



ALIANZA PARA CENTROAMÉRICA

LIBERTAD Y LIDERAZGO PARA EL DESARROLLO

LA EXITOSA APERTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO

POR CARMEN URÍZAR HERNÁNDEZ

Friedrich Naumann
STIFTUNG

FÜR DIE FREIHEIT

Publicado por
Alianza para Centroamérica en colaboración con
Fundación Friedrich Naumann para la Libertad
Proyecto Centroamérica
Cerrada de la Cerca No. 82, Col. San Ángel Inn
Del. Álvaro Obregón, C.P. 01060 Ciudad de México

La Exitosa Apertura del Mercado Eléctrico Guatemalteco

Carmen Urízar Hernández

Actualmente es Directora del Energy & Infrastructure Analysis Center (EIA) de la firma consultora en temas de energía e infraestructura Estrategias de Inversión, S.A. Carmen Urízar fue Ministra de Energía y Minas y Presidente de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) en Guatemala. Impulsora de la Política Energética de Guatemala en el 2007, con la cual se logró transformar la matriz eléctrica del país y llevar los precios de la electricidad a niveles competitivos para el país.

Resumen Ejecutivo

El presente documento revisa el desempeño del mercado eléctrico guatemalteco y analiza las reformas que se realizaron en el mismo, centrándose particularmente en dos momentos: 1) 1996, cuando se adopta la actual Ley General de Electricidad y sus reglamentos y 2) 2007, cuando se reforman los reglamentos de dicha ley y el país adopta la Política Energética que dio cabida a la transformación de la matriz eléctrica.

Se muestra que con la primera reforma de 1996 el país adoptó un modelo basado en la apertura económica, la competencia y una institucionalidad fuerte, dentro del cual existe claridad respecto de las entidades responsables de la formulación de política, la regulación y la operación del mercado. Se revisan el marco jurídico y las instituciones conformadas bajo esta reforma, así como las características medulares que rigieron su diseño y que son fundamentales para dar credibilidad a las decisiones que éstas toman. A la vez, se analizaron los resultados logrados durante esta primera etapa en cuanto a la organización industrial del mercado, con la cual se logró un aumento considerable de actores, así como un incremento en el nivel de cobertura y en la atracción de inversiones. Esto no se había logrado a través de los precios, pues la matriz eléctrica para ese entonces descansaba fuertemente en el uso de fuentes no renovables. Por lo tanto, en el 2007 se buscaron nuevas soluciones para reducir el precio de manera estructural. En consecuencia se tomaron dos decisiones importantes: 1) modificar los reglamentos de la Ley General de Electricidad y 2) adoptar una Política Energética que permitiera transformar la matriz eléctrica para dejar de depender de recursos con que el país no contaba y cuya volatilidad del precio internacional golpeaba la economía local. Esta política y las acciones que se implementaron en los siguientes ocho años de manera disciplinada, permitieron que en el 2015 el país lograra los objetivos que se habían trazado. Hoy el país tiene un mercado eléctrico maduro, que cuenta con instituciones sólidas y creíbles.

Apertura del Mercado – Primera Reforma 1996

Antes de 1996 las actividades del subsector eléctrico en Guatemala estaban totalmente ligadas al Estado a través de la empresa pública denominada Instituto Nacional de Electrificación (INDE) que era el ente encargado de realizar las actividades de generación, transporte y distribución. La empresa tenía una fuerte vinculación con el poder ejecutivo y, pese a que existía un ministerio sectorial relacionado con el tema energético (Ministerio de Energía y Minas - MEM), las funciones regulatorias no estaban claras. La fijación de las tarifas era decidida en última instancia por el poder ejecutivo, quien en proceso de consulta, y junto con el Ministerio de Finanzas (MINFIN) desempeñaban un papel fundamental, pues debían consolidar los distintos intereses nacionales asociados al gasto y la inversión pública con los compromisos internacionales. En esta situación era generalmente difícil trasladar y hacer cumplir metas y objetivos de desempeño a las empresas estatales y por tanto las tarifas no reflejaban los costos reales del servicio de energía eléctrica, ya que las mismas se establecían con criterios políticos.

El hecho de no trasladar en las tarifas los costos reales a los usuarios, obligaba a que el Estado subsidiara las mismas, por lo que no se percibían los recursos para cubrir los costos reales del servicio y no se invertía en nuevos proyectos de generación ni en la ampliación de la infraestructura de transmisión y distribución. A su vez, dichos factores evitaban que el INDE recibiera las utilidades reales, llevando a la institución a una deuda externa que se acumulaba año con año. Para 1993 se registraba un crecimiento de la demanda y un estancamiento de la oferta en cuanto a la energía eléctrica, en virtud de que el Estado no podía suplir las necesidades de la población para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Esta situación generó una presión respecto de la eliminación de subsidios y las distorsiones tarifarias existentes en la prestación de muchos de los servicios públicos, particularmente en las del servicio de la electricidad, por lo que en éste ámbito se inició un proceso de ajuste progresivo hasta llegar a que las tarifas cubrieran el costo real. Sin embargo, el proceso fue interrumpido por un amparo interpuesto por el Procurador de los Derechos Humanos.

Esa situación motivó a que la distribuidora Empresa Eléctrica de Guatemala planteara al Gobierno la necesidad de contar con un subsidio porque los costos de producción eran más altos que la tarifa que podía cobrarse.

Para fines de 1993 la situación que se registraba en el subsector eléctrico guatemalteco se caracterizaba por una serie de problemas (ver Cuadro 1) que llevaron a una crisis reflejada en racionamientos de electricidad por varias horas y baja calidad del servicio. Aunque las tarifas eran "bajas" no beneficiaban al usuario, pues ello era la razón por la cual el país no contaba con inversión para mejorar la cobertura y elevar la calidad.

Ante esta situación era necesario establecer un nuevo orden jurídico que permitiera y motivara que el servicio eléctrico se prestara a los usuarios de manera más eficiente, que atrajera los capitales necesarios para realizar de manera permanente y sostenible las inversiones en infraestructura requeridas para atender la demanda, elevar la cobertura y lograr tarifas eficientes.

Cuadro 1. Algunas razones para la reformar el SubSector Eléctrico

- a. Baja capacidad real de generación. La capacidad real disponible de generación era menor que la capacidad nominal, derivado de la falta de mantenimiento y obsolescencia del parque hidro y térmico.
- b. Bajo aprovechamiento hidroeléctrico. Del potencial energético total del país, la hidroelectricidad tenía un peso del 49%, pero en el consumo energético nacional su participación apenas alcanzaba un 3.7%, denotando un desaprovechamiento de los recursos hídricos para producir electricidad a bajo costo.
- c. Notable incremento de la generación térmica. Desde 1983, el INDE dejó de producir en nuevas plantas hidroeléctricas, manifestándose una cada vez mayor generación térmica, lo cual hizo depender al sistema generador del uso de hidrocarburos. Éstos, en su mayoría importados, significaban no sólo una factura energética mayor a nivel de la balanza de pagos, sino una generación más onerosa que no contribuía con los objetivos de preservación del medio ambiente.
- d. Alta centralización del servicio de electricidad. Del número total de usuarios, el 70% se ubica en la zona central del país (Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez), donde la EEGSA atiende el 85% del consumo nacional. El INDE atiende el 15% del consumo nacional en el interior del país. La cobertura del servicio de electricidad sólo abarcaba al 40% de la población.
- e. Crisis financiera del INDE. Desde mediados de los años 80 las finanzas del INDE experimentaron un continuo deterioro. Por un lado como consecuencia de los excesos en los costos de los grandes proyectos hidroeléctricos -altamente impregnados de corrupción administrativa-. Por otro lado a raíz de la reducción de las tarifas reales debido a la política monetaria y la unificación del tipo de cambio que eliminó el cambio preferencial para el pago del servicio de la deuda externa del INDE, así como por los altos requerimientos para el servicio de la deuda. Finalmente en consecuencia de la política de subsidiar el precio de venta de la electricidad en bloque a la EEGSA, institución que mantenía saldos importantes de deuda hacia el INDE.
- f. Alto costo del subsidio estatal. El mantenimiento de tarifas a niveles adecuados a la capacidad adquisitiva de la población y el pago del servicio de la deuda, debió financiarse mediante millonarios subsidios del Gobierno que, de este modo, reducía parte importante del gasto social.

Fuente: Elaboración propia

En este sentido la reforma que se planteó tuvo tres componentes: 1) la eliminación del monopolio legal que tenía el INDE en la prestación del servicio (generación, transporte y distribución), 2) la emisión de un nuevo marco regulatorio que estableciera un solo cuerpo legal para regular el sector de la energía eléctrica y 3) la privatización de la distribución eléctrica. En consecuencia la reforma sucedió mediante la emisión de tres cuerpos legales principales: 1) la nueva Ley del INDE en diciembre de 1994, 2) la Ley General de Electricidad (LGE) y 3) los dos reglamentos a la LGE.

El 16 de octubre de 1996 el Congreso de la República aprobó la Ley General de Electricidad (LGE), -contenida en el Decreto 93-96- que se publicó en el Diario Oficial el 15 de noviembre de 1996, entrando en vigencia ese mismo día por disposición de la propia ley. Posteriormente, el 21 de marzo de 1997, el Presidente de la República

de Guatemala emitió el Reglamento de la Ley General de Electricidad, contenido en el Acuerdo Gubernativo 256-97 y publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 1997, entrando en vigencia al día siguiente de su publicación. Finalmente el 25 de mayo de 1998 el Presidente de la República de Guatemala emitió el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, contenido en el Acuerdo Gubernativo 299-98 y publicado en el diario oficial el 1 ero de junio de 1998, entrando en vigencia al día siguiente de su publicación.

La Ley General de Electricidad además de desmonopolizar el sector eléctrico impidió que una misma empresa (el INDE) realizara, a la vez, las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica, generando así el principio de derecho eléctrico de separación de actividades en el subsector. Por ello fue necesario emitir una nueva ley para el INDE que fuera congruente con las nuevas exigencias.

La LGE también consolidó la apertura de la generación, la distribución y la comercialización de electricidad. Declaró inaplicable el Artículo 1520 del Código Civil, con lo cual se impidió la fijación de tarifas de servicios de electricidad, es decir éstas ya no podían establecerse según criterios políticos. Además, definió los criterios que aplicaría el regulador en el nuevo mercado, tanto en términos económicos como de calidad.

La LGE convirtió en política de Estado la ampliación de la participación privada en el sector. Se minimizaron las inversiones públicas (excepto por vía de la financiación de subsidios para la inversión en electrificación rural); se permitió la participación privada en la comercialización; en la distribución se privatizaron las empresas públicas distribuidoras (DEORSA y DEOCSA); asimismo se crearon nuevas instituciones sectoriales -la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como entidad regulatoria y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) como entidad operadora-. En el ámbito de las tarifas se liberalizaron las contrataciones y los precios en la etapa de la generación y se introdujo el modelo de regulación tarifaria. Éste se buscaría utilizar también en las etapas de transmisión y distribución, las cuales, debido a sus características aún monopólicas, debían ser reguladas.

Marco Legal y Regulatorio

La Figura 1 presenta un resumen de las principales leyes que en la actualidad regulan el mercado eléctrico guatemalteco.

Figura 1. Marco Legal y Regulatorio del Mercado Eléctrico en Guatemala (elaboración propia)



Fuente. Elaboración propia con datos de CNEE. 2016

Ley General de Electricidad (LGE)¹

El INDE desde su origen fue ideado como un prestador monopólico de servicios en el mercado eléctrico. Con la emisión de una nueva ley se desmonopolizaría el sector y se motivaría la participación de otros actores, pero se requeriría de un nuevo marco jurídico que estableciera las reglas de juego. Es por ello, que en el artículo 50 de la nueva Ley del INDE² se estableció que "(...) en un plazo no mayor de seis meses contados a partir de la vigencia de la presente Ley, el Organismo Ejecutivo deberá presentar al Congreso de la República, una iniciativa de ley que regule la electrificación nacional en lo relativo a generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país".

Este mandato se materializa el 15 de noviembre de 1996 con la promulgación de la "Ley General de Electricidad". Las razones pragmáticas para realizarla se delineaban claramente: "Guatemala presenta uno de los más bajos índices de electrificación en Latinoamérica, así como debilidades en la calidad del servicio proporcionado. Esta situación

¹ Decreto No. 93-96, publicado el 15 de noviembre de 1996.

² Decreto No. 64-94, publicado el 20 de febrero de 1995.

ha sido causada entre otros, por la ausencia de competencia empresarial para la prestación del servicio, la dificultad para obtener nuevos capitales y las debilidades en el orden administrativo que presentan las empresas que prestan el servicio actualmente (...). También se hacía mención de los principios de libertad y competencia que el país buscaba implementar con la reforma: "(...) la eliminación de controles y obstáculos a la actividad productiva y al establecimiento de marcos regulatorios modernos para evitar la formación de monopolios y garantizar la protección del consumidor".

La LGE desarrolla los mecanismos con los que se reestructuró el sub-sector eléctrico, destacando los siguientes: 1) la creación de un mercado competitivo entre empresas, para fomentar la eficiencia del sub-sector; 2) la regulación de aquellos mercados que, por su naturaleza, constituyen monopolios (p. ej. la transmisión), con el fin de evitar abusos y proteger al usuario; 3) la creación de un ente autónomo e independiente que garantizara plena transparencia en la operación del sistema nacional interconectado; 4) la apertura al sector privado para fortalecer la competencia y estimular la incorporación de nuevas fuentes de capital y 5) el conceder autonomía presupuestaria, administrativa y financiera a las empresas estatales, para que pudieran operar en un ambiente competitivo y se promoviera su transformación en sociedades por acciones.

Dentro de los aspectos más importantes de la LGE que tienden a motivar la participación del sector privado en las diferentes fases del proceso se pueden citar los siguientes: 1) Es libre la generación de electricidad y no se requiere autorización previa del Estado, únicamente debe regirse por la Constitución Política de la República y las leyes del país. 2) Es libre el transporte de electricidad y el servicio de distribución privada de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de servicio público. En este último caso el actuar estará sujeto a autorización previa. 3) Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetas a la regulación de la Comisión y del Mercado Mayorista. 4) La Comisión Nacional de Electricidad (CNEE) es un órgano técnico con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y funciones. 5) Una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes. El INDE y cualquier otra empresa que se dedique a las actividades de generación, transmisión o distribución, sea esta de capital privado o mixto, separarán sus funciones y administración. 6) La administración del Mercado Mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, denominado Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

En términos de regulación económica se establece que están sujetos a la misma los precios de los siguientes suministros: 1) Las transferencias de potencia y energía eléctrica entre generadores, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Eléctrico Nacional, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos libremente pactados entre las partes (los fija el administrador del Mercado Mayorista). 2) Los peajes a que están sometidos las líneas de transporte e instalaciones de distribución que no hayan sido establecidos por libre acuerdo entre las partes (determinadas por la Comisión). 3) Los suministros a usuarios del servicio de distribución final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo

del límite señalado por el reglamento (por el momento el límite es de 100 KW.) 4) Son libres los precios no señalados explícitamente en los incisos anteriores. 5) Los peajes que determine la Comisión reflejarán en forma estricta los costos medios de capital y operación de sistemas de transporte económicamente adaptados. Los costos de distribución deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes. 6) Las tarifas a usuarios de servicio de distribución final serán determinados por la Comisión, sumando los costos de adquisición de potencia y energía referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el párrafo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. 7) Las compras de electricidad, por parte de los distribuidores, se efectuarán mediante licitación abierta. Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de transmisión y distribución a terceros, mediante el pago de peajes para que puedan suministrar energía a usuarios a precio libre.

Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable³

En sustitución del Decreto-Ley 20-86 (Ley de Fomento al Desarrollo de Fuentes Nuevas y Renovables de Energía), se promulgó el Decreto No. 52-2003, la "Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable". La Constitución Política de la República declara de urgencia nacional la electrificación del país. Se reconoce además, la importancia de orientar la economía para lograr la utilización de los recursos naturales, lo cual otorgará mayor independencia en la compra de combustibles fósiles y beneficiaría al consumidor final. En este sentido el artículo 1 de la ley declara de urgencia e interés nacional el desarrollo racional de los recursos energéticos renovables y el artículo 2 declara que el objetivo primordial consiste en promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para este fin.

Para lograr estos objetivos la ley estipula que el Ministerio de Energía y Minas -como órgano competente para aplicarla- deberá promover la localización y la elaboración de un inventario de los recursos renovables, impulsar los estudios para estimar el potencial técnico utilizable, fomentar y facilitar las inversiones para el desarrollo de generación de electricidad a través de los mismos, propiciar la oferta energética nacional y facilitar los procesos de certificación.

En cuanto a los incentivos, el artículo 5 indica que las municipalidades, el INDE, las empresas mixtas y las personas individuales y jurídicas que realicen proyectos de energía con recursos renovables gozarán de los siguientes incentivos: (i) Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado IVA, las cargas y los derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva durante el período de pre-inversión y el período de construcción, el cual no excederá 10 años. (ii) Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva por un período de 10 años. Esta exención únicamente se otorga a las personas individuales y jurídicas que desarrollen directamente los proyectos y solamente por la parte que corresponda a dicho proyecto, ya que la exención no aplica a las demás actividades que realicen. (iii) Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias IEMA. Este incentivo también tiene vigencia exclusiva por un período de 10 años.

³ Decreto 52-2003 y su Reglamento, Acuerdo Gubernativo No. 211-2005.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista⁴

La LGE creó el AMM como ente encargado de todas las funciones atinentes al Mercado Mayorista de electricidad, determinando que la conformación, los mecanismos de financiamiento así como su funcionamiento sería normado en su propio reglamento. Éste tiene como principal objetivo definir los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del AMM.

Los principios generales establecen que los productos y servicios ofrecidos en el MM son potencia, energía, servicios de transporte y servicios complementarios. A la vez indica que las operaciones del MM deben realizarse a través de tres mercados, siendo estos un mercado de oportunidad, un mercado a término y un mercado de transacciones de desvíos de potencia. Asimismo indica que su alcance y disposiciones son aplicables a las actividades del MM, siendo éstas obligatorias para todos los participantes o agentes del mercado. Según el artículo 39 de la LGE los agentes del MM son los generadores con potencia máxima de 5 MW, los comercializadores, los distribuidores con un mínimo de 15,000 usuarios y los transportistas con capacidad mínima de 10 MW.

El reglamento que hace referencia al AMM establece como sus principales objetivos y funciones el aseguramiento del correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado. Es su responsabilidad el despacho del SNI y el Plan de Expansión de Generación deberá contar con la asesoría técnica del AMM. La organización del mismo se integra por una Junta Directiva con diez miembros electos por los agentes del MM y por una Gerencia General. Su financiamiento proviene de una cuota mensual por administración y operación que es aportada por cada generador, transportista, distribuidor, comercializador y gran usuario.

Finalmente el reglamento trata los temas de funcionamiento y coordinación del AMM, considerando el despacho económico y cálculo de precios, la coordinación de la operación, la administración de las transacciones del MM, así como los precios y costos a trasladar a tarifas de distribución. El despacho consiste en la determinación de los programas de carga disponible que permitan abastecer la demanda prevista para el MM, utilizando la metodología de costos variables y disponibilidad. La coordinación comprende la programación del despacho de carga de largo y corto plazo, la operación en tiempo real y el post despacho de acuerdo a la normas de coordinación. Al finalizar cada mes el AMM deberá enviar a cada agente el informe de transacciones económicas internas y de los contratos de importación y exportación. Para cada distribuidor los costos asociados a los contratos existentes y a los contratos de potencia que se realicen mediante licitación abierta serán trasladados a tarifa de acuerdo a la metodología establecida.

Normas Técnicas de la CNEE y Normas de Coordinación y Operativas del AMM

De acuerdo a la LGE tanto la CNEE como el AMM deben emitir normas técnicas y disposiciones relativas al subsector para garantizar su operatividad y buen funcionamiento.

En este sentido la CNEE cuenta con un compendio que incluye 9 Normas Técnicas: (i) Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST); (ii) Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT); (iii) Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD); (iv) Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instala-

⁴ Acuerdo Gubernativo No. 299-98.

ciones de Distribución (NTDOID); (v) Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST); (vi) Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS); (vii) Normas de Seguridad de Presas (NSP); (viii) Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable (NTGDR) y de Usuarios Auto Productores con Excedentes de Energía y (ix) Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión.

Por su parte el AMM cuenta con 14 Normas de Coordinación Comercial y 5 Normas de Coordinación Operativa. Las Normas de Coordinación Comercial están relacionadas con: (i) Despacho de Carga; (ii) Oferta y Demanda Firme; (iii) Transacciones de Desvíos de Potencia; (iv) Precio de Oportunidad de la Energía; (v) Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas; (vi) Tratamiento de las Pérdidas del Sistema de Tran, Complementarios; (ix) Asignación y Liquidación del Peaje en los Sistemas de Transporte Principal y Secundarios; (x) Exportación e Importación de Energía Eléctrica; (xi) Informe de Costos Mayoristas; (xii) Procedimientos de Liquidación y Facturación; (xiii) Mercado a Término; así como (xiv) Habilitación Comercial para Operar en el Mercado Mayorista y Sistema de Medición Comercial. Por su parte, las Normas de Coordinación están relacionadas con: (i) Base de Datos; (ii) Operación en Tiempo Real; (iii) Servicios Complementarios; (iv) Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio y (v) Auditorías.

Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (Decreto No. 96-2000)

Por su impacto en las tarifas y la situación financiera del INDE es de suma relevancia la denominada "Ley de Tarifa Social". Las consideraciones de fondo para la emisión de esta ley en 2001, cuando fue aprobada, hacen referencia a que los estratos más pobres eran los más afectados por el alza de los costos de producción de la energía eléctrica⁵ y que, en este sentido, era de urgencia nacional la creación de tarifas de carácter social.

El artículo 1 de la ley indica que, con la finalidad de favorecer al usuario regulado del servicio de distribución final, se autoriza la creación de una tarifa especial con carácter social que aplica a usuarios con consumos de hasta 300 kWh al mes. A su vez, la ley indica que compete al ente regulador (CNEE) la emisión y determinación de normas, de metodologías y procedimientos, así como de la fuente energética con el propósito de poder implementar el pliego tarifario respectivo.

Marco Institucional

La LGE, fundamental para la modernización del subsector eléctrico, logra la reestructuración del mercado. El diseño y la creación de instituciones específicas permiten la desregulación y el buen desempeño de las actividades dentro del mercado. Dicho marco institucional está estructurado en "grados de importancia estratégica" y, por ende, en cuatro niveles: en la parte superior está el Ministerio de Energía y Minas, en segundo nivel la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en tercer nivel el Administrador del Mercado Mayorista y en cuarto nivel todos los actores dentro de la cadena de valor.

⁵ Lo expuesto anteriormente en relación al incremento desproporcionado de los precios ya no opera así en la actualidad, en vista que los costos han tendido a la baja de manera sustancial durante la última década principalmente debido a (i) la utilización de energías renovables; (ii) los procesos de licitación altamente transparentes y con muchos participantes; (iii) la política energética lanzada en 2008 que estableció el rumbo hacia una matriz altamente diversificada; (iv) la sustancial caída de los precios del petróleo, entre otros).

Ministerio de Energía y Minas

La base jurídica sobre la cual descansa el MEM es la Constitución Política de la República que en su artículo 125 sobre la explotación de recursos naturales no renovables indica que se declara de utilidad y necesidad públicas la explotación técnica y racional de hidrocarburos, minerales y demás recursos naturales no renovables. A la vez, el artículo 129 sobre electrificación declara de urgencia nacional la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades y en la cual podrá participar la iniciativa privada. La Ley del Organismo Ejecutivo (Decreto 114-97) en su artículo 34 indica que el Ministerio de Energía y Minas debe atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, así como a la explotación de los recursos mineros.

La Ley del Organismo Ejecutivo asigna al Ministerio de Energía y Minas las siguientes funciones: 1) Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo y aprovechamiento racional de energía en sus diferentes formas y tipos, procurando una política nacional que tienda a lograr la autosuficiencia energética del país. 2) Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo a la demanda del país, y conforme a la ley de la materia. 3) Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos, la compraventa o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de los mismos. 4) Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

El artículo 4 de la LGE crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones. Las principales funciones de la CNEE son las siguientes: a) cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; b) velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como evitar prácticas abusivas o discriminatorias; c) definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas; d) dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo; e) emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas; f) emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución. La CNEE se encuentra integrada por tres miembros nombrados por el Ejecutivo, seleccionados de tres ternas propuestas por los rectores de las universidades, el MEM y los agentes del mercado mayorista.

Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

La LGE regula la operación y explotación de centrales generadoras y sistemas de transporte,

en este sentido el artículo 44 indica que la administración del mercado mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, denominado Administrador del Mercado Mayorista (AMM), cuyas funciones son las siguientes: (i) la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores, (ii) establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados y (iii) garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Actores del Mercado Mayorista

El artículo 39 del Reglamento de la LGE establece las definiciones de quienes son considerados participantes, actores o agentes del Mercado Mayorista, éstos son generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas que cumplan con las siguientes condiciones: (i) los generadores deben contar con una potencia máxima mayor a cinco megavatios (5 MW); (ii) los comercializadores deben comprar o vender bloques de energía asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de por lo menos dos megavatios (2 MW), siendo estos límites aplicados a los importadores y exportadores; (iii) los distribuidores deben contar con un mínimo de quince mil (15,000) usuarios, y los transportistas deben contar con una capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW).

Reforma de Reglamentos y Adopción de Política Energética - Segunda Reforma 2007

Para mediados de 2007 el país logra concretar la reforma a los reglamentos de la LGE, fundamentalmente para incorporar elementos que introdujeran más eficiencia al parque generador, motivando la salida de plantas generadoras viejas y obsoletas; mejorar la gobernanza del Administrador del Mercado Mayorista; facilitar el acceso de la generación distribuida al sistema de transmisión y retomar la planificación indicativa estatal para lo cual manda elaborar, en un plazo máximo de un año, los planes de expansión tanto de la generación como de la transmisión.

Para fines de 2007 se aprueba la "Política Energética y Minera 2008-2015", cuya motivación fue la diversificación de la matriz eléctrica, ya que en ese momento la misma estaba conformada por 65% de recursos no renovables (particularmente petróleo) y 35% de recursos renovables y los precios internacionales del petróleo habían alcanzado los USD 150.00 por barril. En ese año, las autoridades deciden analizar la forma de alejarse de la dependencia del petróleo para la producción de electricidad, por lo que la Política estableció objetivos de largo plazo, tanto para el sector energético como para el sector minero. En la Tabla 1 se resumen los principales objetivos. Dicha política fue actualizada en 2013, denominándose "Política Energética 2013-2027" y aunque ésta sólo se circunscribió al área energética, dejando fuera el tema minero, mantuvo en grandes líneas los objetivos para el tema eléctrico e introdujo dos nuevos relacionados con la seguridad energética y la reducción del uso de la leña.

Tabla 1. Objetivos de Política Energética

Política	Objetivos de la Política
Política Energética y Minera 2008-2015	<ol style="list-style-type: none"> 1) aumentar la oferta energética a precios competitivos 2) diversificar la matriz energética, priorizando las energías renovables 3) promover el desarrollo sostenible y sustentable a partir de recursos renovables y no renovables del país 4) incrementar la eficiencia energética e impulsar la integración energética 5) promover el desarrollo técnico y racional de los recursos mineros 6) modernizar el marco jurídico 7) favorecer el desarrollo social y económico de las comunidades 8) desarrollar actividades de diálogo y fortalecer la protección ambiental.
Política Energética 2013-2030	<ol style="list-style-type: none"> 1) seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos 2) seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos 3) exploración y explotación de las reservas petroleras con miras al autoabastecimiento nacional 4) reducción del uso de la leña en el país

Fuente: Elaboración Propia

Resultados de la Reforma a partir de 1996

Después de 20 años de la promulgación de la LGE, el subsector eléctrico en Guatemala comenzó a mostrar resultados de eficiencia económica, la institucionalidad se fortaleció, se redujo la participación del sector público en la generación, se consolidó en la transmisión y se privatizó la distribución. El gobierno creó mecanismos de compensación para fortalecer su rol subsidiario⁶, tales como el programa de electrificación rural y el subsidio a través de la tarifa social. El desarrollo del mercado eléctrico ha alcanzado un alto grado de madurez. Hoy existen resultados muy positivos respecto del desempeño del sector, otros deben revisarse y los desafíos a futuro le permitirán al sector crecer. A continuación se resumen los resultados.

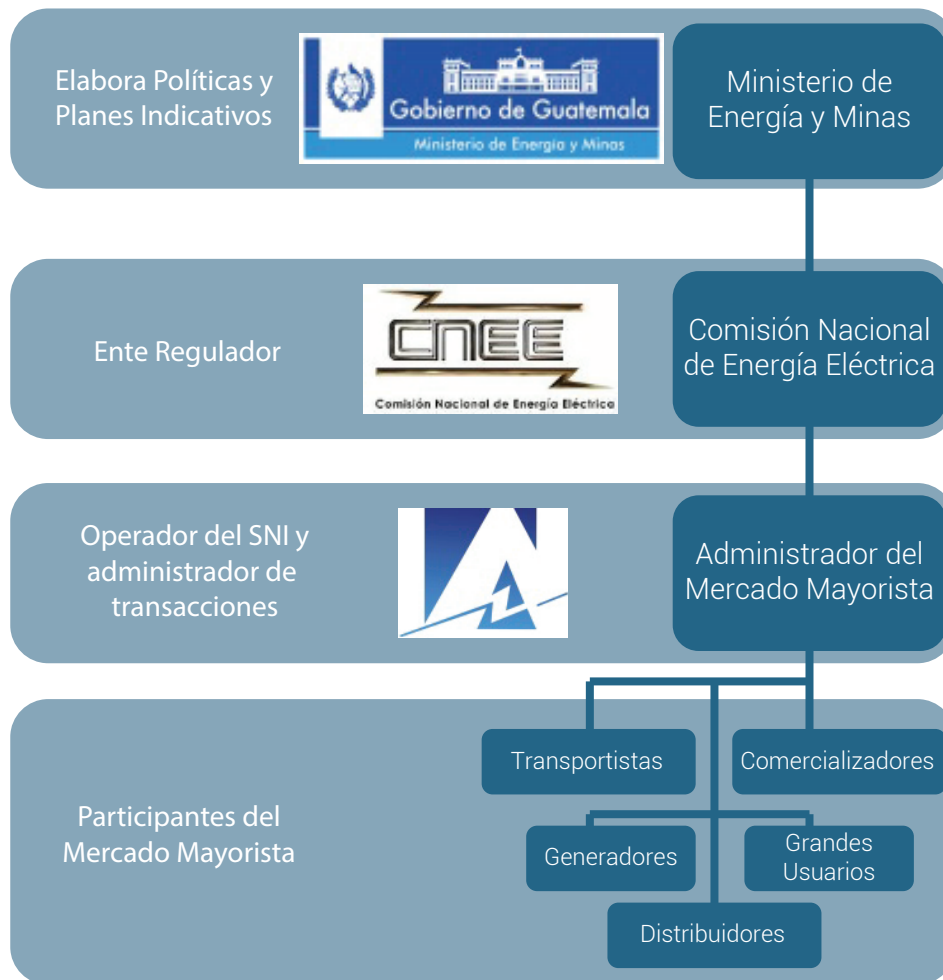
Rasgos Relevantes de la Reforma

La reforma redefinió y separó las funciones normativas, regulatorias y empresariales. Las funciones regulatorias fueron asumidas por el Estado mediante la CNEE. Las funciones normativas, de formulación de política y de elaboración de los planes indicativos para el desarrollo de la industria eléctrica fueron clarificadas y delimitadas en el MEM.

Se estableció una nueva estructura a partir de la desintegración de la industria en las principales etapas del negocio: generación, transmisión, distribución y comercialización, ésta última aceptada como actividad independiente. Quedó prohibida la reintegración vertical, obstáculo que se supera mediante la separación contable o la formación de entidades mercantiles separadas. Se privatizó la distribución y se dio una plena apertura del mercado. La Figura 2 resume las principales instituciones que conforman el subsector eléctrico en Guatemala.

⁶ El Estado mantuvo un rol importante a través del programa de electrificación rural (PER), mediante el cual se ha invertido, con recursos públicos, en la ampliación de la distribución.

Figura 2. Principales Instituciones que conforman el Mercado Eléctrico en Guatemala



Fuente. Elaboración propia con datos de Guía del Inversionista. CNEE. 2015

Se dio una apertura de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, así como la conformación de los correspondientes mercados mayoristas, en los que concurren compradores y vendedores para realizar operaciones de corto plazo y conciliar el total de las transacciones efectuadas. La transmisión quedó en manos del INDE que también asume actividad en el campo de la generación, aunque ésta ha disminuido a lo largo de las dos últimas décadas.

Nueva Organización Industrial

En menos de dos años Guatemala procedió a la transformación de la industria mediante su desintegración vertical y horizontal, la realización de las principales privatizaciones y la creación de instancias encargadas de la operación y administración de los mercados mayoristas de electricidad. De esta forma, el mercado de electricidad evolucionó desde un sistema centralizado dominado por un monopolio estatal hacia un mercado abierto y competitivo. Guatemala no privatizó la producción hidroeléctrica estatal, como lo hicieron otros países.

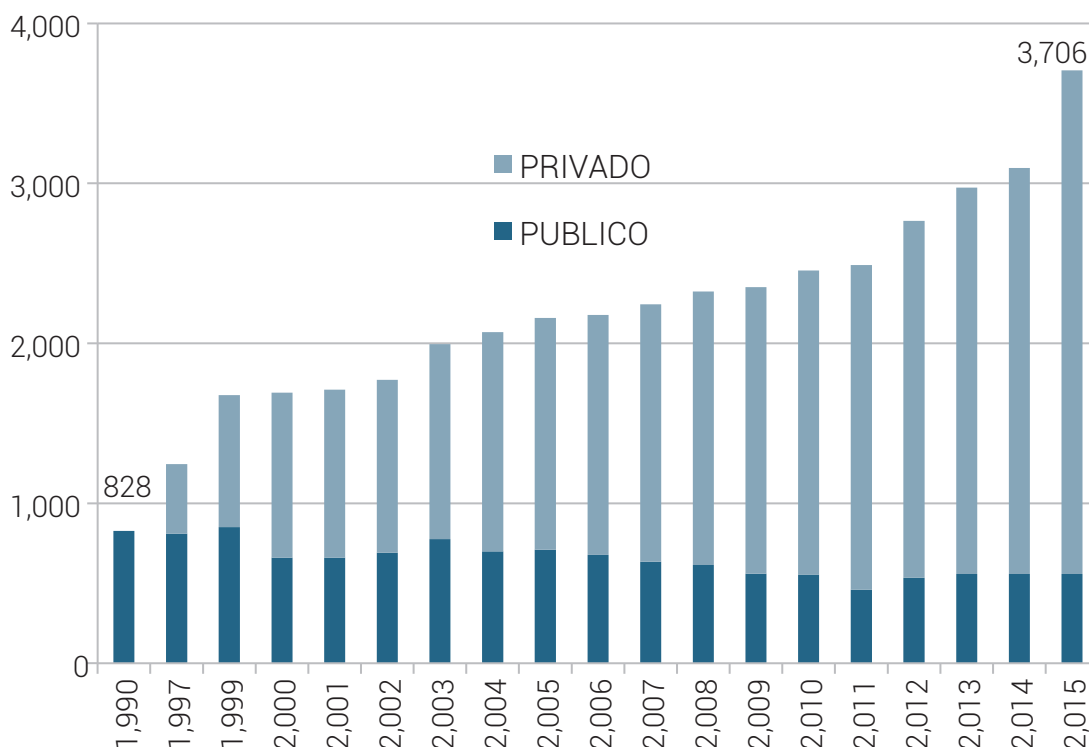
En el ámbito de la oferta la apertura es total, mientras que la apertura en el ámbito de la demanda se limitó a los grandes usuarios (usuarios con demanda ≥ 100 kW). Es por ello que en Guatemala en cuanto a demanda se distinguen dos mercados, el regulado que aplica a los usuarios con demandas ≤ 100 kW y el no regulado con los grandes usuarios.

En la actualidad el mercado rige su intercambio mediante dos instancias: el Mercado de Contratos (MC o PPA⁷) a término o de futuros y el Mercado de Ocasión (MO), de oportunidad, regulado, de presentes o spot⁸. En estas instancias los agentes tienen plena libertad para adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de su generación).

Incremento de las Inversiones Privadas – Mayor Cobertura

A la fecha las inversiones privadas han crecido, representan más del 80% del mercado de generación y más del 90% del mercado de distribución. Con la privatización la capacidad instalada se incrementó en más del 280% de 828 MW a 3,752.2 MW, esta capacidad instalada actual (Gráfica 1) representa casi el doble de la demanda máxima. Con ello se ha eliminado el riesgo de racionamientos y el índice de electrificación a nivel nacional subió del 42.9% en 1990 a poco más del 90% para el año 2015, como se muestra en la Gráfica 2.

Gráfica 1. Capacidad Instalada (MW)

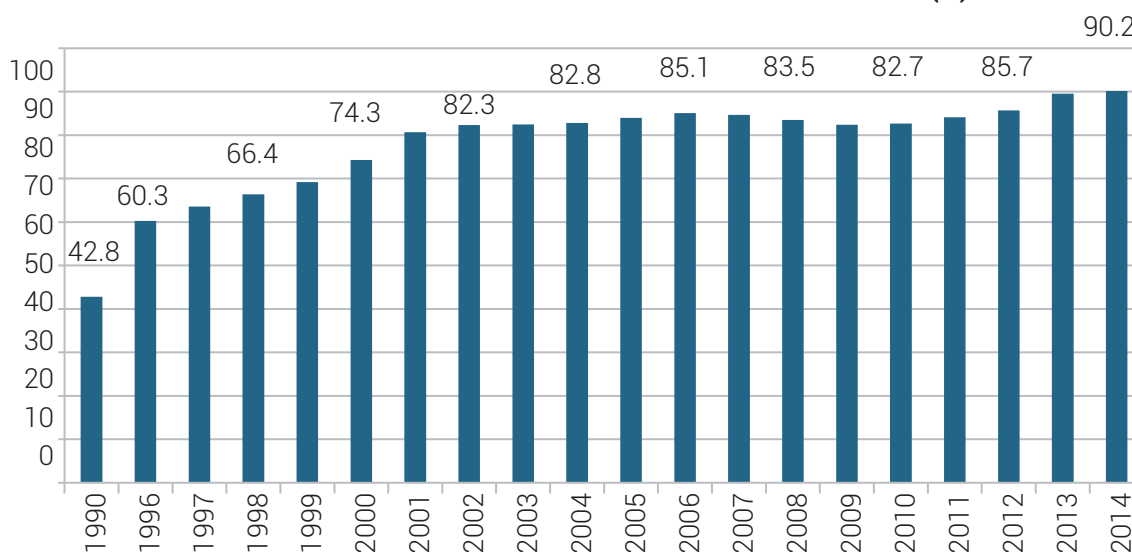


Fuente: Elaboración propia con datos de MEM, 2016

⁷ Por sus siglas en inglés, "power purchase agreements".

⁸ Este mercado ("spot" ó "de oportunidad") es un "mercado por hora", en el cual los precios son consecuencia directa de la curva de carga del sistema y obedecen al sistema de despacho por "orden de mérito" de menor costo variable.

Gráfica 2. Cobertura Eléctrica – Índice de Electrificación (%)



Fuente: Elaboración propia con datos de MEM, 2016

Diversificación de la Matriz Eléctrica

Guatemala ha sido el único país en la región que no ha enfrentado racionamientos desde que se implementó la reforma.

En 2015 la demanda de energía se ubicó en 1,672.1 MW con un consumo de 9,467 GWh, representando un crecimiento del 5.73% anual. En el campo de la oferta, la generación total de electricidad alcanzó los 10,302 GWh (no incluyendo importaciones por 585 GWh), donde la participación privada fue del 81.8% y la pública del 18.2%, contando con 108 agentes. Los principales generadores fueron la Empresa de Generación del INDE (18.24%), Energías de San José (9.60%), BiomassEnergy (7.37%), DukeEnergy (6.15%), Poliwatt Limitada (5.62%), Compañía Agrícola Santa Ana (4.42%) e HidroXacbal (3.40%). El sistema de transmisión se encuentra conformado por 13 agentes. En la distribución participan 3 empresas privadas (EEGSA, Deorsa y Deocsa) y 17 empresas municipales.

La matriz eléctrica es de las mejor diversificadas de la región, encontrándose la participación de todas las formas de energía renovable y no renovable. Además, se logró incorporar casi todas las tecnologías (solar-fotovoltaica, eólica) y se retomó el desarrollo de los recursos hidráulicos, consiguiendo revertir la dependencia de combustibles fósiles importados para generación hacia un predominio de los recursos renovables con los beneficios económicos y medio-ambientales que ello representa. En 2015 la matriz eléctrica de Guatemala se conformó de la siguiente manera⁹: recursos hídricos 3,851.8 GWh o 37%; geotermia 251.5 o 2%; eólica 107.3 GWh o 1%; cogeneración 2,685.1 o 26%; solar 149.3 GWh o 1%; biogás 4 GWh o 0.04% y térmica 3,251.8 GWh o 32%. A la fecha se han realizado 4 procesos de licitación de largo plazo (2008, 2010, 2012 y 2014) y varios de corto plazo. Se han incorporado poco más de 1,600 nuevos MW¹⁰ y se atrajeron más de USD 2,600 millones en nuevas inversiones. Se espera que próximamente haya un proceso de licitación con el objetivo de dar prioridad a la generación con recursos geotérmicos. La Tabla 2 presenta los procesos de licitación de largo plazo y la Gráfica 3 muestra la composición de la matriz eléctrica de acuerdo al recurso utilizado.

⁹ Estadísticas de Producción CEPAL 2015 y Reportes del Ministerio de Energía.

¹⁰ Dentro de las centrales que se incorporaron al sistema en 2015 están la central de carbón Jaguar Energy aportando 300 MW, tres cogeneradores totalizando 156 MW, una central de gas natural de 120 MW, dos centrales solares con 80 MW, dos eólicas con 76 MW y varias pequeñas centrales, entre otras.

Tabla 2. Procesos de Licitación de Largo Plazo

Proceso de Licitación	Adjudicados	Capacidad Licitada	Tecnología
Primera Licitación 2008	Jaguar Energy	250 MW	Carbón
PEG-1 2010	Varios Proyectos	250 MW	Hidroeléctrica
PEG-2 2012	Varios Proyectos	650 MW	Varias Tecnologías ≥ renovables
PEG-3 2014	Varios Proyectos	250 MW	Varias Tecnologías ≥ renovables

Fuente: Elaboración Propia

Ampliación de la Transmisión

Al igual que en la generación, con la Política Energética el país ha realizado dos procesos de licitación para la ampliación del sistema de transmisión, utilizando mecanismos de mercado como las subastas, con los cuales se ampliará en diferentes voltajes la red de transmisión en casi 1,400 km, de acuerdo al Plan de Expansión de la Transmisión 2008-2018.

Tabla 3. Procesos de Licitación de Transmisión

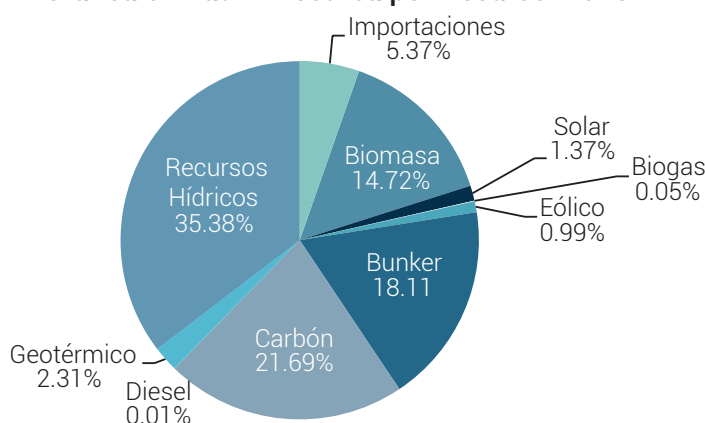
Proceso de Licitación	Adjudicados	Km	Tensión
PET 1-2009	TRECSA	845	Alta
PETNAC - 2014	Varios Oferentes	574	69 kV

Fuente: Elaboración Propia

Tarifas

Las tarifas al consumidor final minorista constituyen el principal objetivo de la regulación de las actividades en el segmento de la distribución. La tarifa que el usuario final paga es la sumatoria de los costos de generación, transmisión, distribución, impuestos y un cargo por alumbrado público, mismo que es establecido por las municipalidades en su calidad de entes autónomos.¹¹

Gráfica 3. Matriz Eléctrica por Recurso. 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual AMM. 2015

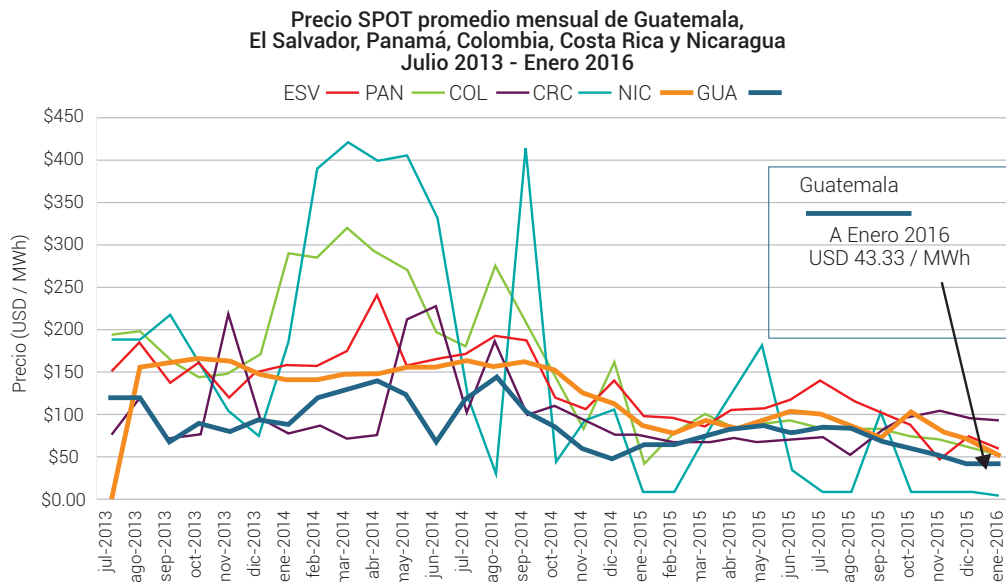
¹¹ El hecho de que el cargo por alumbrado público se determine con criterios políticos y no técnicos, en muchos lugares ha impactado negativamente sobre la factura al consumidor final, pues el mismo es mayor que el consumo propio. Esto ha generado problemas sociales y políticos, por lo que han surgido propuestas para que este cargo también sea regulado con criterios técnicos.

Como se vio en la primera sección, las tarifas previo a la reforma se decidían con criterios políticos. Con la emisión de la LGE y sus reglamentos, las mismas se establecen con criterios técnicos, ya que la ley define las metodologías con las que se regulan los precios de la transmisión y la distribución, previo a que puedan ser trasladadas a las tarifas finales de los usuarios. Las tarifas para la transmisión (peaje) son fijadas cada 2 años, mientras que las tarifas para distribución a los usuarios finales (Valor Agregado de Distribución -VAD-) son revisadas cada 5 años para diferentes niveles de tensión).

Además, las distribuidoras tienen la obligación de contratar nueva energía y al menor precio dos años antes de que venzan sus contratos. Antes de 2007 las contrataciones se hacían de manera directa y el costo de la compra de esta generación, dado que el sistema vigente es de "pass thru", se trasladaba directamente. En 2007 se analizó este hecho y se determinó que el sistema no generaba los mejores incentivos para que las distribuidoras buscaran los precios más eficientes, por lo que mediante la adopción de la Política Energética (ver sección más adelante), el sistema de contratación cambió en ese año, obligando a las distribuidoras a comprar mediante proceso de licitación.

Desde 2007 las distribuidoras están obligadas a organizar procesos de licitación para comprar sus requerimientos de suministro. La CNEE debe aprobar las bases y términos de contratación y velar porque las licitaciones sean abiertas y transparentes, por lo que cualquier inversionista nacional o extranjero puede participar en cualquier tecnología y donde los contratos o PPAs de largo plazo (15 años) son adjudicados considerando los precios más bajos ofrecidos dentro de cada tecnología. Guatemala ha sido líder regional, habiendo logrado establecer procesos sumamente transparentes con participación de todas las tecnologías y habiendo alcanzado una de las metas más ambiciosas de su política energética a través de la disminución sustancial de los precios tanto de la generación (ver Gráfica 4) como para el usuario final. Actualmente es el país con el precio promedio mayorista de generación más bajo y menos volátil en Centroamérica.

Gráfica 4: Precios spot promedio mensual en Guatemala, comparados con otros países de C.A.



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNEE, 2016

Subsidios – Tarifa Social

A partir del año 2000 Guatemala creó un subsidio mediante la Ley de la Tarifa Social, mencionada anteriormente. Esta medida dividió el cobro de la electricidad en dos tipos de tarifas: la Tarifa Social (TS) y la tarifa no social. La TS prácticamente beneficiaría al 94% de los usuarios del país (alrededor de 10 millones de habitantes). Para ello las distribuidoras deberían comprar -en su primer adquisición- la energía que necesitarían para abastecer a los consumidores de la Tarifa Social (artículo 3) y de manera transitoria -en los primeros 3 meses de vigencia de la ley- utilizar como referencia el precio de venta que proporcionaría el Instituto Nacional de Electrificación (artículo 6). Después se harían procesos de licitación. En la práctica el INDE era el único oferente que participaba de estas licitaciones y entre 2000 y 2004 las circunstancias de mercado le permitían ofrecer precios más bajos que los precios que en ese momento existían.

A partir de 2004 esta situación fue casi insostenible, debido a que el número de usuarios que caían bajo el umbral de la TS iba en incremento y los ingresos del INDE habían comenzado a reducirse como consecuencia de la competencia en la parte de la generación, que empezaba a florecer como resultado de la reforma de 1996.

Por ello en 2004 se hace la primera modificación del rango de aplicación de la Tarifa Social, éste se redujo únicamente a los primeros 100 kWh de consumo de los usuarios que consumieran hasta 300 kWh al mes. Esto significó que aquellos usuarios que consumieran menos de 100 kWh (correspondiente al 69% de usuarios) siguieron recibiendo el beneficio completo de la TS, mientras que el resto (25% de usuarios) recibía beneficio de TS únicamente para sus primeros 100 kWh. El subsidio seguía aplicándose al 94% de consumidores, sólo que en diferente proporción según su consumo. A la fecha, este subsidio le ha representado al INDE un desembolso de cerca de GTQ 1,200 millones al año.

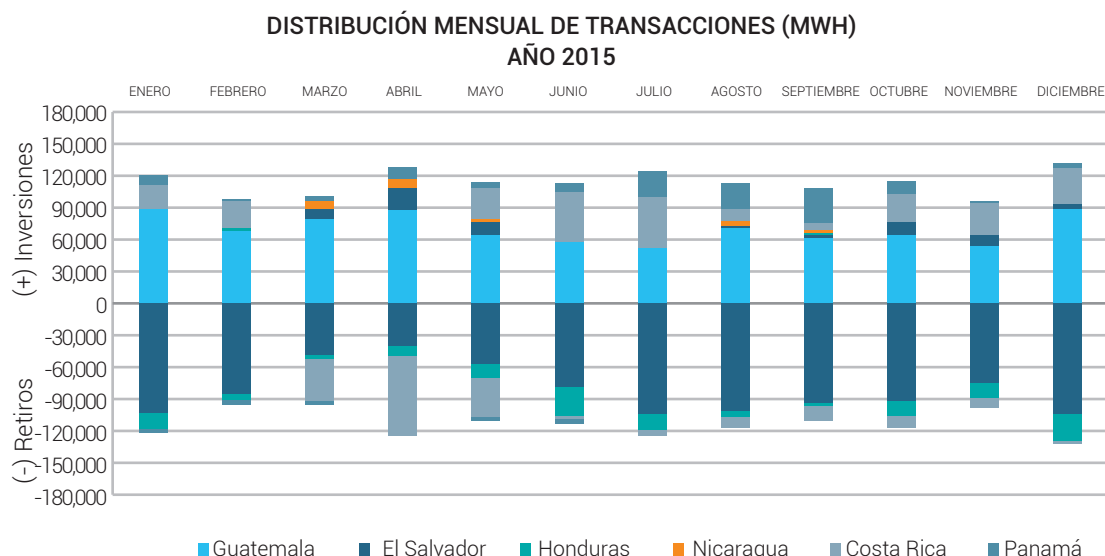
Mercado Regional (MER)

En 2015 Guatemala se ubicó en el MER como el mayor exportador, inyectando 843 GWh netos. El MER¹² fue creado mediante la firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central por Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. El MER es un séptimo mercado de electricidad, en el cual se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado de los países miembro. Actualmente la Empresa Propietaria de la Red (EPR) cuenta con 9 socios en partes iguales: Guatemala (INDE), El Salvador (CEL), Honduras (ENEE), Nicaragua (ENATREL), Costa Rica (ICE), Panamá (ETESA), España (ENDESA), Colombia (ISA) y México (CFE).

El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central SIEPAC fue creado con el fin de ser el primer sistema de transmisión eléctrica regional para interconectar los sistemas eléctricos de los países miembro. Inició su construcción en 2002, poniéndose en operación comercial por tramos a partir del 2010. La obra se concluyó en 2014 con un costo de USD 494 millones, financiados con préstamos de las siguientes instituciones: BID, BCIE, CAF y BANCOMEXT entre otros de menor importancia. La Gráfica 5 muestra la distribución mensual de transacciones en el MER durante 2015.

12 Artículo proporcionado por la CNEE.

Gráfica 5. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER). 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual CRIE 2016

Conclusión

El país tiene hoy un mercado eléctrico maduro, que cuenta con instituciones sólidas y creíbles. Se han tomado decisiones de política pública que han enviado las señales económicas adecuadas para lograr un mercado con actores dinámicos y competitivos cuya inversión ha hecho posible una matriz eléctrica altamente diversificada, con la cual se ha reducido el riesgo de desabastecimiento. Asimismo hay inversiones importantes que se encuentran en marcha para ampliar el sistema de transmisión local y que permitirán elevar la confiabilidad y redundancia del mismo, y se invierte también para aumentar la distribución de este servicio. Con ello Guatemala elevó la cobertura promedio a más del 90%, se redujo el precio del servicio y se ha logrado que el país tenga una participación importante en el mercado regional, al situarse hoy como un exportador neto para la región.

Lecciones Aprendidas de la Experiencia Guatemalteca

- 1) La modificación del marco legal a través de la desmonopolización y la adopción de la Ley General de Electricidad fue el principal detonante para la modernización y el crecimiento del mercado eléctrico. La separación de las funciones de regulador y prestador del servicio fue tan fundamental como la remoción de barreras para permitir la libre competencia.
- 2) El rol del regulador como garante de la aplicación y del cumplimiento del marco legal es indispensable para la certeza jurídica y atracción de inversiones en el subsector eléctrico.
- 3) Para el adecuado crecimiento del sector y cumplimiento de la normativa ha sido importante que el ente regulador cuente con:
 - a. Autonomía total o al menos autonomía funcional, ya que la regulación incluye tanto a agentes privados como públicos.
 - b. Autonomía financiera para ejecutar sus funciones y programas y no depender del presupuesto del Estado.

- c. Capacidad de fiscalizar e imponer sanciones.
- 4) Contar con una Política Energética de largo plazo que incluya objetivos claros y medibles ha sido fundamental para establecer la ruta de desarrollo que se desea para este mercado.
 - 5) Retomar la planificación indicativa con visión de largo plazo ha sido un elemento indispensable para introducir las inversiones, tanto en generación como en transmisión.
 - 6) Poseer una matriz bien diversificada ayuda a la seguridad energética.
 - 7) Para la adquisición de potencia y energía necesarias para el abastecimiento de los usuarios de las distribuidoras, el mecanismo de licitaciones abiertas en sus diversas modalidades constituye una valiosa herramienta que contribuye a la transparencia.
 - 8) Los procesos de licitación para la compra de electricidad han sido indispensables para lograr que los precios de la energía sean más favorables para el consumidor final. A la vez, estos procesos han fomentado que los participantes adjudicados utilicen las mejores y más eficientes tecnologías.
 - 9) Los países que han implementado medidas de eficiencia energética han podido satisfacer el crecimiento de su demanda sin inversiones onerosas en el ámbito de la generación y han contribuido con el medio ambiente. Ésto es un tema pendiente en Guatemala.
 - 10) El subsidio que se estableció con la Tarifa Social no fue adecuadamente diseñado desde un inicio, ya que no se focalizó en la población realmente más necesitada y la carga financiera fue impuesta al INDE. Con ello el costo de oportunidad para el desarrollo del sector eléctrico ha sido alto, pues la institución ha dejado de invertir en proyectos de generación y en sistemas de transmisión.

Los Principales Desafíos a Futuro

Con el fin de que el mercado siga generando beneficios al consumidor, Guatemala deberá atender los siguientes aspectos prioritarios:

Mantener una visión de largo plazo y una planificación correspondiente

La demanda de energía en Guatemala anualmente crece a un ritmo aproximado de 4.5%, lo que significa una potencia de alrededor de 150 MW adicionales. En este sentido resulta de máxima importancia mantener la planificación a largo plazo, tanto de los sistemas de generación como de los de transmisión acorde con la Política Energética del país.

Diseñar una estrategia para atender los desafíos relacionados con el desarrollo futuro del sector eléctrico.

Actualmente distintos factores frenan el desarrollo de la infraestructura de generación, transmisión y distribución, lo que impide aumentar la cobertura en el área rural: por un lado la conflictividad que se da en el desarrollo de las hidroeléctricas, por el otro las dificultades para la obtención de servidumbres y avales municipales para el desarrollo de líneas de transmisión, lo que causa atrasos en la entrada de los proyectos de generación y en la entrada de operación del sistema de transporte. También la inconformidad con los cobros por el alumbrado público es relevante en este marco. Finalmente son factores importantes el robo de energía eléctrica y el incumplimiento de las normas de calidad del servicio. El país necesita estructurar soluciones para cada uno de estos problemas, pues de lo contrario el desarrollo no podría avanzar a la velocidad deseada.

Continuar con el desarrollo de energías renovables

El desarrollo de energías renovables resulta indispensable para obtener una matriz energética diversificada y minimizar los riesgos de desabastecimiento, brindando seguridad energética al país. En este sentido Guatemala se encuentra en una posición muy favorable, la mayoría de fuentes de energía son renovables y la matriz eléctrica está bastante diversificada. Sin embargo, hay retos que deben enfrentarse, con los recursos geotérmicos, por ejemplo, se genera apenas el 2% de la energía. Se espera que en el corto plazo las autoridades del país inicien con el desarrollo agresivo de esta fuente, con la implementación en 2016 del mecanismo del GDF -diseñado por el banco alemán KfW- se tendrá acceso a los recursos necesarios para mitigar el riesgo financiero que implican las etapas tempranas de exploración del recurso de estos proyectos. Los proyectos de generación geotérmica beneficiarán social y económicamente a las regiones donde se ejecuten.

Continuar incorporando nuevas tecnologías

Guatemala ha logrado avanzar con la incorporación de nuevas tecnologías, como la energía solar y eólica que impactan en la banda intermedia. El mayor aporte de generación solar y eólica se tiene en el verano y complementa a la generación hidráulica. Adicionalmente, a diferencia de la generación convencional -con la cual el flujo de la energía inicia en los centros de generación hacia la demanda- las nuevas tecnologías por medio de "generación no convencional" (donde se encuentra la demanda) hacen posible un intercambio en ambas vías. Los usuarios finales pueden ser generadores de excedentes de energía que tienen el potencial de ser comercializados. A la vez, las tecnologías como las "smart grids" se convierten en un instrumento esencial para lograr la integración de la producción con fuentes renovables (gestionables y no gestionables), la gestión de la demanda con participación directa de los consumidores, el incremento de la eficiencia energética (por aplanamiento de la curva de carga y mejoras en la operación de los sistemas de transporte y distribución) y la reducción de las emisiones de CO₂. Sin embargo, está pendiente el análisis de lo relacionado con las tecnologías de almacenamiento. El país también deberá hacer cambios normativos para que la incorporación de las nuevas tecnologías en el mercado suceda eficientemente.

Expansión del sector eléctrico – electrificación rural

A medida que las economías crecen y se desarrollan, las necesidades energéticas (particularmente las relacionadas con la energía eléctrica) también. En este sentido Guatemala cuenta con estrategias a largo plazo que corresponden a los objetivos definidos en la Política Energética. El Plan de Expansión de Generación (PEG) establece las siguientes estrategias: (i) para 2022 al menos el 60% de la generación debe ser mediante recursos renovables; (ii) se debe promover la generación por medio de recursos geotérmicos y (iii) se deben implementar medidas de eficiencia energética. Por su parte, los objetivos trazados en el Plan de Expansión de Transmisión (PET) son los siguientes: (i) aumento del índice de electrificación del SNI, (ii) aumento del índice de electrificación de los departamentos con menor cobertura, (iii) aumento de la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro y (iv) el incentivar la instalación de nueva demanda de energía eléctrica de proyectos industriales.

Captación de Precios Competitivos

Resulta imperativo satisfacer la creciente demanda, ya sea por medio de nueva generación o bien por medio de medidas de eficiencia energética. En el caso de nueva generación y para favorecer al usuario final, resulta imprescindible que los procesos de licitación -para que las empresas distribuidoras compren la energía requerida- sean transparentes y que reflejen el uso de todas las tecnologías más costo-eficientes. Se espera que en el futuro los procesos de licitación continúen beneficiando al país con precios competitivos.

Avanzar un plan de eficiencia energética (EE)

En los países desarrollados la eficiencia energética permite satisfacer la creciente demanda, no con la construcción de más centrales generadoras (oferta), sino por el lado de la demanda mediante un uso eficiente de la energía en los sectores residencial, comercial, industrial, municipal y de transporte. En este sentido resulta mandatorio cumplir con los siguientes aspectos: (i) contar con una política de eficiencia que debe ser considerada una de las principales políticas energéticas, (ii) contar con instituciones adecuadas, (iii) contar con mecanismos de financiamiento adecuados, (iv) implementar reglas y procedimientos simples y transparentes y (v) crear un marco confiable para la inversión privada en I+D. El Plan Integral de Eficiencia Energética que Guatemala estructuró en el 2009 con recursos del BID considera los aspectos antes mencionados. Sin embargo, la legislación de eficiencia energética que se preparó para que este plan se convirtiera en política nacional quedó congelada en el Congreso de la República.

Profundizar en los cambios que benefician el ambiente

En la actualidad, el tema ambiental es toral para los procesos de planificación de largo plazo. Se ha registrado un aumento considerable de la contaminación, por lo que es apremiante fomentar un desarrollo sostenible bajo en emisiones de carbono. En este sentido Guatemala tendrá que comprometerse a impulsar acciones costo-eficientes que reduzcan las emisiones de efecto invernadero, relacionadas con la producción y el consumo de energía.

Continuar avanzando en el mercado regional

Guatemala deberá buscar acuerdos con las instancias regionales, con el fin de darle más celeridad a los instrumentos y a la normativa que las operaciones del mercado regional requieren. Esto se refiere, por ejemplo, a los derechos de transmisión y los contratos firmes que facilitan las oportunidades de negocio de los actores nacionales en el mercado regional.

Bibliografía

- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). www.cnee.gob.gt. CNEE. 2016. (último acceso: Octubre del 2016).
- Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Administrador del Mercado Mayorista. 2016.
- Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Informe anual 2015. Guatemala. 2015.
- Asamblea Nacional Constituyente. Constitución Política de la República de Guatemala. Guatemala, 1986.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL). Estudio Sobre el Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). México, D.F. 2015.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Plan Nacional de Expansión de la Generación. Guatemala. 2008.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Plan Nacional de Expansión de la Transmisión. Guatemala. 2008.
- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Informe Anual 2016. 2016.
- Congreso de la República de Guatemala. Código de Comercio. Decreto 2-70. 1970.
- Congreso de la República de Guatemala. Ley General de Electricidad. Decreto No. 93-96. Guatemala, 1996.
- El Periódico. Interconexión con México Genera Discusión Regional. Octubre del 2016.
- Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA). www.eegsa.com. EEGSA. 2016.
- Instituto Nacional de Electrificación (INDE). www.inde.gob.gt. INDE. 2016.
- Ministerio de Energía y Minas (Gestión Ministra Carmen Urizar). Política Energética 2008-2015. Guatemala. 2007.
- Ministerio de Energía y Minas (Gestión Ministro Erick Archila). Política Energética 2013-2027. Guatemala. 2012.
- Ministerio de Energía y Minas. Ministerio de Energía y Minas. MEM. 2016.
- Organismo Ejecutivo. Modificaciones al Reglamento del Mercado Mayorista. Acuerdo Gubernativo 69-2007. Guatemala. 2007.
- Organismo Ejecutivo. Reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo 68-2007. Guatemala. 2007.
- Organismo Ejecutivo. Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo 299-98. Guatemala, 1998.
- Organismo Ejecutivo. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Acuerdo Gubernativo 299-98. Guatemala. 1998.
- Prensa Libre. Baja Producción de hidro Chixoy. Octubre del 2016.
- Prensa Libre. Comercio Atrae Inversión Foránea. Octubre del 2016.
- Prensa Libre. Seguiremos Importando desde México. Octubre del 2016.
- Secretaria de Energía (SENER). Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029. México, D.F.
- Tratado Marco del Mercado Eléctrico de America Central. Convenio 119. 1998.