elevados costos de generación. En particular, el diesel es el combustible más costoso y en su mayor proporción es importado a precios del mercado internacional.

No obstante, se incluyen en la evaluación como una probable alternativa de inversión.

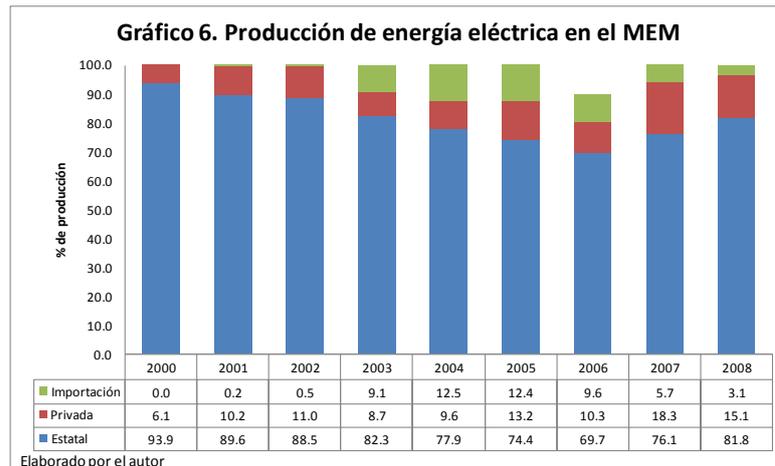
La participación privada en el sector eléctrico ecuatoriano, ya se inició durante la existencia del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), con equipos termoeléctricos que se instalaron en forma emergente para evitar o mitigar los racionamientos de los años 80, en condiciones económicas sumamente ventajosas para los generadores.

Con la creación del mercado eléctrico mayorista (abril de 1999), se esperaba cuantiosas inversiones privadas en nuevas centrales de generación eficiente, sin embargo, la inversión y participación privada en este segmento fue escasa, como se evidencia en la tabla 2.

Tabla 2. Inversión privada en generación eléctrica				
Tecnología	recurso	capacidad	participa	época de
Turbina de gas	nafta	102.0	MEM	estatal (INECEL)
Turbina de gas	diesel	181.0	MEM	estatal (INECEL)
Turbina de gas	gas natural	130.0	MEM	libre mercado
M.C.I.	residuo	129.0	MEM	libre mercado
Hidroeléctrica	agua	87.4	autogenerador	libre mercado
Turbina de vapor	biomasa	90.8	autogenerador	libre mercado
Elaborado por el autor				

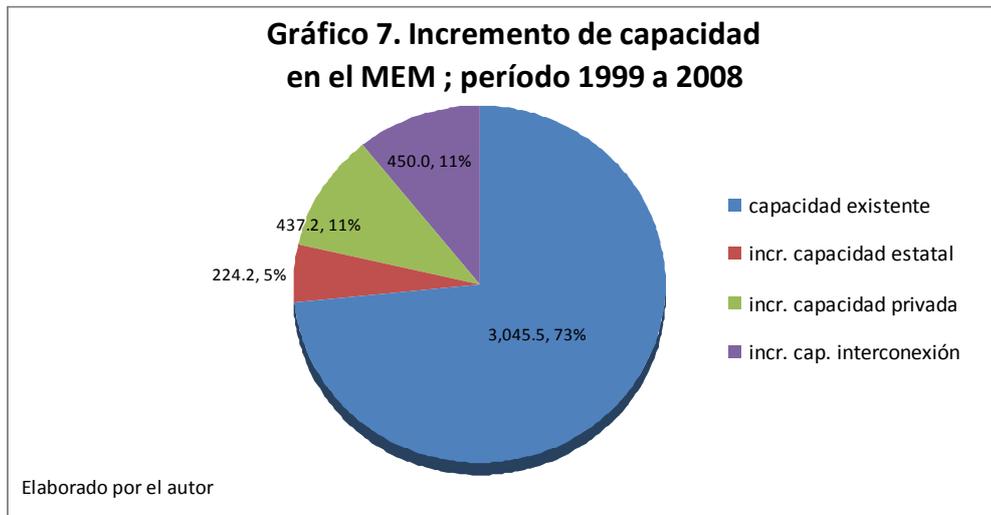
En particular, se observa que la inversión privada para la generación de electricidad destinada al servicio público (mercado de electricidad-MEM) no es la más eficiente. Aunque con participación minoritaria (gráfico 6), ésta

generación térmica de alto costo de producción, debido al mecanismo de precios marginales, ocasiona elevados precios para la totalidad de la producción de energía eléctrica, afectando desfavorablemente a la mayoría de los consumidores ecuatorianos.



Las inversiones privadas eficientes, en centrales hidroeléctricas y turbinas de vapor que utilizan “biomasa” (bagazo de caña), se enfocaron para atender los consumos de empresas industriales y comerciales asociadas a la inversión, en la modalidad de autogeneradores, con el objetivo de obtener precio competitivo y esencialmente asegurarse el suministro particular en caso de racionamientos.

Los grandes proyectos hidroeléctricos (San Francisco y Mazar) y las interconexiones internacionales con Colombia y Perú, se construyeron con recursos estatales, esencialmente para corregir la deficiencia de potencia y energía causada por la escasa inversión privada en nuevas centrales de generación (gráfico 7).



Los precios de la producción de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista (MEM) registraron valores elevados durante los diez años de su funcionamiento (gráfico 8), presentando un ambiente favorable de alta rentabilidad para concretar inversiones en nuevas centrales de generación, sea en proyectos térmicos o proyectos hidroeléctricos. Entonces, ¿por qué no se realizaron mayores inversiones privadas para atender el servicio público?

Para intentar una respuesta, se comparan los costos medios de algunos proyectos que estuvieron disponibles para ser construidos en el lapso 1999 - 2008, con los precios marginales de la energía eléctrica registrados en el mercado eléctrico mayorista – MEM en el mismo lapso. Para la evaluación, se considera las condiciones financieras que se presentan a continuación.

a. **La máxima tasa de rentabilidad.** El análisis de los precios marginales medios mensuales registrados en el MEM determina una tasa de rentabilidad máxima del 20% anual. Para tasas de rentabilidad superiores, la mayoría de los proyectos de inversión se tornan financieramente inviables.

b. **Proyectos hidroeléctricos.** Se considera un período de repago de la inversión de 20 años y adicionalmente los parámetros de costos que se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Costos medios de proyectos hidroeléctricos

parámetro	Mazar	Ocaña	San Francisco	Sopladora	Coca-Codo	Toachi
1. potencia efectiva (MW)	160	26	230	466	1500	228
2. costo unitario inversión (US\$/kWh)	3 294	2 308	1 313	1 002	1 340	2 066
3. inversión total (millón_US\$)	527	60	302	467	2 010	471
4. plazo de repago (años)	20	20	20	20	20	20
5. tasa de descuento anual	20%	20%	20%	20%	20%	20%
6. pago anual de inversión (mil-US\$)	108 223	12 321	62 018	95901	412767	96723
7. costo admin+mant (mil-US\$)	14430	1376	6068	9178	41356	11994
8. costo variable operación(mil-US\$)	1380	424	2992	4832	18944	2136
9. costo total anual (mil-US\$)	124 033	14 121	71 078	109 911	473 067	110 853
10. producción media anual (GWh)	690	212	1 496	2 416	9 472	1 068
11. potencia firme (MW)	78.8	24.2	170.8	275.8	1 081.3	121.9
12. precio unitario potencia (US\$/kW))	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
12. ingreso anual por potencia (mil-US\$)	5 388	1 655	11 681	18 865	73 959	8 339
13. ingreso anual por energía (mil-US\$)	117 265	12 042	56 405	86 215	380 163	100 378
14. precio medio de energía (US\$/MWh)	169.9	56.8	37.7	35.7	40.1	94
15. Riesgo de ingresos (13/9)	95%	85%	79%	78%	80%	91%

Elaborado por el autor

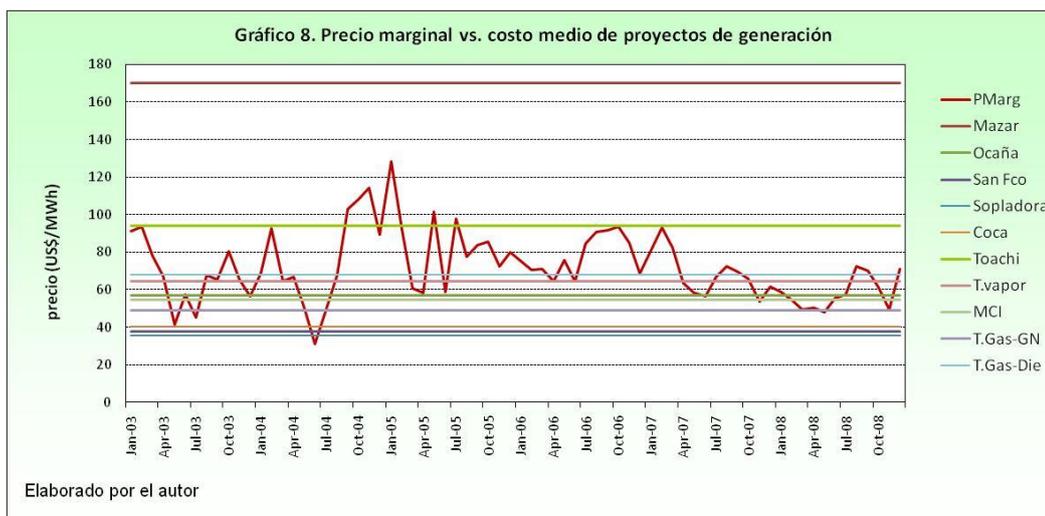
c. **Proyectos termoeléctricos.** Se considera un período de repago de la inversión de 15 años y los parámetros de costos que se presentan en la tabla 4.

Tabla 4. Costos medios de proyectos termoeléctricos

parámetro	Turbina de vapor	Motor	Turbina de gas	Turbina de gas	unidad
1. combustible	fuel oil	fuel oil	gas natural	diesel	
2. potencia efectiva	150	150	65	65	MW
3. costo unitario de inversión	1050	750	450	450	US\$/kW
4. inversión total	157.5	112.5	29.25	29.25	millón-US\$
5. plazo de repago	15	15	15	15	años
6. tasa de descuento	20%	20%	20%	20%	anual
7. pago anual de inversión	33 686	24 062	6 256	6 256	mil-US\$
8. costos fijos administración	3 938	2 813	731	731	mil-US\$
9. costo variable operación/mant	4 725	10 125	439	439	mil-US\$
10. costo total anual sin combustible	42 349	36 999	7 426	7 426	mil-US\$
11. producción media anual	1 116.9	1 116.9	484	284.7	GWh
12. precio del combustible	26.6	26.6	3.75	34.5	usd/barril
13. rendimiento	16.5	16.5	0.08898	14.5	kWh/galón
14. costo variable de combustible	38.36	38.36	42.14	56.65	US\$/MWh
15. potencia firme	127.5	127.5	55.3	55.3	MW
16. precio unitario de potencia	5.7	5.7	5.7	5.7	US\$/kW
17. ingresos por potencia (11x12)*12meses	8 721	8 721	3 779	3 779	mil-US\$
18. ingresos por energía (10-9-17)	28 903	18 153	3 208	3 208	mil-US\$
19. precio medio de energía (0.001*18/11)	64.2	54.6	48.8	67.9	US\$/MWh
20. Riesgo de ingresos (18/10)	68%	49%	43%	43%	

Elaborado por el autor

En los resultados que se presentan en el gráfico 8, se observa que la mayoría de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos eran financieramente viables con las condiciones indicadas, a excepción de los proyectos hidroeléctricos Mazar² y Toachi, que exhiben costos medios superiores a los precios marginales.



Con base en los resultados presentados, se derivan las siguientes conclusiones:

- El sector privado realizó inversiones en generación eficiente, pero específicas para atender sus necesidades particulares de energía eléctrica, probablemente para obtener beneficio de precio y garantía de suministro con instalaciones de su propiedad. No se encontraron evidencias sobre interés del sector privado para invertir en proyectos de generación eficiente para atender el servicio público o para invertir en grandes proyectos hidroeléctricos.
- Las inversiones privadas en centrales térmicas se ubicaron en el segmento de menor riesgo y de menor tiempo de recuperación de inversión, debiendo destacar que esas instalaciones de generación fueron equipos usados en otros lugares del

² Cabe indicar que la evaluación de costos de Mazar se realiza únicamente con su propia producción. Considerando el incremento de producción que ocasiona en las centrales Paute y Sopladora, sus costos se reducen aproximadamente al 39%.

mundo, condición que les permitiría incrementar la rentabilidad, revelando que no es suficiente una rentabilidad del 20% anual, para compensar los riesgos que impone un mercado eléctrico en régimen de competencia. Este comportamiento del sector privado es coherente con su finalidad esencial: obtener el mayor beneficio y rentabilidad particular.

- La inversión privada para la construcción de nuevas centrales de generación, en el período del mercado de competencia, fue insuficiente para atender las necesidades de energía eléctrica de la sociedad ecuatoriana, debiéndose recurrir y depender de las importaciones de electricidad desde Colombia para evitar el corte del suministro eléctrico, mediante inversiones estatales aceleradas en la construcción de enlaces internacionales.

Este hecho alarmante, evidencia que el sector privado no consideró de su responsabilidad atender las necesidades de electricidad del país y que el bienestar de la colectividad no es su finalidad. También comprueba que, debido al principio de decisión libre y descentralizada sobre la inversión, el mercado eléctrico mayorista (MEM) carece de mecanismos idóneos para incentivar al sector privado a concretar las inversiones suficientes y oportunas que atiendan la demanda y las reservas que un sistema eléctrico requiere. Sin embargo, la responsabilidad de las falencias en el suministro eléctrico, que se traducen en racionamientos de electricidad de corta o larga duración, se le atribuye inevitablemente al gobierno de turno, obligándole a tomar decisiones apremiadas, a veces ineficientes e/o infructuosas, para evitar la agitación social y

las enormes pérdidas económicas que se ocasionan a los sectores industrial y comercial.

El completo fracaso del sector privado en realizar las inversiones necesarias para alcanzar la suficiencia de potencia y energía eléctricas para el país, obligará al estado ecuatoriano a retomar su rol de empresario en el sector eléctrico, derribando el mito que pretendía confinarlo en actividades de regulación y control.

- Los precios marginales del mercado de electricidad establecidos en el mercado eléctrico mayorista, exponen únicamente la situación presente; y, son completamente inútiles para estimar la evolución futura de los precios del mercado de electricidad; por consiguiente no constituyen señales válidas para una decisión de inversión de largo plazo; peor aún para la asignación eficiente de los recursos de una sociedad. El dogma de los precios del mercado como inductores de inversión y asignación eficiente de recursos, es una fantasía.

Los inversionistas para sus decisiones requieren una estimación razonable de los precios del mercado en el largo plazo (horizonte con alcance de diez a veinte años a futuro), que son lapsos compatibles con los períodos necesarios para la decisión, ejecución y recuperación de la inversión, de una nueva infraestructura eléctrica. Entonces, ¿cómo lograr señales o precios de largo plazo que orienten la inversión privada?

- La remuneración de potencia establecida en el MEM, según comprueban las tecnologías de las centrales de generación privadas en funcionamiento, solamente incentiva la inversión en centrales de generación cuyo costo de inversión es comparable con la turbina de ciclo abierto que se utiliza en la determinación del precio unitario de potencia (PUP). Para las inversiones en generación hidroeléctrica y otras tecnologías eficientes, los ingresos que se obtendrían con la remuneración de potencia son irrelevantes y desfavorables para decisiones en este tipo de tecnologías. ¿Cómo se podría promover la inversión en centrales eficientes?
- El incumplimiento en el pago completo y oportuno a las empresas de generación, por la energía vendida al mercado de electricidad, causado por el escaso flujo de dinero desde el segmento de la distribución, exigió la creación de un discriminatorio sistema de fideicomisos con prelación de pago, y creó un ambiente desfavorable para la inversión privada orientada al servicio público de electricidad.

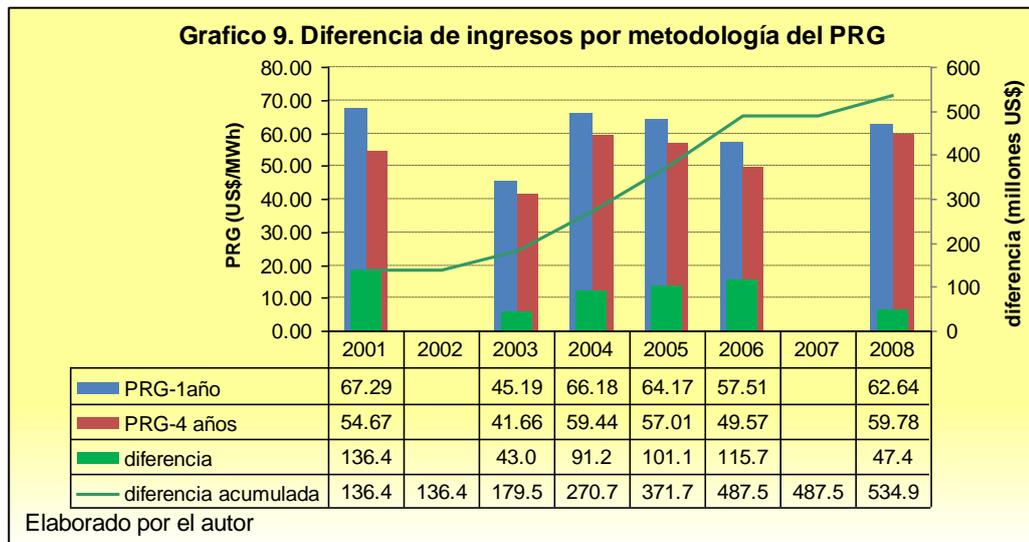
2.3 Deterioro financiero del sector eléctrico

La metodología para determinar la tarifa o precio referencial de generación (PRG) para los consumidores regulados, se define administrativamente como “el promedio de los costos marginales esperados de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años”, y se practica cada año para incorporar información actualizada sobre los precios de los combustibles, proyección de demanda, plan de obras de generación y otros elementos relevantes.

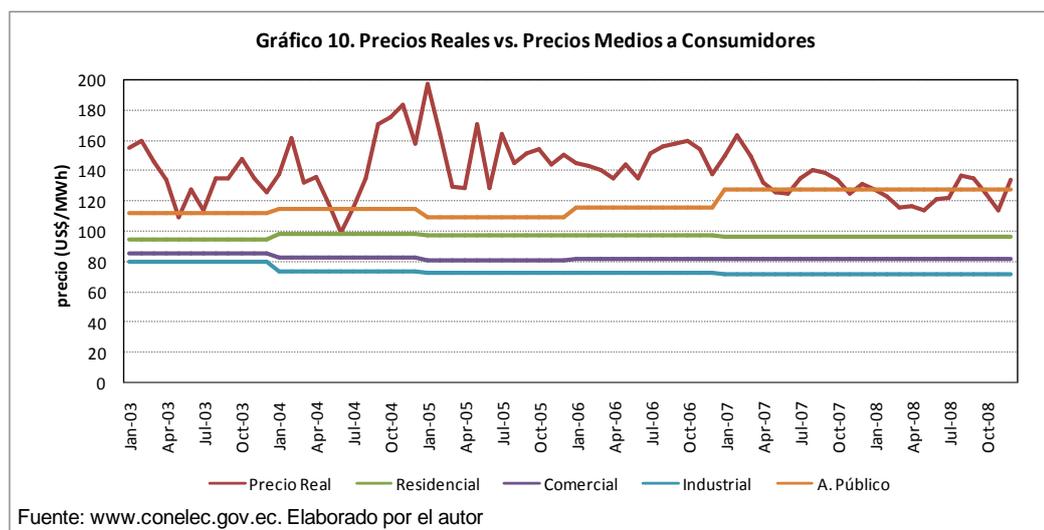
El método cuatrienal para determinar la tarifa de generación, establecido en el artículo 8 del Reglamento de Tarifas (normativa del MEM), origina desbalance financiero para las empresas de distribución, ocasionado por la diferencia entre el valor del promedio cuatrienal y el valor que se registra en el mercado ocasional en el primer año de vigencia de la tarifa. La estimación del desbalance financiero por esta causa, se presenta en el gráfico 9.

Además, esta metodología administrativa transfiere todo el riesgo de los precios del mercado a las empresas de distribución, y la realidad demostró la dificultad práctica para efectuar reajustes tarifarios con la frecuencia que la variación de los precios del mercado de electricidad imponen.

Los valores estimados indican que la diferencia de ingresos habría variado entre 43 y 115 millones de dólares anuales, monto significativo que seguramente contribuyó al deterioro y desequilibrio financiero en las empresas eléctricas de distribución, considerando que nunca se realizaron reajustes de tarifas por desvío del PRG, según especifica la normativa del MEM.



Las tarifas promedio de la energía eléctrica para los consumidores finales: residencial, comercial, industrial y alumbrado público, se fijaron permanentemente inferiores a los precios reales del mercado de electricidad, causando pérdidas cuantiosas y el deterioro financiero progresivo de las empresas eléctricas de distribución, de acuerdo a los valores publicados por CONELEC en su página electrónica www.conelec.gov.ec, que se presentan en el gráfico 10.



Como consecuencia directa del progresivo deterioro financiero, las empresas eléctricas de distribución no tuvieron los ingresos suficientes para cumplir los pagos por la compra de energía eléctrica en el mercado de electricidad, acumulando aceleradamente deudas con las empresas de generación y con la empresa de transmisión participantes del MEM, que superaron los 1800 millones de dólares con corte a diciembre de 2008, según el detalle que se presenta en la tabla 5.

Tabla 5. Deudas de las Empresas Eléctricas de Distribución	
período	valor (millones US\$)
Abril 1999 - Septiembre 2003	581
Octubre 2003 - Junio 2008	1,179
Julio - Diciembre 2008	101
Total	1,861
Fuente. Centro Nacional de Control de Energía	

El monto de esta gigantesca deuda y otras pérdidas millonarias que generó el desastroso modelo de mercado de competencia en el sector eléctrico, serán asumidas con recursos del estado ecuatoriano, a través del Ministerio de Finanzas y de las Empresas del Fondo de Solidaridad, según se dispone en los artículos 3 al 11 del Mandato Constitucional No. 15, expedido por la Asamblea Constituyente el 23 de julio de 2008³.

En resumen, el principio de una política de costos reales en las tarifas de electricidad no se cumplió en el mercado eléctrico mayorista, porque las tarifas aplicadas siempre estuvieron por debajo de los precios reales, siendo una de las causas fundamentales del descalabro financiero de las empresas de distribución y

³ Publicado en el Registro Oficial No. 393 del 31 de julio de 2008, primer suplemento.

del quebranto financiero del sector eléctrico en general. Se suma el desequilibrio financiero que origina el procedimiento administrativo para la determinación del precio referencial de generación, combinado con la dificultad de aplicar reajustes tarifarios acordes con la frecuencia de la variación de los precios, y el consiguiente traslado de todo el riesgo de la volatilidad de los precios marginales de la energía eléctrica a las empresas de distribución.

El mercado eléctrico mayorista arruinó financieramente al sector eléctrico ecuatoriano y causó gigantescas pérdidas económicas que serán pagadas con recursos del estado.

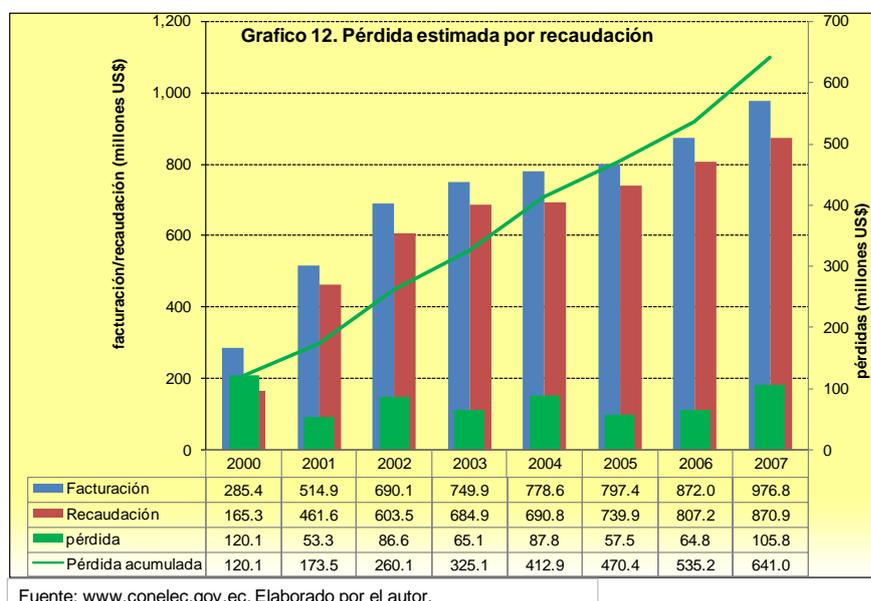
2.4 Deficiente gestión en las empresas de distribución

La deficiencia en la gestión de la mayoría de empresas de distribución se manifiesta principalmente en las elevadas pérdidas; en la ineficiencia en el proceso de facturación/recaudación; en la ausencia de elementos de gestión empresarial para reducir los costos y mejorar la productividad; y en la injerencia política en la administración empresarial.

Las elevadas pérdidas en la mayoría de las empresas de distribución, técnicas y no técnicas, permanecieron en valores superiores al objetivo deseable del 10%, según se presenta en el gráfico 11, contribuyendo al deterioro financiero de las empresas y al detrimento de la eficiencia empresarial.



La falta de eficiencia en el proceso de facturación y recaudación, que apenas alcanza un promedio del 88.7% en el período 200-2007 (www.conelec.gov.ec), es una fuente de pérdidas significativas de ingresos en las empresas de distribución, estimada en 641 millones de dólares (gráfico 12).



El grave deterioro financiero, ocasionado por la deficiencia tarifaria y las ineficiencias en la gestión empresarial, dejaron a las empresas de distribución sin recursos económicos para invertir en el mejoramiento y solución de los problemas

de eficiencia y productividad en la actividad de distribución y la gestión comercial del servicio.

2.5 Desarrollo incipiente del mercado de electricidad

El mercado de electricidad en Ecuador no es un mercado real, donde exista interacción (puja) entre generadores y consumidores, que finalmente determine las cantidades y los precios de la energía eléctrica.

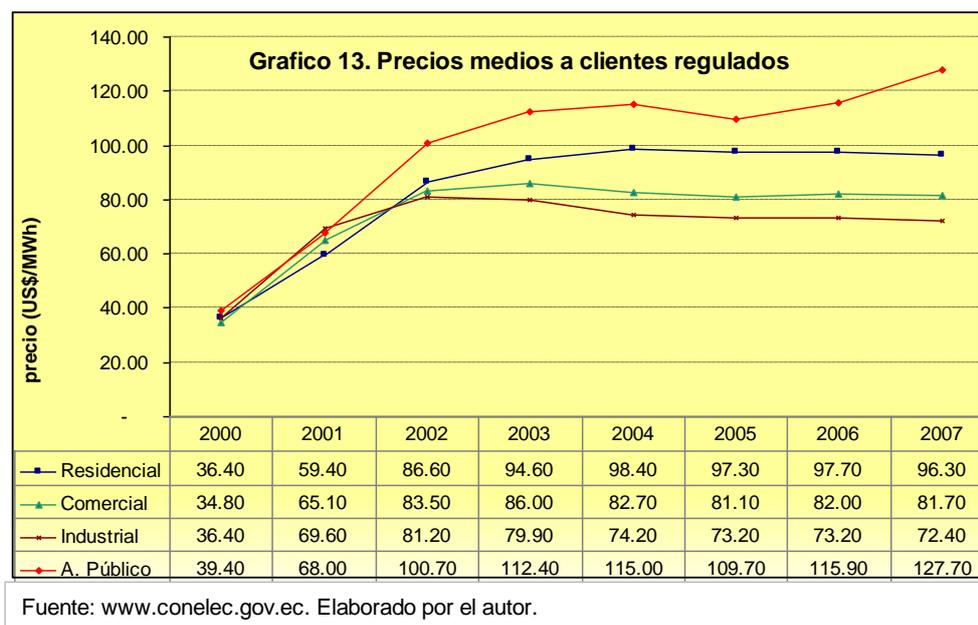
El mercado eléctrico mayorista es simulado, donde las cantidades y los precios de la energía eléctrica son determinados administrativamente por intermediación (despacho de generación); y, trasladados la responsabilidad y el riesgo a los productores y consumidores.

Es incuestionable que este mercado eléctrico simulado, en la práctica es un monopolio estatal, funcionando de manera inconsistente con reglas de un mercado de competencia, con ausencia total de incentivos para mejorar la eficiencia y gestión empresarial, donde resulta una utopía esperar la reducción de los costos de producción.

2.6 Incremento constante de las tarifas eléctricas

Los precios de la energía eléctrica para los clientes regulados, se incrementaron sostenidamente en el período 2000-2004 y permanecieron elevados en el período 2005-2007, determinando que la ciudadanía perciba una “subida desmedida de

tarifas”. Hasta que surgieron reclamos de sectores con poder para ser escuchados, que presionaron al gobierno de turno para intervenir en la fijación de los valores tarifarios (gráfico 13), vulnerando el principio de la independencia del regulador en esa función.



Las elevadas tarifas eléctricas, también obligó al gobierno en funciones, a reducir y congelar los precios de los combustibles desde julio de 2005, mediante decreto ejecutivo No. 338, para detener la acelerada subida de los precios marginales de la electricidad causada por la ineficiente generación térmica que utiliza combustibles caros. Sin esa medida, los precios marginales y las tarifas de la energía eléctrica hubieran sido excesivas y lesivas para el país: afectando negativamente la competitividad de la industria nacional, elevando los costos de los servicios y empobrecido aún más a la población ecuatoriana.

La intervención gubernamental en la reducción de los valores de las tarifas, también se registró en otras oportunidades, con el propósito de favorecer intereses de clientelismo político, causando efectos nocivos sobre el presupuesto del estado y el equilibrio financiero de las empresas de distribución.

La reforma sectorial benefició a los Grandes Consumidores no regulados, que tuvieron la opción de negociar los precios de la energía eléctrica directamente con las empresas de generación, condición que les permitió evitar los costosos efectos de los precios marginales mediante la contratación.

Al contrario de las expectativas que pronosticaban la reducción gradual de las tarifas eléctricas, los precios de la energía eléctrica se incrementaron en forma desmesurada debido al mecanismo de precios marginales que reflejan el costo de producción más ineficiente del conjunto de generadores.

El método de precios marginales no guarda relación con los costos de producción y traslada a los consumidores los elevados precios de oportunidad, evidenciando que el diseño del mercado de electricidad de Ecuador, es inadecuado para un mercado deficitario y con graves falencias en su estructura de generación.

2.7 Inseguridad normativa

Las intervenciones del gobierno en la fijación de las tarifas eléctricas, la inflexibilidad para emprender cambios oportunos; la inexistencia de una autoridad independiente de control sobre la observación de la regulación y funcionamiento del mercado; la ausencia de garantías para cumplir las obligaciones de pago y la sanción por incumplimiento; el inadecuado diseño de la metodología tarifaria y de los precios; debilitaron la autoridad reguladora y originaron un ambiente de incertidumbre entre los actores del mercado.

La iliquidez causada por el deterioro financiero, destruyó las reglas de liquidación de las transacciones comerciales del mercado de electricidad, con la creación de fideicomisos y prelación de pagos, que consentían repartir los reducidos ingresos entre las empresas participantes del mercado eléctrico mayorista, según un orden admitido.

La inseguridad normativa y el mecanismo de pago: discriminatorio y confiscatorio, instituyeron un ambiente desfavorable para la inversión privada, caracterizado por un elevado riesgo comercial y quebranto de la garantía a la propiedad privada.

2.8 Conclusiones

- El mercado eléctrico mayorista aplicado en el sector eléctrico constituyó un desacertado y costoso experimento, que se impuso y se intentó consolidar en condiciones económicas, políticas, técnicas y sociales desfavorables. Su vigencia causó pérdidas al estado ecuatoriano que superan los 1800 millones de dólares, según se presenta en la tabla 5.
- Se delegó a la libre iniciativa privada las decisiones de inversión en infraestructura eléctrica, excluyendo a la política energética y a la planificación como instrumentos para un desarrollo integral coordinado, sustentable y eficiente de los recursos energéticos del país.
- La participación del sector privado fue minoritaria; y las inversiones de ese sector se efectuaron con parámetros de beneficio particular y rentabilidad, sin consideraciones sobre el bienestar colectivo.
- Los actuales monopolios estatales en los segmentos de transmisión y distribución, combinados con la hegemonía en la producción de electricidad, no configuran una condición favorable para el funcionamiento de un mercado de electricidad de competencia. Por lo tanto, se requiere el rediseño del modelo económico del sector eléctrico, mediante una reforma conceptual, institucional y orgánica, integral y radical, acorde con la realidad presente y la perspectiva del desarrollo en el largo plazo.

Considerando los principios de la Constitución Política del Ecuador del año 2008 y el reciente marco legal, el proyecto de una reforma del sector eléctrico, deberá procurar soluciones que aseguren con razonable certeza: el equilibrio financiero, la despolitización en la gestión, la eficiencia y productividad de las empresas eléctricas; la movilización del capital para las inversiones requeridas en infraestructura eléctrica; y, el aprovechamiento idóneo de los recursos energéticos del país mediante una planificación integral coordinada.

CAPÍTULO 3

LOS RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES

Considerando que la electricidad es un elemento vital para el desempeño de las actividades cotidianas y para el progreso de las sociedades actuales, el objetivo fundamental del servicio público de energía eléctrica es disponer de la suficiente capacidad de producción para atender continuamente el suministro eléctrico presente y futuro de los consumidores, a precios competitivos.

Las tecnologías viables para la producción de energía eléctrica, dependen fundamentalmente del tipo y cantidad de los recursos energéticos primarios locales, que podrían ser usados de modo eficiente para el funcionamiento de las centrales de generación, mediante una explotación racional basada en una política energética integral de largo plazo y con visión de independencia energética.

En el país, los recursos energéticos primarios para la producción de energía eléctrica, en las magnitudes requeridas por la industria eléctrica y a costos competitivos, son: los recursos hidroeléctricos y los residuos de la destilación del petróleo en las refinerías⁴. Las energías renovables no convencionales: solar,

⁴ Las actuales reservas probadas de gas natural para la producción eléctrica para el servicio público son modestas. No alcanzaría para el desarrollo de la capacidad eléctrica suficiente para atender el crecimiento de la demanda nacional. Actualmente, se efectúan exploraciones de gas natural en la isla Puná.

eólica, biomasa y geotérmica⁵, al presente se encuentran en inventario y/o en desarrollo, aun con precios no competitivos y en pequeña magnitud.

a. *Recursos hidroeléctricos.* Las potenciales dimensiones de capacidad instalada y producción de energía eléctrica, están dadas por el inventario de los proyectos hidroeléctricos del país (Consejo Nacional de Electricidad, www.conelec.gov.ec). En la tabla 6, se presenta la información de las centrales hidroeléctricas en funcionamiento y la correspondiente a los proyectos hidroeléctricos inventariados con capacidad superior a 1 MW.

Tabla 6. Recursos hidroeléctricos nacionales				
centrales/proyectos hidroeléctricos	capacidad MW	energía media GWh	costo medio	
			menor	mayor
centrales en funcionamiento a octubre de 2009	1799	11131		
proyectos mayor a 100 MW	9341	52505	22.3	62.1
proyectos desde 10 a 100 MW	2377	14241	26.6	70.1
proyectos desde 1 a 10 MW	246	1503	28.3	100.3
Total	13763	79380		
Fuente: CONELEC (www.conelec.gov.ec). Elaborado por el autor				

Una característica relevante es que la mayoría de proyectos hidroeléctricos nacionales no ocasionaría daños ambientales apreciables, porque en su diseño no se incluyen grandes embalses.

b. *Recursos termoeléctricos.* Según la información estadística del Banco Central del Ecuador (www.bce.fin.ec), la exportación promedio anual de fuel oil (residuo combinado con diesel y/o aditivos) de los últimos cinco años (2004 – 2008), alcanza 12 millones de barriles, equivalentes a una producción eléctrica de

⁵ La energía nuclear es energía no renovable, que crea elevada dependencia externa, tanto tecnológica como del insumo primario.

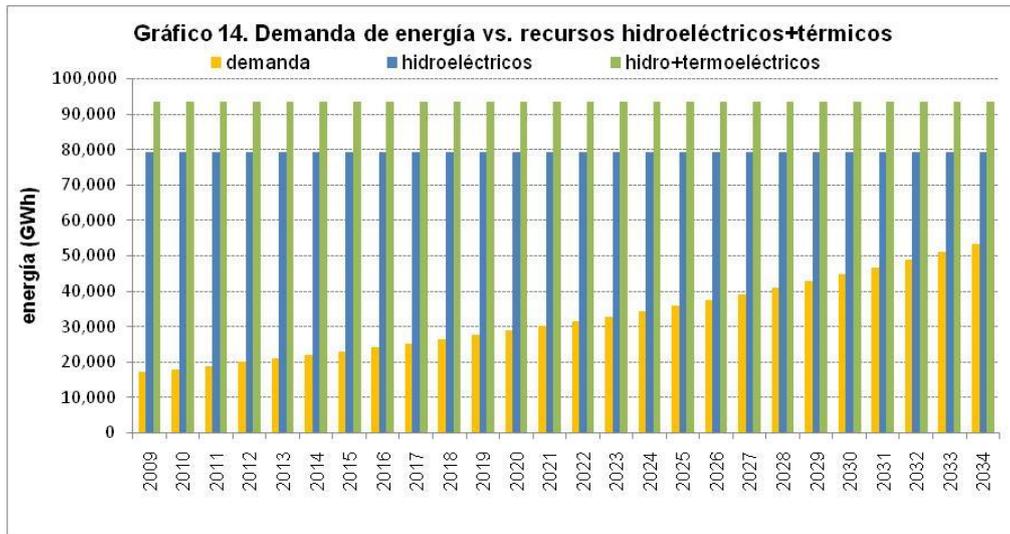
8318 GWh/año y una capacidad media de 950 MW, considerando un rendimiento de 16.5 kWh por galón de residuo. Por lo tanto, el desarrollo de producción termoeléctrica basada en el uso de residuo de producción local es limitado.

En la tabla 7, se presenta la información de las centrales termoeléctricas en funcionamiento y la correspondiente a proyectos térmicos futuros.

Tabla 7. Recursos termoeléctricos nacionales				
centrales/proyectos termoeléctricos	capacidad MW	energía media	costo medio	
			menor	mayor
centrales en funcionamiento (jul	801	5912		
proyectos futuros (capacidad media)	950	8318	45.0	55.0
Total	1751	14230		
Fuente: CONELEC (www.conelec.gov.ec). Elaborado por el autor				

Del análisis comparativo de la evolución de la demanda con los recursos para producción de energía eléctrica, como se presenta en el gráfico 14, se concluye que el suministro público de energía eléctrica, para los próximos 25 años, estaría sustentado en el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos. La producción termoeléctrica y no convencional, serían complementarias.

En consecuencia, la estructura institucional y orgánica del sector eléctrico, tendría que ser apropiada para cumplir con eficiencia y eficacia la expansión de generación basada en el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos.



3.1 Características específicas de la electricidad

La electricidad y el suministro eléctrico tienen algunas características específicas, que determinan diferencias marcadas con las mercancías y servicios convencionales, tales como:

- No es posible almacenar la electricidad en gran escala. La producción tiene que equilibrar instantánea y continuamente la demanda, mediante una compleja programación y coordinación centralizadas del proceso productivo global y el transporte por las redes eléctricas, efectuadas por un organismo independiente. Por consiguiente, es un mercado centralizado y organizado, donde los productores no tienen control sobre las cantidades a producir (ventas) y los consumidores a decidir sobre precios y cantidades a comprar.

- Por la trascendencia de la electricidad en las actividades económicas y sociales de los países, el daño económico causado por la interrupción súbita del suministro eléctrico, es mucho mayor que el costo de producirla, aún con generación ineficiente y cara. Para eliminar o mitigar este tipo de eventos, se debe contar con capacidad instalada adicional (reserva) y elementos redundantes de red, para reemplazar a los elementos averiados. Por supuesto que esa infraestructura de reserva, que no se utiliza con frecuencia, tendrá dificultades para recuperar sus inversiones.
- La disminución estacional de la demanda y la variación cíclica de la hidrología, determinan comportamiento oscilatorio de la producción e ingresos, que puede provocar importante riesgo comercial en las empresas de generación.

Las razones anteriores, configuran un sistema de producción que tiene que ser diseñado, deliberadamente, con exceso de capacidad y evidente desadaptación económica, condición que impone incertidumbre e inestabilidad en los ingresos de las empresas de generación. Aspecto desfavorable para fomentar nuevas inversiones desde el sector privado.

3.2 Características de la infraestructura eléctrica

La infraestructura eléctrica no se puede concretar en cortos lapsos. El estudio, el diseño y la construcción de un proyecto eléctrico se realizan en el transcurso de

varios años. También requieren grandes montos de inversión específica y permanente (costos irrecuperables) y un extenso período de recuperación de las inversiones.

La expansión eléctrica exige un desarrollo planificado y coordinado: el inventario de los recursos energéticos, la definición de los proyectos a ser construidos y sus complementos en transmisión/distribución, la determinación del monto/calendario de inversión y el programa de obras hasta la puesta en servicio.

En particular las centrales hidroeléctricas, demandan varios años de labor e importantes inversiones previas en estudios de ingeniería en los procesos de: inventario de las cuencas hidrológicas, la planificación de inversiones, estudios de pre-factibilidad, factibilidad, diseño definitivo, geología, geotecnia, etc. La inversión en estas actividades previas a la construcción tiene gran probabilidad de no ser recuperadas en el corto o mediano plazos, porque el proyecto puede no ser la mejor opción al competir con otros proyectos en la decisión de inversiones. El sector privado no tiene interés en estas actividades y deben ser necesariamente efectuadas por el estado.

Recientes estudios de expansión dispuestos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable⁶, indican que atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del país, corregir la deficiencia de capacidad ocasionada por la escasa

⁶ Estudio de expansión de la generación 2009 – 2020. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, CONELEC, CENACE. Enero de 2009.

inversión en las dos décadas pasadas y mitigar la dependencia eléctrica externa, requiere incrementar la capacidad instalada en aproximadamente 3050 MW y la producción anual de energía eléctrica en 21600 GWh/año hasta el año 2020. Para cumplir esos objetivos, es necesario acometer prioritaria y aceleradamente en la ingeniería y construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, sin excluir o postergar los pequeños y medianos que sean competitivos⁷.

Los enormes montos de inversión para construir los grandes proyectos hidroeléctricos exigen bajas tasas de interés y gran volumen de producción. Sin embargo, es imposible estimar con razonable precisión la cantidad de producción y los ingresos por venta de energía eléctrica, para un período de 25 a 30 años a futuro, debido a la natural incertidumbre de la variable hidrológica que incorpora elevados riesgos en la decisión de inversión y en el repago de la misma.

La experiencia del reciente período de mercado eléctrico mayorista, permite suponer que debido a estas características inciertas, los grandes proyectos hidroeléctricos no resultan interesantes para los inversionistas privados. Ante esa posición, el estado ecuatoriano forzosamente tendrá que asumir la responsabilidad empresarial del suministro eléctrico en procura del bienestar colectivo (social y productivo), proyectándose el sector eléctrico como un gigantesco monopolio estatal, con una minúscula participación del sector privado. De algún modo,

⁷ Solamente es un aspecto coyuntural: celeridad de inversión para corregir o revertir la actual desadaptación tecnológica: exceso de producción térmica y déficit de capacidad firme.

habría que reducir o transferir los riesgos intrínsecos del negocio, para incentivar la participación del sector privado.

La expansión eléctrica requiere una planificación sistémica de estricto cumplimiento y una definición/coordiación secuencial entre las actividades de la industria eléctrica: generación→transmisión→distribución. Estimada la evolución de la demanda de los consumidores, la siguiente fase de la planificación define con suficiente anticipación los proyectos de generación a ser construidos. Estos a su vez determinan la red de transmisión y los elementos de conexión con las empresas distribuidoras. En una última fase, estas últimas amplían sus redes eléctricas de distribución orientadas hacia los elementos de conexión con la red de transmisión.

3.3 El financiamiento de la infraestructura eléctrica

El monto de las inversiones en infraestructura eléctrica (generación, transmisión y distribución) para el período 2009 – 2020, se estima en aproximadamente 5 mil millones de dólares⁸, magnitud que necesitará recursos económicos provenientes del estado ecuatoriano, del sector privado, de los organismos multilaterales de desarrollo y de los consumidores vía tarifa. Los créditos deberían tener condiciones de largo plazo (25 a 30 años) y tasas de interés moderadas para precautelar el incremento excesivo en las tarifas eléctricas.

⁸ CONELEC. Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020, versión preliminar, 31 de marzo de 2009.

En general, al sector eléctrico ecuatoriano no le ha resultado fácil atraer capital privado. La condición básica para motivar la participación de potenciales inversionistas y/o financistas es que los proyectos de infraestructura eléctrica sean atractivos para la inversión, mediante algunos elementos clave, como: políticas públicas estables y predecibles que generen un clima de confianza y certidumbre; participación equitativa del estado, inversionistas y promotores del proyecto; normatividad apropiada para asegurar la transparencia en licitaciones competitivas y asignación de contratos; procedimientos transparentes para la terminación contractual; utilidad equitativa al riesgo asumido; mecanismos idóneos para solución de controversias; fuente de ingresos equilibrada, estable y bajo control que asegure el repago de las inversiones. Son temas especialmente significativos:

- El equilibrio financiero, que se traduce en tarifas que paguen los costos de todas y cada una de las actividades del suministro eléctrico, incluyendo la rentabilidad equitativa sobre el capital;
- La estabilidad de ingresos, mediante mecanismos de compra-venta que distribuyan el riesgo y/o atenúen la incertidumbre sobre la producción y los precios;
- El control sobre los ingresos, que significa autoridad sobre la recaudación de las empresas distribuidoras.

El equilibrio financiero también requiere considerar los inevitables subsidios y el control de las pérdidas en distribución a niveles técnica y comercialmente

aceptables. En especial, los subsidios deben ser transparentes y dirigidos exclusivamente a los más pobres y que verdaderamente lo necesitan, evitando subsidios generalizados que producen la ruina de la caja fiscal ó excesiva subvención cruzada con otros estratos de consumidores.

3.4 La propiedad de los activos del sector eléctrico

Actualmente la participación del sector privado se circunscribe a la actividad de generación, con 12 empresas activas en el mercado de electricidad.

En las restantes empresas de generación, distribución y transmisión, el 100% de acciones son de propiedad del estado ecuatoriano, no obstante funcionan como sociedades anónimas y con régimen de derecho privado. En la práctica constituyen un monopolio estatal, integrado verticalmente a través del paquete accionario.

Cada empresa tiene autonomía administrativa, financiera y de gestión, sin coordinación o alianza entre empresas. Esta configuración impone ingentes costos administrativos e ineficiencia en el uso de los recursos, que se trasladan a la tarifa de electricidad o consumen el patrimonio de las empresas cuando no es posible. Ciertamente no es una estructura orgánica conveniente.

Cabe mencionar que las actividades de transmisión y distribución constituyen monopolios naturales, con importantes economías de escala, de ámbito y de alcance, cuya estructura más eficiente sería como empresa única.

Podría pensarse que algún modo de integración o alianza de las empresas de generación conservando el régimen de derecho privado, les permitiría consolidar una gigantesca magnitud de activos y suficientes flujos de caja, para constituir avales y fideicomisos que garanticen el financiamiento de los grandes proyectos de infraestructura eléctrica. Sin embargo, la inalienabilidad de la propiedad pública del paquete accionario no posibilita prenderlo en garantía; y, el flujo de ingresos es deficitario y está bajo control de las empresas distribuidoras.

La apertura de este círculo vicioso, no se puede efectuar con cambios en el sistema, es la oportunidad de emprender el cambio de sistema. El paradigma planteado sería la intervención directa y abierta del estado y de la empresa pública en las tareas empresariales para materializar la infraestructura esencial de servicio colectivo, sin excluir de ninguna manera la participación del sector privado.

En referencia al sector eléctrico, una posible alternativa es la conversión de las actuales sociedades anónimas a empresas de derecho público y la integración en un holding de empresas estatales, cuyos flujos de ingreso unificados facilitarían obtener financiamiento de proveedores, aportes del presupuesto estatal, emisión de bonos y concesión de créditos con aval soberano del estado, etc., para invertir

en los grandes proyectos de infraestructura eléctrica. La participación y garantía estatal también facilitarían el acceso a instituciones financieras nacionales o internacionales (IFI), que conceden grandes montos de crédito para infraestructura y con reducidos costos de capital.

El cambio al régimen de derecho público de las empresas eléctricas y su integración, podría originar sinergias de considerable beneficio.

CAPÍTULO 4

ANALISIS DE INVOLUCRADOS

Una reforma institucional y orgánica del sector eléctrico, tendría que ser armónica con los principios de la Constitución de la República del Ecuador de 2008, y ser efectuada mediante la emisión de una ley específica para el sector energético y/o ley específica para el sector eléctrico. Durante el lapso de elaboración y trámite legislativo de ese instrumento normativo, se manifestarán con fuerza los intereses de los grupos involucrados en el negocio de electricidad, que actualmente supera los mil doscientos millones de dólares anuales en transacciones comerciales.

Antes de ensayar el análisis de involucrados, es conveniente presentar algunos antecedentes o hechos de la práctica sobre la actuación de los grupos de interés relacionados con el sector eléctrico.

La historia demuestra que en las decisiones del sector eléctrico, han imperado los intereses políticos e intereses particulares, sorteando la evaluación económica y la atención prioritaria a los intereses de la colectividad. A modo de evidencia:

- La eliminación de la evaluación técnica, económica, social y de obligatorio cumplimiento del Plan Maestro de Electrificación, para transformarlo en un compendio de buenas intenciones del sector privado y de carácter referencial.

- El incipiente aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos en beneficio de las centrales termoeléctricas, porque conceden enormes beneficios al sector privado, en perjuicio de la mayoría de la población, industria y comercio local.
- La constitución de gobiernos corporativos (directorios) y de representación gerencial por individuos cercanos e incondicionales a los sectores de poder, sin requisito de ningún tipo excepto su filiación o conexión política, sin obligación de rendir cuentas sobre su ejercicio y sin responsabilidad personal sobre las consecuencias de sus decisiones.

En esta transición hacia un nuevo modelo institucional y de gestión, se anticipa una resuelta injerencia de los grupos políticos, burocráticos, sindicales y de oportunistas que han subyugado al sector eléctrico durante los treinta años, que actualmente ocupan los principales cargos de dirección de las empresas eléctricas y organismos relacionados, que probablemente aspiran a permanecer indefinidamente en los mismos, según ha sido la práctica en el pasado.

4.1 El Gobierno Central

El sector eléctrico presta un servicio público de consumo masivo y alcance nacional. En ese contexto, brinda al gobierno en funciones, la oportunidad para incrementar popularidad mediante una ley eléctrica que sea apreciada de beneficio para los grandes conglomerados de electores, útil para consolidarse al presente y preparar un ambiente favorable para próximas elecciones.

Para conseguir que la aprobación de esa ley de interés general se traduzca en su provecho político, probablemente enviará el proyecto de ley como iniciativa del ejecutivo, gestionará el apoyo de assembleístas afines al gobierno y comprometerá recursos del presupuesto del estado para obras de infraestructura eléctrica.

Por experiencia en el trámite de leyes similares, los partidos políticos de oposición tratarán de obtener réditos similares, cuestionando el proyecto de ley para que sea opinado como lesivo a los consumidores apuntado hacia incremento de tarifas y lesivo a los trabajadores sugiriendo despidos e inseguridad laboral.

4.2 Los Gobiernos Seccionales

Influenciados por grupos de poder político local, tratarán de ganar popularidad oponiéndose a un proyecto de ley eléctrica de tendencia centralista y consumidor de grandes montos de presupuesto, que reduciría aún más las famélicas asignaciones presupuestarias hacia los gobiernos seccionales.

Posiblemente será una oportunidad para demandar del gobierno central el incremento de asignaciones o el compromiso de participar de las rentas de las centrales eléctricas ubicadas en su jurisdicción geográfica.

4.3 Las empresas y organismos del sector eléctrico

En las empresas eléctricas se tienen dos segmentos bien diferenciados: los grupos directivos y los trabajadores, con intereses claramente diferenciados.

a. Los grupos directivos

El gobierno corporativo y la gerencia de las empresas eléctricas de capital estatal, se entregaron a individuos afines a los gobiernos de turno en calidad de botín político, para que sean administradas en régimen de derecho privado. Sin ninguna norma que limite y controle esa administración, rápidamente las convirtieron en empresas de lucro privado para un reducido número de personas del nivel directivo, que actualmente tienen un importante poder económico e influencia política. Cabe señalar que el sector privado se integró a los directorios de las empresas eléctricas, los organismos de regulación y control del sector eléctrico, en los cuales tienen influencia decisiva.

La actuación registrada en la década pasada, evidencia que los grupos directivos, son muy cohesionados y organizados, planifican minuciosamente sus estrategias. Se presentan como profesionales o técnicos, que aseveran categóricamente ser apolíticos para conseguir credibilidad y confianza. No actúan abierta y directamente; lo hacen generalmente a través de aliados incondicionales que tengan sólidas conexiones o posición de decisión política en el aparato estatal: asesores presidenciales, ministros, integrantes del parlamento, dirigentes de colegios profesionales, miembros de los directorios de las empresas eléctricas, dirigentes sindicales, dirigentes empresariales, etc.

Por su posición en altos cargos directivos, cuentan con recursos económicos, logísticos, medios de comunicación y marketing, funcionario adeptos y

mecanismos de presión sobre los trabajadores, para promover acciones en favor de sus intereses particulares y grupales.

Con base en las estrategias que en el pasado aplicaron los grupos dominantes del sector eléctrico, a continuación se delinea sus probables estrategias.

El acercamiento a los estratos de poder, de preferencia a la Presidencia de la República, Asamblea Nacional y Ministerios relacionados; enfocados en conseguir que la elaboración del proyecto de ley del sector energético o proyecto de ley del sector eléctrico, sea encomendada a algún organismo del sector eléctrico, para tener acceso al documento e incorporar los asuntos de sus personales o particulares aspiraciones; a saber: la constitución orientada de los directorios; la designación de las gerencias sin concurso de méritos; mantener el régimen de derecho privado en lo posible, o la autonomía total de las empresas con mínimo control estatal; la participación del sector privado en el gobierno de las empresas del sector, en los organismos de regulación y en los organismos de control.

Como segunda estrategia complementaria, probablemente presentarán un proyecto de ley alternativo, promocionando que fue elaborado por “especialistas en la materia” y que “cuenta con el respaldo mayoritario del sector eléctrico y de prestigiosas organizaciones internacionales”; en conjunto con una intensa campaña de desacreditación de cualquier otro proyecto de ley, a través de medios

de comunicación, de eventos técnicos, foros y talleres perfectamente orientados al objetivo y asistencia de participantes comprometidos, de pronunciamientos de organismos de prestigio nacionales e internacionales, etc.

Como tercera estrategia, probablemente asegurarán por todos los medios a su alcance, la colaboración de integrantes de la Asamblea Nacional para la introducción de los textos normativos de su interés, en el proyecto de ley en tratamiento y la consiguiente aprobación.

b. Los trabajadores y sindicatos de las empresas eléctricas

El tema central que preocupará a los trabajadores del sector eléctrico es la estabilidad laboral, la remuneración y preservar su historia laboral.

El cambio de régimen administrativo de las empresas eléctricas, del ámbito privado al ámbito público, supone una drástica alteración en las relaciones laborales y limitación en los beneficios contractuales de los trabajadores. En particular los sindicatos de trabajadores de las empresas eléctricas, defenderán con los medios a su alcance las denominadas conquistas y derechos adquiridos, que son beneficios extras o adicionales a los estipulados en las leyes laborales. Además, tratarán de conseguir importantes indemnizaciones, argumentando la finalización de la empresa y presentando la opción que la nueva empresa pueda contratarlos. Sin embargo, por ser numerosos será difícil coordinar una oposición efectiva para obtener resultados relevantes.

En resumen, la gran oposición al cambio de modelo del sector eléctrico provendrá de los círculos directivos de las empresas eléctricas de capital estatal, que intentarán preservar los privilegios que detentan y las importantes rentas que les beneficia.

4.4 La Asamblea Nacional

En este organismo se anticipa que se presentarían dos posiciones confrontadas.

Los asambleístas de la bancada afín al gobierno, aspirarían a someter a debate el proyecto de ley para obtener los consensos y elaborar una ley eléctrica armónica con los principios constitucionales, mantener o mejorar una buena imagen legislativa y ganar popularidad para réditos electorales a futuro.

Los de la bancada de oposición al gobierno, se concentrarán en combatir sin tregua el proyecto de ley eléctrica; intentarán por todos los medios posibles boicotear o modificar profundamente los textos normativos, para preservar el modelo de mercado libre, para anular los temas esenciales y convertirlo en un instrumento malogrado, de cuyos resultados desfavorables se pueda responsabilizar al gobierno en funciones y a la bancada afín.

4.5 Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos

La integración del sector eléctrico, con supervisión y control de gestión internos, facilitará la tarea de este ministerio y se constituiría en aliado de la reforma.

Por su relación con las actividades afines al sector eléctrico, en conjunto con SENPLADES, sería el organismo idóneo para elaborar y coordinar la aprobación de la Ley Eléctrica.

4.6 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)

La importante proporción de la política energética del país y de la gestión de esta cartera de estado se materializa en el sector eléctrico. Además, al menos tres funciones importantes del sector eléctrico le relacionan muy cercanamente: la regulación, el control y la aprobación de las tarifas eléctricas.

Se considera que sería un importante aliado en la reforma institucional y orgánica del sector eléctrico. Sin embargo, no sería el organismo idóneo para elaborar un proyecto de Ley Eléctrica, por su evidente conflicto de intereses.

4.7 Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

Probablemente la mayor aspiración es preservar el mercado eléctrico mayorista con ligeras modificaciones, condición que le asegura su existencia y le confiere la máxima autoridad del sector eléctrico y los beneficios y prestigio que se derivan de esa posición.

En el pasado reciente los intereses del sector privado predominaron en el directorio del organismo regulador. Aunque la correlación de fuerzas cambió con

la actual conformación de mayoría del gobierno, aún tiene decisiva representación el sector privado y la dirección de las empresas eléctricas.

La mayoría de mandos medios de este organismo, son fuertes aliados de los grupos directivos que se oponen radicalmente a la reforma. Se esperaría una importante oposición desde este segmento, con mayor razón si se prevé conflicto con las funciones del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

4.8 Empresas de Generación privadas y Grandes Consumidores

La reforma del sector eléctrico se realizó para beneficiar esencialmente a las empresas de generación de capital privado y grandes consumidores. Una reforma institucional que disminuya sus aspiraciones de renta o beneficios, merecerá la oposición categórica de estos segmentos. Su aspiración será preservar el mercado eléctrico libre sin modificaciones importantes, a mantener sus opciones de obtener rentabilidad sin limitación alguna y sus posiciones en los gobiernos corporativos de las empresas eléctricas y en los organismos de regulación, control y coordinación.

Tienen recursos económicos, organización y capacidad de influir en los círculos de poder político y económico del país. Se anticipa que su posición será contraria a la reforma del sector eléctrico, en los temas que les sea lesivo a sus intereses esencialmente financieros.

4.9 Pequeños Consumidores

Generalmente aspiran a mejoras en la prestación del servicio eléctrico, y sin incremento de las tarifas de electricidad. Por consiguiente expresarán una opinión contraria a la ley eléctrica si advierten un posible incremento en las tarifas eléctricas. Sin embargo, no tienen acceso a interlocutores o medios de comunicación que trasladen sus opiniones a los círculos de decisión política y económica; no tiene organización ni capacidad de movilización. Según este contexto, no tienen posibilidad de influir en el proyecto de ley eléctrica y su opinión solamente se reflejará posiblemente en las próximas elecciones.

4.10 Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo

El proyecto de ley eléctrica crearía los medios necesarios para materializar los proyectos del Plan Nacional de Desarrollo, elaborado por la SENPLADES. Además, el sector eléctrico suministraría al Plan Nacional de Desarrollo, la planificación de una importante cantidad de proyectos de infraestructura eléctrica, debidamente evaluados: económica, técnica y socialmente, con posterior rendición de cuentas sobre el avance de obras. Se considera que sería un importante aliado en la reforma institucional y orgánica del sector eléctrico.

4.11 Los Partidos Políticos de oposición

Los partidos políticos de oposición posiblemente responderán a los pedidos de sus afiliados o afines que al presente ocupan cargos directivos y de gobierno corporativo, esto es, en preservar el mercado eléctrico mayorista, la participación

en el sector eléctrico y la protección absoluta de las inversiones privadas. Intentarán por todos los medios desacreditar el proyecto de ley, induciendo a la ciudadanía a pensar como perjudicial para la nación un modelo estatal centralista, con burócratas y tecnócratas por naturaleza ineficientes, con alto grado de corrupción, con sindicatos voraces que consumirán los recursos del estado, que conducirán al país a los apagones y altos precios de la electricidad, tal como (supuestamente) sucedía en la anterior empresa estatal. Los réditos se reflejarán en debilitar al gobierno, con la visión de derrotarlo en las próximas elecciones.

La oposición política al proyecto de ley eléctrica será impetuosa. Se anticipa una sólida alianza y alineamiento de acciones con los grupos directivos de las empresas eléctricas y de las empresas de capital privado.

4.12 Los gremios de Profesionales

Los Colegios de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos no han emitido opiniones relevantes en los últimos años. Probablemente los grupos directivos de oposición al proyecto de ley eléctrica, lograrán alinearlos a su causa, considerando que son los que financian sus actividades mediante publicidad.

4.13 Medios de comunicación

En condiciones normales, se esperaría que los medios de comunicación trasladen a la ciudadanía, de manera equilibrada y objetiva, las diversas opiniones de los sectores involucrados. Sin embargo, en la particular coyuntura presente, se

anticipa una alineación mayoritaria de los medios de comunicación con los sectores de oposición al gobierno y sus postulados.

4.14 El mercado eléctrico de Colombia

La propuesta institucional no modifica las normas de la Comunidad Andina de Naciones y las reglas de precios del mercado ocasional para las transacciones internacionales de electricidad.

Con relación a la separación de mercados, en Colombia se realizó la segmentación del mercado interno y del mercado de exportación, el 1 de agosto de 2009, mediante resoluciones CREG 051 y CREG 076 emitidas por el organismo de regulación de Colombia. La propuesta institucional está en la misma línea y no se esperarían reacciones en contrario.

4.15 Tabla de evaluación de involucrados

En la tabla 8 se presenta la evaluación de los principales actores involucrados en una posible reforma institucional y orgánica del sector eléctrico, efectuada por el autor, con base en el análisis efectuado en los numerales anteriores y su conocimiento y experiencia obtenida por un extenso lapso de laborar en el sector eléctrico.

En la evaluación se consideran los siguientes parámetros:

- *Grado de Actitud.* Que se refiere a la potencial reacción de los involucrados sobre los resultados o derivaciones del proyecto de ley eléctrica

Gran apoyo: 3; Apoyo moderado: 2; Neutral: 1; Moderada oposición: -2;

Gran oposición: -3

- *Poder del Involucrado.* Que se refiere a la cantidad de recursos: humanos (H), financieros (F) y políticos (P) que dispone el involucrado y su capacidad para movilizarlos.

Poder y capacidad muy grande: 5

Poder y capacidad grande: 4

Poder y capacidad promedio: 3

Poder y capacidad débil: 2

Poder y capacidad muy débil: 1

Tabla 8. ANÁLISIS DE INVOLUCRADOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Página 1

Involucrado	interés	Criterio de evaluación					Influencia	Total
		actitud	poder					
			H	P	F			
El Gobierno Central	<ul style="list-style-type: none"> • Presentar como iniciativa del poder ejecutivo una ley de beneficio colectivo • Oportunidad para ganar y consolidar popularidad • Preparar ambiente favorable para próximas elecciones 	3	3	5	3	11	33	
Los grupos directivos de las empresas eléctricas y organismos del sector eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • Perpetuar su posición en los cargos directivos y de gobierno corporativo • Mantener el régimen de derecho privado en las empresas eléctricas • Cero control sobre el uso de los recursos económicos y no rendición de cuentas sobre la gestión y decisiones empresariales 	-3	3	4	3	10	-30	
Los asambleístas de oposición al gobierno	<ul style="list-style-type: none"> • Desacreditar y debilitar al gobierno y a la bancada afín. • Malograr el proyecto de ley para preservar el modelo actual. • Ganar popularidad para réditos electorales a futuro. 	-3	2	4	4	10	-30	
Empresas de Generación de capital privado y los Grandes Consumidores	<ul style="list-style-type: none"> • Preservar el mercado eléctrico mayorista sin modificaciones importantes. • Mantener sus opciones de obtener rentabilidad sin limitación alguna y absoluta garantía sobre la inversión privada. • Mantener sus posiciones en los gobiernos corporativos de las empresas eléctricas y en los organismos de regulación, control y coordinación. 	-3	1	4	5	10	-30	
Los asambleístas afines al gobierno	<ul style="list-style-type: none"> • Elaborar una ley eléctrica armónica con los principios constitucionales. • Presentar una buena imagen legislativa. • Ganar popularidad para réditos electorales a futuro. 	-3	3	4	2	9	-27	
Los Partidos Políticos	<ul style="list-style-type: none"> • Por pedido de sus afiliados y afines, intentará preservar el mercado eléctrico mayorista. • Oportunidad para debilitar al gobierno en funciones. • Ganar popularidad para réditos electorales a futuro. 	-3	3	3	3	9	-27	
Medios de comunicación	<ul style="list-style-type: none"> • Probable alineación mayoritaria con los partidos políticos de oposición. • Algunos medios de comunicación aprovecharán la oportunidad para desacreditar y combatir al gobierno. 	-3	1	4	4	9	-27	
Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)	<ul style="list-style-type: none"> • Preservar el modelo neoliberal con algunas modificaciones. • Asegurar su existencia como organismo regulador. • Mantener la máxima autoridad del sector eléctrico y los beneficios y prestigio que se derivan de esa posición. 	-3	2	3	1	6	-18	
Los Gobiernos Seccionales	<ul style="list-style-type: none"> • Ganar popularidad criticando el centralismo • Oportunidad para demandar rentas del gobierno central • Oportunidad para reclamar rentas de las centrales eléctricas ubicadas en su jurisdicción 	-2	3	3	2	8	-16	
Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> • Asignación eficiente de recursos para un plan de obras de infraestructura eléctrica, factibles de ejecutar y alineado con los objetivos del desarrollo. • Rendición de cuentas de los responsables de la materialización del plan maestro de electrificación. 	3	1	3	1	5	15	
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión y control de la elaboración y la aplicación de la política energética, en el ámbito de sus competencia. • Organismo normativo y de control de la gestión del sector eléctrico. • Control de costos y tarifas para limitar la discrecionalidad o probables excesos. 	3	1	2	1	4	12	
Los trabajadores y sindicatos de las empresas eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> • Preservar estabilidad e historia laboral • Mantener conquistas laborales extra ley • Intentar indemnizaciones y enrolamiento opcional 	-2	2	2	1	5	-10	
Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos	<ul style="list-style-type: none"> • Facilidad de supervisión y control de gestión del sector eléctrico 	2	1	1	1	3	6	
Gremios de Profesionales	<ul style="list-style-type: none"> • Probable alineación con la oposición al proyecto de ley. 	-2	1	1	1	3	-6	
Pequeños Consumidores	<ul style="list-style-type: none"> • Mejoras en la prestación del servicio, sin incremento de tarifas eléctricas. 	1	1	1	1	3	3	
El mercado eléctrico de Colombia	<ul style="list-style-type: none"> • Preservar las reglas del mercado ocasional para las transacciones internacionales de electricidad 	1	1	1	1	3	3	

- *El grado de influencia.* Evaluado como la suma de los recursos y capacidad del involucrado para movilizarlos; es decir, es la suma de H+P+F.
- *El Total.* Considerado como la decisión y el poder que utilizaría para defender sus intereses, es la multiplicación del grado de influencia por el grado de actitud.

Tabla 8. ANÁLISIS DE INVOLUCRADOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Página 2

Involucrado	Total	Estrategia del gobierno para conseguir la aprobación del proyecto de ley eléctrica
El Gobierno Central	33	Consolidar el concepto de una ley de beneficio colectivo, para los consumidores, los industriales y para el comercio en general, via tarifas competitivas. Informar ampliamente a la nación sobre los pésimos resultados del modelo neoliberal y las terribles consecuencia de continuar en esa línea.
Los grupos directivos de las empresas eléctricas y organismos del sector eléctrico	-30	Realizar el cambio a régimen público de las empresas eléctricas, renovar todos los gobiernos corporativos y las gerencias, antes del trámite del proyecto de ley, para reducir el poder sobre los recursos humanos, financieros y políticos de este grupo.
Los asambleístas de oposición al gobierno	-30	Anticiparse en informar a la ciudadanía que los Asambleístas de oposición intentarán bloquear la aprobación de la ley eléctrica, con el propósito de atender los beneficios particulares de lucro ilimitado en perjuicio de las mayorías empobrecidas. Intentar sumar aliados entre asambleístas independientes, proporcionándoles amplia información sobre el proyecto de ley y sus beneficios. Como último recurso, considerar una consulta popular para su aprobación.
Empresas de Generación de capital privado y los Grandes Consumidores	-30	Mantener el mercado ocasional y acceso a la red mediante peajes, para posibilitar transacciones comerciales entre empresas privadas.
Los asambleístas afines al gobierno	-27	Proporcionarles amplia información sobre el proyecto de ley y comprometerlos en el respaldo y aprobación de la misma.
Los Partidos Políticos de oposición	-27	Anticiparse en informar a la ciudadanía que la oposición en alianza con medios de comunicación, probablemente iniciará una campaña de descrédito al gobierno, con la finalidad de bloquear una ley eléctrica que trae grandes beneficios a los habitantes de este país.
Medios de comunicación	-27	Anticiparse en informar a la ciudadanía que la oposición en alianza con medios de comunicación, probablemente iniciará una campaña de descrédito al gobierno, con la finalidad de bloquear una ley eléctrica que trae grandes beneficios a los habitantes de este país.
Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)	-18	Fusionarlo con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable para una función estrictamente de normativa técnica.
Los Gobiernos Seccionales	-16	Informarles sobre los beneficios de la reforma institucional y orgánica del sector eléctrico. No afectación a sus rentas. Incorporarlos al debate y tratar de lograr su apoyo.
Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo	15	Promocionar y concientizar a la ciudadanía sobre los beneficios de una planificación participativa y orientada al desarrollo. Destacar los beneficios de planificar el desarrollo del sector eléctrico.
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)	12	Promocionar y concientizar a la ciudadanía sobre los beneficios de una política energética. Destacar los beneficios de aplicar la política energética al sector eléctrico.
Los trabajadores y sindicatos de las empresas eléctricas	-10	Garantizar la estabilidad e historia laboral
Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos	6	Elaborar y coordinar la aprobación del proyecto de Ley Eléctrica evitando la participación e injerencia de los grupos de interés. Coordinar las acciones de promoción y concientización de una ley de beneficio para el país, con Senplades y el Ministerio de Electricidad.
Gremios de Profesionales	-6	Informarles sobre los beneficios de la reforma institucional y orgánica del sector eléctrico. Incorporarlos al debate y tratar de lograr su apoyo.
Pequeños Consumidores	3	Amplia información sobre los beneficios de la reforma institucional y orgánica del sector eléctrico.
El mercado eléctrico de Colombia	3	Preservar los mecanismos de intercambio comercial de electricidad

CAPÍTULO 5

PROPUESTA INSTITUCIONAL PARA EL SECTOR ELÉCTRICO

Los principios esenciales del servicio público de energía eléctrica, se establecen en la Constitución de la República del Ecuador de 2008, donde se estipula como sector estratégico a la energía en todas sus formas; y, se reserva para el estado:

- El derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos.
- La responsabilidad de la provisión del servicio público de energía eléctrica.
- La potestad de disponer que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos.
- La facultad para constituir empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos y la prestación de servicios públicos.

Cumpliendo el marco constitucional, a continuación se presenta los principales lineamientos y objetivos de una propuesta institucional y normativa para una reforma estructural y funcional del sector eléctrico:

- Administración, gestión y control estatal del sector eléctrico, con la responsabilidad de garantizar el suministro de electricidad y la sostenibilidad financiera del sector.

- Restaurar la planificación participativa de obligatorio cumplimiento y la coordinación de las actividades de la industria eléctrica, orientada a eliminar la dependencia eléctrica externa y el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos.
- El despacho de generación basado en la utilización prioritaria de los recursos de producción de electricidad locales con criterio de menor costo, complementado con las importaciones de electricidad para sustituir la producción de centrales termoeléctricas que utilicen combustible importado y para suplir los requerimientos para atender la demanda.
- El funcionamiento de un mercado regulado de electricidad, con participación del sector estatal y sector privado.
- El funcionamiento de un mercado ocasional privado, totalmente independiente del mercado regulado.
- La política energética y eléctrica, la regulación y normas del mercado de electricidad, definición de subsidios, supervisión de las tarifas eléctricas bajo responsabilidad del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Tarifa única para la venta de energía eléctrica y tarifa única para la venta de potencia eléctrica a las empresas de distribución, totalmente independiente de los precios del mercado ocasional de electricidad.
- Creación de un fondo de compensación para mitigar la volatilidad de los precios de la electricidad.
- El control regulatorio y de calidad del servicio bajo la responsabilidad de una superintendencia de empresas públicas.

Cumpliendo el marco constitucional y los lineamientos generales, a continuación se presenta el análisis detallado de los principales temas de la propuesta de reforma.

5.1 Gestión y control estatal del sector eléctrico

El estado ecuatoriano asumiría la responsabilidad de la prestación del servicio público de energía eléctrica y garantizaría la continuidad del suministro eléctrico en el territorio nacional, ejerciendo directamente las actividades empresariales de la industria eléctrica, mediante la formación de empresas estatales de derecho público, con la misión de administrar, gestionar y controlar el sector eléctrico.

La participación del sector privado sería opcional, autorizado mediante ley y condiciones de excepción; de manera preferente con nuevas centrales de generación para la venta de energía eléctrica a la Corporación Eléctrica Nacional mediante contratos de largo plazo, del tipo tasa de retorno o rentabilidad acordada.

Las centrales en funcionamiento y las transacciones intracomunitarias de electricidad con Colombia y Perú, que pertenecen al sector privado, continuarían vendiendo su producción de energía eléctrica con las anteriores reglas del mercado de competencia, para evitar juicios o arbitrajes internacionales exigiendo cuantiosas indemnizaciones al estado ecuatoriano, con el argumento de perjuicios económicos ocasionados por el cambio de modelo.

La estructura empresarial estatal y coordinación de actividades se realizaría mediante un holding de empresas estatales, de dos niveles:

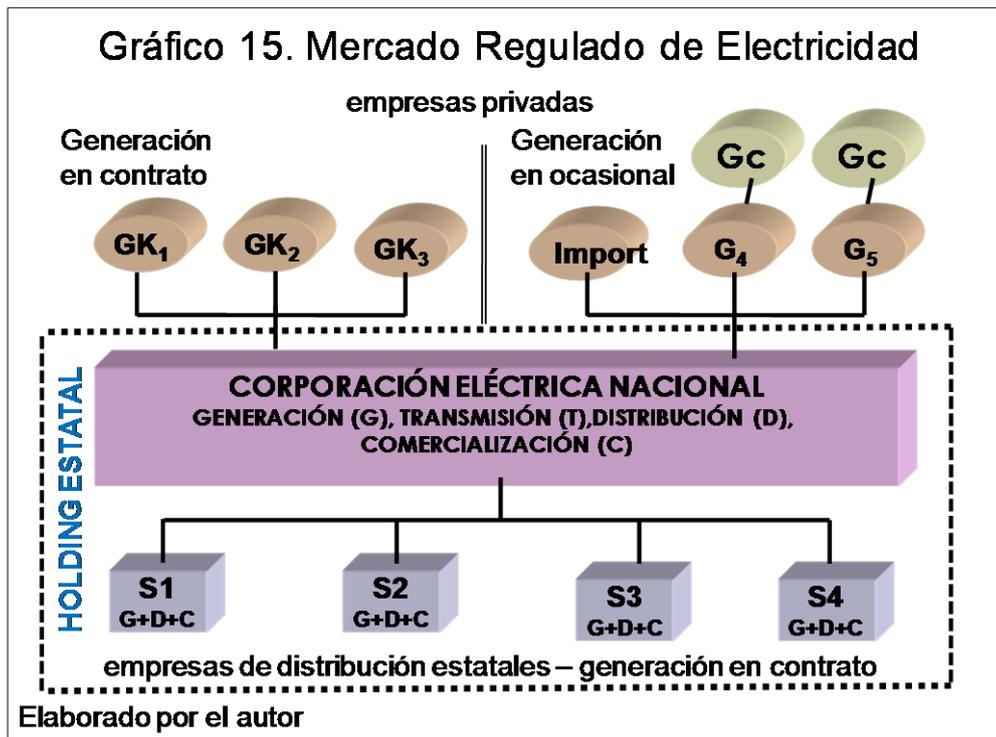
- Una Corporación Eléctrica Nacional (matriz), con jurisdicción en todo el territorio nacional, estaría facultada para realizar las actividades empresariales del negocio eléctrico y la supervisión/control de la gestión de las empresas eléctricas de distribución (subsidiarias).
- Empresas eléctricas de distribución que estarían facultadas para realizar las actividades de generación⁹, distribución y comercialización en áreas geográficas definidas.

5.2 El mercado de energía eléctrica

El mercado de energía eléctrica estaría constituido por un mercado de generación contratada a precios regulados y un mercado ocasional a precio marginal horario, que funcionan comercialmente separados.

El mercado estatal de energía eléctrica sería un monopolio, con integración vertical y horizontal, donde las empresas eléctricas del estado compran y venden energía eléctrica en el holding, a precios regulados.

⁹ La actividad de transmisión estaría limitada a la infraestructura necesaria para sus centrales de generación.



Las empresas de generación privada y estatal, podrían vender a la Corporación Eléctrica Nacional (monopsonio) su producción de energía eléctrica, en las siguientes modalidades:

- Las empresas privadas con centrales de generación existentes, con opción de venta mediante contratos de largo plazo con rentabilidad limitada.
- Las empresas estatales con centrales de generación existentes, solamente mediante precios regulados.
- Las empresas privadas centrales de generación futura, solamente mediante contratos de largo plazo con rentabilidad limitada.

La importación y exportación de electricidad se realizaría en el mercado ocasional, a precio marginal horario, debido a la normativa de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) en aplicación.

Los Grandes Consumidores solamente podrían realizar transacciones comerciales con empresas de generación privadas. Los actores pagarían peajes por el uso de las redes eléctricas y servicios complementarios.

Las modalidades de transacción, la política de precios y tarifas, para los intercambios comerciales, se presenta en las siguientes secciones.

5.2.1 La actividad de generación en las empresas estatales y mixtas

La Corporación Eléctrica Nacional y las Empresas de Distribución estarían facultadas para efectuar las actividades relativas a la generación: inventario, planificación, ingeniería, construcción, operación y mantenimiento.

Con el propósito de obtener el equilibrio financiero, promover la inversión en centrales de generación y trasladar el riesgo a los consumidores regulados, el costo de la producción de electricidad sería el valor que retribuya los costos administrativos, los costos operativos, el repago del financiamiento y del capital propio invertido en las centrales de generación. Las transacciones comerciales de las empresas estatales y mixtas, se realizaría solamente mediante contratos de largo plazo y precios regulados.

Por consiguiente, el costo de la producción de electricidad de cada central de generación sería la suma de los siguientes componentes:

a. *Costo fijo anual, con pago en dividendos mensuales.*

- Los gastos administrativos correspondientes únicamente a la actividad de generación. La empresa eléctrica que realiza varias actividades del negocio, deberá llevar contabilidad de costos separada para cada actividad.
- El costo de mantenimiento mayor informado y aprobado por la Corporación Eléctrica Nacional.
- La amortización de créditos específicos para la generación. Durante el período de amortización del financiamiento, se pagará la suma de los valores de amortización anual de los créditos, incluyendo los costos financieros.
- La depreciación y el costo de capital anual de los activos calculada con la vida útil establecida para el tipo de tecnología de la central de generación, más el costo de capital del valor neto de los activos, calculado con la tasa establecida por normativa.

Como incentivo a la eficiencia y productividad, el pago anual de esta remuneración sería afectada por el factor de disponibilidad mensual registrado de la central de generación, con respecto al factor mínimo de disponibilidad para el tipo de tecnología de la central establecido por normativa¹⁰.

¹⁰ El cálculo sería de la siguiente manera: $factor = \min(1, \frac{f_r}{f_m})$ donde f_r es el factor de disponibilidad anual registrado y f_m es el factor de disponibilidad anual mínimo reglamentado.

La vida útil, el valor residual de cada tipo de tecnología y factor mínimo de disponibilidad, y la tasa de costo de capital, serán definidas por normativa.

b. *Costo variable mensual.*

Los costos mensuales de los insumos utilizados para la producción de energía eléctrica, más los costos de mantenimiento operativo de los equipos de generación.

5.2.2 La generación de las empresas privadas con contrato

Las empresas de generación de capital privado, estarían facultadas para efectuar todas las actividades relativas a la generación: inventario, planificación, ingeniería, construcción, operación y mantenimiento. Las nuevas centrales de generación que se faculte al sector privado, deberían tener concordancia con el Plan Nacional de Electrificación y con la política energética establecida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, para evitar la proliferación de centrales termoeléctricas y/o dependencia de combustibles importados.

Para incentivar la inversión de capital privado en nuevas centrales de generación, la producción de energía eléctrica sería comprada por la Corporación Eléctrica Nacional mediante contratos de largo plazo, de 10 a 15 años para termoeléctricas, de 20 a 35 años para hidroeléctricas, suscritos con una anticipación acorde al tiempo necesario para los estudios de ingeniería, el cierre financiero y la

construcción del proyecto. Los términos principales de un contrato de esta naturaleza serían los siguientes:

a. Costo fijo anual, pagado en dividendos mensuales

La remuneración del capital efectivamente invertido por la empresa con una tasa acordada entre las partes (cost plus). El pago anual de esta remuneración sería afectada por el factor de disponibilidad mensual registrado de la central de generación, con respecto al factor mínimo de disponibilidad para el tipo de tecnología de la central acordado entre las partes.

La revisión de la tasa de remuneración del capital se realizaría en períodos acordados por las partes, generalmente no menor a cuatro años.

b. Costo variable mensual

Los costos operativos efectivamente incurridos y relacionados con la producción de energía eléctrica, justificados mediante información contable con los respectivos respaldos documentales.

La producción de energía eléctrica de las centrales de generación existente o en funcionamiento, perteneciente a empresas privadas, sería comprada mediante contratos de largo plazo, 4 a 5 años de vigencia. La base capital a remunerar sería el valor neto contable de los activos, con una tasa acordada entre las partes y sin revisión durante el período contractual.

5.2.3 La generación de las empresas privadas en el mercado ocasional

Las empresas de generación de capital privado y las importaciones de electricidad, podrían vender su producción de energía eléctrica en el mercado ocasional. La remuneración estaría compuesta por dos componentes:

- El precio marginal horario para el pago de la energía eléctrica
- El precio unitario de potencia para el pago de la potencia media. Para este tipo de generación se excluye el pago por disponibilidad.

El precio marginal horario estaría determinado solamente por los generadores e importación que participa en el mercado ocasional.

5.2.4 Los precios de la generación de energía eléctrica

La determinación de los precios de la energía eléctrica se realizaría mediante un procedimiento administrativo, con alguna de las siguientes opciones:

- a. Con los registros estadísticos de producción, se realizarían proyecciones de producción de cada central de generación e importación de electricidad para los siguientes doce meses (proyección de ventas). Con esa producción estimada y con la información contable del costo variable y precios probables de importación, se calcularía el costo total de producir la energía eléctrica.

El precio de venta de la energía eléctrica, sería el promedio ponderado de todas las empresas de generación e importaciones.

El precio de venta de la potencia eléctrica, estaría dado por la suma de todos los costos fijos de las empresas de generación y remuneración de potencia a la generación ocasional, dividida para la menor demanda máxima coincidente mensual proyectada para los consumidores regulados durante el período tarifario y para el número de meses del período tarifario.

b. Mediante simulación operativa para decenas de posibles escenarios hidrológicos para los siguientes doce meses, se obtendría una estadística de producción las centrales de generación e importaciones de electricidad. Con esa información, para cada central de generación e importación de electricidad, se seleccionaría la producción con una alta probabilidad de excedencia. El resto del procedimiento sería similar a la alternativa anterior.

El precio de venta de energía y el precio de venta de potencia, serían únicos y constantes durante todo el período tarifario.

5.2.5 La actividad de transmisión

La Corporación Eléctrica Nacional estaría facultada para realizar todas las fases de la actividad de transmisión: planificación, ingeniería, construcción, mantenimiento y operación del sistema nacional de transmisión.

El costo de la actividad de transmisión es un valor fijo anual, con pago en dividendos mensuales, compuesto por la suma de los siguientes componentes:

- Los gastos administrativos anuales correspondientes únicamente a la actividad de transmisión o distribución, determinados mediante información contable exclusiva para cada actividad y los correspondientes respaldos documentales.
- La amortización de créditos específicos para la transmisión o distribución. Durante el período de amortización del financiamiento, se pagará la suma de los valores de amortización anual de los créditos, incluyendo los costos financieros.
- La depreciación y el costo de capital anual de los activos calculada con la vida útil establecida para cada categoría de activos de transmisión o distribución, más el costo de capital del valor neto de los activos, calculado con la tasa establecida por el organismo regulador.

Como incentivo a la eficiencia y productividad, el pago anual de esta remuneración sería afectada por el factor de disponibilidad anual registrado por cada categoría de elementos de transmisión o distribución, con respecto a un factor mínimo de disponibilidad, establecido por el organismo regulador.

La vida útil, el factor mínimo de disponibilidad y la tasa de costo de capital, serán definidas por el organismo regulador.

El precio del servicio de transmisión (precio de potencia), estaría dado por la suma de todos los costos fijos, dividida para la menor demanda máxima coincidente mensual proyectada para los consumidores regulados durante el período tarifario y para el número de meses del período tarifario.

5.2.6 La actividad de distribución-comercialización

Las empresas de distribución estarían facultadas para realizar todas las fases de la actividad de distribución-comercialización exclusivamente en el área geográfica que les sea asignada mediante reglamentación: planificación, ingeniería, construcción, mantenimiento y operación del sistema de distribución, comercialización.

El costo de la actividad de distribución, sería un valor fijo anual, con pago en dividendos mensuales, compuesto por la suma de los siguientes componentes:

- Los gastos administrativos anuales correspondientes únicamente a la actividad de distribución, determinados mediante información contable exclusiva para la actividad y los correspondientes respaldos documentales.
- La amortización de créditos específicos para la transmisión o distribución. Durante el período de amortización del financiamiento, se pagará la suma de los valores de amortización anual de los créditos, incluyendo los costos financieros.

- La depreciación y el costo de capital anual de los activos calculada con la vida útil establecida para cada categoría de activos de transmisión o distribución, más el costo de capital del valor neto de los activos, calculado con la tasa establecida por el organismo regulador.

El organismo regulador definiría la vida útil, la tasa de costo de capital; y, los parámetros de calidad y continuidad que afectarían el pago de esta remuneración.

El precio del servicio de distribución-comercialización (precio de potencia) para los consumidores finales, estaría dado de acuerdo al nivel tensión donde se conecta el cliente y a las pérdidas en la red eléctrica.

En cada nivel de tensión o etapa funcional, al precio de la distribución-comercialización, se sumarían: el precio de la potencia de generación y el precio del servicio de transmisión, para configurar el denominado “valor agregado de distribución”.

5.3 Política de precios y tarifas eléctricas

Debido a que se constituye un monopolio estatal en todas las actividades de la industria eléctrica, es imperativo establecer precios y tarifas reguladas, pero que preserven el equilibrio financiero del sector, determinadas y fijadas por la Corporación Eléctrica Nacional.

Como principio general, la tarifa del componente de energía eléctrica para los consumidores regulados tiene que ser el promedio ponderado del mercado ocasional y de los contratos de largo plazo; la misma que constituye un traslado directo (pass-through) a los consumidores, para eliminar el riesgo de la actividad de comercialización sobre la variación de los precios.

Los precios y tarifas deben ser equitativos, para las empresas eléctricas y para los consumidores. Se tendría que preservar un equilibrio razonable entre la rentabilidad empresarial y el derecho del consumidor a una tarifa accesible.

El principio de solidaridad social debería aplicarse en forma directa, mediante subsidios focalizados a los estratos más pobres de la población, y el recargo (cruce) con los segmentos residenciales de mayor ingreso¹¹.

El precio de venta de la energía eléctrica sería único y constante para las empresas de distribución, para atender el principio constitucional de igualdad de oportunidades que faculta un desarrollo equitativo y equilibrado en todas las provincias y regiones del país

Los precios y tarifas regulados que se aplicarían a los consumidores finales, deberían remunerar todos los costos operativos de la industria eléctrica, esto es: de la actividad de generación, de la actividad de transmisión, de la actividad de distribución-comercialización, las pérdidas de potencia y energía, y otros que

¹¹ El subsidio solidario no debería gravar al sector industrial ni al sector comercial, porque lo trasladan amplificado al precio de los productos y servicios, respectivamente.

determine el organismo regulador, con la necesaria consideración del nivel de tensión y el tipo de consumo (VAD).

Las tarifas eléctricas tendrían vigencia durante un año, desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre.

En sistemas con predominio hidroeléctrico, la producción de energía eléctrica depende considerablemente de las lluvias que alimentan los ríos y forman los caudales de agua que confluyen a las centrales hidroeléctricas. Siendo las lluvias y caudales variables aleatorias, la producción eléctrica tendrá la misma característica y será la principal causa que determine el incremento de las tarifas eléctricas, cuando se producen sequías severas. Por esta razón, la Empresa Eléctrica Nacional debería tomar las siguientes medidas cautelares para mitigar la notable incertidumbre de los valores tarifarios:

- Las magnitudes de producción utilizados para el cálculo de los costos debería tomarse con alta probabilidad de excedencia. No es prudente tomar el valor medio.
- Constituir un fondo de compensación, con recursos obtenidos de la misma tarifa, para enfrentar incrementos imprevistos en los costos de las actividades de la industria eléctrica, que pudieran alterar significativamente los valores de las tarifas en aplicación.

Como lo comprueba el pasado reciente, un incremento de tarifa eléctrica no es fácil de efectuar en el país. Esta dificultad origina el nefasto déficit tarifario, que desgasta progresivamente el patrimonio de las empresas eléctricas y de forma inexorable conduce a la quiebra financiera del sector. Cuando sea inevitable un reajuste o incremento dentro del período tarifario, tendrían que ser autorizado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, previa la presentación de los justificativos correspondientes.

5.4 Estructura orgánica del sector eléctrico

Con base en la institucionalidad expuesta en el capítulo anterior y el actual marco constitucional y legal, se plantea la creación de un holding de empresas estatales de derecho público: una Corporación Eléctrica Nacional (matriz) y varias empresas eléctricas de distribución de alcance regional o local (subsidiarias), con el propósito de aprovechar las siguientes ventajas de esa estructura organizativa: simplificación en la administración, gestión, supervisión y coordinación del conjunto de empresas que realizan actividades análogas; las economías de escala; la constitución de una enorme dimensión de activos e ingresos que potencialmente facilitarían mecanismos de financiamiento para las grandes obras de infraestructura; contar la con la participación económica y aval soberano del estado; y otras que se derivan del tamaño empresarial y la unificación.

En las siguientes secciones, se detallan las principales funciones de las empresas eléctricas estatales y su vinculación con el gobierno central y otros los organismos relacionados con el sector eléctrico.

Gráfico 16. Nueva Estructura Orgánica del Sector Eléctrico



5.4.1 La Corporación Eléctrica Nacional

Creada como una entidad de derecho público, se constituiría en la empresa matriz del holding, con personería jurídica propia, autonomía administrativa, financiera y de gestión, facultada para ejercer las actividades del negocio eléctrico con el objetivo de cumplir las políticas públicas del plan nacional de desarrollo y las políticas energéticas, en el ámbito de su competencia, directamente o a través de las empresas eléctricas de distribución.

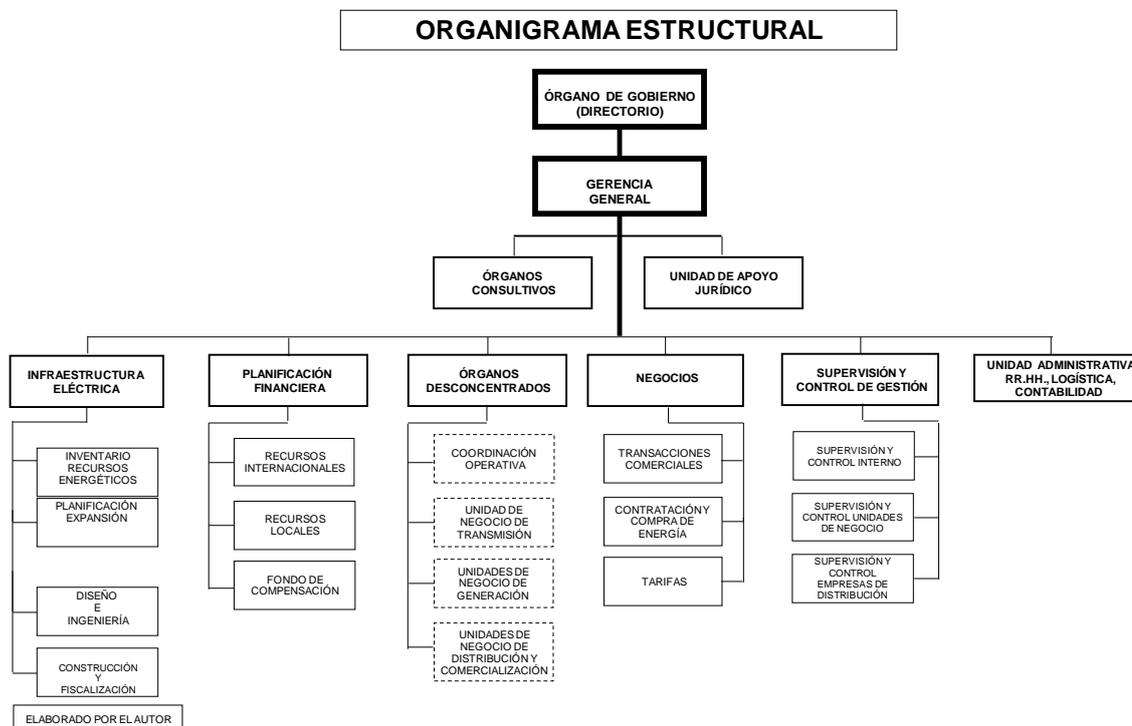
Las principales funciones generales de la Corporación Eléctrica Nacional, serían las siguientes:

- Establecer los mecanismos de relación con los organismos del estado de jerarquía superior, para una gestión coordinada de los objetivos de política energética y de los objetivos de las políticas públicas de desarrollo que le sean asignados.
- Determinar las estrategias para las empresas eléctricas de distribución, dirigidas a alcanzar los objetivos asignados al holding, supervisar y controlar su cumplimiento.
- Constituir el gobierno corporativo y establecer los procedimientos administrativos y financieros, según lo establecido en la Ley de Empresas Públicas.
- Supervisar, evaluar y controlar la gestión administrativa y técnica de las empresas eléctricas de distribución, mediante indicadores que midan el desempeño empresarial.
- Realizar las actividades administrativas, técnicas, financieras y comerciales, para el desarrollo de la infraestructura eléctrica, la producción, el transporte y la compra-venta de energía eléctrica a nivel mayorista.

Algunas funciones específicas que realizaría la Corporación Eléctrica Nacional, mediante unidades administrativas y unidades operativas se listan a continuación.

- Inventario y desarrollo de los recursos energéticos para propósitos de producción de energía eléctrica.

Gráfico 17. CORPORACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL



- Coordinar la planificación participativa del sector eléctrico: en concordancia con los objetivos del desarrollo y la política energética, elaborar el Plan Maestro de Electrificación, con horizonte decenal, que será parte integrante del Plan Nacional de Desarrollo; publicar y difundir el documento, reportar periódicamente el avance y establecer los indicadores que emitan alertas sobre los incumplimientos.
- Realizar los estudios de ingeniería, diseño y construcción de los proyectos de infraestructura eléctrica, directamente o mediante licitación. Elaborar los documentos base, licitar y contratar las obras, instalaciones y equipamientos eléctricos. Elaborar los cronogramas de ejecución de actividades e inversiones. Establecer los indicadores de control de ejecución.

- Realizar la planificación de recursos económicos y gestionar el financiamiento para los proyectos de infraestructura eléctrica.
- Efectuar la operación y mantenimiento de las centrales de generación y las instalaciones de transmisión, con indicadores de eficiencia, calidad y productividad. Estas actividades se realizarían en unidades de negocio o unidades operativas especializadas con la función.
- Establecer las tarifas eléctricas, aplicar y velar su cumplimiento. Remitir para conocimiento del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Constituir y administrar el fondo de compensación.
- Medir, contabilizar y liquidar las transacciones comerciales de los participantes.
- Coordinar la operación técnica de los elementos del sistema eléctrico nacional.
- Elaborar los documentos base, licitar y contratar la compra de energía eléctrica existente y futura de las nuevas centrales de generación del sector privado.
- Presentar reportes de la gestión y balances debidamente auditados, propios y de las empresas de distribución, en una política transparente de rendición de cuentas.

Otras actividades que sean necesarias o complementarias para el cumplimiento de sus funciones y responsabilidades.

5.4.2 Las Empresas de Distribución

Las empresas de distribución de derecho público, con personería jurídica propia, autonomía administrativa, financiera y de gestión, estarían facultadas para ejercer las actividades de actividades de generación¹² (opcional), distribución y comercialización en áreas geográficas definidas mediante normativa con el objetivo de cumplir las estrategias que le han sido asignadas por la Corporación Eléctrica Nacional y los objetivos propios de su actividad empresarial.

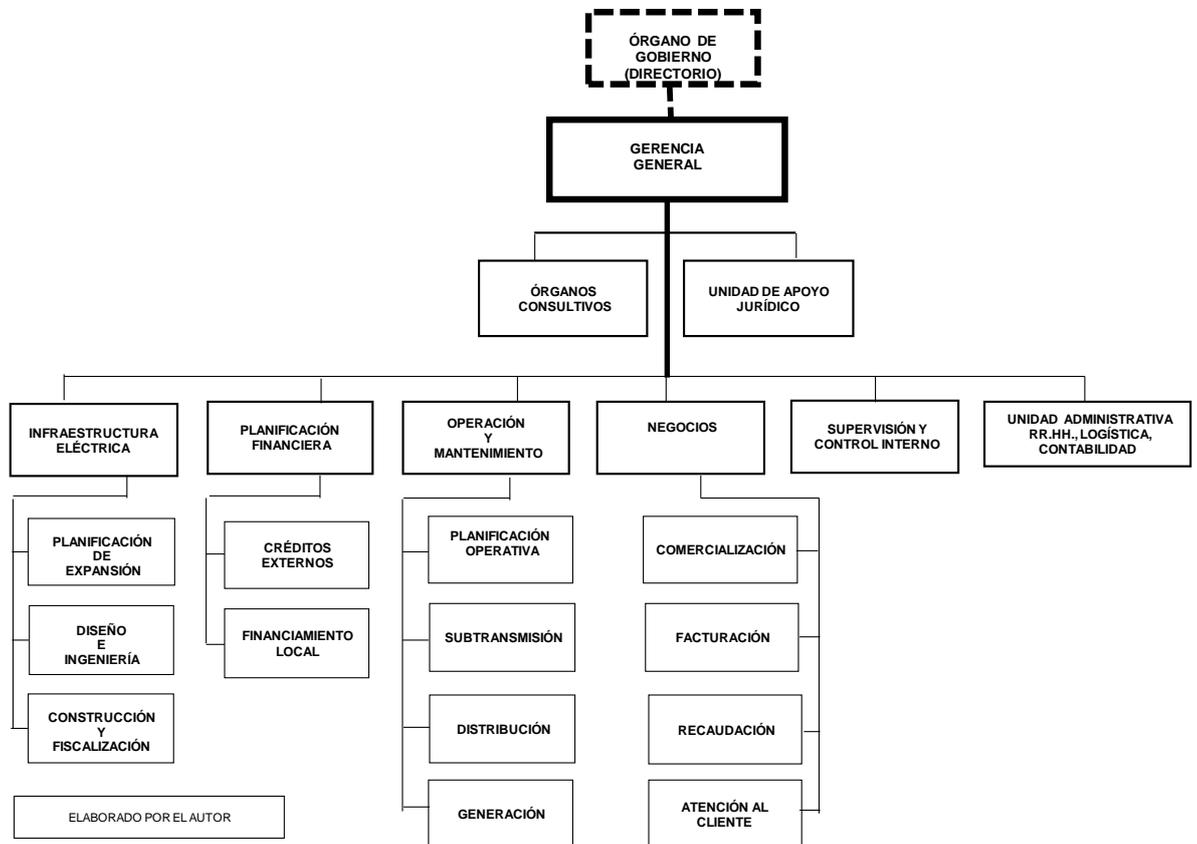
Debido al monopolio geográfico otorgado, los precios de sus servicios serán regulados y sujetos a auditoría. Tendrían las siguientes funciones:

- Obligación de atender a los consumidores que soliciten el servicio eléctrico.
 - Cumplir índices establecidos de calidad del servicio y de atención a los clientes.
 - Planificar los proyectos de generación y del sistema eléctrico de distribución, e incluirlos en el Plan Maestro de Electrificación.
 - Realizar la planificación de recursos económicos y gestionar el financiamiento para los proyectos de infraestructura.
 - Realizar los estudios de ingeniería, diseño y construcción de los proyectos de infraestructura eléctrica, directamente o mediante licitación. Elaborar los documentos base, licitar y contratar las obras, instalaciones y equipamientos eléctricos. Elaborar los cronogramas de ejecución de actividades e inversiones.
- Establecer los indicadores de control de ejecución.

¹² La actividad de transmisión estaría limitada a la infraestructura necesaria para sus centrales de generación.

Gráfico 18. EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL



- Efectuar la operación y mantenimiento de las centrales de generación y las instalaciones de distribución, con indicadores de eficiencia, calidad y productividad.
- Efectuar las actividades comercialización: venta, medición, facturación y recaudación, con indicadores de oportunidad, eficiencia y productividad.
- Presentar reportes de la gestión y balances, debidamente auditados, a la empresa matriz, en una política transparente de rendición de cuentas.

Otras actividades que sean necesarias o complementarias para el cumplimiento de sus funciones y responsabilidades.

5.5 Propuesta organizacional de la Corporación Eléctrica Nacional

En las siguientes secciones se desarrolla el cuadro de mando integral con base en los principios explicados anteriormente, que en conjunto tienen que ser considerados como un proceso en construcción de una estructura institucional y orgánica para una Corporación Eléctrica Nacional, cuyas metas y acciones específicas de mejora procederán de un plan estratégico posiblemente decenal, con revisión/actualización periódica.

5.5.1 Misión

Garantizar el suministro de energía eléctrica a los consumidores ecuatorianos, en condiciones adecuadas de calidad y equidad de precio.

5.5.2 Visión

En el largo plazo, constituir un holding de Empresas Eléctricas Públicas, consolidado como entidad responsable de la provisión garantizada, eficiente y a precios equitativos de energía eléctrica en el territorio nacional, con solvencia financiera y con competencias perfeccionadas en la prospección, planificación, financiamiento y construcción de proyectos de infraestructura eléctrica.

5.5.3 Valores corporativos

Servir a la colectividad ecuatoriana con honestidad, transparencia, calidad, continuidad, eficiencia y con responsabilidad social y ambiental.

5.5.4 Factores críticos de éxito

- *Perspectiva de Clientes*
 - Suministrar electricidad con calidad y a precio equitativo.
 - Alcanzar la suficiencia y soberanía eléctricas.
 - Categorizar a los consumidores por nivel de ingresos y tipo de consumo.
- *Perspectiva Financiera*
 - Participar del presupuesto estatal para el financiamiento de la infraestructura eléctrica.
 - Implantar la tarifa única para la venta de energía eléctrica a las empresas de distribución.
 - Constituir un fondo de compensación, con recursos provenientes de la misma tarifa
 - Constituir el mercado regulado de electricidad.
 - Mantener el mercado ocasional.
 - Instituir precios de las actividades de la industria eléctrica que cubran todos los costos, incluyendo los subsidios cruzados y el fondo de compensación.
 - Establecer regulatoriamente el subsidio cruzado directo (vía tarifa) a los estratos más pobres.

- Acceder a organismos multilaterales y mecanismos de financiamiento para proyectos de infraestructura eléctrica, con el aval del estado.
- *Perspectiva de Procesos*
 - Realizar y actualizar continuamente la prospectiva de recursos energéticos para producción de energía eléctrica.
 - Implantar y cumplir obligatoriamente, la planificación participativa integral basada en las políticas públicas y la política energética nacional.
 - Institucionalizar procesos de licitación perfeccionados y transparentes.
 - Producir energía eléctrica con prioridad de los recursos locales y criterio de menor costo posible.
 - Generar, transmitir, distribuir y comercializar con eficiencia.
 - Gestionar con eficiencia y controlar rigurosamente las actividades de medición, facturación y recaudación en las empresas distribuidoras.
- *Perspectiva de Conocimiento y Aprendizaje*
 - Implantar un sistema de planificación estratégica, comunicación, supervisión, evaluación y control de la gestión del sector eléctrico.
 - Crear una superintendencia de empresas públicas para la supervisión y control regulatorio.
 - Instituir el gobierno corporativo y la gerencia profesional meritosa con responsabilidad sobre sus decisiones y resultados.
 - Planificar y evaluar la formación y desarrollo profesional de equipos técnicos y administrativos, en las competencias que requieren las actividades de la industria eléctrica.

- Consolidar el holding de empresas eléctricas públicas.

5.5.5 Objetivos estratégicos

- *Perspectiva de Clientes*

Factores críticos	Objetivos estratégicos
➤ Suministrar electricidad con calidad y a precio equitativo.	■ Facilitar a la colectividad ecuatoriana el acceso a la energía eléctrica. Incrementar la cobertura.
➤ Alcanzar la suficiencia y soberanía eléctricas.	■ Garantizar el suministro de energía eléctrica, como elemento esencial de progreso del País.
➤ Categorizar a los consumidores por nivel de ingresos y tipo de consumo.	■ Focalizar el subsidio eléctrico a la población que efectivamente necesita.

- *Perspectiva Financiera*

Factores críticos	Objetivos estratégicos
➤ Participar del presupuesto estatal para el financiamiento de la infraestructura eléctrica.	■ Financiar la infraestructura eléctrica de propiedad estatal.
➤ Implantar la tarifa única para la venta de energía eléctrica a las empresas de distribución.	■ Asegurar el equilibrio financiero de las empresas eléctricas de distribución.

<p>➤ Constituir un fondo de compensación, con recursos provenientes de la tarifa.</p>	<p>■ Neutralizar variaciones de costo, para eliminar el riesgo de compra de energía eléctrica a las empresas de distribución.</p>
<p>➤ Constituir el mercado regulado de electricidad.</p>	<p>■ Limitar la rentabilidad de las actividades de la industria eléctrica.</p> <p>■ Incentivar la inversión privada en generación.</p>
<p>➤ Mantener el mercado ocasional.</p>	<p>■ Evitar demandas o indemnizaciones por cambio de modelo.</p> <p>■ Respetar la normativa de las transacciones internacionales de energía.</p>
<p>➤ Instituir precios de las actividades de la industria eléctrica que cubran todos los costos, incluyendo los subsidios cruzados y el fondo de compensación.</p>	<p>■ Preservar el equilibrio financiero de las empresas eléctricas: operativo y de inversiones.</p>
<p>➤ Establecer regulatoriamente el subsidio cruzado directo (vía tarifa) a los estratos más pobres.</p>	<p>■ Evitar que el subsidio se atienda mediante presupuesto del estado, debido a la demora o no pago, que afecta el equilibrio financiero de las empresas eléctricas.</p>

➤ Acceder a organismos multilaterales y mecanismos de financiamiento para proyectos de infraestructura eléctrica, con el aval del estado.	■ Reducir los costos fijos de la infraestructura eléctrica y por lo tanto de las tarifas eléctricas.
---	--

- *Perspectiva de Procesos*

Factores críticos	Objetivos estratégicos
➤ Realizar y actualizar continuamente la prospectiva de recursos energéticos para producción de energía eléctrica.	■ Aprovechar los recursos hidroeléctricos y otros para producción eficiente de energía eléctrica.
➤ Implantar y cumplir obligatoriamente, la planificación participativa integral basada en las políticas públicas y la política energética nacional.	<p>■ Elaborar el Plan de Electrificación Decenal como parte integrante del Plan Nacional de Desarrollo de SENPLADES, para conseguir el presupuesto estatal para la infraestructura eléctrica.</p> <p>■ Contar con estudios completos de ingeniería de los proyectos de infraestructura eléctrica para financiamiento, licitación y construcción.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> ■ Prevenir el clientelismo político y asignar con eficiencia los recursos públicos.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Institucionalizar procesos de licitación perfeccionados y transparentes. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Obtener precios competitivos y evitar ofertas con determinada estrategia, colusión o procedimientos dolosos.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Producir energía eléctrica con prioridad de los recursos locales y criterio de menor costo posible. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Utilizar con prioridad la infraestructura local de generación para favorecer la amortización de las inversiones.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Generar, transmitir, distribuir y comercializar con eficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reducir los costos operativos.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gestionar con eficiencia y controlar rigurosamente las actividades de medición, facturación y recaudación en las empresas distribuidoras. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Evitar pérdidas comerciales, hurtos y acumulación de cartera que producen desequilibrio financiero y afectación en todas las actividades.

- *Perspectiva de Conocimiento y Aprendizaje*

Factores críticos	Objetivos estratégicos
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Implantar un sistema de planificación estratégica, 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Comunicar, supervisar, evaluar y controlar el cumplimiento de los

<p>comunicación, supervisión, evaluación y control de la gestión del sector eléctrico.</p>	<p>objetivos y metas asignados al holding, y de la gestión integral, mediante tecnologías avanzadas de información.</p>
<p>➤ Crear una superintendencia de empresas públicas para la supervisión y control regulatorio.</p>	<p>■ Velar por el cumplimiento de las normas técnicas, de calidad y ambientales.</p>
<p>➤ Instituir el gobierno corporativo y la gerencia profesional meritoria con responsabilidad sobre sus decisiones y resultados.</p>	<p>■ Tomar decisiones con independencia.</p> <p>■ Precautelar el clientelismo político.</p> <p>■ Asignar con eficiencia los recursos públicos.</p> <p>■ Administrar y gestionar en base a metas específicas, eficiencia operativa y resultados financieros.</p> <p>■ Instaurar la rendición de cuentas.</p>
<p>➤ Planificar y evaluar la formación y desarrollo profesional de equipos técnicos y administrativos, en las competencias que requieren las actividades de la industria eléctrica.</p>	<p>■ Contar con cuadros profesionales competentes, comprometidos y motivados, para el cumplimiento efectivo de las actividades de la industria eléctrica.</p>

<p>➤ Consolidar el holding de empresas eléctricas públicas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Atender con prioridad objetivos nacionales de desarrollo y de beneficio colectivo. ■ Facilitar la coordinación con los organismos estatales de nivel superior y la administración, gestión y control del conjunto empresarial. ■ Aprovechar la economía de escala y la reducción de gastos administrativos. ■ Robustecer el poder de negociación (monopsonio) ante el sector privado y entidades financieras. ■ Contar con acceso a la banca multilateral de desarrollo o inversión, para lograr créditos de más largo plazo y menor costo, para el financiamiento de la infraestructura eléctrica.
---	---

5.5.6 Medidas de actuación

- *Perspectiva de Clientes*

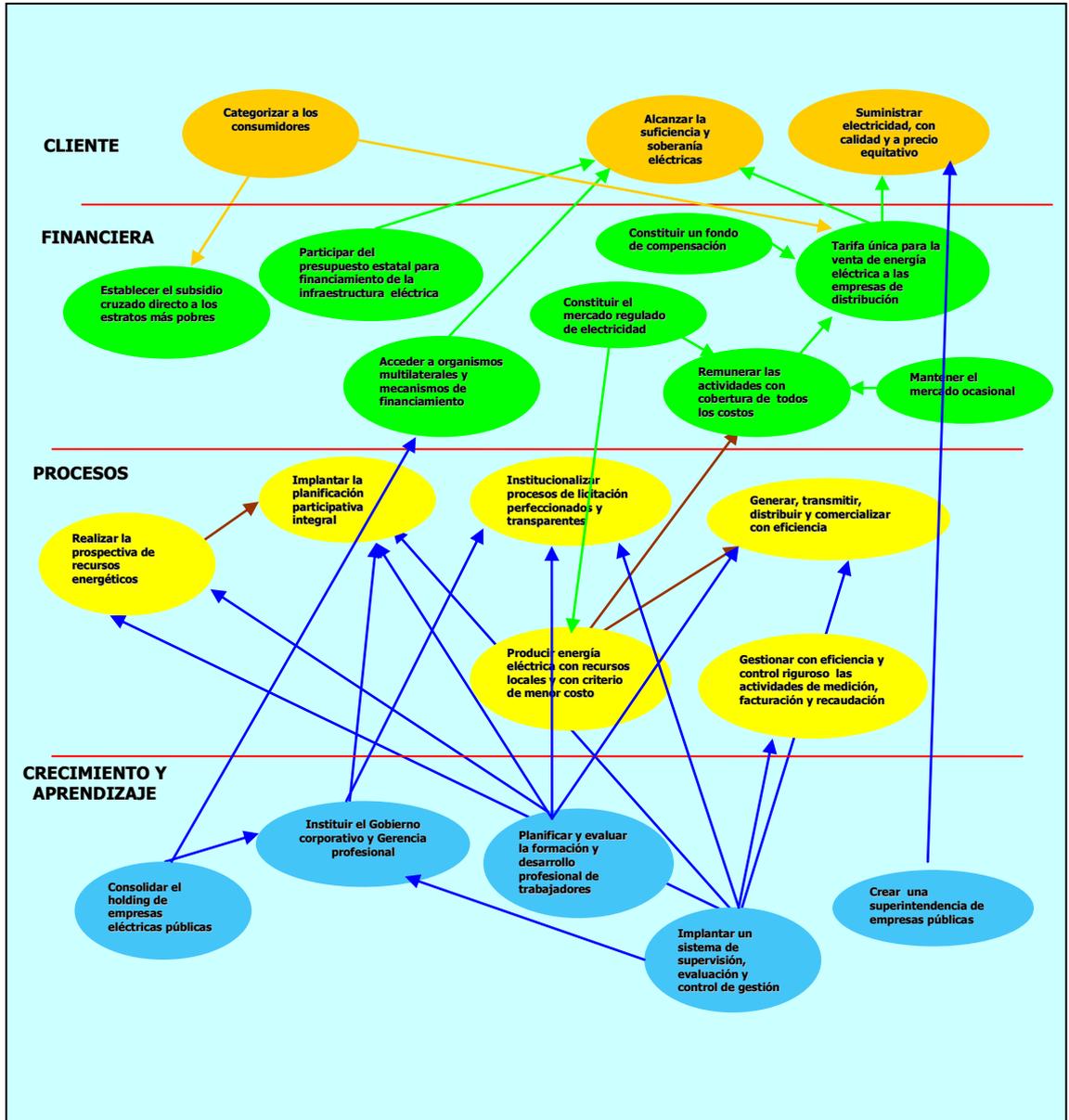
- Indicadores de la satisfacción de los consumidores en la calidad, continuidad, precio de la energía eléctrica y atención al cliente.
- Precio medio de venta de la energía eléctrica.
- Porcentaje de cumplimiento del plan de expansión de la infraestructura eléctrica decenal.
- Porcentaje de clientes categorizados y auditorías de verificación.
- *Perspectiva Financiera*
 - Porcentaje de proyectos de infraestructura incluidos en el Plan Nacional de Desarrollo y en el presupuesto estatal.
 - Indicadores de déficit operacional, rentabilidad, costos de distribución (VAD). Balances financieros: general y de resultados.
 - Indicadores de pérdidas comerciales/hurto y de pérdidas técnicas.
 - Indicadores de cumplimiento de los planes y presupuestos para reducción de pérdidas en general.
 - Indicadores de productividad y eficiencia laboral.
 - Indicadores de desempeño del fondo de compensación.
 - Indicadores de rentabilidad pública y privada.
 - Indicadores de inversión pública y privada en el sector eléctrico.
 - Porcentaje de participación de las importaciones de electricidad en el total del mercado nacional.
 - Porcentaje de participación del mercado ocasional en el total del mercado nacional.
 - Número de reclamos de los participantes en el mercado nacional.

- Indicadores de equilibrio financiero: costos+gastos vs. ingresos por ventas (costeo abc).
- Indicadores de subsidio y categorización de clientes.
- Indicadores de financiamiento: costo promedio ponderado de capital.
- *Perspectiva de Procesos*
 - Número de nuevos proyectos inventariados y actualizados.
 - Indicadores de incremento de recursos energéticos en MW y MWh, con información confiable.
 - Porcentaje de proyectos de infraestructura eléctrica que tienen estudios de ingeniería definitivos y listos para licitación y cierre financiero.
 - Porcentaje de avance físico y ejecución presupuestaria de construcción de los proyectos de infraestructura eléctrica.
 - Número de nuevos proyectos que utilizan el sistema de compras públicas y ahorro estimado como resultado de procesos competitivos y transparentes de licitación.
 - Proporción de producción de energía eléctrica con centrales de generación que usan insumos locales local versus potencialidad de producción con insumos locales.
 - Indicadores o factores de utilización de las centrales de generación que usan insumos locales.
 - Emisión de las normas que facultan la utilización prioritaria de recursos de generación locales.

- Indicadores de productividad y eficiencia: disponibilidad de instalaciones, costos de la producción de energía eléctrica, costos de mantenimiento, costos de operación, energía producida por trabajador, energía vendida por trabajador, índices de cobertura, costo medio por cada actividad.
- Indicadores de: proporción de clientes con medición, proporción de energía medida, proporción de energía facturada, proporción de recaudación, tiempos de rotación de cartera, proporción de pérdidas comerciales/hurto, proporción de pérdidas técnicas.
- Indicadores de cumplimiento de los planes y presupuestos para reducción de pérdidas en general y recaudación.
- Indicadores de recaudación, cartera por cobrar y tiempos de rotación de cuentas por cobrar.
- Indicadores de productividad y eficiencia laboral.
- *Perspectiva de Conocimiento y Aprendizaje*
 - Porcentaje de implementación de las tecnologías de la información e infraestructura informática para la comunicación, supervisión, evaluación y control de la gestión corporativa.
 - Creación de la superintendencia de empresas públicas.
 - Número de reclamos por infringir las normas técnicas, de calidad del servicio y/o de normas ambientales.
 - Número de directivos designados por concurso de méritos.
 - Informes de gestión y balances financieros periódicos.

- Porcentaje de cumplimiento de los objetivos y metas.
- Indicadores de cumplimiento del plan de formación y capacitación.
- Evaluación de competencias y satisfacción del personal.
- Porcentaje de cumplimiento del plan de electrificación decenal: avance físico y ejecución presupuestaria de construcción de los proyectos de infraestructura eléctrica. Porcentaje de electrificación nacional.
- Precio medio de la tarifa eléctrica con relación a precios medios en otros países de ingresos per cápita comparables.
- Proporción del gasto administrativo en el costo medio de la energía eléctrica.
- Costo promedio ponderado y plazo promedio de deuda.
- Monto de financiamiento de instituciones multilaterales de desarrollo y/o inversión.

5.5.7 Relaciones causa efecto entre factores críticos de éxito



5.5.8 Cuadro de mando integral

PERSPECTIVA DE CLIENTES		
Factores críticos de éxito	Objetivos estratégicos	Medidas de actuación
➤ Suministrar electricidad con calidad y a precio equitativo.	■ Facilitar a la colectividad ecuatoriana el acceso a la energía eléctrica. Incrementar la cobertura.	<ul style="list-style-type: none"> ● Indicadores de la satisfacción de los consumidores en la calidad, continuidad, precio de la energía eléctrica y atención al cliente. ● Precio medio de venta de la energía eléctrica.
➤ Alcanzar la suficiencia y soberanía eléctricas.	■ Garantizar el suministro de energía eléctrica, como elemento esencial de progreso del País.	<ul style="list-style-type: none"> ● Porcentaje de cumplimiento del plan de expansión de la infraestructura eléctrica decenal.
➤ Categorizar a los consumidores por nivel de ingresos y tipo de consumo.	■ Focalizar el subsidio eléctrico a la población que efectivamente necesita.	<ul style="list-style-type: none"> ● Porcentaje de clientes categorizados. ● Auditorías de verificación de la categorización.
PERSPECTIVA FINANCIERA		
Factores críticos de éxito	Objetivos estratégicos	Medidas de actuación
➤ Participar del presupuesto estatal para el financiamiento de la infraestructura eléctrica.	■ Financiar la infraestructura eléctrica de propiedad estatal.	<ul style="list-style-type: none"> ● Porcentaje de proyectos de infraestructura incluidos en el Plan Nacional de Desarrollo. ● Porcentaje de proyectos de infraestructura incluidos en el presupuesto estatal.
➤ Implantar la tarifa única para la venta de energía eléctrica a las empresas de distribución.	■ Asegurar el equilibrio financiero de las empresas eléctricas de distribución.	<ul style="list-style-type: none"> ● Déficit operacional, rentabilidad, balances financieros: general y de resultados.

		<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de costos de distribución (VAD). • Indicadores de proporción de pérdidas comerciales/hurto, proporción de pérdidas técnicas. • Indicadores de cumplimiento de los planes y presupuestos para reducción de pérdidas en general. • Indicadores de productividad y eficiencia laboral.
➤ Constituir un fondo de compensación, con recursos provenientes de la tarifa.	■ Neutralizar variaciones de costo, para eliminar el riesgo de compra de energía eléctrica a las empresas de distribución.	• Indicadores de desempeño del fondo de compensación.
➤ Constituir el mercado regulado de electricidad.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Limitar la rentabilidad de las actividades de la industria eléctrica. ■ Incentivar la inversión privada en generación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de rentabilidad pública y privada. • Indicadores de inversión pública y privada en el sector eléctrico.
➤ Mantener el mercado ocasional.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Evitar demandas o indemnizaciones por cambio de modelo. ■ Respetar la normativa de las transacciones internacionales de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de participación de las importaciones de electricidad en el total del mercado nacional. • Porcentaje de participación del mercado ocasional en el total del mercado nacional. • Número de reclamos de los participantes en el mercado nacional.

➤ Instituir precios de las actividades de la industria eléctrica que cubran todos los costos, incluyendo los subsidios cruzados y el fondo de compensación.	■ Preservar el equilibrio financiero de las empresas eléctricas: operativo y de inversiones.	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de equilibrio financiero: costos+gastos vs. ingresos por ventas (costeo abc). • Rentabilidad. • Déficit. operacional.
➤ Establecer regulatoriamente el subsidio cruzado directo (vía tarifa) a los estratos más pobres.	■ Evitar que el subsidio se atienda mediante presupuesto del estado, debido a la demora o no pago, que afecta el equilibrio financiero de las empresas eléctricas.	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de subsidio y categorización de clientes.
➤ Acceder a organismos multilaterales y mecanismos de financiamiento para proyectos de infraestructura eléctrica, con el aval del estado.	■ Reducir los costos fijos de la infraestructura eléctrica y por lo tanto de las tarifas eléctricas.	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de financiamiento: costo promedio ponderado de capital.

PERSPECTIVA DE PROCESOS

Factores críticos de éxito	Objetivos estratégicos	Medidas de actuación
➤ Realizar y actualizar continuamente la prospectiva de recursos energéticos para producción de energía eléctrica.	■ Aprovechar los recursos hidroeléctricos y otros para producción eficiente de energía eléctrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Número de nuevos proyectos inventariados. • Número de proyectos actualizados. • Indicadores de incremento de recursos energéticos en MW y MWh, con información confiable.
➤ Implantar y cumplir obligatoriamente, la planificación integral participativa basada en las políticas públicas y la política	■ Elaborar el Plan de Electrificación Decenal como parte integrante del Plan Nacional de Desarrollo de SENPLADES, para conseguir el	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de proyectos de infraestructura eléctrica que tienen estudios de ingeniería definitivos y listos para licitación y cierre financiero.

<p>energética nacional.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ ➤ ➤ 	<p>presupuesto estatal para la infraestructura eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Contar con estudios completos de ingeniería de los proyectos de infraestructura eléctrica para financiamiento, licitación y construcción. ■ Prevenir el clientelismo político y asignar con eficiencia los recursos públicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de proyectos de infraestructura eléctrica con cierre financiero. • Porcentaje de avance físico y ejecución presupuestaria de construcción de los proyectos de infraestructura eléctrica.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Institucionalizar procesos de licitación perfeccionados y transparentes. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Obtener precios competitivos y evitar ofertas con determinada estrategia, colusión o procedimientos dolosos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Número de nuevos proyectos que utilizan el sistema de compras públicas. • Ahorro estimado como resultado de procesos competitivos y transparentes de licitación.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Producir energía eléctrica con prioridad de los recursos locales y criterio de menor costo posible. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Utilizar con prioridad la infraestructura local de generación para favorecer la amortización de las inversiones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Proporción de producción de energía eléctrica con centrales de generación que usan insumos locales local versus potencialidad de producción con insumos locales. • Indicadores o factores de utilización de las centrales de generación que usan insumos locales. • Emisión de las normas que facultan la utilización prioritaria de recursos de generación locales.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Generar, transmitir, distribuir y comercializar con eficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reducir los costos operativos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de productividad y eficiencia: disponibilidad de

		<p>instalaciones, costos de la producción de energía eléctrica, costos de mantenimiento, costos de operación, energía producida por trabajador, energía vendida por trabajador, índices de cobertura, costo medio por cada actividad.</p>
<p>➤ Gestionar con eficiencia y controlar rigurosamente las actividades de medición, facturación y recaudación en las empresas distribuidoras.</p>	<p>■ Evitar pérdidas comerciales, hurtos y acumulación de cartera que producen desequilibrio financiero y afectación en todas las actividades.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de: proporción de clientes con medición, proporción de energía medida, proporción de energía facturada, proporción de recaudación, tiempos de rotación de cartera, proporción de pérdidas comerciales/hurto, proporción de pérdidas técnicas. • Indicadores de cumplimiento de los planes y presupuestos para reducción de pérdidas en general y recaudación. • Indicadores de recaudación, cartera por cobrar y tiempos de rotación de cuentas por cobrar. • Indicadores de productividad y eficiencia laboral.

PERSPECTIVA DE CONOCIMIENTO Y APRENDIZAJE		
Factores críticos de éxito	Objetivos estratégicos	Medidas de actuación
<p>➤ Implantar un sistema de planificación estratégica, comunicación, supervisión, evaluación y control de la gestión del sector eléctrico.</p>	<p>■ Comunicar, supervisar, evaluar y controlar el cumplimiento de los objetivos y metas asignados al holding, y de la gestión integral, mediante tecnologías avanzadas de información.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de implementación de las tecnologías de la información e infraestructura informática para la comunicación, supervisión, evaluación y control de la gestión corporativa.
<p>➤ Crear una superintendencia de empresas públicas para la supervisión y control regulatorio.</p>	<p>■ Velar por el cumplimiento de las normas técnicas, de calidad y ambientales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Creación de la superintendencia de empresas públicas. • Número de reclamos por infringir las normas técnicas, calidad del servicio y normas ambientales.
<p>➤ Instituir el gobierno corporativo y la gerencia profesional meritosa con responsabilidad sobre sus decisiones y resultados.</p>	<p>■ Tomar decisiones con independencia. ■ Precautelar el clientelismo político. ■ Asignar con eficiencia los recursos públicos. ■ Administrar y gestionar en base a metas específicas, eficiencia operativa y resultados financieros. ■ Instaurar la rendición de cuentas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Número de directivos designados por concurso de méritos. • Informes de gestión y balances financieros periódicos. • Porcentaje de cumplimiento de los objetivos y metas.
<p>➤ Planificar y evaluar la formación y desarrollo profesional de equipos técnicos y administrativos, en las competencias que requieren las actividades de la industria eléctrica.</p>	<p>■ Contar con cuadros profesionales competentes, comprometidos y motivados, para el cumplimiento efectivo de las actividades de la industria eléctrica.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de cumplimiento del plan de formación y capacitación. • Evaluación de competencias y satisfacción del personal.

<p>➤ Consolidar el holding de empresas eléctricas públicas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Atender con prioridad objetivos nacionales de desarrollo y de beneficio colectivo. ■ Facilitar la coordinación con los organismos estatales de nivel superior y la administración, gestión y control del conjunto empresarial. ■ Aprovechar la economía de escala y la reducción de gastos administrativos. ■ Robustecer el poder de negociación (monopsonio) ante el sector privado y entidades financieras. ■ Contar con acceso a la banca multilateral de desarrollo o inversión, para lograr créditos de más largo plazo y menor costo, para el financiamiento de la infraestructura eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de cumplimiento del plan de electrificación decenal: avance físico y ejecución presupuestaria de construcción de los proyectos de infraestructura eléctrica. • Porcentaje de electrificación nacional. • Precio medio de la tarifa eléctrica con relación a precios medios en otros países de ingresos per cápita comparables. • Proporción del gasto administrativo en el costo medio de la energía eléctrica. • Costo promedio ponderado de deuda. • Plazo promedio de deuda. • Monto de financiamiento de instituciones multilaterales de desarrollo y/o de inversión.
---	---	--

5.6 Conclusiones y recomendaciones

- La formación de un monopolio estatal en el sector eléctrico, proyecta solucionar la escasa inversión en infraestructura eléctrica, en particular el desarrollo de los recursos hidroeléctricos, con el objetivo de garantizar la suficiencia y soberanía eléctrica, como elementos necesarios para el progreso de la sociedad ecuatoriana.

- Complementado con una planificación participativa de obligatorio cumplimiento, a través del Plan Nacional de Desarrollo, esta institucionalidad configura un modelo de gestión eficaz que precautela el clientelismo político y promueve la eficiencia sistémica, sectorial, estructural, productiva y en la asignación de los escasos recursos del estado.
- La constitución de un holding de empresas eléctricas públicas estatales, tiene la finalidad de atender con prioridad objetivos nacionales de desarrollo y de beneficio colectivo; facilitar la coordinación con los organismos estatales de nivel superior y con la administración, gestión y control del conjunto empresarial; aprovechar la economía de escala y la reducción de gastos administrativos; robustecer el poder de negociación (monopsonio) ante el sector privado y ante entidades financieras, en favor de los consumidores.
- Debido a la relación política, recursos económicos y capacidad de movilización que cuentan las grandes empresas de distribución, es posible que no admitan integrar un holding. Con gran probabilidad, algunas empresas de distribución continuarán como empresas autónomas, admitiendo solamente el derecho administrativo público. Prevalecerán sin duda los intereses corporativos y/o particulares. No obstante, la propuesta institucional y orgánica presentada funciona ante esa eventualidad.
- Esta circunstancia debilitaría principalmente la capacidad financiera del monopolio estatal, principalmente para emprender los grandes proyectos de infraestructura, porque la mayor proporción de ingresos del negocio eléctrico permanecería bajo control de las empresas de distribución.

- La Corporación Eléctrica Nacional, tendrá que asumir todo el riesgo de la expansión de generación/transmisión, y pasar la parte respectiva de la responsabilidad a las empresas distribuidoras mediante fideicomisos sobre sus ingresos, exigencia de contratos de largo plazo con sólidas garantías sobre la venta de energía, obligación de suscribir solidariamente los contratos de crédito, traslado proporcional de la deuda o medidas similares.
- El mecanismo de compra de energía eléctrica futura mediante procesos de licitación abierta, contratos de largo plazo y rentabilidad acordada, elimina los riesgos de los productores y puede constituirse en sólido fuerte incentivo para la inversión privada y pública. Sin embargo, la actual condición eléctrica deficitaria, probablemente inducirá a ofertas que aspiran elevada rentabilidad, señalando que el estado debería emprender las inversiones iniciales hasta equilibrar la oferta y demanda de electricidad. A futuro, los procedimientos de licitación y adjudicación deberán ser perfeccionados y transparentes, para evitar que se realicen ofertas con determinada estrategia, colusión o procedimientos dolosos.
- Ninguna central de generación que hubiera participado en el mercado regulado, debería ser facultada para participar en el mercado de libre competencia privado.
- Finalizado el período de repago de la inversión de una central del mercado regulado, los costos operativos a reconocer a las empresas de generación se tendrían que limitar a una rentabilidad acordada sobre el capital de trabajo y

los costos variables de operación y mantenimiento, considerando que la inversión fue amortizada completamente.

- La focalización de subsidios requiere la categorización por nivel de ingresos de los consumidores, tarea que deberían acometer lo antes posible las empresas de distribución.
- La consolidación y buen funcionamiento de cualquier estructura institucional o modelo de mercado del sector eléctrico, se sustenta esencialmente en la gestión de las empresas de distribución: en los procesos venta-facturación-recaudación-tiempos de rotación, y la reducción de las pérdidas a valores técnica y comercialmente aceptables. La supervisión y control de los indicadores de desempeño de estos procesos deberían ser exigentes, para evidenciar oportunamente y corregir los desvíos que pudieran producir desequilibrio financiero.
- La inevitable determinación, aprobación y regulación de tarifas a causa de la estructura monopólica, es una desventaja notoria en esta arreglo institucional, porque es susceptible de politización y de comportamientos oportunistas que beneficien intereses clientelares. Situaciones similares puede ocurrir con las inversiones, las adquisiciones y la contratación. Debería institucionalizarse esos procesos, para evitar cualquier tipo de discrecionalidad.
- Implantar un cambio de sistema con éxito, requerirá formidables modificaciones regulatorias, amplio consenso, prudencia y gradualidad en su aplicación.

6 BIBLIOGRAFÍA

ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE DE 2007.

2008 Constitución Política de la República del Ecuador. Quito: Registro Oficial de la República del Ecuador, no. 449 (octubre 20 de 2008).

2008 Mandato Constituyente No. 15. Quito: Registro Oficial de la República del Ecuador, no. 393 (primer suplemento, 31 de julio 2008).

BERNSTEIN, Sebastián

1999 <<Regulación en el Sector de Distribución Eléctrica>>. Tesis de Ingeniería. Santiago de Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile.

CEPAL

2003 Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe, guía para la formulación de políticas energéticas. Santiago de Chile: publicaciones de la CEPAL (www.eclac.org).

COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL.

2001 Perfil institucional y regulatorio del sector eléctrico sudamericano. Montevideo: publicaciones de la CIER (regulación del sector eléctrico, grupo 08).

2005 Remuneración del generador y diseño de los mercados mayoristas de Sudamérica y España. Montevideo: publicaciones de la CIER (regulación del sector eléctrico, grupo 08).

2005 Curso de regulación de la actividad de generación y mercado mayorista. Montevideo: publicaciones de la CIER.

2007 Señales Regulatorias Para la Inversión en Generación y Transmisión. Montevideo: publicaciones de la CIER (regulación del sector eléctrico, grupo 08)

CONGRESO NACIONAL DEL ECUADOR DE 1996

1996 Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Quito: Registro Oficial de la República del Ecuador, no. 43 (suplemento, 10 de octubre de 1996).

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, CONELEC.

2009 Normativa del Mercado Eléctrico Mayorista. Quito: versión electrónica disponible en <http://www.conelec.gob.ec/normativa/nacionales>

DE SEBASTIAN, Luis.

1999 Análisis de los Involucrados. Madrid: publicaciones del BID (<http://www.iadb.org>).

LATRÓNICO, Susana.

2000 Estudio comparativo de modelos de regulación de distribución y comercialización en América Latina. Buenos Aires: publicaciones de la CIER (congreso CIER 2000, área de distribución y comercialización).

MANKIW, Gregory

2004 Principios de economía. Tercera edición. Madrid: McGraw Hill.

PISTONESI, Héctor.

2006 Curso de regulación y tarifas. Bariloche: publicaciones del Instituto Económico Energético, Fundación Bariloche.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS.

2003 Curso de regulación del sector eléctrico. Madrid: publicaciones de la Pontificia Universidad de Comillas.

ZURBRIGGEN, Cristina

2006 <<El institucionalismo centrado en los actores: una perspectiva analítica en el estudio de las políticas públicas>>. Revista de Ciencia Política, volumen 26, N° 1: 67-83.

7 ANEXO. EL NUEVO MARCO CONSTITUCIONAL

La Constitución de la República del Ecuador, aprobada mediante el referendo del 28 de septiembre de 2008, entró en vigencia con la publicación en el Registro Oficial No 449, el 20 de octubre de 2008.

Los temas relacionados directamente con los objetivos de este proyecto de investigación, se ubican en el *Régimen de Desarrollo*, cuyos principios fundamentales se resumen en las siguientes secciones de este anexo.

7.1 El Régimen de Desarrollo

El *Régimen de Desarrollo*, constituye el conjunto organizado, sostenible y dinámico de los sistemas económicos, políticos, socio-culturales y ambientales, que garantizan la realización del buen vivir.

A1. Planificación participativa para el desarrollo

La Constitución establece un sistema nacional descentralizado de planificación participativa para el desarrollo y control social en la gestión del poder público.

Está conformado por:

- a. Un Consejo Nacional de Planificación, presidido por el Presidente de la República, que integra a los distintos niveles de gobierno. El consejo dicta

los lineamientos y las políticas que orientan al sistema y aprueba el Plan Nacional de Desarrollo.

b. Los Consejos de Planificación en los gobiernos autónomos descentralizados, presididos por sus máximos representantes.

c. Los Consejos Ciudadanos, que son instancias de deliberación y generación de lineamientos y consensos estratégicos de largo plazo.

El Plan Nacional de Desarrollo es el instrumento que contiene las políticas, programas y proyectos públicos; la programación y ejecución del presupuesto del Estado; la inversión y la asignación de los recursos públicos; la especificación y coordinación de las competencias del Estado central y los gobiernos autónomos descentralizados. Su cumplimiento es de carácter obligatorio para el sector público.



A2. Soberanía alimentaria

La soberanía alimentaria constituye un objetivo estratégico y una obligación del estado para garantizar que las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades alcancen la autosuficiencia de alimentos sanos y culturalmente apropiados.

El estado regula el uso y acceso equitativo a la tierra y al agua de riego. Se prohíbe el latifundio y la concentración de la tierra, así como el acaparamiento o privatización del agua y sus fuentes.

A3. Soberanía económica

A3.1. Sistema económico y política económica

El sistema económico es social y solidario; reconoce al ser humano como sujeto y fin; propende a una relación dinámica y equilibrada entre sociedad, estado y mercado, en armonía con la naturaleza; y tiene por objetivo garantizar la producción y reproducción de las condiciones materiales e inmateriales que posibiliten el buen vivir.

El sistema económico reconoce todas las formas de organización económica: pública, privada, mixta, popular y solidaria (cooperativista, asociativa y comunitaria), y las demás que la Constitución determine.

Los principales objetivos de la política económica son los siguientes:

- Propiciar la distribución equitativa del ingreso y de la riqueza nacional.
- Incentivar la producción nacional, la eficiencia, la productividad y la competitividad sistémica; la acumulación del conocimiento científico y tecnológico; la inserción estratégica en la economía mundial.
- Asegurar la soberanía alimentaria y energética.

- Alcanzar el desarrollo equilibrado y la integración económica, social y cultural en el territorio nacional.
- Mantener la estabilidad económica.
- Propiciar mercados transparentes y eficientes.
- Impulsar un consumo social y ambientalmente responsable.

A3.2. Política fiscal

La política fiscal tiene como objetivos: el financiamiento de servicios, inversión y bienes públicos; la redistribución del ingreso por medio de transferencias, tributos y subsidios adecuados; la generación de incentivos para la inversión en los diferentes sectores de la economía y para la producción de bienes y servicios; dispone el equilibrio fiscal, priorizando recursos para la salud, educación y justicia.

A3.3. Endeudamiento público

El endeudamiento público servirá para financiar exclusivamente programas y proyectos de inversión para infraestructura; refinanciar deuda pública externa en condiciones más beneficiosas. No se permite el anatocismo o usura; serán imprescriptibles las acciones por las responsabilidades administrativas o civiles causadas por la adquisición y manejo de deuda pública; se prohíbe la estatización de deudas privadas; se permite conceder garantías de deuda por parte del estado; la función ejecutiva podrá decidir si asume o no deudas de los gobiernos autónomos descentralizados.

A3.4. Presupuesto general del estado

La formulación y la ejecución del Presupuesto General del Estado se sujetarán al Plan Nacional de Desarrollo. Los presupuestos de los gobiernos autónomos descentralizados y los de otras entidades públicas se ajustarán a los planes regionales, provinciales, cantonales y parroquiales, respectivamente. Las preasignaciones presupuestarias se realizan en los términos previstos en la ley.

Se establece la obligación de informar cada semestre sobre la ejecución del presupuesto y la gestión de los proyectos.

A3.5. Régimen tributario

El régimen tributario se regirá por los principios de generalidad, progresividad, eficiencia, simplicidad administrativa, irretroactividad, equidad, transparencia y suficiencia recaudatoria. Se priorizarán los impuestos directos y progresivos.

La política tributaria promoverá la redistribución y estimulará el empleo, la producción de bienes y servicios, y conductas ecológicas, sociales y económicas responsables.

Sólo por iniciativa de la Función Ejecutiva y mediante ley sancionada por la Asamblea Nacional se podrá establecer, modificar, exonerar o extinguir impuestos.

A3.6. Política monetaria, cambiaria, crediticia y financiera

Las políticas monetaria, crediticia, cambiaria y financiera tendrán como objetivos: suministrar los medios de pago, orientar los excedentes de liquidez hacia la inversión, promover relaciones entre las tasas de interés pasivas y activas que estimulen el ahorro nacional y el financiamiento de las actividades productivas. Su formulación es facultad exclusiva de la Función Ejecutiva y se instrumentará a través del Banco Central.

La ley regulará la circulación de la moneda con poder liberatorio en el territorio ecuatoriano.

A3.7. Política comercial

La política comercial tiene como objetivos: fortalecer los mercados internos; impulsar la inserción estratégica del país en la economía mundial; fortalecer el aparato productivo y la producción nacional; contribuir a la reducción de las desigualdades internas; impulsar el desarrollo de las economías de escala y del comercio justo; evitar las prácticas monopólicas y oligopólicas en el sector privado.

El Estado promoverá las exportaciones que generen mayor empleo y valor agregado, y las importaciones necesarias para los objetivos del desarrollo y desincentivará aquellas que afecten negativamente a la producción nacional, a la

población y a la naturaleza. La creación de aranceles es competencia exclusiva de la Función Ejecutiva.

A3.8. Sistema financiero

Las actividades financieras son un servicio de orden público, y se ejercen previa autorización del estado. Se prohíben las prácticas colusorias, el anatocismo y la usura. El estado no garantiza la solvencia bancaria, se prohíbe el congelamiento o la retención de los fondos o depósitos en las instituciones financieras públicas o privadas.

El sistema financiero nacional se compone de los sectores público, privado; y, del popular y solidario.

Se prohíbe a las entidades o grupos financieros, representantes legales, miembros de su directorio y accionistas, poseer participaciones permanentes, totales o parciales, en empresas ajenas a la actividad financiera; y, la participación en el control del capital, la inversión o el patrimonio de los medios de comunicación social.

A4. Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas

El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Se consideran sectores

estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.



El Estado es responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley. Establecerá su control y regulación, y dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos.

El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.



Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.



La ley definirá la participación de las empresas públicas en empresas mixtas en las que el Estado siempre tendrá la mayoría accionaria, para la participación en la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de los servicios públicos.

El Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria.

El Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades, en los casos que establezca la ley.



A5. Trabajo y producción

A5.1. Formas de organización de la producción y su gestión

Se reconocen diversas formas de organización de la producción: las comunitarias, cooperativas, empresariales públicas o privadas, asociativas, familiares, domésticas, autónomas y mixtas.

A5.2. Tipos de propiedad

El Estado reconoce y garantiza el derecho a la propiedad en sus formas pública, privada, comunitaria, estatal, asociativa, cooperativa, mixta, y que deberá cumplir su función social y ambiental.

Se reconoce la propiedad intelectual de acuerdo con las condiciones que señale la ley. Las instituciones del Estado, por razones de utilidad pública o interés social y nacional, podrán declarar la expropiación de bienes, previa justa valoración, indemnización y pago de conformidad con la ley. Se prohíbe toda forma de confiscación.

A5.3. Formas de trabajo y su retribución

Se reconocen todas las modalidades de trabajo. El derecho al trabajo se sustenta en los siguientes principios: derechos laborales irrenunciables e intangibles; a trabajo de igual valor corresponderá igual remuneración; ambiente laboral que garantice la salud, integridad, seguridad, higiene y bienestar; la libertad de organización; dialogo social, conciliación y arbitraje para la solución de conflictos de trabajo; se garantiza la contratación colectiva; derecho a la huelga y al paro. Se prohíbe toda forma de precarización.

Prohibición de paralizar los servicios públicos de salud y saneamiento ambiental, educación, justicia, bomberos, seguridad social, energía eléctrica, agua potable y alcantarillado, producción hidrocarburífera, procesamiento, transporte y distribución de combustibles, transportación pública, correos y telecomunicaciones.

En las instituciones del Estado y en las entidades de derecho privado en las que haya participación mayoritaria de recursos públicos, quienes cumplan

actividades de representación, directivas, administrativas o profesionales, se sujetarán a las leyes que regulan la administración pública. Aquellos que no se incluyen en esta categorización estarán amparados por el Código del Trabajo.

Acceso igualitario para hombres y mujeres e inserción laboral para discapacitados. Se reconoce como trabajo productivo las labores no remuneradas del hogar.

A5.4. Democratización de los factores de producción

El Estado promoverá el acceso equitativo a los factores de producción; impulsar y apoyar el desarrollo y la difusión de conocimientos y tecnologías orientados a los procesos de producción; desarrollar políticas de fomento a la producción nacional, para garantizar la soberanía alimentaria y la soberanía energética, generar empleo y valor agregado.

A5.5. Intercambios económicos y comercio justo

El Estado regulará, controlará e intervendrá, cuando sea necesario, en los intercambios y transacciones económicas; y sancionará la explotación, usura, acaparamiento, simulación, intermediación especulativa de los bienes y servicios, así como toda forma de perjuicio a los derechos económicos y a los bienes públicos y colectivos.

El Estado establecerá los mecanismos de sanción para evitar cualquier práctica de monopolio y oligopolio privados, o de abuso de posición de dominio en el mercado y otras prácticas de competencia desleal.

A5.6. Ahorro e inversión

El Estado promoverá y protegerá el ahorro interno como fuente de inversión productiva en el país; promoverá las inversiones nacionales y extranjeras, y establecerá regulaciones específicas de acuerdo a sus tipos, otorgando prioridad a la inversión nacional.

La inversión extranjera directa será complementaria a la nacional, estará sujeta a un estricto respeto del marco jurídico y de las regulaciones nacionales, a la aplicación de los derechos y se orientará según las necesidades y prioridades definidas en el Plan Nacional de Desarrollo, así como en los diversos planes de desarrollo de los gobiernos autónomos descentralizados.

La inversión pública se dirigirá a cumplir los objetivos del régimen de desarrollo que la Constitución consagra, y se enmarcará en los planes de desarrollo nacional y locales, y en los correspondientes planes de inversión.

7.2. Conclusiones

- Los principios del texto constitucional instituyen un estado de bienestar, garante de los derechos individuales y colectivos fundamentales, y de los derechos de la naturaleza.
- Establece un sistema de capitalismo social y solidario, que propicia el equilibrio entre mercado y estado.
- Restituye el rol empresarial y financiero del Estado en los sectores estratégicos y en la provisión de los servicios públicos propios, elimina la libre competencia en estos segmentos, excluye su privatización e incorpora la variable ambiental.
- Restablece la función de Planificación, con carácter participativa, alineada con los objetivos del desarrollo e instrumentada en el Plan Nacional de Desarrollo.
- Instaura una política comercial exterior selectiva y orientada al desarrollo, restringiendo tratados de libre comercio.
- Prioriza la inversión nacional y considera complementaria a la inversión extranjera directa.

Estos elementos esenciales se consideraron en el análisis y elaboración de la propuesta de reestructuración del sector eléctrico.