

La transición a la competencia en el mercado eléctrico en diversos países de Iberoamérica: Estudio comparativo de España, Perú, Venezuela y Ecuador

Fernando Blanco Silva¹

Abel Venero Carrasco²

Nelson Ramiro Gutiérrez³

Leodardo Chacín⁴

Julio Salvador Jácome⁵

Alfonso López Díaz⁶

Sebastián Utrera Caro⁷

Resumen

La gestión de la energía es uno de los aspectos más importantes a la hora de caracterizar el desarrollo económico de un país; históricamente este sector ha estado fuertemente intervenido desde la administración al igual que otros

¹ Ingeniero industrial Doctor por el Departamento de Desarrollo Sostenible de la Universidad Católica de Ávila. Responsable de la Unidad de Energía y Sostenibilidad de la Universidad de Santiago de Compostela (España). fernando.blanco.silva@usc.es

² Licenciado en Derecho y LLM in Energy Law and Policy por el Centre for Energy, Petroleum and Mining Law and Policy (Universidad de Dundee). Abogado en Santiváñez Abogados (Perú). abel.venero@santivanez.com.pe

³ Tecnólogo en electrónica y telecomunicaciones y Máster Universitario en Energías Renovables por la Universidad de Santiago de Compostela, Asesor técnico del Departamento de Ingeniería en Enkador (Ecuador). nelsonramiro.gutierrez@rai.usc.es

⁴ Licenciado en Contaduría Pública. Dr. en Ciencias Mención Gerencia, Consultor SAP-FI en COROPELEC, profesor de la Universidad D. Rafael Bellosó Chacín (Venezuela), Ichconsultor@cantv.net

⁵ Ingeniero mecánico electricista. Gerente General del Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía y Minería, OSINERGMIN (Perú). jsalvador@osinerg.gob.pe

⁶ Coordinador del Grado en Ingeniería Mecánica de la Universidad Católica de Ávila (España). alfonso.lopez@ucavila.es

⁷ Coordinador del Grado en Ingeniería Mecánica de la Universidad Católica de Ávila (España). alfonso.lopez@ucavila.es

sectores estratégicos como las comunicaciones, la vivienda o el acceso al agua potable por su carácter de esenciales.

Debido a que la falta de competencia sectorial provoca demasiadas ineficiencias, las administraciones han optado por la liberalización de todos los sectores y facilitar la entrada al inversor privado, incluyendo aquellos más sensibles, aunque con ciertas particularidades. En el presente artículo realizamos una comparación de la evolución del sector eléctrico durante los últimos años para cuatro países como son España, Perú, Venezuela y Ecuador, haciendo especial hincapié en la organización del mercado y la evolución de la liberalización eléctrica a lo largo de los últimos años.

Palabras clave: *Análisis comparativo, energía eléctrica, liberalización, tarifas eléctricas, comercialización.*

1. Introducción

La energía es un factor muy importante en la economía de un país, todos los procesos productivos tienen un componente energético importante y el acceso de la población a la energía es uno de los parámetros de medida del bienestar social; además el consumo de energía por habitante y la intensidad energética país nos permite caracterizar perfectamente el grado de desarrollo socioeconómico del mismo. Debido a la importancia del acceso a la energía los estados han considerado a este sector como estratégico, y ha estado muy intervenido; incluso en muchos casos no estaban claras las diferencias entre Estado y empresas eléctricas. La intervención estatal en la energía tiene dos fines principales: por un lado garantizar que la población tiene la posibilidad de consumir un mínimo de energía a un coste lo más bajo posible (es un aspecto social) y por otro se busca evitar abusos indiscriminados por parte de las compañías, ya que históricamente éstas realizaban sus actividades en régimen de monopolio. La energía tiene dos usos fundamentales: los térmicos y eléctricos; el intervencionismo existe en ambos, siendo materia de análisis del artículo la parte eléctrica.

En el presente artículo se hace un análisis de cuatro países distintos, que se pueden discriminar en tres grupos; en un primer grupo se incluye a Venezuela, un país con extraordinarios recursos energéticos, es el país con más reservas energéticas (petróleo y gas) del Mundo y que es también uno de los países con

mayores recursos per cápita [1]; en un segundo grupo estaría Ecuador, que tiene unas reservas mucho más moderadas de productos petrolíferos pero con una buena combinación entre las distintas fuentes de energía renovables y convencionales. Ecuador ha pasado de ser ligeramente deficitario a plantearse ser excedentaria en esta misma década mediante la implantación de nuevas centrales de origen renovable, en especial la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair con una potencia de 1500 MW; esta central permitirá reducir el uso de combustibles fósiles e incluso facilitará la exportación de energía eléctrica a países vecinos [2]. Finalmente España y Perú son países con escasos recursos en energías fósiles; en ambos casos la importación de energía (petróleo y gas) desde el exterior supera el 60% de la energía primaria y las reservas probadas en hidrocarburos son bastante menores en comparación con los dos grupos anteriores, por lo que sus expectativas y potencial se deberían centrar en las renovables y eficiencia energética.

Tabla 1: Reservas probadas de petróleo

País	Reservas probadas (millones de toneladas)	Población (millones de personas)
Venezuela	300.000	30 millones
Ecuador	7.000	16,8 millones
Perú	930	30 millones
España	150	47 millones

Fuente: Organización de Países Exportadores de Petróleo [1]

Evidentemente esta distinta configuración de los recursos propios incide en las políticas energéticas que desarrolla cada país, en el caso de España y Perú se debe apostar masivamente por fuentes de energía autóctonas que eviten la dependencia del exterior; en Ecuador se opta por una solución de consenso entre la explotación de energías convencionales y renovables (en especial la gran hidroeléctrica) mientras que para Venezuela el consumo y la explotación de la energía no se trata de un tema especialmente prioritario, sino que la gran preocupación es garantizar el acceso de los ciudadanos al servicio en condiciones idóneas; así las líneas generales de las políticas energéticas de Perú y España son bastante similares, y totalmente distintas que las políticas de Venezuela mientras que Ecuador estaría en una situación intermedia. Las líneas generales de estos países vendrían a ser:

- Perú y España buscan evitar la dependencia del petróleo. En el caso de España es prácticamente todo de importación, mientras que en Perú las importaciones representan casi el 75% del total del crudo consumido. El gas natural es el primer combustible sustitutivo del petróleo, aunque éste presenta algunos de los problemas del primero como su carácter no renovable o las fluctuaciones en el precio. Perú viene realizando esfuerzos importantes a efectos de utilizar con mayor énfasis el gas natural que dispone y sustituirlo por el petróleo.
- Explotar los recursos nacionales: En el caso de Perú y España estos recursos son las fuentes renovables, que además les valdría para evitar la dependencia energética del exterior. En España el carbón es de mala calidad y este subsector minero ha desaparecido a lo largo de los últimos veinte años (la extracción del carbón en las minas nacionales) y no existen reservas importantes de petróleo o gas natural. En Perú hay unas reservas de petróleo aunque son insuficientes, si dispone de importantes reservas de gas natural que se viene promoviendo su uso, sin embargo también deben apostar por las renovables. Ecuador apuesta por una solución de compromiso entre renovables y fósiles mientras que Venezuela no debe realizar una apuesta tan clara por las renovables al tener recursos petrolíferos suficientes.
- Promover proyectos que reduzcan las emisiones de CO₂: Aquí existen dos tendencias muy distintas, España por un lado y los países sudamericanos por otro. Con objeto de luchar contra el Cambio Climático se deben reducir las emisiones de CO₂, producidas principalmente por la combustión de hidrocarburos; este objetivo surge en 1997 con la firma del Protocolo de Kyoto por la mayoría de los países del mundo (los cuatro citados son firmantes de dicho Protocolo). Los países más industrializados del mundo (EE.UU, Rusia, Australia, los componentes de la Unión Europea, España...) se marcan objetivos cuantitativos en la reducción de emisiones de G.E.I. en el periodo 2008-2012, que como norma general se han cumplido. Aunque a nivel mundial los nuevos objetivos en reducción de G.E.I. se han diluido, a partir de 2012, los Estados Miembros de la UE se han comprometido a un 20% de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el horizonte 2020, lo que significaría un importantísimo esfuerzo en esta línea España; esta reducción se lograría centrándose en la eficiencia energética y fomento de las fuentes menos contaminantes como gas natural o energías renovables. Perú, Venezuela y Ecuador son también firmantes del Protocolo de Kyoto, aunque no tienen un objetivo cuantificable en reducción conjunta (un porcentaje de las emisiones emitidas) sino que el

éste se concibe como una oportunidad de aprovechar los mecanismos de Desarrollo Limpio (M.D.L.). Un Mecanismo de Desarrollo Limpio supone la inversión de tecnología de un País del Anexo I (los que tienen que recortar sus emisiones en un porcentaje previamente fijado) en un País no incluido en dicho Anexo, mediante proyectos de reducción de emisiones o fijación de carbono; el país inversor tiene derecho a descontar los bonos de emisión evitados, mientras que el país donde se produce la inversión sale beneficiado porque aumentan los niveles de inversión extranjera a la vez que se contribuye con la mejora de las condiciones ambientales.

- Las centrales nucleares despiertan un rechazo social, y después de la catástrofe de Fukushima parece poco probable la apuesta por esta tecnología. En España se han instalado en los años setenta varias centrales nucleares y actualmente el Ministerio de Industria no tiene una intención pública de implantar ninguna más; en el caso de Perú, Venezuela y Ecuador no existen centrales en operación comercial; durante las décadas pasadas se realizaron amagos de desarrollar dicha tecnología, pero hasta día de hoy no han fructificado.

En todos los países estudiados, la administración gubernamental interviene en el sector de la energía en diversas formas, tanto para usos térmicos (hidrocarburos, gas natural, gases licuados de petróleo, etc.) como eléctricos, presentando características en cuanto a la normativa de la competencia muy análogas [3]. En los cuatro países el mercado eléctrico se encuentra intervenido, en el caso de España la liberalización es parcial y se inicia en 1997 con la aprobación de la *Ley del Sector Eléctrico* [4], mientras que en Perú se liberalizó el mercado eléctrico desde 1992 con la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas; en Ecuador esta liberalización se inicia en 1996 con la Ley de Régimen el Sector Eléctrico, mientras que en Venezuela la reorganización del mercado es más reciente, ya que en 2007 se aprueba la reorganización del sector eléctrico nacional mediante la creación de CORPOELEC [5].

2. La Liberalización Eléctrica en España

2.1. La ley No. 54/1997 del Sector Eléctrico: Objetivos Generales

En el año 1986, España se hace miembro de la Comunidad Económica Europea (hoy Unión Europea) y como tal se le obliga al fomento de la competencia

en todos los sectores; esta liberalización se fue implantando paulatinamente aunque en aquellos considerados *estratégicos* es más lenta, y no es hasta 1997 cuando se aprueba la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico* [4]. Poco después de la aprobación de ésta también se aprobó otra similar para los hidrocarburos, que es la *Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos* [6].

La principal característica de la *Ley del Sector Eléctrico* es que se inicia la liberalización sectorial; hasta este momento las empresas tenían la exclusividad de venta de energía en la zona en la que operaban; para realizar esta venta de energía realizaban el proceso completo en su zona de influencia (generación, transporte, distribución y suministro). Únicamente existía la colaboración entre empresas para equilibrar la estructura eléctrica nacional (igualar la generación a la potencia demandada en cada momento) y la coexistencia en el transporte (algunas líneas de transporte eran titularidad de empresas eléctricas y otras de Red Eléctrica de España), en general cada empresa gestionaba el suministro en su zona de influencia intercambiando excedentes para ajustarse a la demanda; este intercambio se realizaba mediante las líneas de transporte, que eran propiedad de Red Eléctrica de España (R.E.E.), esta empresa que gestionaba también el sistema. La coexistencia de empresas era pacífica; siendo calificada como *monopolio natural* [7], cada empresa gestionaba la zona en la que tenía las concesiones; no existía apenas competencia porque eran empresas muy asentadas a las que no le interesaba invadir zonas ajenas y la implantación de nuevas compañías era inexistente porque los costes de implantación eran una barrera de entrada muy difícil de superar. Hasta 1997 las empresas colaboraban también con la administración, y se consideraba a la energía como un servicio público.

Todo esto cambia con la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico. En su exposición de motivos se declara que el fin principal es establecer la regulación del sector eléctrico, y que los tres objetivos fundamentales son:

- i. Garantizar el suministro eléctrico a la población
- ii. Garantizar que éste tiene la calidad suficiente
- iii. Garantizar que se realice al menor coste posible

En esta exposición de motivos se hace referencia a preservar en la medida de lo posible el medioambiente de las agresiones, así como a limitar la intervención

del Estado, aunque esto ya lo detallaremos más adelante. Pasamos a citar los contenidos fundamentales de dicha *Ley*.

2.2. Sujetos y Actividades Participantes en el Mercado Eléctrico

La Ley identifica los siguientes sujetos participantes en el mercado: productores, autoproductores, Operador del Mercado, Operador del Sistema, empresas transportistas, empresas distribuidoras, comercializadores y consumidores. La Ley del Sector Eléctrico cita también un total de seis actividades: transporte, distribución, Operador del Mercado (O.M.E.L.), Operador del Sistema, producción eléctrica y comercialización; las cuatro primeras reciben el nombre de actividades reguladas y se caracterizan por permanecer en el régimen de monopolio regulado, mientras que las dos últimas se ejercen en régimen de competencia; las empresas que realizan las actividades reguladas tendrán éste como fin exclusivo, en el caso de las actividades no reguladas (producción y venta de energía eléctrica), las empresas que las ejercen pueden realizar otras tareas pero en el sector eléctrico ésta sería la única; una vez desarrollada toda la jurisprudencia eléctrica debemos resaltar que las empresas comercializadoras pasan a realizar la venta de energía eléctrica y gas natural [8].

El Operador de Mercado es la empresa que realiza la gestión económica de la compra-venta de energía eléctrica; en 1997 era la empresa O.M.EL. (Operador de Mercado Eléctrico) y en 2007 pasó a ser O.M.I.E (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad). El Operador del Sistema es Red Eléctrica de España (R.E.E.); esta empresa que realiza la gestión técnica de los flujos de energía eléctrica en la red, también gestiona el transporte en exclusividad (aunque en el momento de la aprobación de la Ley había otras empresas transportistas que también lo hacían pero R.E.E. ha ido comprando paulatinamente todas las líneas de transporte). Las líneas de transporte serían aquellas de tensión igual o superior a 220 kV, instalaciones asociadas (subestaciones, auxiliares, etc.) y las líneas estratégicas (líneas internacionales, conexiones interinsulares entre las Islas Canarias y Baleares, conexiones extrapeninsulares con Ceuta y Melilla, etc.). Las líneas de distribución son las que tienen una tensión inferior a los 220 kV y no estratégicas (todas las líneas estratégicas son de transporte, independientemente de la tensión de trabajo); la actividad de distribución se sigue realizando en condiciones de monopolio local por cada empresa en sus zonas de influencia. Otro tipo de líneas son las líneas directas; aquellas que conectan las centrales eléctricas con los grandes centros de consumo (fábricas básicamente) y pertenecen a la red de distribución (independientemente de

la tensión). Red Eléctrica de España es una compañía privada, aunque tiene una regulación singular porque tiene carácter de interés general y se debe garantizar su neutralidad respecto al resto del sector; esta situación se repite en el caso de las redes de gas natural y los oleoductos con las empresas ENAGAS y Compañía Logística de Hidrocarburos [9].

En el momento de la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico las empresas eléctricas estaban realizando todas las actividades; con la aprobación de la Ley tuvieron que dividirse en varias empresas independientes, aunque podían seguir en el paraguas de una misma corporación empresarial. Por este motivo, el Gobierno de España debió indemnizarles con los llamados “Costes de Transición a la Competencia”, por obligarles a “partirse” en varias compañías independientes [10], [11].

La distribución eléctrica se realiza en condiciones de monopolio local, aunque pueden ser usadas por otras las empresas, y no sólo por sus propietarios. Con la aprobación de la Ley es posible que otras empresas vendan electricidad a consumidores que no son de su zona de influencia, por lo que deben de pagar por el uso de éstas una tasas denominadas peajes. También existe la posibilidad de competencia en distribución con las líneas directas, ya que cualquier empresa podría instalar una línea para servir a una empresa fuera de su zona de influencia.

Una vez aprobada la Ley del Sector Eléctrico también aparece una variación en el precio de la energía. En España la tarifa eléctrica es binómica; básicamente tiene dos componentes: los derechos por potencia contratada (marcada en €/kW) y la energía consumida (€/kWh). Hasta su aprobación, los precios de los dos componentes eran fijados por el Ministerio de Industria, con una actualización anual; con la liberalización de la venta el consumidor puede optar libremente por cualquier comercializadora. En 1997 existían dos mercados: el liberalizado (con libre competencia) y el mercado intervenido (a tarifa). En el liberalizado el cliente y comercializador pueden pactar el precio del suministro mientras que en el mercado a tarifa el precio es el marcado por el Ministerio de Industria; la Ley 17/2007 [12] suprime definitivamente el mercado a tarifa y todos los consumidores, a partir de 2009, compran energía en el liberalizado. Esta liberalización es sólo en cuanto al consumo de energía porque los derechos de potencia siguen siendo impuestos por el Ministerio de Industria [12].

El precio de la energía se obtiene a partir de la casación de precios entre ofertas (producción) y demanda (previsión de consumo). El proceso es muy complejo, aunque lo describiremos básicamente a continuación. Las grandes centrales eléctricas (termonucleares, térmicas, grandes hidráulicas, etc.) están obligadas a participar en una subasta diaria organizada por O.M.I.E.; en esta subasta las empresas ofertan energía eléctrica a un precio por MWh para cada tramo de 1 hora. Estas ofertas se van aceptando hasta igualarse a la demanda de energía prevista, las que ofertan a precio más barato (las nucleares) funcionan continuamente y la demanda se va a ir completando con los combustibles (gas natural, carbón, etc.) y finalmente las más caras (gran hidroeléctrica y derivados petrolíferos), que funcionan menos horas. Realizada la casación de oferta y demanda se obtiene un precio final de generación eléctrica; las comercializadoras compran la energía para posterior venta a sus clientes; en el caso del resto de centrales que no entran en casación (las de menos de 50 MW, las renovables, etc.) la asignación de precios se realiza en función de estos precios de casación resultantes.

2.3. La discriminación entre el Régimen Especial y el Régimen Ordinario

La Ley del Sector Eléctrico incluye también la preservación del medio ambiente como uno de sus aspectos fundamentales, esta preservación se materializa en el fomento de las tecnologías alternativas para la producción eléctrica, distinguiendo entre el Régimen Ordinario y el Régimen Especial. El Régimen Ordinario incluía las centrales convencionales (combustibles, termonucleares, gran hidroeléctrica, etc.) y el Régimen Especial incluye las renovables y tecnologías de alta intensidad energética (tratamiento de R.S.U., cogeneración, residuos agrícolas, etc.), caracterizadas básicamente porque su contribución al Calentamiento Global es mucho menor (emiten menos CO₂ por cada kWh consumido); además la Ley impone una potencia máxima de 50 MW para las centrales incluidas en él. Con el objetivo de promover el Régimen Especial se aprueban las siguientes herramientas:

- La electricidad producida no debe someterse a un procedimiento de casación oferta-demanda para determinar el precio sino que pueden acogerse a un precio fijo de venta por cada kWh. Esto significa que toda la energía eléctrica producida en el Régimen Especial se vierte a la red, independientemente si existe demanda o no.

- El precio de venta fijo de cada kWh se calcula a partir del precio intermedio del Régimen Ordinario incrementado en una cantidad variable denominada prima. Esta prima se abona por cada kWh por encima del precio ordinario y depende de la fuente; por ejemplo en el caso de la energía eólica era de unos 3 céntimos por cada kWh, mientras que para la solar fotovoltaica era del orden de los 38 céntimos por cada kWh.

En España el crecimiento de las renovables ha sido espectacular a lo largo de los últimos años, siendo uno de los primeros países en el mundo en eólica y solar fotovoltaica. Este crecimiento se debió a una política de primas que premiaba la producción de electricidad verde; debido a que existía liberalización, los promotores aprovecharon la existencia de un régimen de primas muy favorable a medida que los costes de implantación iban bajando (se trataba de tecnologías más maduras) y se superaban las expectativas de los Planes Energéticos Nacionales; con el fin de detener el coste de las primas, el Gobierno de España aprobó el *Real Decreto Ley 1/2012* [13] que decide la suspensión temporal de las primas.

2.4. El Papel de la Administración

Hasta 1997 la administración (central y autonómica) era el principal interlocutor en el sector, no estando en algunos casos muy claros los límites entre ésta y empresas ya que ambos pactaban la definición de la red eléctrica (nuevas líneas) y la construcción de centrales ante la previsión de aumento de la demanda, ampliación de las líneas de distribución ante nuevas industrias, incremento de población, etc., además la administración fijaba los precios, realizaba una planificación vinculante y regulaba el régimen de seguridad y mantenimiento de líneas y centrales (inspecciones, revisiones, etc.). Con posterioridad a la Ley del Sector Eléctrico la administración pierde su importancia, y éste se limita a la regulación de la seguridad y mantenimiento de centrales y redes eléctricas; la planificación vinculante se ciñe a las redes de transporte, mientras que el resto de infraestructuras son decididas y ejecutadas por empresas, en estos casos la administración se limita a autorizarlas; finalmente en casos de emergencia está previsto que la Administración pueda regular todo el sistema eléctrico, aunque no ha sucedido hasta ahora.

En la planificación no vinculante (líneas de distribución, nuevas centrales eléctricas, subestaciones e infraestructuras auxiliares, etc.) el Estado hace una

planificación orientativa y las empresas van a ajustarse o no en función de los beneficios económicos previstos. Por ejemplo cuando ha habido cambios en la legislación, la evolución ha diferido mucho de las estimaciones (al desaparecer las primas en 2012 y 2013 el crecimiento de las renovables ha sido mucho menor al esperado).

2.5. La actualización de la Ley del Sector Eléctrico (Ley No. 17/2007)

Diez años después de su publicación la Ley del Sector Eléctrico ha sufrido una primera modificación puntual, se trata de *la Ley 17/2007, de 4 de julio, de modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico [12]*. Esta modificación se centra en la liberalización de la comercialización, suprimiendo definitivamente la venta a tarifa, por lo que a partir de 2009 todos los consumidores pertenecen al mercado liberalizado. No obstante el Ministerio de Industria aprobó la Tarifa de Último Recurso (T.U.R.), la cual se dirige a los consumidores que no quieren entrar en negociaciones con las comercializadoras, evitando abusos de éstas. Como resultado de la *Ley 17/2007* toda la electricidad es vendida por las comercializadoras, distinguiéndose entre las comercializadoras clásicas (que negocian precios con el consumidor) y las que trabajan sólo con clientes de último recurso y que cobran a unos precios máximos impuestos por el Estado; la *Ley 17/2007* permite una pequeña excepción, las distribuidoras de pequeño tamaño no podrían asumir su división en una comercializadora para la T.U.R. y la distribuidora (sería excesivamente costosa y no asumible) por lo que se permite ambas actividades para las empresas con menos de 100.000 abonados.

Aparte de la *Ley 12/2007*, con posterioridad a la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico* se ha aprobado normativa complementaria que la desarrolla, aunque no podemos centrarnos en ella por la limitación de este artículo.

3. La Liberalización Eléctrica en Perú

3.1. La reforma eléctrica de Perú. Ley de Concesiones Eléctricas

Al inicio de la década de los noventa, la situación económica y social del Perú era caótica. En el aspecto económico, el modelo anterior había llevado a una grave crisis asociada con la intervención excesiva del Estado. En este marco,

diversos organismos internacionales, incluido el Banco Mundial, recomendaron ejecutar reformas de liberalización en diversos sectores productivos.

La industria eléctrica del país, al inicio de la década del noventa, se organizaba bajo un modelo de monopolio estatal. En dicha organización, la empresa estatal Electro Perú era el actor primordial del sector, controlando la totalidad del sistema a través de diferentes compañías subsidiarias [14]. El capital privado participaba minoritariamente, principalmente en la forma de productores independientes que únicamente podían comercializar su producción con Electro Perú; esta introducción de la figura de productores independientes se produce a partir de 1991 con la modificación de la Ley General de la Electricidad [15]. Como un reflejo de la difícil situación nacional, “la actividad eléctrica en el Perú mostraba un importante deterioro como consecuencia de la escasa inversión en infraestructura debido a los problemas fiscales, a que las tarifas no cubrían los costos de producción, las limitadas inversiones en mantenimiento y la destrucción sistemática de infraestructura por parte del terrorismo” [16]. Dada esta situación, el sector fue incluido dentro del proceso de reformas. De hecho, el diseño de la reforma fue realizado por un grupo de profesionales de las empresas estatales en reestructuración y el Ministerio de Energía y Minas con el apoyo de especialistas del Banco Mundial. [17].

La reforma inicia con la *Ley de Concesiones Eléctricas*, promulgada el 20 de noviembre de 1992. Especificar los objetivos de dicha norma es una tarea difícil en tanto existe un amplio número de estudios y revisiones del caso sin que exista una fuente primaria oficial que señale estas metas. Los objetivos de la norma que se suelen citar más a menudo son aquellos que predominaron el contexto de reforma del sector eléctrico en Latinoamérica. En ese sentido, los objetivos de la Ley de Concesiones Eléctricas serían:

- i. Fortalecer los escasos incentivos para la eficiencia;
- ii. Facilitar la movilización de recursos financieros;
- iii. Liberar al Estado de una pesada carga para su fisco sin dejar de atender las necesidades de los más pobres [18].

A diferencia de España, la protección al medio ambiente no aparece ni como una de las motivaciones para la reforma ni tampoco como uno de los objetivos de la misma. A continuación se detallan algunos aspectos específicos de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La transición del modelo de monopolio estatal a empresas separadas se realizó de manera paulatina, iniciando un proceso de desintegración de las empresas estatales Electro Perú (la cual contaba con 10 compañías subsidiarias a nivel regional) y Electro Lima, la cual se dividió en 5 empresas. Para lograr la transición se otorgó un plazo de tres años desde la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 para que estas empresas desintegradas pudieran obtener sus correspondientes concesiones y autorizaciones.

3.2. Actividades del Mercado Eléctrico

La Ley de Concesiones Eléctricas implementa la separación del mercado eléctrico en tres actividades productivas: generación, transmisión y distribución. Esta Ley señala que existen actividades de electricidad concebidas como servicio público como son el suministro de energía eléctrica para pequeños consumidores (mercado regulado), la transmisión y la distribución de electricidad que se realizan en régimen de monopolio. La actividad de comercialización de electricidad como actividad independiente no existe, pero sí crea un mercado para los grandes clientes. Así, la venta de electricidad puede ser en el mercado regulado o de servicio público (el usuario debe comprar obligatoriamente a la compañía distribuidora) o en el libre (el usuario puede elegir su proveedor, ya sea distribuidora o generador). Actualmente, cuando la potencia contratada es igual o menor a 200 kW el usuario pertenece al mercado regulado; entre 200 kW y 2.500 kW, el usuario puede elegir entre ser libre o regulado, mientras que a partir de 2.500 kW, el usuario tiene necesariamente la condición de libre consumidor y elegir a su proveedor.

La industria eléctrica peruana consta de un solo sistema eléctrico interconectado –el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)– el cual es gestionado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). El COES es integrado por todas las empresas concesionarias de electricidad, así como los Grandes Usuarios Libres (aquellos consumidores con potencia contratada mayor a 10 MW) y, tiene las funciones de desarrollar los programas de operación el SEIN, coordinar la operación en tiempo real, determinar y valorizar las transferencias de potencia y energía entre los agentes que lo componen y asignar responsabilidades en caso de trasgresiones a las normas de calidad [19].

Por su parte, la regulación y fiscalización de las actividades le corresponde al regulador, OSINERGMIN, que también fija los precios con diferentes

mecanismos basados inicialmente en la aplicación de criterios marginalistas para la generación y regulación por costos eficientes para la transmisión y distribución.

En el caso de la generación, se establecía que los precios regulados reflejen los costos marginales de suministrar electricidad. Con ello se buscó promover la eficiencia en la provisión de electricidad. El precio regulado, denominado tarifa en barra, es binómico e incluye la remuneración por potencia disponible y por la energía consumida. El COES se encargaba de realizar los cálculos necesarios para el cálculo de la tarifa; una vez realizados se los transmite al OSINERG (Hoy OSINERGMIN), que finalmente determina las nuevas tarifas. Para el cálculo de las tarifas, se parte de una proyección de demanda de 24 meses y un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo. Posteriormente, se determina un programa de operación que minimice tanto los costos de operación como de racionamiento. Este programa debe servir para determinar los costos marginales horarios a fin de construir las tarifas punta y fuera de punta.

En el caso de la transmisión, la LCE establecía que solo se remunerarían los costos eficientes adaptados a la demanda mediante la distinción entre el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST). El primero correspondía aquellas instalaciones de alta o muy alta tensión que permitían el intercambio bidireccional del flujo de energía según las necesidades del sistema y el segundo a los sistemas donde el flujo predominantemente era unidireccional, correspondiente tanto para llevar energía hacia los centros de consumo (demanda) o para que centrales de generación pudiesen inyectar su energía al sistema interconectado (generación). Cada cuatro años el MINEM establecía qué sistemas era de cada tipo y luego OSINERG asignaba la responsabilidad de pago. La clasificación en el SPT hacía que automáticamente su pago lo realicen todos los usuarios finales a través del peaje.

La regulación de la distribución se basa en el esquema de “empresa modelo eficiente”. Los sistemas eléctricos son clasificados en sectores típicos de acuerdo a indicadores de densidad de carga y luego de ser optimizados se fijan los Valores Agregados de Distribución (VADs). El esquema contempla una verificación de la rentabilidad por grupos de concesionarios.

3.3. La Reforma de la Reforma. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú

El año 2004 fue particularmente seco, lo que condujo a un episodio de crisis energética debido al súbito incremento en los costos marginales de generación y la carencia de contratos de compra de energía para la distribución eléctrica a los precios vigentes. Esta crisis obligó a realizar diversos ajustes al esquema de reforma de manera tal que se asegure el crecimiento adecuado de la capacidad instalada de generación. Los principales ajustes incluyen:

- i) La implementación de un régimen de licitaciones convocadas por las empresas distribuidoras para contratar con anticipación y a largo plazo la energía necesaria para cubrir la demanda de sus clientes regulados;
- ii) La creación de un esquema de planificación centralizada de la infraestructura de transmisión eléctrica; y
- iii) La reforma del COES creando comités de agentes.

En estas licitaciones, las empresas generadoras pueden ofertar precios por energía aunque el precio de potencia se toma como dado. Este nuevo esquema reducía el riesgo regulatorio del procedimiento anterior y buscaba cerrar los contratos de las empresas distribuidoras con las generadoras. Hubo una primera etapa de contratos de corto plazo para iniciarse luego las licitaciones de larga duración que se pueden convocar con al menos tres años de anticipación, existiendo incentivos si estas convocatorias se realizan antes, y pueden tener un plazo de hasta 20 años. El precio de generación que se transfiere en los contratos de distribución viene a ser un promedio ponderado de los precios surgidos en las licitaciones y los contratos que se mantienen a tarifa en barra, que en la actualidad representan sólo un 20% del total.

En el caso de la transmisión, lo que se hizo fue básicamente tratar de implementar un nuevo esquema de remuneración que tenga las ventajas de los contratos BOOT, pero que se articule mejor con todo el marco regulatorio, por lo que actualmente la remuneración de la transmisión se basa principalmente en el esquema de ingresos garantizados y costos obtenidos vía la adjudicación de los contratos BOOT.

Se estableció la elaboración del Plan de Transmisión por el COES cada dos años y será aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, previa opinión del OSINERGMIN. El Plan de Transmisión tiene carácter vinculante

para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia. En el nuevo esquema se distingue entre el “sistema garantizado”, constituido por las instalaciones incluidas en el plan y sujetas a licitaciones y el “sistema complementario” que incluye las instalaciones construidas por iniciativa de los agentes y cuyas remuneraciones son fijadas en base a costos eficientes por OSINERGMIN.

Respecto a la institucionalidad del COES y las tareas que este debe cumplir, la Ley 28832 modificó su constitución, basada ahora en comités que incluyen a las distribuidoras y los grandes clientes, y le ha dado la función de planeamiento de las inversiones en transmisión, teniendo que realizar un informe anual a OSINERGMIN de las necesidades identificadas en el sistema interconectado. Esta nueva estructura fue aprobada mediante el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Decreto Supremo N° 027-2008-EM), donde se estableció además el mecanismo de aprobación de sus procedimientos técnicos de corto plazo por parte de OSINERGMIN.

Un aspecto que no fue tratado en la segunda reforma fue el vinculado a la problemática de la distribución de electricidad, debido a que existen algunos problemas en el marco regulatorio e institucional, las empresas distribuidoras si bien entraron en el proceso de privatización solo se privatizaron dos de ellas, quedando las demás en gestión estatal, que, a diferencia de su pares privatizados, tienen restricciones administrativas y financieras, para fomentar inversiones en expansión de la capacidad.

4. La liberalización del sistema eléctrico ecuatoriano

4.1. Aspectos Generales del Sistema Eléctrico

Durante el periodo de 1961 a 1999, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) ejercía el sector eléctrico en régimen de monopolio; este fue el ente estatal encargado de la regulación, planificación, construcción y operación del sistema eléctrico en el Ecuador durante todas estas décadas, teniendo además entre sus funciones el establecimiento de tarifas, es decir que el punto de partida era de monopolio y se concebía la energía eléctrica como un servicio enteramente público.

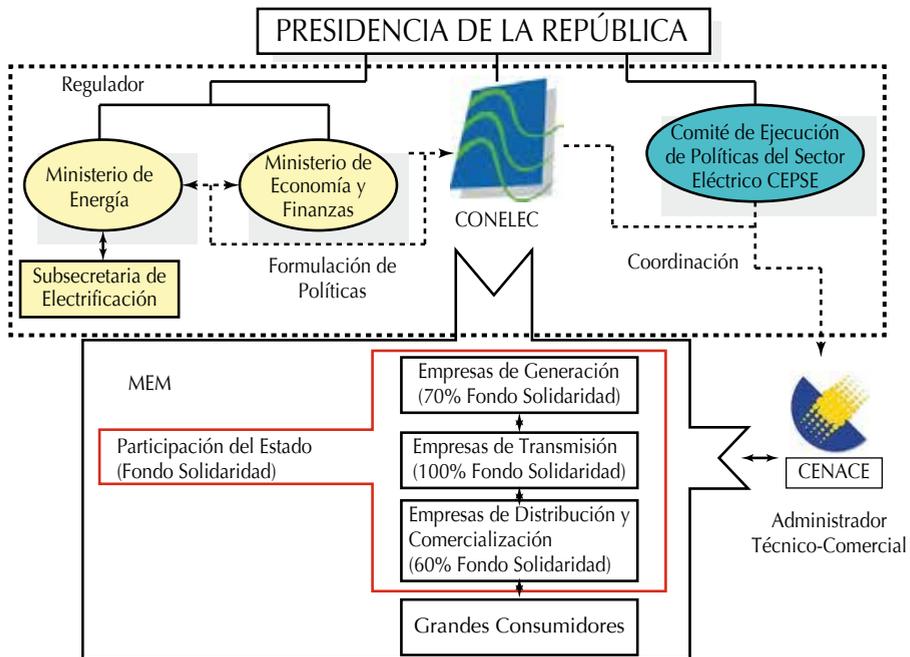
En el año 1996 se promulga la *Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)*, esta supone una profunda transformación del sector, estableciendo como objetivo el de crear un modelo de mercado basado en la implantación de un Mercado Eléctrico Mayorista, esto como paso necesario para modernizar el sector y poder mejorar la calidad de los servicios brindados por el sector eléctrico a través de la optimización del funcionamiento de las empresas eléctricas y la reducción de la participación del Estado en este ámbito para poder incentivar la inversión privada. Esta inversión es algo fundamental ya que la oferta de generación históricamente iba por detrás del aumento de la demanda lo cual provocaba que el índice de cobertura especialmente bajo, que a nivel rural es de los más bajos de Sudamérica por lo que es especialmente importante la participación del sector privado en la generación. De acuerdo a la LRSE que entro en vigencia a partir del año 1999, el Mercado Eléctrico Mayorista quedo configurado de la siguiente forma:

- Gestión: Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- Regulación: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Esta regulación incluye la fijación de precios a los consumidores.
- Generación: Empresas de Generación del Estado que pasan a formar parte del Fondo de Solidaridad.
- Transporte: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (Transelectric).
- Distribución y comercialización: Empresas con cobertura a nivel provincial (también formando parte del Fondo de Solidaridad).
- Grandes Consumidores: empresas que cumplen con determinados requisitos de demanda máxima y consumo, que les permite solicitar una calificación como tal y pueden negociar sus contratos libremente dentro del MEM.
- Consumidor regulado: persona natural o jurídica que recibe el servicio de la empresa distribuidora correspondiente al lugar de residencia.

Aunque el espíritu de la ley tenía como uno de sus objetivos principales el de liberalizar la generación de energía eléctrica en el Ecuador para de esta manera incentivar la libre competencia, prácticamente la totalidad de Generadores y la única empresa de transporte de energía eléctrica permanecieron bajo el control del Fondo de Solidaridad que fue diseñada como una corporación de carácter estatal.

Dentro del marco de la LRSE se crea el Mercado Eléctrico Mayorista el cual queda configurado de la siguiente manera:

Estructura del MEM (Fuente CONELEC)



Debido a que el esquema del MEM no cumplió con las expectativas y los objetivos previstos en su creación, el Gobierno decidió hacer reformas en la normativa vigente del sector en el año 2008 a través del *Mandato Constituyente No. 15* y posteriormente con la nueva *Constitución de la República*, en los cuales se devuelve al Estado su función de principal impulsador y regulador del Sector Eléctrico tratando de dejar espacio también para la inversión privada. Entre las nuevas instituciones que surgen bajo este esquema están el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) que tiene como función la de formular políticas y gestionar los proyectos del sector eléctrico, también la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELECEP) que es una institución que agrupa la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica.

La Asamblea Nacional Constituyente pone en vigencia en el año 2008 el Mandato Constituyente No. 15, que dispone eliminar el concepto de costos marginales en el cálculo de los costos del componente de generación y la no consideración del componente de inversión para la expansión en los costos

de transmisión y distribución. Con estas disposiciones se configura un nuevo esquema de mercado, basado en la suscripción de contratos regulados entre toda la generación y la demanda regulada. Bajo esta estructura de mercado únicamente existe libre competencia (entendiendo como tales los mecanismos ordinarios de ajuste oferta-demanda) en la generación eléctrica y gran demanda, ya que el resto de actividades (regulación, transporte, distribución y pequeño consumo) son reguladas; los generadores pueden vender energía a las distribuidoras y a los grandes consumidores aunque la oferta es muy limitada, y por lo tanto el mercado es imperfecto.

En este mismo año se publica la Nueva Constitución de la República del Ecuador en el registro oficial No. 449, en la cual se considera al sector eléctrico como estratégico y se define al servicio eléctrico como un servicio público. La nueva Constitución dispone que el Estado asuma el control total de los sectores estratégicos, es decir, su administración, regulación, control y su gestión, además de la responsabilidad que tiene de prestar los servicios públicos a través de sus empresas.

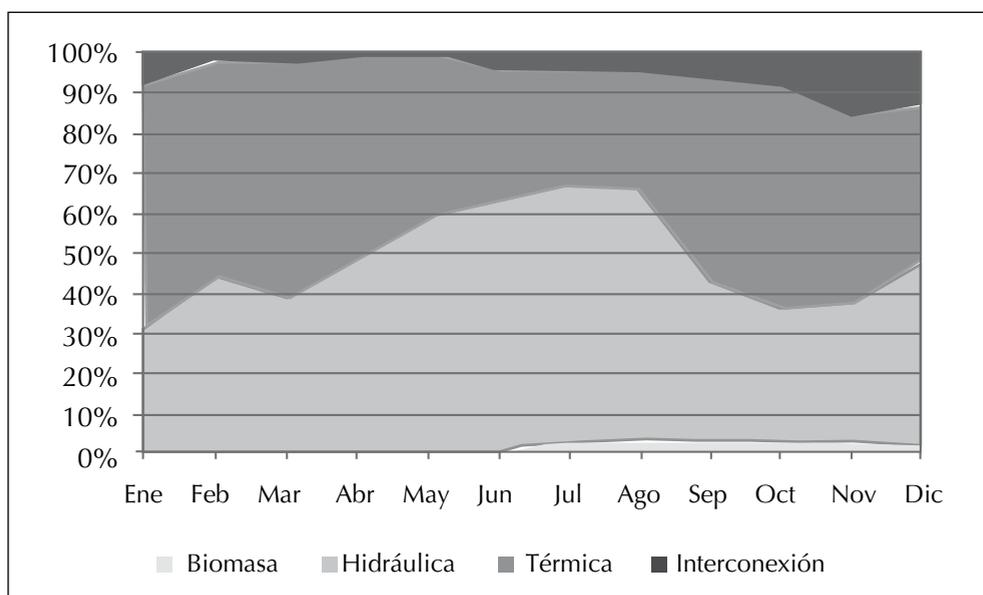
Como resultado de la implantación de la nueva Constitución se instrumenta un nuevo marco normativo del país en diversos sectores, de esta manera a través del Código de la Producción, Comercio e Inversiones del año 2010, se incorpora al artículo 2 de la LRSE las condiciones para la participación del sector privado en el servicio de energía eléctrica que son :

- a) Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general.
- b) Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas. [20]

Para la definición de parámetros que aplican a la participación privada, entran en vigencia en el año 2011, tres regulaciones del CONELEC:

- 1) Regulación No. 002/11, donde se definen los casos de excepción.
- 2) Regulación 003/11, que establece la metodología para el cálculo de precios y plazos de los proyectos relacionados con el sector eléctrico (recordemos que CONELEC es el organismo que fija los precios al consumidor).
- 3) Regulación 004/11, donde se establece un trato preferencial en el caso en el que se utilicen recursos renovables.

Debemos citar que la energía eléctrica tiene problemas de generación en Ecuador, por lo que se incentiva la participación del sector privado así como la libre competencia entre empresas en esta actividad. En el siguiente gráfico se aprecia claramente como el aporte de energía hidráulica se reduce en los meses de octubre a marzo, esto se debe a que el mayor aporte a este tipo de generación lo realiza la Central de Paute, que representa aproximadamente el 23% de la capacidad instalada y cuya cuenca hidrográfica tiene una reducción en estos meses, lo cual obliga a completar la demanda de energía con la compra en el exterior. Es curioso cómo, a pesar de que se ha abierto las puertas para la inversión privada, no se ha podido cubrir este hueco en la generación en los periodos de estiaje. En los últimos años, se ha trabajado en la construcción del embalse Mazar para potenciar el funcionamiento de la Central Hidroeléctrica de Paute, lo cual ha ayudado a mejorar la situación.



4.2. Proceso de Fijación de los Precios de Generación

El sistema de regulación de precios de la energía eléctrica para el productor está regido por un sistema en el que los generadores pueden vender energía a los compradores (distribuidores y grandes consumidores) básicamente en dos tipos de mercado, a corto y a largo plazo.

El mercado a corto plazo es la tasación de precios en el mercado diario en función de la relación oferta-demanda de energía eléctrica; los generadores hacen una previsión de la generación y los grandes consumidores compran energía en ésta; este mercado se creó con la finalidad de aprovechar los momentos de exceso de energía (con la demanda mínima) para incentivar que los grandes consumidores adaptasen sus procesos productivos a estos momentos y aprovecharasen un precio de compra más bajo (el ejemplo más claro sería aquellas empresas que pudieran realizar en horario nocturno los procesos que más consumo tengan). Los precios están determinados por un despacho económico, en este no son tomados en cuenta los sobrecostos operativos debidos a congestiones en la red de transmisión ni las inflexibilidades operativas de las unidades de generación. El precio a corto plazo viene dado por el costo variable de la más cara de las unidades despachadas.

El mercado a largo plazo son contratos entre generadores y clientes (las empresas distribuidoras o los grandes consumidores) con una duración de un año y están previstos para la demanda ordinaria. Los generadores autorizados por el sistema deben firmar contratos regulados con las empresas de distribución y grandes consumidores según las previsiones de demanda de estas, este es un requisito obligatorio impuesto por el Mandato Constituyente No.15 del año 2008.

4.3. Estructura de Precios para el Consumidor Regulado

El precio de la energía es fijado por CONELEC en los contratos regulados, que son todos aquellos que no se consideran Grandes Consumidores. El consumidor regulado paga únicamente por los kWh que consume (no se hace un contrato por disponibilidad de potencia); el coste de cada kWh se calcula según el precio de generación a largo plazo, cargo fijo y cargo variable. El cargo fijo será liquidado siempre que el generador se mantenga disponible y considera los costos de recuperación de la inversión, así como los de administración, operación y mantenimiento del sistema; el cargo variable, se determina de acuerdo a la normativa específica para cada caso y será liquidado de acuerdo con la producción de energía medida.

En la regulación vigente se creó la figura de Grandes Consumidores (GM). Para ser calificados como tales deben cumplir con especificaciones de demanda máxima mensual (mayor o igual a 650 kW) por un tiempo mínimo de 6 meses antes de la calificación y consumo mínimo anual (4500 MWh) por un periodo

mínimo de un año antes de la calificación. Al obtener la calificación de GM, estos agentes pueden negociar contratos por su cuenta con Generadores o importación de energía, pero esto en la práctica no se ha dado debido a la limitada oferta de generación, ya que la prioridad en la contratación la tienen las empresas distribuidoras, además de que la gran mayoría del parque generador pertenece al Estado.

Es importante citar la importancia de los intercambios internacionales en el balance eléctrico de Ecuador, la compra de energía eléctrica a Colombia empezó en el año 2003, de acuerdo a los lineamientos de la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina y de acuerdo a la normativa vigente en cada país. La importación ha llegado a representar valores muy importantes de hasta el 12% de la demanda nacional pero se ha visto reducida a partir del año 2010 debido al potenciamiento de Paute y la puesta en marcha de nuevas centrales, llegándose a situar en el año 2012 en el 1.3%. En la Decisión 536 se establecen dos mecanismos para transacciones internacionales de energía eléctrica:

- 1) Mercado de corto plazo.
- 2) Contratos intracomunitarios de electricidad, hasta la fecha no se ha establecido una normativa sobre los acuerdos intracomunitarios, por lo que únicamente se vienen realizando transacciones a corto plazo.

4.4. Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión es administrado por una sola entidad denominada CELEC, esta surgió como resultado de la fusión de todas las empresas de generación del estado y la empresa de transmisión TRANSELECTRIC. Los voltajes de transmisión empleados son:

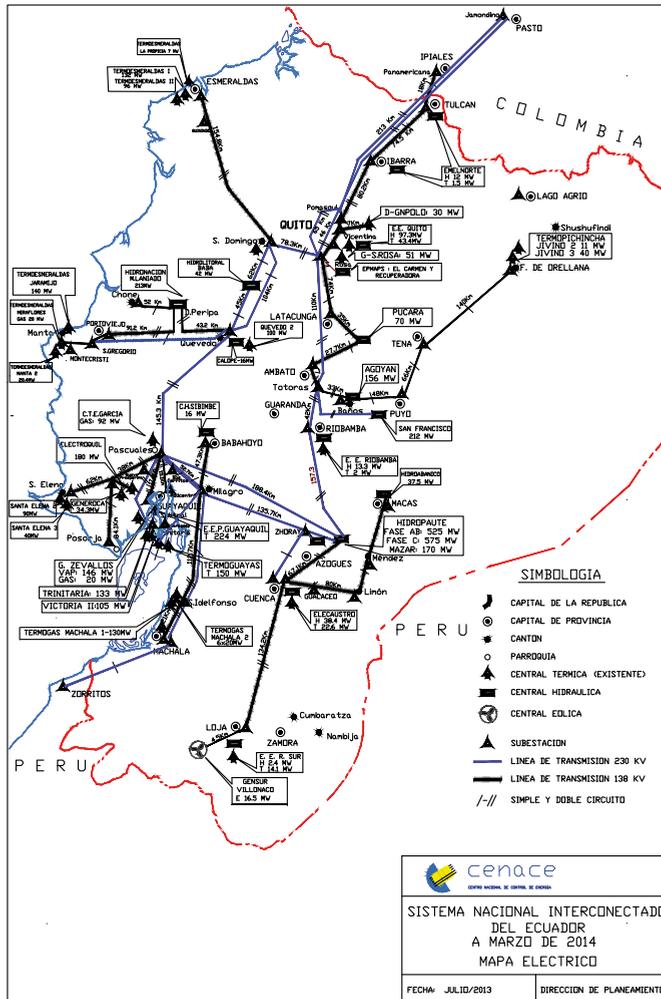
- a) 230 kV en el anillo principal.
- b) 138 kV en los ramales.
- c) 69 kV en los sistemas radiales.

La CELEC tiene la responsabilidad sobre las obras de ampliación del sistema de transporte. Esas obras se realizan luego de recibir la aprobación por parte del CONELEC, siguiendo un plan que se da en planeación con periodos de 10 años con revisiones anuales de este.

Diagrama geográfico Sistema Nacional Interconectado [21]

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR
 MAPA ELECTRICO-CONFIGURACION MARZO DE 2014

Gráfico No. 1



5. Liberalización del Sistema Eléctrico Nacional de la República Bolivariana de Venezuela

5.1. Introducción

En la República Bolivariana de Venezuela, al igual que en muchos países del mundo, el servicio eléctrico es sinónimo de bienestar social, calidad de vida

y desarrollo económico, ya que este un servicio que es utilizado para el uso industrial y doméstico. Hoy día existe el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), órgano del Ejecutivo Nacional encargado de la formulación, adopción, seguimiento y evaluación de las políticas y planes dirigidos a garantizar la optimización de la prestación del servicio eléctrico, constituyéndose en soporte estratégico para el impulso del desarrollo endógeno de Venezuela y a la construcción de una sociedad socialista.

Su visión se fundamenta en ser el órgano del Estado venezolano, que dirija y regule estratégicamente la transformación del servicio eléctrico para convertirlo en motor del desarrollo endógeno, sustentable, soberano y en resguardo del ambiente; apoyados en una organización caracterizada por elevados niveles de eficiencia, eficacia y efectividad en sus procesos, e integrada por personal de alto rendimiento, proactivos, diligentes y con total orientación hacia la construcción de la sociedad socialista.

El servicio eléctrico en Venezuela se rige por la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE), la cual tiene como objeto establecer las disposiciones que regularán el sistema eléctrico y la prestación del servicio eléctrico en territorio nacional, así como los intercambios internacionales de energía, a través de las actividades de generación, transmisión, despacho del sistema eléctrico, distribución y comercialización, en concordancia con el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación. Hasta la aprobación de la LOSSE, la regulación eléctrica se legislaba a través de decretos presidenciales bajo la figura de Gaceta Oficial, en la cual se especificaba la regulación de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. La empresa era de carácter privado, público y de capital mixto.

Esta misma Ley reseña que el Estado Venezolano, de acuerdo a la competencia que le establece la Constitución de la República, por razones de seguridad, defensa, estrategia y soberanía nacional, se reserva las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a través del operador y prestador de servicios; así como la actividad de despacho del sistema eléctrico, a través del Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica. El despacho consiste en la coordinación, supervisión y control de la operación integrada de la generación, la transmisión y la distribución dentro del Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad, así como la utilización óptima de la energía primaria en la producción de electricidad.

En cuanto a la generación de electricidad, el Estado Venezolano es autosustentable en esta actividad ya que por ser un país productor de petróleo por muchas generaciones y con reservas probadas para más de 80 años, la energía eléctrica se genera a través de plantas térmicas que funcionan con combustible fósil (hidrocarburos líquidos y gaseosos) y con plantas hidroeléctricas, siendo la más importante la del Guri, ubicada en el estado Bolívar al sur del país. Es importante resaltar que Venezuela produce el 100% de su consumo eléctrico, dándole un carácter de soberanía e independencia energética.

Desde el punto de vista de la geopolítica internacional, el Estado Venezolano por razones de estrategia y conveniencia nacional, atendiendo a los principios de integración y complementariedad energética, fomenta los convenios internacionales que tiendan a incrementar, entre otros, los intercambios internacionales de electricidad, la integración de los sistemas eléctricos de la región, la transferencia tecnológica, la optimización global de los recursos y la armonización de los marcos normativos e institucionales.

En este orden de ideas, Venezuela mantiene convenios de intercambio de energía eléctrica con Brasil y Colombia por ser países que colindan con sus fronteras. Con ambos países, Venezuela exporta energía eléctrica para satisfacer la demanda de poblaciones aledañas a las fronteras y que estos no pueden autosustentarse en esta categoría energética, sin embargo, no representa una renta significativa para Venezuela, ya que son convenios que se activan por mecanismos de emergencia establecidos en los acuerdos de intercambio.

En cuanto a la política de preservación del medio ambiente y contribuir a no seguir deteriorando el ecosistema, Venezuela a través del MPPEE como órgano rector en energía eléctrica, propicia el uso racional de energía, a los fines de reducir el consumo de combustibles fósiles y así contribuir a la preservación del ambiente. Para ello propicia campañas de ahorro energético tanto a las comunidades como empresas, con la finalidad de crear conciencia en uso racional e indiscriminado de la electricidad.

Respecto a la implantación de centrales nucleares, [22] Venezuela desarrollará Programa de Tecnología Nuclear con fines pacíficos, reseña que firmó convenios de asesoría y asistencia técnica con Rusia para la instalación de una planta nuclear eléctrica y el establecimiento de un reactor nuclear para generar Isótopos Radiactivos para fines médicos, proyecto que lleva a cabo el Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), el cual forma parte

de la Comisión Interministerial de Alto Nivel presidida por el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. Además, este ente científico trabaja de manera conjunta con otros ministerios como: Agricultura y Tierra, Salud, Relaciones Exteriores, Energía y Petróleo, Industrias Básicas y Minería, quienes tienen asignados expertos para que cada área sea impactada en beneficio del proyecto país y la población venezolana. La finalidad de este proyecto tiene que ver la generación de energía limpia y no contaminante, ya que el reactor nuclear no produce CO₂; de esta forma se estaría en línea directa con lo suscrito en el Protocolo de Kyoto, del cual Venezuela es país firmante desde el 2005, contribuyendo así a la lucha contra el cambio climático [23]. Sin embargo, luego de observar los dramáticos acontecimientos producidos en Japón ocurridos en el 2011, a raíz del terremoto y el tsunami que afectaron parte de la estructura de sus plantas de energía nucleares, el gobierno venezolano decidió detener el proyecto de instalación de centrales nucleares, y de esta manera analizar y evaluar otras alternativas de generación de energía limpias a través de tecnologías verdes.

La generación de electricidad en Venezuela data de 1888 y se dio origen en la ciudad de Maracaibo, ubicada en el occidente del país; a partir de esta iniciativa, paulatinamente se fue llevando la electricidad a través del todo el territorio nacional. Este servicio se prestaba de forma privada en algunas ciudades y bajo la administración pública en otras regiones; y no fue sino hasta el año 2007 cuando se crea la Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CORPOELEC), la cual pasa a regir la administración de la actividad de la energía eléctrica del país como empresa del Estado, fusionando a todas las empresas públicas y privadas que prestaban el servicio eléctrico en Venezuela.

5.2. Estatización del Servicio Eléctrico en Venezuela

Como se indicó anteriormente, en la República Bolivariana de Venezuela, el servicio eléctrico estaba en competencia tanto del sector público como privado. Para entonces no existía una regulación legal que estableciera el alcance de la oferta y contraprestación del servicio eléctrico. Sin embargo, el Estado, a través de la administración gubernamental, creó mecanismos regulatorios para establecer subsidios a las empresas privadas en cuanto al sistema tarifario, el cual se fundamenta de acuerdo al tipo de usuario, cliente o suscriptor del servicio doméstico, comercial, industrial o empresas, instituciones del mismo estado.

No es sino hasta julio de 2007 cuando se crea **CORPOELEC** [24], mediante decreto presidencial N° 5.330, el cual establece la reorganización del sector eléctrico nacional con el fin de mejorar el servicio en todo el país. En el Artículo 2° del documento se define a **CORPOELEC** como una empresa operadora estatal encargada de la realización de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de potencia y energía eléctrica. Con ello, se procedió a fusionar todas las empresas que prestaban el servicio eléctrico a nivel nacional, y así convertirse en una sola operadora de este servicio.

Ante la creciente demanda y las exigencias del Sistema Eléctrico Nacional, SEN, el Ejecutivo Nacional crea al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE) [25], anunció que se realizó el 21 de octubre de 2009. La información fue publicada en la Gaceta Oficial número 39.294, Decreto 6.991, del miércoles 28 de octubre. En ella se informa que el titular de esta cartera tendrá entre sus funciones ser la máxima autoridad de **CORPOELEC**.

En el decreto 5.330 el ente rector de la política eléctrica era el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, MENPET. Ahora **CORPOELEC** está bajo la tutela del MPPEE. El 12 de julio del 2010, en la Gaceta Oficial 39.463, se aprueban las modificaciones a este decreto que enfatiza la necesidad de dar un mayor impulso a la fusión de las filiales de **CORPOELEC** en una persona jurídica única. Allí se establece el 30 de diciembre de 2011 como la fecha tope para la integración definitiva, es decir, la fusión de todas las operadoras tanto públicas como privadas que prestan el servicio eléctrico. Más tarde, la Asamblea Nacional, y bajo el liderazgo de la Comisión Permanente de Energía y Minas, aprobó, en primera discusión, el Proyecto de Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE) [25], instrumento legal que refuerza las líneas del Plan Estratégico del **MPPEE**.

5.3. Estructura del Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) venezolano está estructurado tal como lo establece la LOSSE en cuatro procesos medulares, la cuales son gestionadas a lo largo del territorio nacional tal como se puede observar en el mapa de la estructura nacional, estos procesos medulares son: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica.

Figura 1. Estructura del SEN
Estructura Nacional



5.3.1. Generación [25]

El parque de generación del **SEN**, asciende a unos 24.000 megavatios de capacidad instalada y está conformado por un significativo número de infraestructuras, localizadas en su mayoría, en la región de Guayana, donde funcionan los complejos hidroeléctricos más grandes del país. Éstos ofrecen más del 62% del potencial eléctrico que llega a hogares e industrias de toda la Nación. Otro 35% de la generación de electricidad proviene de plantas termoeléctricas, y casi un 3% corresponde al sistema de generación distribuida, conformada por grupos electrógenos.

Figura 2: Parque de generación del SEN.



5.3.2. Transmisión

Más del 70% de la electricidad que se consume en Venezuela se produce en la cuenca del río Caroní, al sur del país. Allí están las principales fuentes hidroeléctricas venezolanas. Esto ha exigido el desarrollo de sistemas capaces de transmitir grandes bloques de energía, a largas distancias y en niveles de voltaje muy elevados. CORPOELEC posee la más extendida red eléctrica del país, con un total de 18 mil kilómetros de líneas en 400, 230 y 115 kilovoltios; 180 Subestaciones y una capacidad de transformación que supera los 24 mil MVA.

Este enorme entramado energético demanda, por sus características, requerimientos especiales para su planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento. Actualmente CORPOELEC planea reforzar al Sistema Interconectado Nacional, con la construcción y puesta en servicio de infraestructuras de transmisión que se contemplan entre los Proyectos Estructurantes de la organización. También se desarrolla un parque industrial de fabricación y reparación de transformadores de distribución y potencia, medidores, condensadores y sistemas de comprensión para mejorar sustancialmente las redes de transmisión.

Para incrementar la capacidad de transmisión y de transformación eléctrica se ejecutan proyectos por un monto cercano a los mil millones de dólares. Estos proyectos mejorarán notablemente la calidad del servicio.

5.3.3. Distribución

La red de distribución en Venezuela se caracteriza por poseer diferentes niveles de voltaje de operación. Esta diversidad técnica permite minimizar las pérdidas de energía. El proceso de Distribución de la energía eléctrica generada y transmitida por CORPOELEC, es posible gracias a 572 subestaciones, con una

capacidad de transformación de 9.200 megavoltamperios, MVA, y una red de distribución conformada por 88 mil kilómetros de longitud.

5.3.4. Comercialización

CORPOLEC, desde su gestión, viene impulsando un proceso de comercialización eficiente con la finalidad de ofrecer a sus usuarios diversas ventanas de atención: Oficinas Comerciales, Atención telefónica y Oficinas Virtuales, esto con el fin de velar por la comodidad y bienestar de los usuarios del servicio.

Es importante destacar que la comercialización de la electricidad en Venezuela se lleva a cabo a través de un contrato de servicio, en el cual se aplica un sistema tarifario en función del consumo de Kilovatios por una tarifa estipulada, de acuerdo a la naturaleza del usuario: doméstico, comercial, industrial, instituciones del Estado y el precio es impuesto por el Gobierno, que a su vez subsidia las tarifas. Dicho subsidio alivia la economía del venezolano común, sin embargo, afecta a la economía nacional, dada la alta inversión que se requiere para adquirir nuevos equipos y crear y mantener las obras ya existentes sin dejar a un lado la nomina del personal que conforma a la empresa.

En este sentido, Venezuela es uno de los países con mayor grado de electrificación en todo el continente, llegando hasta un 98% de cobertura nacional [26]. Cuenta aún, además, con grandes potenciales energéticos de las diversas fuentes primarias de energía. Se la ha caracterizado también, como el país con el mayor consumo de energía per cápita de la región, por encima de países de mayor grado de industrialización como ocurre con Brasil, Argentina y Chile, factor que ha incidido en los altos niveles de incremento de la demanda, hecho en el cual incide el bajo precio de la energía eléctrica. El incremento sostenido superior al 4% del Producto Interno Bruto (PIB) registrado en los últimos años ha sido factor sustantivo en el incremento de la demanda, a lo cual se suma la aplicación de un esquema de distribución del ingreso que ha mejorado significativamente el poder adquisitivo de la población y, en consecuencia, el consumo. Adicionalmente, el cambio climático es otro factor que, en el caso de los países tropicales, como es el de Venezuela, se ha traducido en altas temperaturas, fenómeno éste que ya se hace recurrente cada año, igualmente incide en el consumo de energía.

5.4. Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE)

5.4.1. Disposiciones fundamentales [27]

Esta ley tiene como objeto establecer las disposiciones que regularán el sistema eléctrico y la prestación del servicio eléctrico en el territorio nacional, así como los intercambios internacionales de energía, a través de las actividades de generación, transmisión, despacho del sistema eléctrico, distribución y comercialización, en concordancia con el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación. La Ley se aplica a los siguientes sujetos: El órgano rector del sistema y servicio eléctrico nacional; el operador y prestador del servicio; los usuarios; los municipios; las organizaciones del Poder Popular; los trabajadores y trabajadoras del operador y prestador del servicio; y las demás personas que intervienen en la prestación del servicio eléctrico.

El ámbito de aplicación de Ley es todo el territorio nacional y está reservado para el dominio del Estado, se reconoce como servicio público las actividades de generación, transmisión, despacho del sistema eléctrico, distribución y comercialización.

El operador y prestador de servicios será competencia de la Corporación Eléctrica Nacional S.A., o el ente creado para tal fin, adscrito al Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica, quien estará encargado de la realización en exclusiva de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización en todo el territorio nacional. En la generación, se da prioridad al empleo de fuentes alternativas de energía y de bajo impacto al ambiente.

El usuario es la persona natural o jurídica que hace uso del servicio eléctrico como titular de un contrato de servicio o como receptor directo del mismo, sujeto a los derechos, obligaciones y sanciones que establece esta Ley y demás normas que la desarrollen.

La actividad de despacho del sistema eléctrico es competencia del Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica, conforme a los términos establecidos en esta Ley y las normas que la desarrollen.

El Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica deberá revisar anualmente los costos asociados a las actividades del Sistema Eléctrico Nacional para la prestación del servicio, a fin de mantener actualizado su valor real y determinar la pertinencia a de la aplicación de mecanismos de ajustes del esquema de tarifas.

El Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica, en concordancia con las políticas de desarrollo del Estado, podrá establecer dentro del esquema de tarifas, un esquema de subsidios focalizados y explícitos con indicación de su origen, monto y vigencia, tomando en consideración los costos asociados a las actividades del Sistema Eléctrico Nacional para la prestación del servicio, los requerimientos de los usuarios más necesitados y los sectores productivos a incentivar; sin menoscabo de la sustentabilidad financiera del operador y prestador del servicio.

Esta Ley es mucho más amplia en su aplicación, sin embargo en este artículo sólo se reseñan aspectos fundamentales considerados de mayor relevancia. A pesar de que es una Ley de muy reciente data, el ejercicio de prestación de servicio eléctrico en Venezuela, ha evolucionado con el tiempo el hecho de establecer un control por parte del Estado; esto con la finalidad de regular la actuación de las empresas eléctricas existentes antes de la estatización del sector eléctrico. Estas regulaciones tenían que ver con: el sistema tarifario, servidumbre, responsabilidades, y delimitaciones geográficas.

El MPPE a través de su rector [28], dio a conocer un nuevo esquema tarifario del servicio eléctrico que se aplicará a partir de 2014. Este nuevo esquema tarifario se implementará en dos etapas. La primera etapa se llevará a cabo en transcurso del último cuatrimestre de 2013, y prevé uniformizar el sistema y las tarifas que se aplican a los sectores residencial, industrial y comercial. La segunda etapa, se desarrollará a comienzo de 2014, para gestar un nuevo modelo de uso racional y eficiente de la energía eléctrica que definirá la línea de consumo para aplicar el mecanismo de subsidio. Cabe destacar, que el servicio eléctrico en Venezuela es totalmente subsidiado. El precio promedio de la tarifa eléctrica en el país es de 3,1 centavos de dólar el kilovatio por hora (cent.US\$/Kwh), lo que la convierte en la más baja de América Latina y el mundo. El promedio internacional es de 9,2 centavos, mientras que en otras naciones refleja el siguiente monto: Argentina (5,3 centavos), Colombia (9,8 centavos), Brasil (11,1 centavos), Chile (15,0 centavos) y en las naciones europeas (17,5 centavos).

5.5. Cálculo de la Tarifa Eléctrica

Aún cuando la LOSSE no establece específicamente el cálculo de la tarifa eléctrica, ésta se tipifica a través de gacetas oficiales que determina cómo se calcula y cuáles son la categorías de aplicación, entendiéndose esto como la aplicación de tarifas por sectores organizativos: industria, doméstico, agro e instituciones del Estado.

En este orden de ideas, la tarifa es una estructura de precios [29] que sirve de base para el cobro del servicio de electricidad. Las tarifas del Sector Eléctrico son reguladas por el Estado, a través del MPPEE. Las tarifas vigentes están publicadas en la Gaceta Oficial Nro. 37.415 del 03 de Abril de 2002.

Las tarifas se calculan sobre la base de 30 días; aún cuando el período facturado sea mayor o menor, el cálculo igualmente se hace sobre esa cantidad de días. Además de las tarifas, hay dos factores que se ajustan periódicamente, previa autorización del MPPEE que son: FAP (Factor de Ajuste de Precios) y CACE (Cargo por Ajuste de Combustible y Energía). Los montos están expresados en Bolívares antiguos ya que por reconversión monetaria el redondeo se aplica sólo a los totales en cada caso.

En general, los precios de las tarifas eléctricas se calculan por un sistema de cupos, donde los precios del kWh crecen a medida que el consumidor tiene más consumo, es decir que los primeros kWh son más baratos, pero alcanzados unos valores de consigna éstos empiezan a crecer. Cuando un consumidor supera los límites establecidos deben pagar un precio más elevado por el kWh creciente; cuando el consumidor excede la cuota durante dos meses seguidos debe pasar a la tarifa siguiente.

5.5.1. Usuarios residenciales

Esta tarifa se dedica exclusivamente para el servicio permanente, destinado a usos domésticos en residencias o viviendas particulares. El suministro se realizará en corriente alterna de 60 Hz (baja tensión) en las tensiones y número de fases disponibles en la zona. Existen tres tipos de tarifas:

- Residencial Social (T-01): Se aplicará individualmente a cada residencia, apartamento o vivienda cuando se trate de casa de vecindad, edificios de apartamentos o casa con dos o más viviendas en los que el consumo

es menor a 200 Kwh/Mes. Los primeros 200 Kwh tienen un costo de Bs. 1.770,00 y el resto del consumo por 71,24 Bs/Kwh.

- Residencial General (T-02): Consumo menor a 500 Kwh/Mes. Los primeros 100 Kwh tienen un costo de Bs. 2.622,00; los siguientes 200 Kwh cuestan 79,78 Bs/Kwh; años siguientes 200 Kwh tienen un costo de 89,52 Bs/Kwh y el resto del consumo 97,95 Bs/Kwh.
- Residencial Alto Consumo (T-03): Consumo mayor a 500 Kwh/Mes. Con derecho a 500 Kwh/Mes con un costo de Bs. 41.202,00. El resto del consumo por 111,16 Bs/Kwh.

5.5.2. Servicio general para industrias, comercios y áreas comunes de inmuebles

Este servicio es para cualquier uso permanente de la energía eléctrica que no quede comprendido en las tarifas de servicio residencial, el mismo comprende las siguientes tarifas por tipo de servicio. Existen un total de seis servicios generales (T-04 a T-09) que aumentan en función de la potencia contratada. En el caso del T04 es el que permite la potencia aparente contratada hasta 10 kVA y esta potencia va aumentando hasta el T-09 (con una potencia contratada mayor a los 1000 kVA). En todos los casos existe un cargo por demanda (medido en Bs/kVA) y un cargo por energía consumida (BS/kWh); los precios por potencia son variables en cuanto a la potencia disponible (por ejemplo el más caro es el T-06 en cuanto al precio por cada kVA y el más barato es el T-09), mientras que los cargos por energía son decrecientes (el cargo más caro por kWh se produce para el servicio T-04, mientras que el más barato es para el T-09). Los consumos T-04 y T-05 son en baja tensión mientras que a partir de éste (T-06 y sucesivos) son en alta tensión.

5.5.3. Servicios especiales: Bombeo, riego agrícola y usos agropecuarios

Este rubro es exclusivamente para el servicio de cualquier usuario que utilice la energía eléctrica en los equipos para riego en las actividades primarias de producción agrícola o pecuaria, con una capacidad instalada no menor de 10 KVA (Capacidad del Banco de Transformación). Existen dos modalidades, el Servicio para Bombeo y Riego Agrícola (T-11) y el Agropecuario (T-12).

5.6. Resumen del Sistema Eléctrico Venezolano y Competencia

Venezuela se destaca por ser un país soberano e independiente desde el punto de vista energético. Esto se suma al hecho de que el servicio eléctrico es un servicio que a pesar de la aplicación de una tarifa para el cálculo del cobro de la energía eléctrica, el Estado mantiene un sistema de subsidio que subestima el costo real de la producción del mencionado servicio. Esto trae beneficios de índole social, pero también conduce a un estrangulamiento de la economía, por cuanto los costos de producción no se corresponden con la realidad.

También esta situación de control absoluto de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del servicio eléctrico por parte del Estado, no permite la posibilidad de que independientes generen estos procesos para establecer un sistema de competencia que permita desarrollar zonas donde el servicio que presta el Estado se encuentran desasistidos, bien por falta de infraestructura o bien por la prestación de un servicio óptimo que garantice el flujo continuo del servicio en ciertas zonas geográficas del país, ocasionando esto un atraso en el desarrollo de la nación.

Sin embargo, el Estado venezolano, a través de sus gobiernos, ha incrementado su capacidad instalada para la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica con la finalidad de impulsar el desarrollo industrial, mejor calidad de vida de los ciudadanos; considerando también la explotación de nueva fuentes de generación de energía eléctrica limpia, es decir utilizando tecnología verde con la finalidad de contribuir con la protección del medio ambiente, cumpliendo así con los compromisos suscritos en los convenios internacionales.

6. Conclusiones

En el presente artículo hemos descrito muy brevemente la configuración general de sistemas eléctricos de cuatro países iberoamericanos, como son España, Ecuador, Perú y Venezuela, con características muy dispares entre sí.

Históricamente en los cuatro países se partía de una organización muy variada, en la que coexistían servicio público y privado, sin una diferencia clara entre las actividades del sistema. En los cuatro países analizados se han desarrollado leyes del sector eléctrico en la década de los noventa que han dividido la actividad en diferentes sectores:

- i) Generación;
- ii) Transmisión, transporte y distribución;
- iii) Comercialización; y
- iv) Regulación y organización del mercado.

En el caso de España (Ley del Sector Eléctrico de 1997), Ecuador (Ley del Régimen del Sector Eléctrico de 1996) y Perú (Ley de Concesiones Eléctricas de 1992), estas leyes, además de ordenar el sistema, promovían la liberalización y participación del sector privado en la misma; en el caso de Venezuela no se incentivaba la competencia entre empresas, pero sí que el sector privado participe en el mercado.

España y Perú son los dos países en los que más se ha producido la liberalización, principalmente en el sector de la generación y de la venta al cliente final (comercialización), aunque existe la necesidad de mejorar y profundizar las regulaciones a fin de asegurar condiciones de mercados de competencia. Un hecho destacable en este sentido en el Perú, es la implementación de mecanismos de subasta de energía eléctrica, cuyos resultados tienen garantizados contratos de suministro en el mediano y largo plazo a los generadores a precios muy competitivos, tanto en energías convencionales, renovables. En España, todos los consumidores participan en el mercado liberalizado, mientras que en Perú la libre competencia sólo se produce en el caso de los grandes consumidores.

En el caso de Ecuador, la situación ha tenido una evolución interesante. La Ley de 1996 promovía la competencia entre empresas pero los cambios políticos acontecidos desde ese año y el escaso éxito de la misma supuso un cambio de sistema, de forma que la nueva Constitución de 2010 vuelve a considerar la electricidad como un servicio público, recuperándose el control por parte del Estado, aunque permite la posibilidad de que el sector privado participe en el mercado. En cuanto a la libre competencia, ésta sólo se produce en la generación, que puede vender energía a las diferentes distribuidoras como a los grandes consumidores; en el caso de la comercialización a grandes consumidores se exige un consumo mínimo anual de 4.500 MWh y estos grandes consumidores pueden negociar contratos con generadores o importadores de energía, aunque esta negociación es escasa porque la oferta de generación es muy moderada.

En Venezuela, la situación es propia con altos recursos energéticos, ya que el Estado concibe el servicio eléctrico como un derecho de la población y

subsidia su precio para hacerlo accesible; en esta línea el suministro eléctrico es realizado exclusivamente por el estado (generación, transmisión, distribución, comercialización) a través del operador y prestador de servicios (Corporación Eléctrica Nacional S.A), y la organización del mismo (despacho) es a cargo del Ministerio con competencias en energía.

Bibliografía

[1] Organización de Países Exportadores de Petróleo (2012), Annual Statistical Bulletin" [En línea]. Disponible en http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2010_2011.pdf

[2] La Vanguardia (14 de enero de 2013). <http://www.vanguardia.com.mx/ecuadoravanzadepaisdependienteaexportadordeenergia-1460702.html>

[3] Álvarez Pelegrý, Eloy. "La interrelación del gas y la generación eléctrica ante la Ley de Hidrocarburos". Economía Industrial, número 321, 1998, pp. 123-133

[4] Jefatura del Estado Español. *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, publicado en Boletín Oficial del Estado número 285, de 28 de noviembre de 1997.

[5] Corporación Eléctrica Nacional, S.A. Disponible en <http://www.corpoelec.gob.ve>. [Consultado el 14/08/2013]

[6] Jefatura del Estado Español. *Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos*, publicado en Boletín Oficial del Estado número 231, de 8 de octubre de 1998.

[7] Lasheras Merino, Miguel Ángel. "El largo camino hacia el mercado de energía eléctrica". Economistas, número 91, 2002, pp. 118-125.

[8] Blanco Silva, Fernando; López Díaz, Alfonso. "Energía Solar fotovoltaica", Servicio de Publicaciones de la Universidad Católica de Ávila, Ávila 2010.

[9] Caballero Sánchez, Rafael. "Las sociedades de infraestructuras energéticas: el nacimiento de un modelo de compañía regulada al servicio del mercado". Revista de administración pública, número 181, 2010, pp. 135-178.

[10] López Milla, Julián. "1998-2002, avances y obstáculos en la expansión de la competencia en el mercado eléctrico español". *Información Comercial Española: Revista de economía*, número 808, 2003, pp. 13-34.

[11] Mielgo Álvarez, Pedro. "El transporte y la operación del sistema eléctrico en España". *Economía industrial*, número 316, 1997, pp. 129-139.

[12] Jefatura del Estado Español. *Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, publicado en el Boletín Oficial del Estado número 160, de 5 de julio de 2007

[13] Jefatura del Estado Español. *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*, publicado en el Boletín Oficial del Estado número 24 de 28 de enero de 2012.

[14] Abusada, Roberto, Fritz Du Bois, Morón, Eduardo: *La Reforma Incompleta: Rescatando Los Noventa*, (Lima: Universidad del Pacífico. IPE, 2000), p. 17.

[15] Ley 23406, "Ley General de Electricidad", 29 de mayo de 1982.

[16] Dammert, Alfredo; Gallardo, Jose y García, Raúl: *Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano* (Lima: OSINERG, 2005), p. 62.

[17] Quintanilla, Edwin: *Tesis Doctoral: "Autonomía del Organismo Regulador de Energía de Perú: Un Estudio de Caso"*, Universitá Ramón Llull, 2006), p. 89.

[18] Esta ausencia puede ser producto del contexto de golpe de estado y transición a democracia, en el cual se dictó la Ley.

[18] Millán, Jaime. *Entre el Mercado y el Estado : Tres décadas de reformas en el Sector Eléctrico de América Latina*, (Washington, DC, USA: Inter-American Development Bank, 2006), p. 35.

[19] Congreso de la República. Ley 28832 “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica”. Arts.12-19.

[21] Cuarta disposición transitoria de la Ley de Concesiones Eléctricas

[20] Mandato Constituyente No.15, Gobierno del Ecuador año 2008.

[21] Plano Geográfico SNI, Corporación CENACE 2013.

[22] Ministerio del Poder Popular de Venezuela para Ciencia, Tecnología e Innovación: Venezuela desarrollará Programa de Tecnología Nuclear con fines pacíficos. Disponible en: <http://www.mcti.gob.ve/Noticias/6495> [Consultado el 15/08/2013]

[23] El universal Congelan Plan Nuclear de Venezuela. Disponible en <http://www.eluniversal.com/2011/03/15/congelan-plan-nuclear-de-venezuela,2011>. [Consultado el 15/08/2013]

[24] Ministerio del Poder Popular para la Energía. Disponible en: www.mppee.gob.ve [Consultado el 14/08/2013]

[25] Corporación Eléctrica Nacional, S.A. Disponible en <http://www.corpoelec.gob.ve>. [Consultado el 14/08/2013]

[26] Ministerio del Poder Popular para la Energía. Memoria y Cuenta 2011. Tomo I. Disponible en: www.mppee.gob.ve. [Consultado el 16/08/2013]

[27] Ley Orgánica del Sistema y Servicio eléctrico. Disponible en: www.mppee.gob.ve. [Consultado el 16/08/2013]

[28] Noticias24 (02 de Julio 2013). Nuevo esquema tarifario del servicio eléctrico. Disponible en: <http://www.noticias24.com/venezuela/noticia/178213/chacon-plan-a-corto-plazo-ha-incorporado-mas-de-628-mw-en-generacion/>. [Consultado el 23/08/2013]

[29] Costo del KWH en Venezuela (2011). Disponible en <http://www.vdinstalaciones.com/noticias.php?id=4>. [Consultado el 28/07/2013]