



## Informe Técnico

# Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER

Síntesis de los Principales Aspectos Económicos de la Regulación  
con Implicancias en la Rentabilidad e Inversión

Sudamérica, Centroamérica y República Dominicana

## Generación de Energía Eléctrica

### **Secretaría Ejecutiva de la CIER**

Grupo de Trabajo CIER 08  
Regulación del Sector Eléctrico  
Coordinación Internacional Corporativa

Julio de 2017



## COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

### Autoridades de la CIER

#### Presidente

Ing. Víctor Romero  
Paraguay - PACIER

#### Vicepresidente

Ing. Jaime Astudillo  
Ecuador – ECUACIER

#### Vicepresidente

Ing. Luis Pacheco  
CECACIER

#### Vicepresidente

Ing. César Ramírez  
Colombia - COCIER

#### Vicepresidente

Ing. Alejandro Sruoga  
Argentina - CACIER

#### Director Ejecutivo

Ing. Juan José Carrasco

**Comisión de Integración Energética Regional**  
Organismo Internacional del Sector Energético de América Latina y el Caribe

50 años

CONTÁCTENOS INICIO DE SESIÓN

QUÉ ES CIER BENEFICIOS NOTICIAS EVENTOS PUBLICACIONES PROYECTOS UNIVERSIDAD CORPORATIVA

### Seminario Internacional: La sostenibilidad con Responsabilidad Social y Ambiental

#### ACTIVIDADES DESTACADAS

- Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional entre Olade y CIER
- Construyendo Interconexión Global de Energía en América del Sur
- Vencedores del Premio CIER de Calidad - Satisfacción de Clientes 2017
- Congreso CIER de la Energía 2017
- Síntesis Informativa Energética 2015

#### Próximas Capacitaciones

VER TODAS

- Cables apantallados de media tensión
- Calidad de servicio
- Trabajos con Tensión, Seguridad y Gestión Eficiente

#### NOTICIAS DEL SECTOR

- 18/09 Mendoza sumará en los próximos años 160 MW de energías renovables
- 15/09 Anuncian una inversión de US\$ 610 millones para ampliar la potencia de
- 15/09 Colombia y Panamá buscan reactivar interconexión eléctrica
- 14/09 Presidenta Bachelet inaugura central

La CIER está integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica Ibérica y el Comité Regional CIER para Centroamérica y El Caribe - CECACIER.

Participan también con carácter de Miembros Asociados, la CFE México, y como Entidades Vinculadas a la Secretaría de la CIER, ADME de Uruguay, ASEP de Panamá.

Supervisión General del Informe  
Cr. Juan Carlos Belza, Coordinador Internacional

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay  
Teléfono: (+598) 2709-0611\* – Fax: (+598) 2708-3193  
E-mail: [secier@cier.org](mailto:secier@cier.org) – Internet: [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)

## Tabla de contenido

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>AMÉRICA DEL SUR.....</b>	<b>5</b>
2.1.	RESUMEN CONCEPTUAL.....	5
2.1.1.	Un modelo heterogéneo: de la intervención estatal directa a la libertad del mercado.....	5
2.1.2.	Contexto actual en Generación Eléctrica.....	6
2.1.3.	Impulsos a la Generación Renovable.....	8
2.1.4.	Transmisión eléctrica, sin muchos cambios.....	9
2.1.5.	Distribución eléctrica en la región.....	10
2.2.	ARGENTINA.....	13
2.2.1.	Introducción.....	13
2.2.2.	Características de la actividad de Generación.....	15
2.3.	BOLIVIA.....	21
2.3.1.	Introducción.....	21
2.3.2.	Características de la actividad de Generación.....	24
2.4.	BRASIL.....	30
2.4.1.	Introducción.....	30
2.4.2.	Características de la actividad de Generación.....	34
2.5.	CHILE.....	40
2.5.1.	Introducción.....	40
2.5.2.	Características de la actividad de Generación.....	43
2.6.	COLOMBIA.....	49
2.6.1.	Introducción.....	49
2.6.2.	Características de la actividad de Generación.....	52
2.7.	ECUADOR.....	58
2.7.1.	Introducción.....	58
2.7.2.	Características de la actividad de Generación.....	60
2.8.	PARAGUAY.....	65
2.8.1.	Introducción.....	65
2.8.2.	Características de la actividad de Generación.....	68
2.9.	PERÚ.....	71
2.9.1.	Introducción.....	71
2.9.2.	Características de la actividad de Generación.....	73
2.10.	URUGUAY.....	80
2.10.1.	Introducción.....	80
2.10.2.	Características de la actividad de Generación.....	83

<b>3.</b>	<b>AMÉRICA CENTRAL Y EL CARIBE .....</b>	<b>89</b>
3.1.	RESUMEN CONCEPTUAL .....	89
3.1.1.	Un período de Reformas .....	89
3.1.2.	El contexto actual en el segmento Generación .....	90
3.1.3.	Impulsos a la generación renovable .....	91
3.1.4.	Transmisión eléctrica y la importancia del Mercado Eléctrico Regional.....	93
3.1.5.	Distribución eléctrica en Centroamérica .....	94
3.2.	COSTA RICA .....	95
3.2.1.	Introducción .....	95
3.2.2.	Características de la actividad de Generación .....	97
3.3.	EL SALVADOR.....	102
3.3.1.	Introducción .....	102
3.3.2.	Características de la actividad de Generación .....	106
3.4.	GUATEMALA .....	110
3.4.1.	Introducción .....	110
3.4.2.	Características de la actividad de Generación .....	113
3.5.	HONDURAS .....	118
3.5.1.	Introducción .....	118
3.5.2.	Características de la actividad de Generación .....	120
3.6.	NICARAGUA .....	124
3.6.1.	Introducción .....	124
3.6.2.	Características de la actividad de Generación .....	126
3.7.	PANAMÁ .....	131
3.7.1.	Introducción .....	131
3.7.2.	Características de la actividad de Generación .....	134
3.8.	REPÚBLICA DOMINICANA.....	140
3.8.1.	Introducción .....	140
3.8.2.	Características de la actividad de Generación .....	142
<b>ANEXO.....</b>	<b>.....</b>	<b>148</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del estudio es el **análisis de la regulación del sector eléctrico en 2017** con foco en aquellos aspectos normativos **de incidencia en la rentabilidad e inversión** del sector eléctrico en **Generación, Transmisión y Distribución**. Se prepararon tres documentos por negocio eléctrico cada uno para facilitar su lectura, manteniendo la introducción y el resumen en un todo.

El documento se compone de dos secciones principales: **resumen conceptual por región** y **análisis normativo por país**. En la normativa de cada país se hizo especial énfasis en la forma en cómo el sector se encuentra organizado, sus autoridades principales y temas regulatorios importantes que afectan la rentabilidad e inversión. Los **gráficos y cuadros apuntan a medir, de alguna forma, el resultado obtenido** a partir de las decisiones y modelos de cada país.

En virtud del desarrollo de la inversión en tecnologías limpias, hemos puesto especial atención a la identificación de los **incentivos para las energías renovables no convencionales**. Este documento también registra los **precios de la energía por país** y tendencia respecto al año anterior, destaque de los cambios regulatorios respecto al año 2016 y un breve **concepto final sobre el impacto del modelo**.

En este marco, se analiza la regulación eléctrica en Sudamérica (excluidas Las Guayanas), Centroamérica y República Dominicana. No se presenta el marco regulatorio de Venezuela.

## 2. AMÉRICA DEL SUR

### 2.1. RESUMEN CONCEPTUAL

#### 2.1.1. Un modelo heterogéneo: de la intervención estatal directa a la libertad del mercado

Durante las últimas **tres décadas** los países de la región Sudamericana han experimentado de manera muy marcada las **distintas etapas** del ciclo económico. Momentos de auge o crecimiento económico, producto de condiciones internacionales favorables, se han ido intercalando con situaciones de recesión y/o profundas crisis. Estos vaivenes han tenido un gran correlato en la industria de cada país, y el sector eléctrico en particular no ha quedado exento. El crecimiento de la demanda de energía en etapas de bonanza se ha contrastado con límites a la producción de energía provocados por diversos motivos como lo son la falta de inversión ocurrida durante años anteriores o condiciones climáticas adversas (la gran mayoría de los sistemas tienen una base hidráulica importante y dependen de la hidrología del año). Adicionalmente se suma el problema de la volatilidad de los precios de los hidrocarburos y su impacto en la generación.

Con los objetivos de **poder asegurar el suministro**, los gobiernos de cada país han ido **adoptando distintos esquemas** de planificación y regulación que puedan favorecer al aprovechamiento eficiente de los recursos disponibles dentro del territorio. Dada la heterogeneidad existente, tanto en recursos como en la orientación política, el enfoque o marco regulatorio adoptado ha variado de acuerdo a cada caso puntual.

En este aspecto podemos separar los países de la región en **distintos grupos** de acuerdo al **grado de intervención estatal** adoptada:

En **primer lugar**, se encuentra el grupo conformado por los países con mayor intervención o participación del Estado. Este se comprende por Bolivia, Ecuador, Paraguay y Uruguay. Sin embargo, este grupo también presenta varias diferencias en su interior.

Bolivia y Ecuador se caracterizan por haber transitado un proceso de reforma social y política durante los últimos años llevando últimamente a la modificación de su Constitución Nacional en ambos casos. El sector eléctrico se ha establecido como de interés estratégico y se ha buscado que el servicio se provea intentando maximizar el beneficio social a través de una gestión de empresas estatales. Ecuador ha promulgado una nueva Ley de Electricidad y en la actualidad mantiene gran parte de la generación,

transmisión y distribución en manos públicas ya sea mediante participación directa o sociedades mixtas. Bolivia por el otro lado mantiene el esquema legal anterior, aunque ha formado nuevas instituciones y nacionalizado la empresa de mayor importancia del sector: ENDE. Actualmente posee control o participación mayoritaria de todos los segmentos

Por otro lado, Paraguay y Uruguay tienen en común que la actividad permanece en manos de empresas estatales integradas verticalmente con posición monopólica: ANDE y UTE respectivamente. La regulación no ha cambiado demasiado en Paraguay durante los últimos años, aunque en Uruguay se ha abierto la entrada a generadores privados especialmente si se trata de proyectos con base a ERNC.

En el **segundo grupo** de países se podrían ubicar a la Argentina y a Brasil. Los países con mayor extensión territorial del continente tienen en común una fuerte participación estatal (en el caso de Brasil en el negocio de Generación con Eletrobras), pero en términos regulatorios, con constantes cambios en los aspectos normativos. La participación en la propiedad de las empresas es variada en los tres segmentos. Coexisten empresas privadas, públicas y hasta algunas de capitales mixtos, aunque el primer grupo es el mayor de los tres. Actualmente Argentina se encuentra en un período de revisión de su sector tras haber decretado la emergencia energética, mientras que Brasil ha realizado algunos cambios en sus sistemas de concesiones y licitaciones.

**Finalmente**, Chile, Colombia y Perú integran el **tercer y último grupo** de países. Éste se caracteriza por encontrarse regulado con la mira puesta en una mayor participación de agentes privados en cada uno de los tres segmentos. Sin embargo, existen empresas públicas, aunque, con la excepción de la generación en Colombia, no representan la mayoría del capital. En Chile, la participación pública empresarial, no existe.

### 2.1.2. Contexto actual en Generación Eléctrica

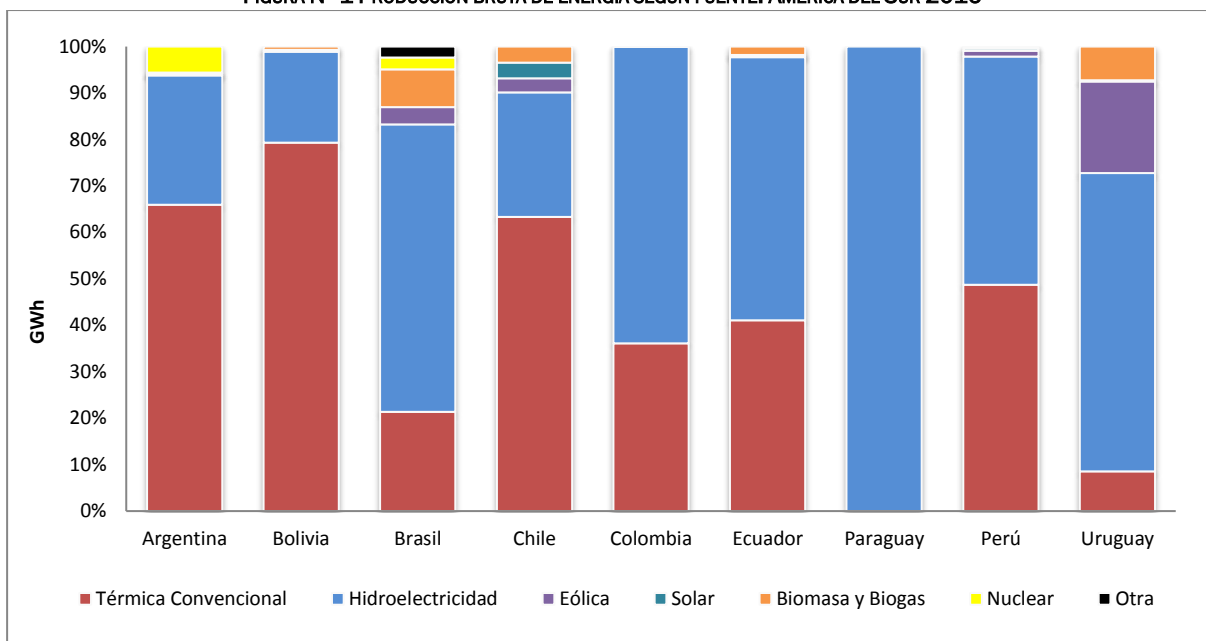
Correspondiéndose con lo comentado previamente, la actividad de generación presenta modelos muy heterogéneos de acuerdo a cada país. La competencia con empresas tanto privadas como públicas suele ser la norma, aunque en algunos casos se da de manera más oligopólica debido a los elevados niveles de concentración. En otros casos se dan situaciones de monopsonio con la existencia de un único comprador que pone a los oferentes en una situación de inferior poder de mercado.

TABLA N° 1 - AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

GENERACIÓN	ORGANIZACIÓN	RÉGIMEN DEL MERCADO MAYORISTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (GWH)	AÑO DE LOS DATOS
Argentina	Monopsonio	Especial	33 901	136 599	2016
Bolivia	Oligopolio	Ordinario	1 831	8 759	2016
Brasil	Oligopolio	Especial	151 662	578 897	2016
Chile	Oligopolio	Especial	22 979	72 938	2016
Colombia	Competencia	Ordinario	16 347	66 547	2015
Ecuador	Monopsonio Parcial	Especial	8 092	26 989	2016
Paraguay	Monopolio (ANDE)	Especial	8 834	55 747	2016/ 2014
Perú	Competencia	Ordinario	13 044	51 289	2016
Uruguay	Monopsonio Parcial	Ordinario	4 002	10 434	2016

En cuanto a las **fuentes principales de generación**, la **hidráulica** se mantiene como la más importante seguida luego por la térmica convencional. Las Energías Renovables No Convencionales (**ERNC**) han tenido crecimiento durante los últimos años, pero, *salvo el caso uruguayo*, **siguen representando porcentajes muy bajos del total**. Argentina y Brasil son los únicos países de la región con centrales nucleares.

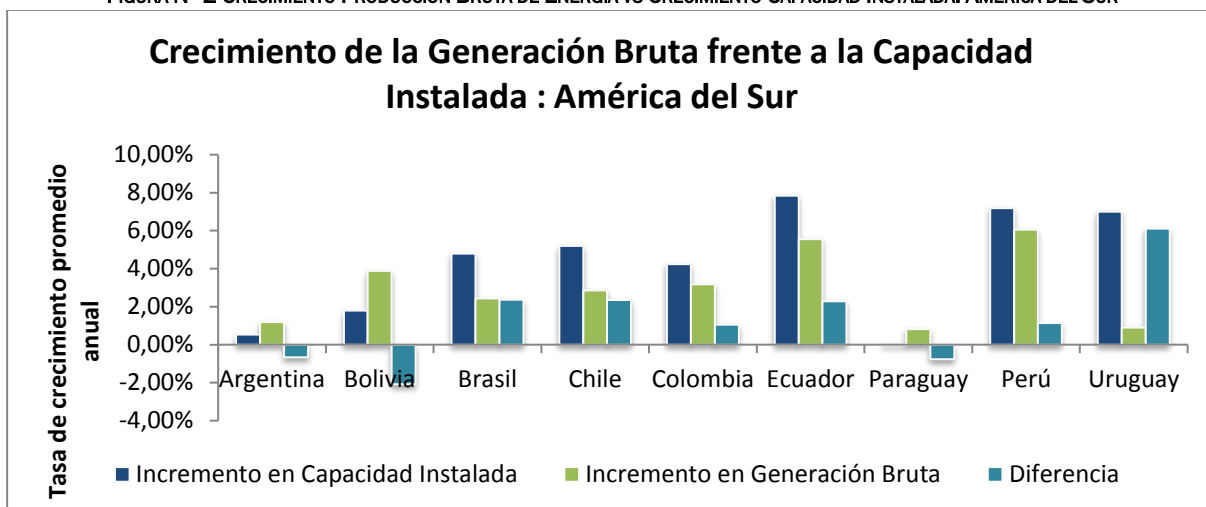
FIGURA N° 1 PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA SEGÚN FUENTE: AMÉRICA DEL SUR 2016



Fuente: elaboración propia en base a diversas fuentes<sup>1</sup>

El gráfico ubicado a continuación muestra el crecimiento promedio anual en porcentaje de la generación bruta de energía (como proxy de la demanda) y la capacidad instalada durante los últimos cinco años:

FIGURA N° 2 CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA: AMÉRICA DEL SUR



Fuente: elaboración propia en base a diversas fuentes<sup>2</sup>

Como puede observarse, la mayoría de los países de la región ha incrementado la producción bruta en tasas que rondan entre el 2 y 4% promedio anual con la excepción de Ecuador y Perú donde el aumento ha sido aún mayor. Sin embargo, esto no ha sido acompañado en todos los casos por crecimientos del mismo

<sup>1</sup> Este gráfico resume los presentados en cada una de las secciones posteriores. La información data de años distintos para cada país y proviene de las siguientes fuentes: CAMMESA (Arg), CNDC (Bol), EPE (Bra), CDEC (Chi), XM (Col), ARCONEL (Ecu), CIER (Par), MINEM (Per) y ADME (Uru).

<sup>2</sup> Este gráfico resume los presentados en cada una de las secciones posteriores. La cantidad de años tomada para realizar el promedio depende en cada caso según la disponibilidad y proviene de las siguientes fuentes: CAMMESA (Arg), ENDE y CNDC (Bol), ANEEL y EPE (Bra), CDEC (Chi), XM (Col), ARCONEL (Ecu), CIER (Par), MINEM (Per) y ADME (Uru).

nivel en la capacidad instalada. Cuando estas diferencias son muy grandes y persistentes en el tiempo, se puede inferir que existe una tendencia generalizada al retraso de inversiones lo cual es concomitante con posibilidades más elevadas de crisis del sector eléctrico.

### 2.1.3. Impulsos a la Generación Renovable

De acuerdo a la Conferencia sobre el Cambio Climático en París, varios de los gobiernos de la región se han propuesto objetivos de generación renovable con nuevas tecnologías que permitan mejorar su eficiencia y combatir los efectos adversos de utilización de combustibles fósiles además de disminuir la dependencia de los sistemas de las condiciones hidrológicas.

Mientras que en algunos casos este interés se ha manifestado en la forma de planificación indicativa del sector por parte de las instituciones gubernamentales que gobiernan la actividad, otros países han adoptado políticas más puntuales de beneficio al sector como lo son sistemas de tarifas diferenciados, incentivos fiscales o esquemas de licitaciones/subastas entre algunos ejemplos. Con base en REN 21, este informe resume **la estrategia adoptada por cada país** para promover la inversión.

TABLA N° 2 - AMÉRICA DEL SUR- INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE – FUENTE REN 21<sup>3</sup>

EJES REN 21						
Países	Objetivos de Energías Renovables	Obligaciones de porcentajes de energía proveniente de fuentes renovables	Sistema de Tarifas diferenciado para ERNC	Medición Bidireccional	Licitaciones/S ubastas Públicas	Transmisión garantizada
Argentina	R		X	X	X	X
Bolivia						
Brasil	R			R	X*	R
Chile	R	X		X	X	
Colombia	X			X*		X
Ecuador	X		R		X	R
Paraguay	X*					X
Perú	X	X	X	X*	X*	X
Uruguay	R		X	X	X	X
INCENTIVOS FISCALES O FINANCIAMIENTO PÚBLICO						
Países	Subsidios Fiscales o Transferencias Directas	Exención impositiva en créditos o inversión	Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones	Pagos por producción de energía	Inversión pública	
Argentina	X	X	X	X	X	X
Bolivia						
Brasil		X	R			X
Chile	X	X	X			X
Colombia		X	X			X
Ecuador			X			X
Paraguay			X			
Perú			X			X
Uruguay	X		X		X	X

X: a nivel nacional

X\*: a nivel nacional, recientemente implementadas

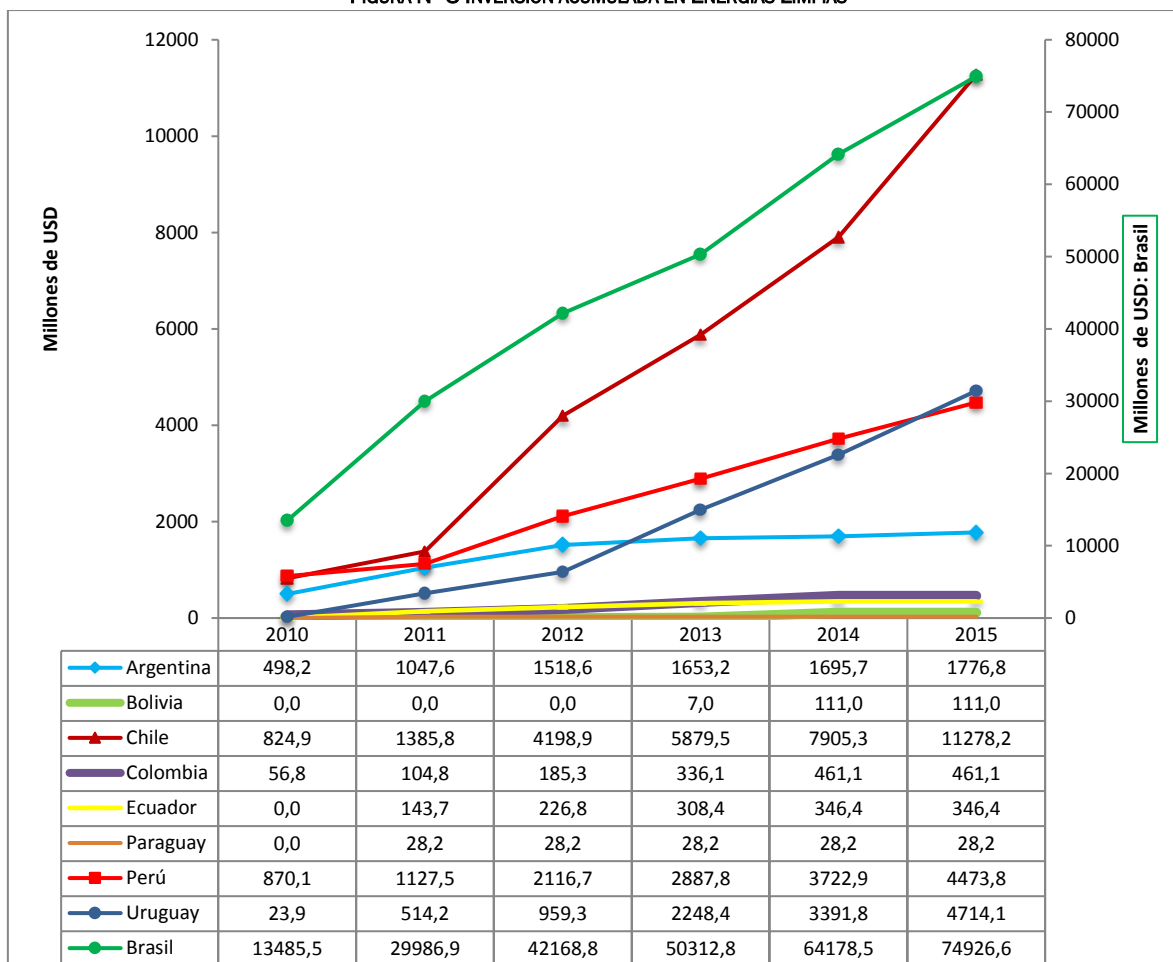
R: en revisión

En cuanto a la inversión acumulada en este tipo de generación, Brasil es el claro dominador con valores que exceden ampliamente al resto de los países (de hecho, se le ha incluido un eje adicional a dicho país en el gráfico). En segundo lugar, es seguido por Chile, aunque también se destaca la inversión realizada en Perú, Uruguay y en menor medida, la Argentina. En el resto de los países de la región casi no se ha realizado inversión en el sector de generación renovable durante los últimos años.

<sup>3</sup> Fuente: REN21, Renewables 2016, Global Status Report



FIGURA N° 3 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE: CLIMATESCOPE

#### 2.1.4. Transmisión eléctrica, sin muchos cambios

A diferencia de lo ocurrido con los otros segmentos, la actividad de transmisión ha permanecido casi invariable en cuanto a su marco regulatorio y organización.

TABLA N° 3- - AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

TRANSMISIÓN	ORGANIZACIÓN	KM RED
Argentina	Red Troncal: Monopolio (Transener) Distribución Troncal: Monopolio por región	34.292
Bolivia	Oligopolio	4.466
Brasil	Oligopolio	135.252
Chile	Oligopolio	25.652
Colombia	Oligopolio	25.374
Ecuador	Monopolio (Transelectric)	5.037
Paraguay	Monopolio (ANDE)	5.653
Perú	Oligopolio	22.614
Uruguay	Monopolio (UTE)	4.963

Nota: última información disponible del Ente regulador de cada país

La organización de la actividad depende país a país, aunque existen ciertas similitudes entre algunos casos.

Bolivia, Brasil, Chile, Colombia y Perú se caracterizan por ser mercados oligopólicos donde las empresas concesionadas pueden ser tanto privadas como públicas. En algunos casos se diferencian también de acuerdo a los niveles de tensión.

Ecuador, Paraguay y Uruguay, que son los países con menor extensión territorial del continente, tienen en común que el segmento de transmisión lo llevan a cabo empresas monopólicas de propiedad pública, dos de ellas (ANDE y UTE) integradas verticalmente.

Finalmente, Argentina se plantea como un Monopolio, pero con separación regional. Esto es debido a que el transporte troncal (alta tensión) es realizado por una sola empresa (TRANSENER), mientras que la denominada transmisión por distribución troncal es realizada por distintas empresas que se separan sus áreas según criterios geográficos.

En cuanto a la **planificación y expansión** del sistema, varios de los países de la región se caracterizan por la poseer procedimientos marcadamente centralizados. En algunos casos es realizada por entidades con dicho rol, como EPE de Brasil, COES del Perú, UPME de Colombia y un Comité en Chile con la participación del Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, además de algunos otros representantes de los agentes del mercado. En todos estos casos las obras son sujetas a licitación y concurso público, con la excepción del caso peruano en el que las empresas concesionadas poseen la obligación de preparar las obras necesarias que serán remuneradas por la demanda.

Con una perspectiva un poco diferente en Argentina existe un Consejo Federal conformado por representantes de las distintas provincias en el Plan Federal de Transmisión que es el que decide cuales son las obras que serán realizadas y que financiará el Tesoro Nacional.

Por otro lado, en los tres casos de empresas estatales; Ecuador, Paraguay y Uruguay; las mismas son las encargadas de realizar la planificación y expansión de la red, ya sea con fondos propios o del Estado directamente.

Finalmente, en Bolivia cada empresa transmisora debe hacerse cargo de las expansiones que precise.

En cualquiera sea de los casos está claro que la remuneración debe asegurar cubrir los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración. El **ingreso tarifario** se obtiene a partir de una combinación, según el país, de precios nodales, peajes y/o cargos de conexión.

### 2.1.5. Distribución eléctrica en la región

A la hora de analizar la distribución eléctrica, ha de considerarse al menos cuatro aspectos principales.

El primero de ellos es que, siendo uno de los últimos eslabones de la cadena de valor (de acuerdo a si se considera la comercialización como el último o no), la forma en que se lleva a cabo la actividad depende fuertemente de los segmentos anteriores, especialmente, la generación. Por este motivo un aspecto que nos interesa remarcar es el del **régimen en el cual opera el Mercado Mayorista** en cada país (ver tabla 1).

En algunos casos **cómo Bolivia, Colombia, Perú y Uruguay**, se da un régimen ordinario caracterizado por la existencia de contratos generalmente financieros de suministro entre generadores y distribuidores<sup>4</sup> y un Mercado Spot, generalmente valuado al costo marginal, en el cual se realizan las transferencias de oportunidad en casos que los generadores y distribuidores tengan excedentes o faltantes de energía. El caso de **Chile** también es similar, pero se ha catalogado como especial debido a que el mercado de oportunidad solo se encuentra abierto a transacciones entre generadores.

---

<sup>4</sup> Excepto en Bolivia que si bien reglamentado aún no se han llevado a la práctica.

**Argentina y Ecuador** poseían originalmente esquemas ordinarios, pero luego fueron mutando a medida que se implementaron diversas regulaciones. En el primero, los contratos entre privados ya no se encuentran permitidos y sólo se pueden realizar transacciones con el operador CAMMESA a precios fijados; mientras que en Ecuador actualmente se encuentran en proceso de transición tras la promulgación de la nueva Ley Orgánica del sector. **Brasil** en cambio tiene el mercado de contratos dividido en dos ambientes, regulado y libre, y cuenta además con cuatro Mercados Spot distintos según la región.

**Paraguay** se distingue del resto de los países ya que no posee directamente un régimen de Mercado Mayorista debido a que existe una única empresa monopólica e integrada verticalmente en todas las actividades.

TABLA N° 4 – AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

DISTRIBUCIÓN	ORGANIZACIÓN	ESQUEMA TARIFARIO	CLIENTES	POBLACIÓN CON ACCESO A LA ELECTRICIDAD <sup>5</sup>
<b>Argentina</b>	Monopolio por región	Revenue-Cap y Price-Cap	15,8 millones	96%
<b>Bolivia</b>	Monopolio por región	Price-Cap	2,4 millones	89%
<b>Brasil</b>	Monopolio por región	Price-Cap	80.7 millones	100%
<b>Chile</b>	Oligopolio	Yardstick Competition con Price-Cap	5,9 millones	100%
<b>Colombia</b>	Competencia	Revenue-Cap y Price-Cap	11 millones	98%
<b>Ecuador</b>	Monopolio por región	Costo de Servicio	4,8 millones	97%
<b>Paraguay</b>	Monopolio (ANDE)	Costo de Servicio	1,3 millones	99%
<b>Perú</b>	Monopolio por región	Price-Cap	6,7 millones	90%
<b>Uruguay</b>	Monopolio (UTE)	Price-Cap*	1,3 millones	99%

\* no se encuentra implementada

Nota: última información disponible del Ente regulador de cada país

Un segundo aspecto interesante es **la forma en la cual se organiza la actividad**. Como puede observarse, en la mayoría de los casos las empresas distribuidoras se establecen como monopolios por región. Esto se debe a que la actividad es considerada como un monopolio natural, motivo por el cual se les otorgan áreas o zonas de concesión en las cuales operan con exclusividad. La propiedad de las empresas varía de país a país, aunque suele haber de ambos casos o mixtos. En **Argentina, Brasil y Perú** la mayoría de los capitales son privados, mientras que en **Bolivia y Ecuador** públicos. **Paraguay y Uruguay** serían los extremos de la región ya que la actividad es realizada por una sola empresa de capitales públicos en ambos casos.

**Chile y Colombia** se diferencian de los anteriores ya que la normativa no establece exclusividad territorial permitiendo superposición en las áreas de concesión que operan. Se impone así un marco orientado a la competencia, aunque en Chile es más bien un oligopolio debido a que el grueso de la actividad se concentra en unas pocas empresas.

En cuanto a los **esquemas tarifarios**, se destaca que el grueso de los países<sup>6</sup> de la región ha optado por modelos de regulación por incentivos como lo son los de Price-Cap o Revenue-Cap. En estos casos las empresas reguladas concentran sus esfuerzos para la búsqueda de la eficiencia, dado que toda mejora en la misma durante el período tarifario implicará costos menores a los reconocidos en el año base, pudiendo la empresa apropiarse de la brecha entre los costos aprobados y los efectivamente verificados. Por otro lado, Ecuador y Paraguay son los dos únicos ejemplos que existen de regulación por Costo de Servicio.

<sup>5</sup> Fuente: IEA, World Energy Outlook 2016

<sup>6</sup> Uruguay tiene la peculiaridad de que la normativa establece un mecanismo de Price-Cap pero el mismo aún no se ha implementado.

Etiquetas de fila	Tarifa Residencial Promedio muestra Clientes 200 kWh (Dólares USA con impuestos incluido IVA)	Máx. US\$	Mín. US\$	Casos
ARGENTINA	101	136	53	8
BOLIVIA	97	102	91	2
BRASIL	169	213	103	10
CHILE	227	244	201	3
COLOMBIA	137	145	133	8
COSTA RICA	140	149	131	2
ECUADOR	100	101	90	12
EL SALVADOR	205	240	178	5
GUATEMALA	230	262	175	3
Panamá	143	143	143	1
PARAGUAY	69	69	69	1
PERU	200	228	166	7
REPÚBLICA DOMINICANA	113	113	113	3
URUGUAY	198	198	198	1
<b>Total general</b>	<b>149</b>	<b>262</b>	<b>53</b>	<b>66</b>

Tomando el caso de Clientes Residenciales para consumos típicos de 200 kWh del Informe CIER de Tarifas en Distribución, vemos que la región presenta situaciones muy variadas, dependiendo de factores propios de cada país. Los valores no corresponden a un promedio nacional, sino el promedio de la muestra de empresas que participaron de la encuesta CIER.

Los esquemas tarifarios aplicados tienen su importancia en el monto facturado al cliente final, pero también incide de manera significativa aspectos propios de cada país que tiene que ver, por ejemplo, con la mezcla tecnológica de generación y combustibles utilizados; fuentes de energía utilizadas para la producción de energía: petróleo, gas, agua, viento, etc.; definición de políticas públicas con subsidios explícitos e implícitos; economía de escala por tamaño del mercado, o requerimientos de cobertura eléctrica especial para un país con empresa eléctrica monopólica; densidad de red y consumo medio de cada empresa; situación de la calidad de servicio alta, baja, media; apreciación o depreciación del dólar según ciclos. En definitiva, el modelo regulatorio en Distribución es una pieza más de un rompecabezas compuesto de variables tecnológicas, disponibilidad de recursos energéticos, políticas públicas, configuración de mercado y empresarial de cada país, que impacta la tarifa eléctrica al consumidor final.

Por último, cabe aclarar que, con las excepciones de Bolivia y Perú, la tasa de acceso al servicio eléctrico ha alcanzado valores muy cercanos al 100% de la población en todos los países analizados. Esto da cuenta de un claro desarrollo en la región.

## 2.2. ARGENTINA

### 2.2.1. Introducción

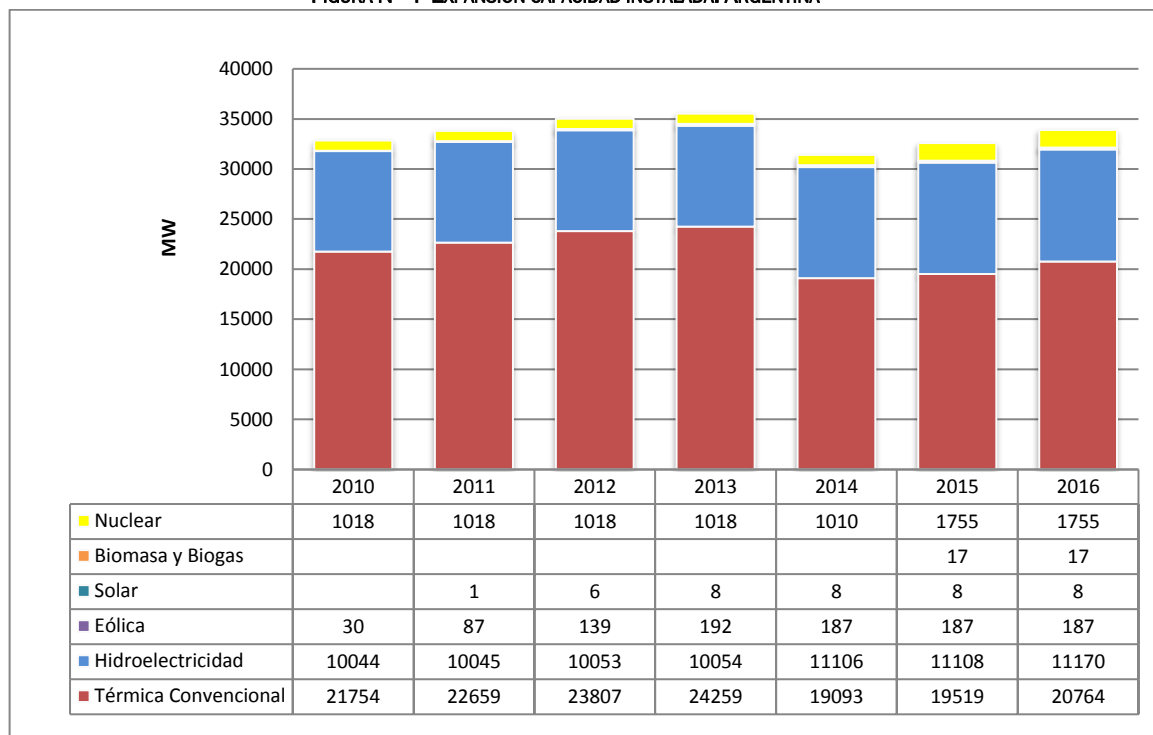
La República Argentina es el segundo país más grande de Sudamérica en lo que refiere a extensión territorial (después de Brasil) y el tercero según cantidad de habitantes (después de Brasil y Colombia). Su territorio comprende 2,78 millones de km<sup>2</sup> con una geografía muy variada y distintos climas debido a la amplitud latitudinal y su variedad de relieves (aunque predomina el templado).

En cuanto a su economía, la misma se encuentra bastante diversificada con bastante producción industrial y de servicios además de la explotación de recursos naturales. Sin embargo, siguiendo los patrones de la región el principal rubro de exportaciones proviene del sector primario agrícola, siendo la soja el principal exponente.

Su población es de 44,27 millones de habitantes y posee un PIB per cápita de USD 10514 a precios constantes del 2010, por lo que se encuentra incluido en el segmento de países de ingresos altos.

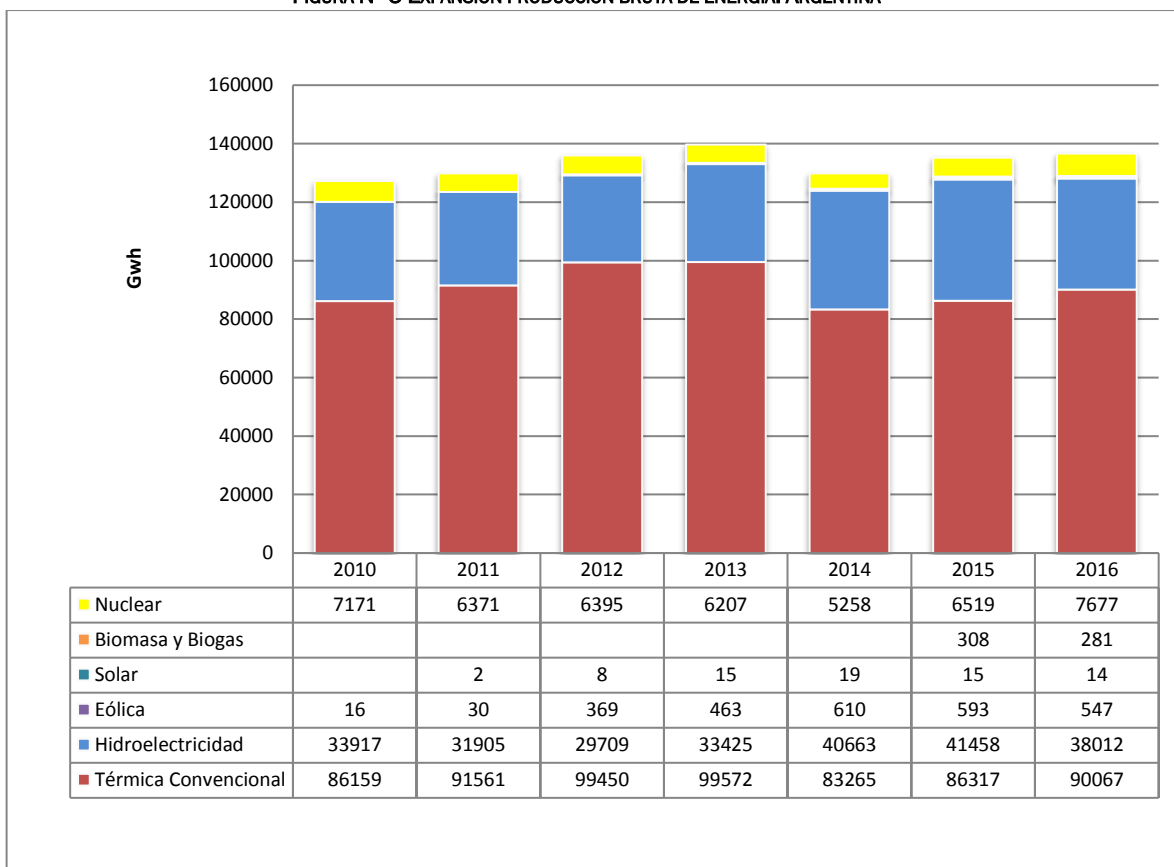
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada de 33901 MW de los cuales la mayor parte proviene de fuentes convencionales térmicas (20764 MW) e hidroeléctricas (11170 MW). Lo sigue la energía Nuclear con 1755 MW y en lo que respecta a ERNC no existe demasiado desarrollo siendo la capacidad instalada de 212 MW.

FIGURA N°4 EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: ARGENTINA



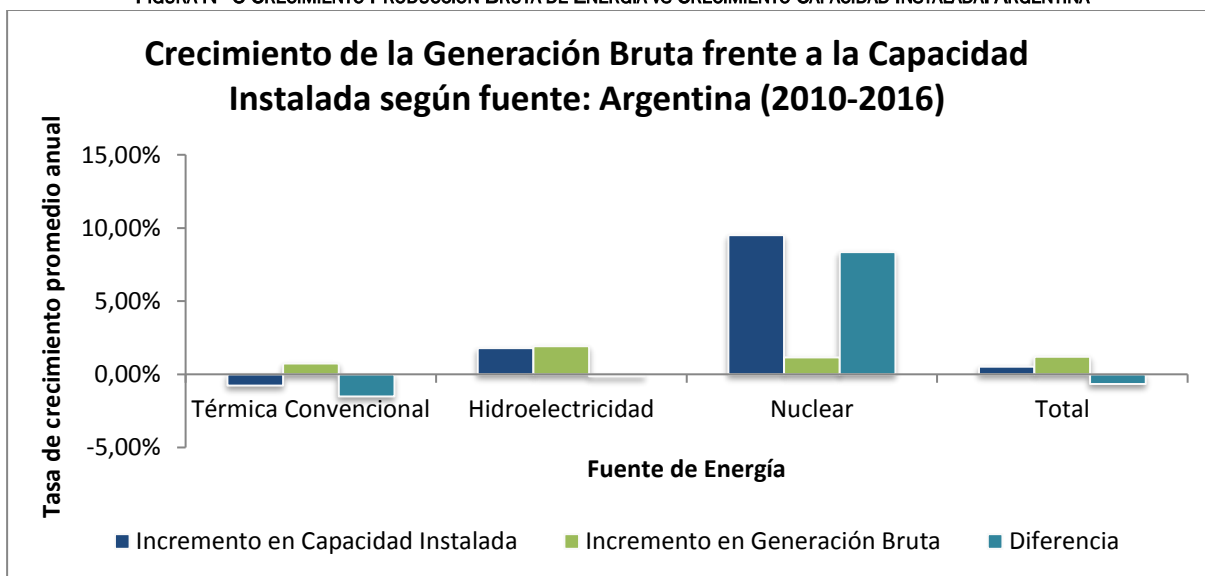
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CAMMESA

FIGURA N° 5 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: ARGENTINA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CAMMESA

FIGURA N° 6 CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA: ARGENTINA



Existen tres instituciones principales que operan en el sector. En primer lugar se destaca como órgano rector de la actividad eléctrica al recientemente creado Ministerio de Energía y Minería, que toma la posta de la ex-Secretaría de Energía.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es el organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras Edenor y Edesur) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión.

Finalmente se encuentra la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) la cual, como su nombre lo indica, tiene la potestad de administrar dicho mercado realizando tanto al despacho económico del sistema como supervisar el funcionamiento del mercado a término.

**TABLA N° 1 - ARGENTINA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Ministerio de Energía y Minería:</b> recientemente creado, es el órgano encargado de la planificación a largo plazo de la actividad y toma la posta de la ex-Secretaría de Energía.
<b>Ente regulador</b>	<b>Ente Regulador de la Electricidad (ENRE):</b> es el órgano regulador del sector y tiene como funciones las siguientes: a) Velar por el cumplimiento de la legislación vigente; b) Dictar reglamentos, normas y procedimientos técnicos relacionados con medición y facturación; control y uso de medidores; calidad de servicio; seguridad; interconexión y desconexión, etc.; c) Establecer las bases para el cálculo de tarifas; d) Aplicar penalizaciones; e) Realizar audiencias públicas; f) Propiciar ante la S.E. modificaciones a la normativa; y g) Velar por la defensa de los usuarios, medio ambiente, propiedad privada y seguridad pública. Es un organismo autárquico y los miembros de su directorio son seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y <b>designados por el Poder Ejecutivo</b> . Su mandato <b>dura cinco (5) años</b> y podrá ser renovado en forma indefinida.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA):</b> originalmente diseñado como el operador del sistema y administrador del mercado mayorista, es ahora quien también concentra las compras de combustible para generación (gas oil, fuel oil y gas natural excepto gas para nuevas centrales construidas bajo el esquema de "gas plus") y toda la logística asociada a dichas compras (barcos, camiones, ampliación de gasoductos existentes); el gerenciamiento de los fideicomisos constituidos para nuevas centrales de generación; y además es el encargado de suministrar la energía a la mayoría de los grandes usuarios a través de contratos (anteriormente en cabeza de los generadores) y auditar los costos de centrales existentes de generación. La dirección y la administración es realizada por un Directorio, integrado por diez Directores Titulares. Ocho Directores Titulares son designados a razón de dos por clase de accionista (que incluyen generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios) y los restantes dos el Estado Nacional, quien designará como Director Titular al Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (quien a su vez, podrá delegar en la persona que designe a tal efecto el ejercicio del cargo, y hasta dos Directores Suplentes).

### 2.2.2. Características de la actividad de Generación

La crisis económica ocurrida durante el año 2001 tuvo un fuerte impacto en el sector eléctrico argentino. La devaluación de la moneda local junto con la inestabilidad política y social descartó cualquier incremento de precios energéticos. Las tarifas y los precios regulados fueron congelados en pesos y gradualmente dejaron de reflejar los verdaderos costos de producción.

Durante los años siguientes, el alza de los precios de los commodities sumado al correcto manejo de la política fiscal y monetaria llevó a una etapa de reactivación económica la cual generó tasas sostenidas de crecimiento del orden del 7-8% hasta el año 2007. Posteriormente la economía entro en una etapa de desaceleración y luego recesión acompañada de elevadas tasas de inflación.

Este proceso llevó a que el sector eléctrico transite un camino bien diferente en estos últimos 15 años al de la década de los '90, con creciente intervención del Estado y numerosos cambios regulatorios sobre todo en la formación de los precios mayoristas. Esto último tuvo impacto económico y financiero en los generadores e incidencia en la señal de precios percibida por la demanda. Con el cambio de mandato en la Presidencia de la Nación, luego de las elecciones de noviembre del 2015, se ha declarado la emergencia energética y dado inicio a un proceso de revisión del cual se esperan cambios en la regulación del sector.

En la actualidad el despacho de generación continúa siendo un **despacho centralizado** por orden de mérito, donde las unidades del parque son convocadas a generar en función de sus **costos variables** de producción ordenados en forma creciente. Sin embargo, la comercialización de la energía está prácticamente en su totalidad en manos del administrador del mercado **CAMMESA**. Los generadores existentes tienen básicamente dos opciones, o formalizan un contrato dentro de las opciones que aún la ley permite (el Mercado a Término entre privados no se encuentra vigente) o inyectan su energía al mercado y son remunerados a tarifas reguladas establecidas por la Res. 95/2013 y sus actualizaciones (la última es la Res. 482/2015).

En cuanto a las opciones de contratos se encuentra habilitado por la Resolución 220/2007 la realización de contratos de abastecimiento entre:

Parte vendedora: Generación habilitada con posterioridad a enero del 2007 en que participe el Estado, Energía Argentina S.A. (ENARSA), u otros que determine el Ministerio de Planificación.

Parte compradora: el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en su conjunto, representada por CAMMESA con destino al abastecimiento de la demanda comercializada a Precio Estacional (demanda regulada de las distribuidoras).

El precio de los contratos está basado en el reconocimiento de los costos de inversión y O&M, aceptados por la Secretaría de Energía, por un plazo de 10 años; que incluye un régimen de sanciones por incumplimiento.

Por su parte, las compañías distribuidoras abonan el precio de estos contratos a través del precio estacional. Posteriormente la Nota 4566/2009 definió la metodología para incluir los costos de los "contratos 220" dentro de los precios estacionales: se incorporó un rubro denominado "Subcuenta de sobrecostos contratos MEM" donde mensualmente se cargan las diferencias entre la remuneración contractual y el precio spot. Estos sobrecostos son actualmente soportados por toda la demanda, y no solamente la demanda regulada (Nota 8337/2011).

Además, la Resolución 1836/2007 y 144/2014 habilitó en términos similares a la anterior la realización de contratos de abastecimiento entre ENARSA (parte vendedora) y CAMMESA (parte compradora)

Por último, la Resolución 108/11 plantea contratos de abastecimiento con fuentes renovables (parcialmente sustituida con la nueva ley de renovables 27191 sancionada este año 2015), que habilita la realización de contratos con fuentes renovables que, a la fecha de publicación de la resolución (2011) no cuenten con las instalaciones de generación. En el modelo de contrato el plazo es de 15 años extensible a 16 y medio donde la parte vendedora debe ser un agente con oferta aprobada por la Secretaría de Energía (actual Ministerio de Energía y Minería) y la parte compradora el MEM representado por CAMMESA.



Por otro lado, en lo que respecta al Mercado “Regulado” la Resolución 95/2013 planteó un nuevo esquema de remuneración modificando el esquema vigente y definiendo nuevos mecanismos para remunerar los costos fijos y variables de los generadores existentes por tipo de tecnología (con excepción de centrales binacionales, nucleares y la potencia comprometida en contratos).

Se incluye una remuneración de los costos fijos, determinada mensualmente en función de parámetros que varían por tipo de generación, tecnología y escala; una remuneración de los costos variables, también determinada mensualmente y en función de la energía generada por tipo de combustible; y una remuneración adicional en función de la energía total generada.

A los generadores comprendidos dentro de esta Resolución se les descuentan los cargos fijos y variables de transporte.

Adicionalmente, la Res. 95/2013 suspende transitoriamente la incorporación de nuevos contratos del Mercado a Término del MEM. Una vez finalizados los Contratos en MAT preexistentes es obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica al CAMESA. Los contratos del MAT vigentes continuaron administrándose conforme la regulación vigente hasta su finalización, no pudiendo ser renovados ni prorrogados.

La resolución 95/2013 fue actualizada en 2014 y 2015 por las resoluciones 529/2014 y 482/2015 que modificaron en parte el esquema inicialmente propuesto como así también los valores unitarios de remuneración de costos, incrementándolos.

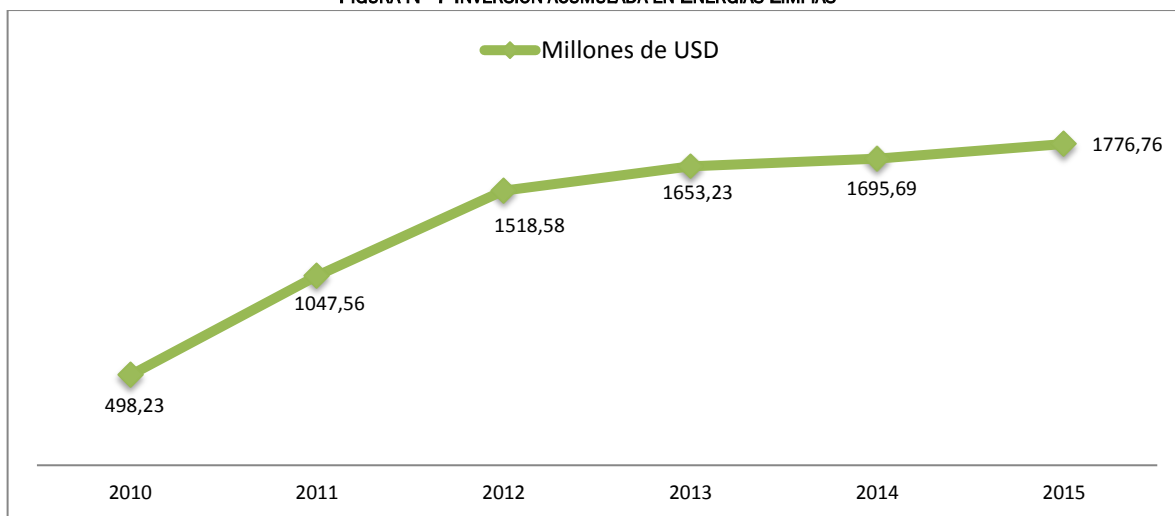
No se incluye un análisis de evolución histórica de los precios spot de la energía ya que el mismo técnicamente se encuentra fijado en \$120<sup>7</sup>/MWh (que es el tope impuesto hace varios años atrás). Además, como se ha comentado la remuneración de la energía se encuentra regulada por la resolución 95/2013 y sus respectivas modificaciones. Sin embargo, es de esperar que los costos del sector se encuentren correlacionados fuertemente con los precios internacionales de los combustibles (ya que el país es importador de los mismos).

En cuanto a la inversión en energías renovables Argentina contrató capacidad a través de su primera y única subasta a nivel nacional, GENREN. ENARSA llevó a cabo la subasta y otorgó contratos de 15 años para proyectos eólicos, de pequeñas centrales hidroeléctricas y solares por 895MW. Algunas provincias también han tomado acciones por su propia cuenta de entre las cuales se destaca la de Santa Fe que condujo una licitación para contratar un proyecto de 1MW de energía fotovoltaica en noviembre de 2014, y la provincia de San Luis aprobó una ley provincial añadiendo incentivos fiscales adicionales. A continuación, se incluye un gráfico con la inversión acumulada en energías limpias durante los últimos cinco años:

---

<sup>7</sup> Equivale a alrededor de USD 7,5/MWh a Marzo 2016.

FIGURA N° 7 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

La tabla ubicada a continuación resume las características principales del sector generación argentino:

TABLA N° 5 - ARGENTINA - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION		
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Monopsonio</b> La generación es pública y privada: 30 empresas privadas (térmicas e hidráulicas); 2 empresas binacionales (hidráulicas), 10 empresas estatales y provinciales (nuclear, térmica e hidráulica).		
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> No, las actividades se encuentran separadas. "El titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación. De ser éste una forma societaria, sí pueden serlo sus accionistas, como personas físicas o constituyendo otra persona jurídica con ese objeto.", decreto 1398/1992. <b>Horizontal:</b> La actividad de generación se plantea como competencia, aunque el comprador de energía es siempre de un modo u otro CAMMESA.		
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Especial:</b> Mercado de Contratos: el Mercado a Términos se encuentra cerrado desde el año 2013 pero existen otras posibilidades de contratos reglamentados por distintas resoluciones, en las que siempre el vínculo comprador es CAMMESA. Mercado Spot Regulado: la Resolución 95/2013 planteó un esquema de remuneración por energía inyectada en el sistema que modificó la normativa y definió nuevos mecanismos para remunerar los costos fijos y variables de los generadores existentes por tipo de tecnología. Son agentes reconocidos del MEM los generadores, cogeneradores, autogeneradores, concesionarios de transporte, concesionarios de distribución, grandes usuarios y empresas de países interconectados que tengan autorización para participar en el mercado.		
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<b>Argentina</b>		
	<b>Año</b>		
	<b>2014</b>		
	<b>2015</b>		
	<b>Variación</b>		
	<b>2015/2014</b>		
Precio Mercado Spot	\$ 48,01	-	-32,80%
Precio al Por Menor	\$ 49,06	\$ 45,58	-0,90%
Precio Residencial	\$ 44,66	\$ 39,12	-0,40%
Precio Comercial	\$ 64,55	\$ 56,44	-6,70%
Precio Industrial	\$ 37,96	\$ 41,18	9,90%

\*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.

CONCEPTO	DESCRIPCION																
<b>Definición precio spot</b>	El precio Spot de la energía se encuentra técnicamente fijado en ARS 120/ MWh (que es el tope máximo). Este precio igual no se encuentra vigente en lo que respecta a la remuneración de la energía.																
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	<p>La resolución 095/2013, modificó el esquema vigente a partir de Feb-2013 y definió nuevos mecanismos para remunerar los costos fijos y variables de los generadores existentes por tipo de tecnología (con excepción de centrales binacionales, nucleares y la potencia comprometida en contratos):</p> <p>Remuneración de los Costos Fijos: Se determina mensualmente en función de parámetros que varían por tipo de generación, tecnología y escala por la Potencia Disponible de cada máquina en las horas de remuneración de la Potencia. El porcentaje de los costos fijos a remunerar es función de la disponibilidad objetivo (promedio de los últimos 3 años calendarios de la tecnología) y de la disponibilidad histórica (promedio de los últimos 3 años de la máquina).</p> <p>Remuneración de los Costos Variables: Se determina mensualmente y su cálculo es en función de la energía generada por tipo de combustible.</p> <p>Remuneración Adicional: Se calcula mensualmente y su cálculo es en función de la energía total generada.</p> <p>La resolución 95/2013 fue actualizada en 2014 y 2015 por las resoluciones 529/2014 y 482/2015 que modificaron en parte el esquema inicialmente propuesto como así también los valores unitarios de remuneración de costos, incrementándolos. Además de esas remuneraciones se agregaron los conceptos de remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes (RMNR), definida en función de la Energía Mensual Generada, los factores de uso y de arranque de la central e incentivos a la producción y a la eficiencia operativa (remuneración adicional en función del cumplimiento de objetivos de consumo de combustibles).</p>																
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Productos Licit.</th> <th>Esquema de licit.</th> <th>Mec. de decisión</th> <th>Precio Base</th> <th>Indexación</th> <th>Comprador (Off-Taker)</th> <th>Garantías</th> <th>Plazo Vigente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="8">En proceso de implementación, sin esquema definido. Sólo para centrales de energías renovables y eventualmente térmicas.</td> </tr> </tbody> </table>	Productos Licit.	Esquema de licit.	Mec. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente	En proceso de implementación, sin esquema definido. Sólo para centrales de energías renovables y eventualmente térmicas.							
Productos Licit.	Esquema de licit.	Mec. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente										
En proceso de implementación, sin esquema definido. Sólo para centrales de energías renovables y eventualmente térmicas.																	
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Dispone de recursos hidroeléctricos aún no explotados estimados en 36000 MW, y de gas natural.																
<b>Capacidad instalada MW</b>	33901 MW.																
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	61,2% Térmica convencional; 32,9% Hidroeléctrica; 0,6% Eólica; 0,0% Solar; 0,0% Biomasa; 5,2% Nuclear.																
<b>Generación Gwh</b>	136599 GWh.																
<b>Mix fuentes generación</b>	65,9% Térmica convencional; 27,8% Hidroeléctrica; 0,4% Eólica; 0,0% Solar; 0,2% Biomasa; 5,6% Nuclear.																
<b>Categorías de clientes</b>	3 categorías: Grandes Usuarios Mayores ("GUMA"), Grandes Usuarios Menores ("GUME") y Grandes Usuarios Particulares ("GUPA").																
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	Energía Plus, Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas, Régimen Resolución 220/2007 y complementarias sobre contratos entre generadores privados y CAMMESA. Se destaca asimismo la modificación de la <b>Ley de Renovables que establece metas del 8%</b> de generación de estas fuentes para finales del presente año.																
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>Ley de Renovables 27191 (octubre 2015) que modifica a la ley 26190/2006, y establece una meta del 8 % de energías renovables a finales de 2017 y del 20% para el año 2025. La legislación renovable anterior establecía únicamente una meta, del 8%, y esta debía alcanzarse a finales de 2016. Por lo tanto, con la nueva legislación se amplía en un año el plazo para alcanzar este objetivo.</p> <p>La nueva legislación introduce además exenciones a los impuestos de importación a los bienes de capital y equipos para los proyectos de energías renovables. Estos beneficios se aplicarán únicamente hasta el 31 de diciembre de 2017. Los proyectos que se realicen hasta 2017 y entre 2018 y 2025 podrán también acceder a distintos beneficios fiscales, como la devolución anticipada</p>																

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>del Impuesto de Valor Agregado (IVA).</p> <p>La nueva ley crea el Fondo para el Desarrollo de Renovables FODER con el objetivo de otorgar préstamos u instrumentos financieros para la ejecución y financiación de proyectos renovables elegibles. Los recursos del FODER se constituirán fundamentalmente a partir de recursos provenientes del Tesoro Nacional, los que no podrán ser anualmente inferiores al 50 % del ahorro efectivo de combustibles fósiles debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo.</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: recientemente implementadas, a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Subsidios Fiscales o Transferencias directas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en créditos o inversión</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Pagos por producción de energía</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Inversión pública</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>Argentina está interconectada con Brasil a través de una convertidora de frecuencia de 50Hz/60Hz localizada en Garabí, con una capacidad de 2000 MW, que está vinculada a las redes de extra alta tensión de ambos países. Con Uruguay existe una interconexión a través de dos líneas de 500 kV, con una capacidad del orden de 2000 MW. Existe una línea de que vincula la central Termoandes de 660 MW con el sistema eléctrico chileno. Con Paraguay existe una interconexión a través de la central hidroeléctrica binacional Yacuyretá, que se conecta al sistema de transmisión de 500 kV de Argentina, y al sistema de Paraguay por líneas de 220 kV.</p> <p>En América del Sur no existe un mercado regional o integrado como lo es el MER en Centroamérica. Los intercambios que se realizan entre Argentina y sus vecinos se dan bajo un marco de convenios establecidos previamente como los casos de centrales binacionales; o contratos privados entre partes en los cuales se remunera algún precio acordado; o excedentes de generación donde las empresas se atienen a las reglas de juego del MEM y se toman los Precios Spot.</p> <p>Actualmente, tras haber declarado el estado de emergencia energética se espera que durante los próximos meses Argentina importe energía eléctrica de sus países vecinos.</p>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	El costo de falla se incluye como una máquina adicional.
<b>Situaciones de racionamiento</b>	Se prioriza el abastecimiento de las demandas con contrato según Resolución 406/2003, Metodología de abastecimiento demandas s/contratos.
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	Entre las últimas modificaciones relevantes se destacan los implementados por la resolución 95/2013 (actualizada en 2014 y 2015 por las resoluciones 529/2014 y 482/2015) que modificaron en parte al esquema y valores unitarios de remuneración de costos. Actualmente con el cambio de mandato ocurrido tras las últimas elecciones presidenciales, se ha declarado el estado de emergencia en el sector y el mismo se encuentra en revisión esperándose posibles reformas.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Ley 24065/1992 – Energía eléctrica – Marco Legal.</p> <p>Decreto 1398/1992.</p> <p>Ley 25.561 de “Emergencia Económica” que dispuso, entre otras cosa, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos a la relación de cambio 1 peso igual a 1 dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación.</p> <p>Resolución 2/2002 – Delegación de facultades: los precios regulados del sector eléctrico fueron transformados a la moneda local (pesos).</p> <p>Resolución 240/2003 – Fijación de precios - Metodología: techo al costo variable reconocido.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>Resolución 406/2003 - Metodología de abastecimiento demandas s/contratos.</p> <p>Resolución 2016/2012: único precio monómico de compra para cada distribuidor y para el total de su demanda, sin especificar banda horaria y/o el tipo consumidor, definido según lo señalado en la norma anterior.</p> <p>Resolución 95/2013, 529/2014 y 482/2015 – Mercado eléctrico mayorista.</p> <p>Resoluciones 220/2007; 1836/2007; 144/2014 y 108/11: Contratos.</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> durante los últimos años ha habido poca expansión en el sistema de generación con la excepción de algunos casos como la energía nuclear y ciertos desarrollos renovables eólicos. El congelamiento de precios en el sector y los cambios de regulación constantes no ayudaron claramente al crecimiento del sector.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> los precios spot argentinos se encuentran fijos en el tope máximo establecido hace algunos años. Sin embargo, como se comentó anteriormente, este precio no tiene relevancia ya que las transacciones son remuneradas por valores regulados.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> actualmente el mercado argentino se encuentra en un proceso de revisión y se esperan cambios. Es posible el ingreso al sistema, pero se debe realizar finalmente transacciones con CAMMESA (ya sea mediante venta al mercado regulado o por el régimen contratos).</p>

## 2.3. BOLIVIA

### 2.3.1. Introducción

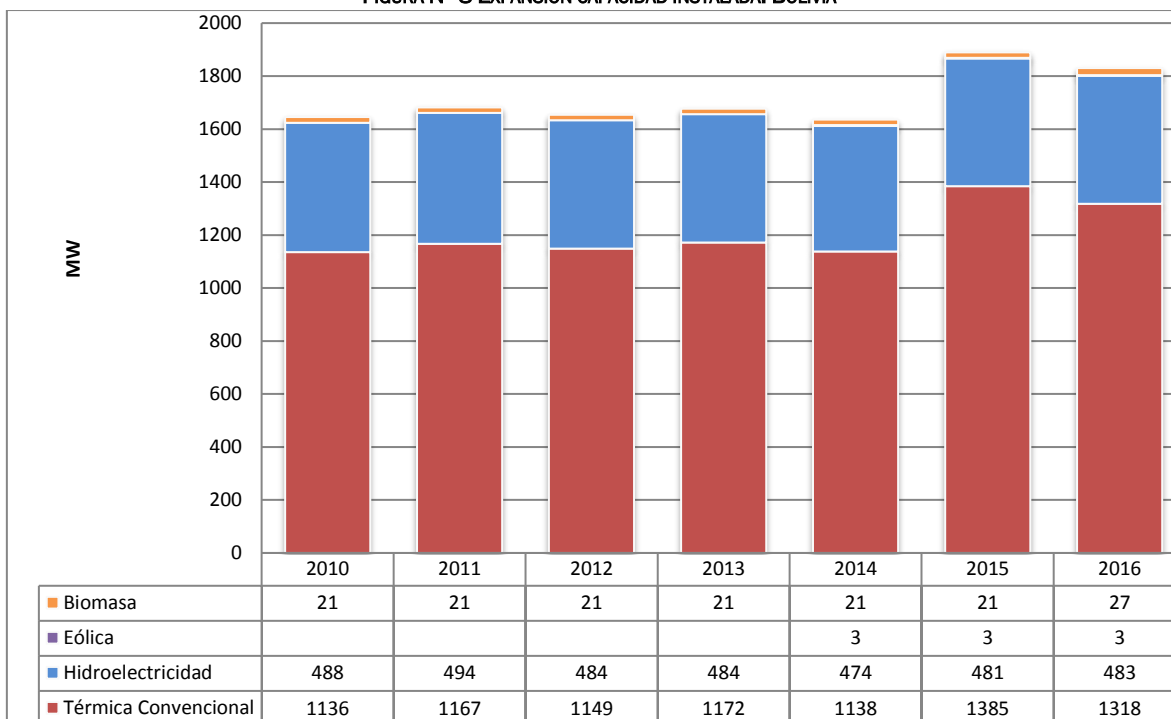
El estado Plurinacional de Bolivia se ubica en el centro geográfico de la región con una población de 11 millones de habitantes sobre una extensión de 1,09 millones de km<sup>2</sup>. Su territorio cuenta con una topografía muy variada la cual abarca valles, llanos, selva, regiones montañosas y al altiplano, con altitudes que varían desde 500 a hasta los 6000 msnm. La estación lluviosa se presenta entre los meses de mayo y octubre, la cual es tomada como referencia en las programaciones del sector eléctrico. Las ciudades más importantes son La Paz (sede de gobierno), Cochabamba, Santa Cruz y Sucre (capital).

En cuanto a la economía del país se destaca al sector agrícola es uno de los más importante siendo la soja, el principal producto. En materia energética Bolivia también se destaca al poseer las segundas mayores reservas de gas natural del cono sur y ser exportador de gas natural a Brasil y Argentina. El PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 2,392 y da cuenta de un nivel de ingresos medio bajo. A pesar de la mejoría durante los últimos 10 años la distribución de ingresos permanece bastante desigual con un índice de Gini de 0,47 (el promedio de la región es 0,44) y un 39,06% de la población debajo del umbral de la pobreza.

Su sector eléctrico se halla compuesto por dos sistemas separados: el primero de ellos, y mayor, abarca a todo el grupo de empresas de generación, transmisión, distribución y a los consumidores del Sistema Interconectado Nacional (SIN); mientras que el segundo, mucho menor, se lo denomina como el grupo de Sistemas Aislados (SA). Cuentan en su conjunto con una potencia instalada de alrededor de 1831 MW proveniente en un 72% de centrales térmicas y un 26,4% de hidroeléctricas<sup>8</sup>.

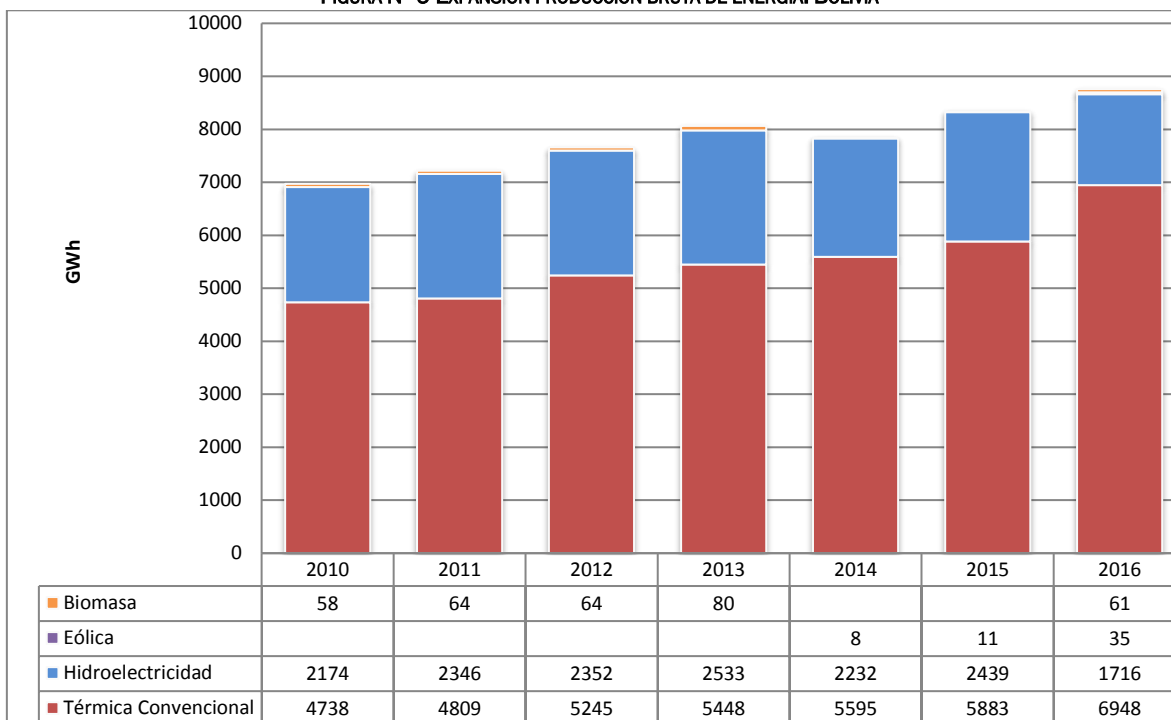
<sup>8</sup> Información al 31 de diciembre del 2015, AFCSE.

FIGURA N°8 EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: BOLIVIA



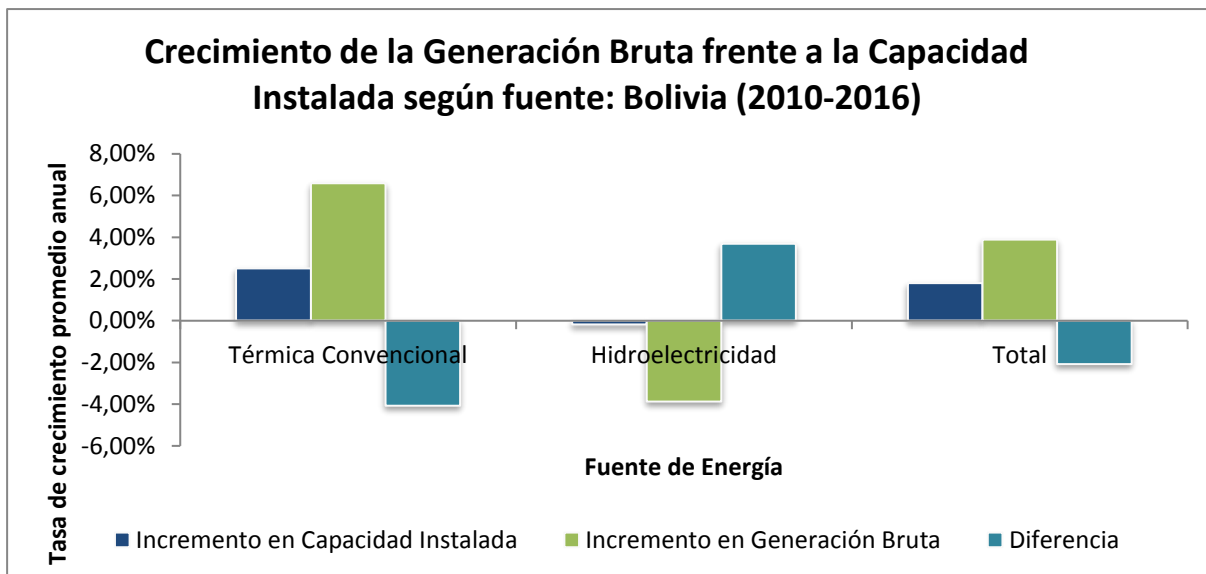
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ENDE

FIGURA N°9 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: BOLIVIA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CNDC

FIGURA N° 10 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA: BOLIVIA



A partir del Decreto Supremo N° 29894 emitido durante febrero del 2009 se creó al Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) como autoridad máxima en materia energética. Tal como lo establece el mencionado Decreto, el Ministerio tiene como tarea la planificación, dirección y control del cumplimiento de la política energética del país, la cual en la actualidad se encuentra definida por el “Plan Estratégico Institucional 2011-2015”.

En segundo lugar, se encuentra como órgano dependiente del MHE al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VEEA). Sus atribuciones principales son las de definir, formular y evaluar las políticas a mediano y largo plazo del sector eléctrico; con el objetivo inmanente de mejorar la accesibilidad, calidad, eficiencia y cobertura del mismo. Asimismo, este ente posee entre sus otros objetivos al de generar un mayor incentivo hacia la incorporación de nuevas tecnologías que aprovechen la generación de energía sustentable basadas en fuentes alternativas como la eólica y la solar.

El Decreto Supremo N° 0071 emitido en abril del 2009 por el mismo Gobierno estableció la creación de las distintas Autoridades Fiscalizadoras como entes autárquicos que reemplacen a las Superintendencias encargadas hasta ese momento de regular los distintos sectores estratégicos del País. Para el caso específico del sector eléctrico, las actividades realizadas por la Superintendencia de Electricidad (SE) pasaron a ser llevadas a cabo por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AFCSE).

Entre las atribuciones principales del AFCSE, establecidas anteriormente por la LE promulgada a finales de 1994, se hallan además de las de velar por el cumplimiento de dicha Ley las de otorgar concesiones, licencias y licencias provisionales para el desarrollo de las distintas actividades (Generación, Transmisión y Distribución); realizar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas; aplicar sanciones cuando corresponda; supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); entre otros.

El CDNC es el órgano responsable de la coordinación de las actividades del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dicho comité se encuentra conformado por distintos representantes de las empresas de del sector, consumidores no regulados y de la AFCSE. Entre sus distintas labores se hallan las de planificar la operación y expansión óptima del SIN para la satisfacción de la demanda, realizar el despacho de carga a costo mínimo, determinar la potencia efectiva de las unidades de generación, calcular los precios de Nodo y recolectar toda la información técnica necesaria para las labores del AFCSE.

**TABLA N° 6- BOLIVIA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<p><b>Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE):</b> es la autoridad máxima en materia energética. El ministerio tiene como tarea la planificación, dirección y control del cumplimiento de la política energética del país.</p> <p><b>Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VEEA):</b> Sus atribuciones principales son las de definir, formular y evaluar las políticas a mediano y largo plazo del sector eléctrico; con el objetivo inmanente de mejorar la accesibilidad, calidad, eficiencia y cobertura del mismo. Asimismo, este ente posee entre sus otros objetivos al de generar un mayor incentivo hacia la incorporación de nuevas tecnologías que aprovechen la generación de energía sustentable basadas en fuentes alternativas como la eólica y la solar.</p>
<b>Ente regulador</b>	<p><b>Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AFCSE):</b> es el órgano regulador del sector y vela por el cumplimiento la Ley de Electricidad. Tiene además la potestad de otorgar concesiones, licencias y licencias provisionales para el desarrollo de las distintas actividades (Generación, Transmisión y Distribución); realizar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas; aplicar sanciones cuando corresponda; y) supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).</p> <p>Lo dirige un consejo en el cual se incluye al Ministro de Hidrocarburos y Energía o su representante(en rol de presidente), el Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas, el Viceministro de Desarrollo Energético y dos representantes de las organizaciones sociales o grandes usuarios.</p>
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<p><b>Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC):</b> es el órgano responsable de la coordinación de las actividades del Mercado Eléctrico Mayorista. Se encuentra conformado por cinco representantes de las empresas de del sector (uno de generación, uno de transmisión y uno de distribución), consumidores no regulados y de la AFCSE que ejerce como presidente. Sus funciones tienen duración de un año salvo el representante del AFCSE.</p> <p>Entre sus distintas labores se hallan las de planificar la operación y expansión óptima del SIN para la satisfacción de la demanda, realizar el despacho de carga a costo mínimo, determinar la potencia efectiva de las unidades de generación, calcular los precios de Nodo y recolectar toda la información técnica necesaria para las labores del AFCSE.</p>

### 2.3.2. Características de la actividad de Generación

Si bien diferentes, tanto el SIN como el SA se encuentran regulados bajo la Ley de Electricidad (LE) promulgada durante diciembre de 1994. Dicha Ley, que permanece en vigencia de hace más de veinte años, dio inicio a un proceso de cambio en el sector que marcó la desverticalización de la industria eléctrica y la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, sumado a la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Mientras que la generación junto con otros sectores de infraestructura fue capitalizada, la transmisión y la distribución fueron privatizadas.

Sin embargo, por medio de una serie de Decretos Supremos emitidos durante los mandatos del Presidente Evo Morales Ayma conjuntos a la renovación y promulgación de la nueva Constitución Política del Estado el proceso de privatización fue revertido con la nacionalización de gran parte de las empresas del sector y refundación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).



Tal como lo establece la LE los agentes conectados al SIN operan en la forma de un Mercado Eléctrico Mayorista el cual es coordinado y administrado por el CNDC bajo la supervisión de la AFCSE. Pueden ser Agentes del Mercado Mayorista, todas aquellas empresas que cumplan con las limitaciones legales de desagregación de la actividad (se dediquen sólo a generación, o a transmisión o a distribución y no tengan control de gran parte del mercado), posean las respectivas concesiones o licencias correspondientes y, además:

- Si son Generadores posean una capacidad instalada mayor que 500 kW.
- Si son Distribuidores que hayan conformado sociedades Anónimas privadas.

Las operaciones entre los agentes pertenecientes al MEM se pueden realizar de dos formas distintas: la primera de ellas es por medio de contratos de suministro que suponen precios acordados para transacciones de compra-venta de electricidad ya sea entre generadores, entre generadores y distribuidores, entre generadores y consumidores no regulados y/o entre distribuidores y consumidores no regulados. Esta forma a su vez incluye a los contratos de importación y exportación realizados con agentes de otros mercados.

La segunda opción es la del Mercado Spot el cual se determina por el equilibrio entre la oferta y la demanda, produciendo un precio de energía para cada instante. El mismo funciona de manera tal que los generadores realizan su oferta y luego el CNDC coordina según cuál sea la demanda, la oportunidad de ingresar al sistema de cada unidad generadora siguiendo un esquema de despacho seguro y costo mínimo.

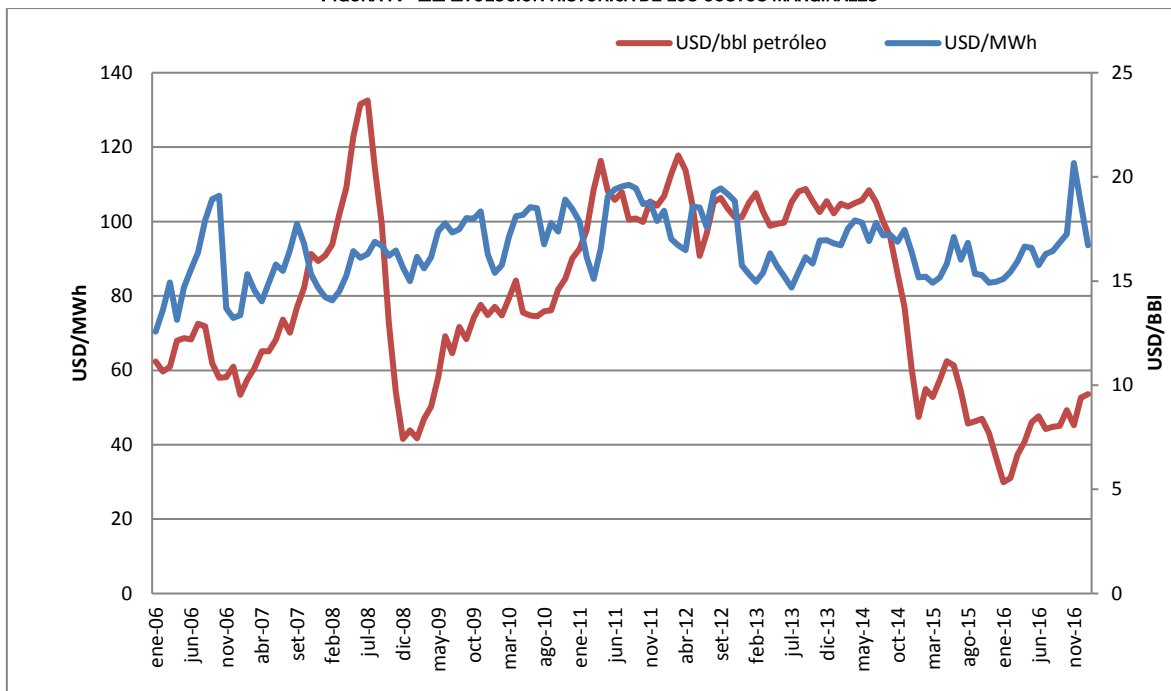
La remuneración a los generadores se realiza en base a la producción de energía que inyectan en el Sistema Troncal de Interconexión (STI) más un pago por potencia (firme, de reserva fría y de punta). La potencia firme se remunera a partir de la diferencia entre la potencia firme y los descuentos por indisponibilidad programada y forzada de las unidades. La remuneración por producción permite cubrir sus costos de operación, administración y mantenimiento (variables) mientras que el pago por potencia cubre sus costos de inversión (fijos).

Tal como indica la LE los precios de Nodo para el suministro a las empresas de distribución son aprobados semestralmente por la AFSCE. Para el caso del precio básico de energía su cálculo se realiza en base a la demanda proyectada de los próximos 48 meses, la minimización del costo de operación y racionamiento, y los valores esperados de costos marginales de corto plazo de la energía del sistema para bloques horarios. Para el precio básico de potencia de punta se toman en cuenta la anualidad de la inversión y los costos fijos anuales de operación, mantenimiento y administración correspondientes a la unidad generadora más económica destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema (utilizando una tasa de actualización estipulada por la LE). Luego en ambos casos se multiplica precio básico de energía y al precio básico de potencia en punta por sus respectivos factores de pérdidas previamente determinados.

Por otro lado, para el caso de los contratos de suministro acordados entre agentes, la normativa no establece una limitación puntual a los precios de los mismos. Sin embargo, cuando se determinan las tarifas base de los distribuidores se reconoce como precio máximo al precio de nodo respectivo. Hasta el momento no existen contratos entre generadores y distribuidores y la totalidad de las transacciones se realizan por el Mercado Spot.

En cuanto a la evolución histórica de los costos marginales se puede observar que los mismos en valores relativamente bajos para el promedio de la región y que no pareciera existir correlación con los precios internacionales de combustible. Esto ocurre ya que la mayor parte del parque térmico depende de centrales que tienen gas natural como combustible el cual es producido localmente y no precisa ser importado.

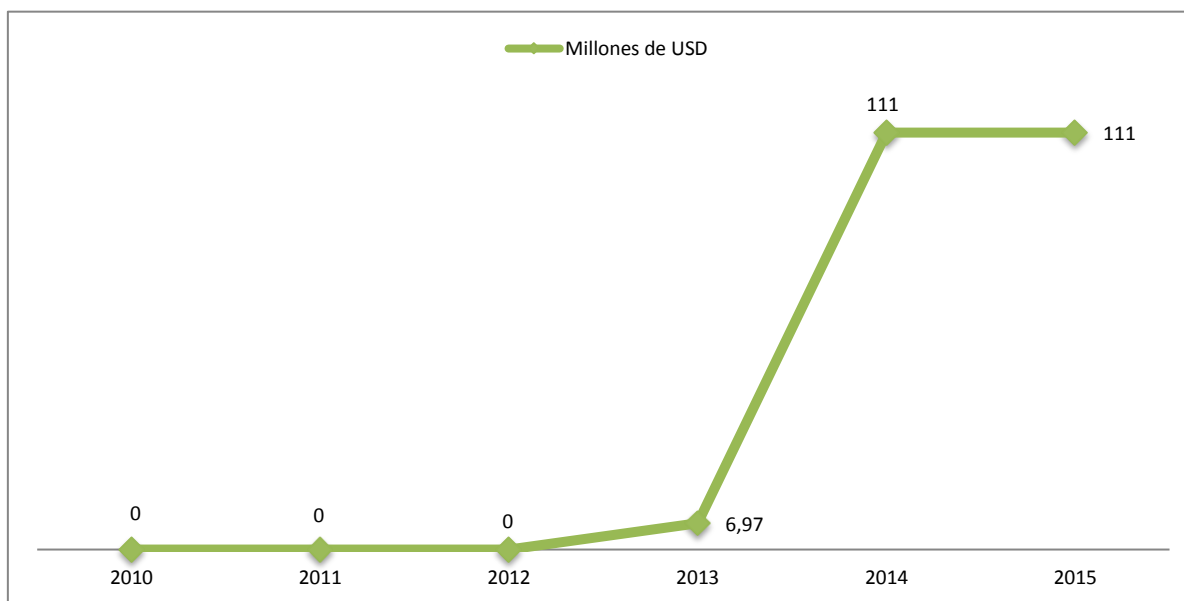
FIGURA N° 11 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS COSTOS MARGINALES



FUENTE: CNDC

Por otro lado, si bien la norma actual no contempla un incentivo económico cierto para la generación de energía con fuentes renovables, está más que claro el interés nacional de cambiar la matriz energética hacia una más sustentable y eficiente. La promulgación del Decreto Supremo N° 2048 establece el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN y la consideración del criterio de adaptabilidad. Por otro lado, se contempla actualmente la posibilidad de desarrollar una legislación adicional que apoye el desarrollo de la energía limpia en el país, tal como lo establece el *Plan de Desarrollo de Energías Alternativas 2025*.

FIGURA N° 12 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

Si bien como puede observarse en el gráfico la inversión acumulada en energías limpias ha sido bastante reducida (salvo el último año registrado), hoy existen al menos 11 proyectos simultáneos de generación de energía basados en energía solar, eólica, geotérmica y/o biomasa, y se estima que para el 2020 se alcance una producción de 420 MW en estas fuentes. La inversión sería de alrededor de 600 millones de USD.

A continuación, se presenta la tabla resumen con la información referida al sector generación de Bolivia:

TABLA N° 7 - BOLIVIA - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
<b>Organización del Mercado</b>	<p><b>Oligopolio</b> De propiedad pública y privada. Actualmente alrededor del 80% de la generación eléctrica se encuentra en manos del Estado.</p>
<b>Integración</b>	<p><b>Vertical:</b> Sí. La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) participa en todas las etapas de la cadena de valor. Sin embargo, la Ley en vigencia establece que las Empresas Eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional deberán estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades. Las Empresas de Generación o Distribución, sus Empresas Vinculadas y Accionistas o Socios Vinculados no podrán ser titulares del derecho propietario en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de Transmisión ni Distribución, ni ejercer el control de la administración de misma. Del mismo modo, las empresas de Transmisión y de Distribución, sus Empresas Vinculadas y Accionistas o Socios Vinculados no podrán ser titulares del derecho propietario en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de Generación o de Distribución, ni ejercer el control de la administración de las mismas. Aunque excepcionalmente las empresas de Distribución podrán ser propietarias directas de instalaciones de Generación, que utilice y aproveche recursos naturales renovables, siempre que capacidad no exceda el quince por ciento (15%) del total de su demanda máxima. <b>Horizontal:</b> Oligopólica con una situación casi de monopolio donde la corporación ENDE abarca las más de diez empresas eléctricas subsidiarias y/o filiales del sector y fue refundada y nacionalizada a partir del año 2008.</p>
<b>Mercado mayorista</b>	<p><b>Régimen Ordinario:</b> Mercado de Contratos: Contratos de suministro que suponen precios acordados para transacciones de compra-venta de electricidad ya sea entre generadores, entre generadores y distribuidores, entre generadores y consumidores no regulados y/o entre distribuidores y consumidores no regulados. Esta forma a su vez incluye a los contratos de importación y exportación realizados con agentes de otros mercados. Mercado Spot: se determina por el equilibrio entre la oferta y la demanda, produciendo un precio de energía para cada instante. El mismo funciona de manera tal que los generadores realizan su oferta y luego el CNDC coordina según cuál sea la demanda, la oportunidad de ingresar al sistema de cada unidad generadora siguiendo un esquema de despacho seguro y costo mínimo. De momento solo se realizan transacciones bajo esta configuración (no hay registros de contratos). Son agentes del Mercado Mayorista todas aquellas empresas que cumplan con las limitaciones legales de desagregación de la actividad (se dediquen sólo a generación, o a transmisión o a distribución y no tengan control de gran parte del mercado), posean las respectivas concesiones o licencias correspondientes y, además si son Generadores posean una capacidad instalada mayor que 500 kW, o si son Distribuidores que hayan conformado sociedades Anónimas privadas.</p>

CONCEPTO		DESCRIPCION						
	<b>Bolivia</b>	<b>Año</b>		<b>Variación</b>				
		<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2015/2014</b>				
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	Precio Mercado Spot	\$ 17,98	\$ 16,39	-8,84%				
	Precio al Por Menor	\$ 86,87	\$ 105,74	21,72%				
	Precio Residencial	\$ 80,33	\$ 96,32	19,91%				
	Precio Comercial	\$ 121,88	\$ 146,89	20,52%				
	Precio Industrial	\$ 58,39	\$ 74,01	26,75%				
	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.							
<b>Definición precio spot</b>	Precio horario igual al costo marginal de generación en el despacho económico. Definido por la unidad térmica de mayor costo variable despachada.							
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	Existen dos conceptos de remuneración: Por energía: se realiza en base a la producción de energía inyectada al STI. Por potencia: considera la potencia firme, potencia de reserva fría y potencia de punta generada. La potencia firme remunerada se determina a partir de la diferencia entre la potencia firme y los descuentos por indisponibilidad programada y forzada de las unidades de generación. Los precios son aprobados semestralmente por la AFCSE y están referidos a cada nodo del Sistema.							
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<b>Productos Licit.</b>	<b>Esquema de licit.</b>	<b>Meca. de decisión</b>	<b>Precio Base</b>	<b>Indexación</b>	<b>Comprador (Off-Taker)</b>	<b>Garantías</b>	<b>Plazo Vigente</b>
	No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.							
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Actualmente las fuentes de energía para la generación provienen de recursos hídricos, hidrocarbúricos (gas natural y diesel) y biomasa. Los recursos hídricos actualmente utilizados se encuentran en el sector occidental de Bolivia. Los hidrocarbúricos, especialmente el Gas Natural, se encuentran en el sector central y Sur de Bolivia y mediante una red de gasoductos permiten su disponibilidad en diferentes sectores del país. El gobierno central, dentro del plan "Electricidad para vivir con dignidad", ha determinado el cambio de la matriz energética incentivando el desarrollo de tecnologías para el uso de fuentes de energía renovables.							
<b>Capacidad instalada MW</b>	1831 MW.							
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	72% Térmica convencional; 26,4% Hidroeléctrica; 0,2% Eólica; 1,5% Biomasa.							
<b>Generación Gwh</b>	8759 GWh.							
<b>Mix fuentes generación</b>	80% Térmica (incluyendo Biomasa); 19,6% Hidroeléctrica; 0,4% Eólica.							
<b>Categorías de clientes</b>	Consumidores No Regulados o Grandes Consumidores: aquellos que tengan una potencia demandada mayor a 1 MW, pudiendo efectuar sus compras directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista a precios Spot ó contratar su requerimiento de algún Agente (distribuidor o generador) que opere en el Mercado Eléctrico Mayorista.							
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	Expansión de la generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 y Plan de Desarrollo de Energías Alternativas 2025, que propone la expansión del sistema durante los próximos años. <a href="http://www.cndc.bo/media/archivos/boletines/peebol2025.pdf">http://www.cndc.bo/media/archivos/boletines/peebol2025.pdf</a> Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025, que define las líneas de acción a seguir para lograr una participación efectiva de las energías alternativas en la matriz energética del sector eléctrico. <a href="http://www.bivica.org/upload/energias-alternativas-plan.pdf">http://www.bivica.org/upload/energias-alternativas-plan.pdf</a>							

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Incentivos para energías renovables</b>	La norma no contempla incentivos. Hidroeléctrica Boliviana calificó para Bonos de Carbono. Existe además un plan de electrificación de zonas rurales con energía solar. <b>Ejes REN 21:</b> <b>Objetivos de energías renovables</b> ✓: a nivel Nacional.
<b>Comercio internacional</b>	En el Artículo 9 de la Ley de Electricidad, se contemplan las exportaciones e importaciones de electricidad y las interconexiones internacionales. Es necesario tomar en cuenta que el precio de la tarifa de electricidad tiene el componente de energía que está determinado por el precio del gas, subvencionado para el consumo interno. Esta subvención determina un costo en el mercado interno inferior al de exportación, el cual debe ser estudiado para las transacciones con los países vecinos. Actualmente no existen transacciones de este tipo pero Bolivia prevé exportar electricidad a Argentina dado que posee un excedente de alrededor de 580 MW.
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	El CNDC, aplica un valor de 1.500 USD/MWh para la energía no servida, en la elaboración del Informe de la Programación de Mediano Plazo y el Estudio de Precios de nodo. Los criterios de seguridad de abastecimiento en el SIN, se encuentran incluidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema, que determina los márgenes de reserva, condiciones de operación en casos de emergencia y operación normal de los parámetros de operación referidos a tensión, frecuencia, sistema de excitación y otros aspectos.
<b>Situaciones de racionamiento</b>	El Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), determina que los contratos son privilegiados en situaciones de racionamiento. Los Agentes del Mercado que se interconectan deben poseer contratos de conexión aprobados por el CNDC donde limiten propiedad, derechos y obligaciones. Para las empresas que funcionan fuera del STI, estas poseen contratos privados donde fijan sus propias responsabilidades.
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	No ha habido cambios relevantes en el sector durante los últimos años más allá de la nacionalización de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) en el año 2010.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	Ley de Electricidad N° 1604: norma las actividades de la industria eléctrica, estableciendo los principios que rigen el funcionamiento del sector, la organización institucional, la estructura de la industria, el régimen de otorgamiento de derechos para el ejercicio de la industria eléctrica, los principios para la determinación de precios y tarifas, el régimen de infracciones y sanciones y otras disposiciones sobre temas específicos. Decreto Supremo N° 0071: creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AFCSE). Decreto Supremo N° 465, se determina la continuidad de la Tarifa Dignidad, misma que consiste en un descuento del 25% a los usuarios domiciliarios con un consumo de hasta 70 kWh/mes atendidos por las Empresas Distribuidoras que operan en el SIN. Decreto Supremo N° 934 de fecha 20 de julio de 2011 y Decreto Supremo N° 1301 de 25 de julio de 2012: medidas excepcionales Decretos Supremos N° 29549 de fecha 8 de marzo de 2008, y N° 29624 de julio de 2008 con el fin de "Modificar y Complementar el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico", que cambian la estructura, funciones y organización del CNDC Decreto Supremo N° 29599 de junio 2008 limitó la posibilidad de que el costo marginal, que determina el precio de energía, sea fijado por unidades operadas a diesel oil o con participación de diesel oil.
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que: <b>Expansión del sistema:</b> durante los últimos años no ha existido una expansión relevante del sector generación. En línea con el Plan de Desarrollo de Energías Alternativas 2025 existen al menos 11 proyectos de expansión de la capacidad instalada con base a ERNC entre los cuales se destacan eólicos, solares, de biomasa y un geotérmico. <b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> los costos marginales, al contrario de lo observado en gran parte de la región, no parecen tener correlación con los precios internacionales de los combustibles.

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<b>Acceso al Mercado:</b> el acceso al mercado se encuentra bastante limitado, y el Estado es el mayor jugador del sector gracias a la Corporación ENDE.

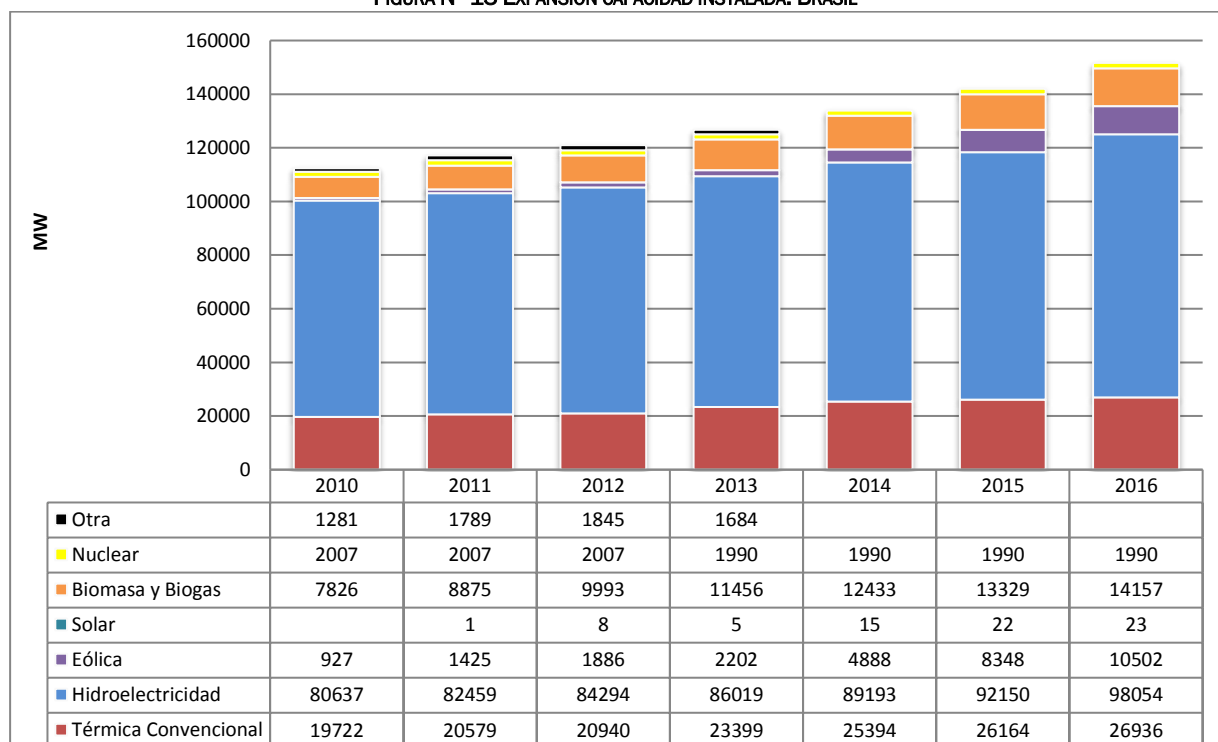
## 2.4. BRASIL

### 2.4.1. Introducción

La República Federativa del Brasil es el mayor país del continente Sudamericano tanto en extensión territorial (8,5 millones de km<sup>2</sup>) como en su cantidad de habitantes (211,24 millones de habitantes). Debido a su tamaño, el país tiene marcadas diferencias regionales. La región sudeste tiene clima tropical y concentra a la mayoría de la población, incluidas las dos mayores ciudades, Río de Janeiro y São Paulo, y a la mayoría de su capacidad industrial. La región sur tiene un clima más templado, también se encuentra industrializada y cuenta con un importante sector agropecuario. La región nordeste tiene clima semiárido con un único sistema fluvial, el de San Francisco; es la segunda región más poblada, pero tiene un nivel de industrialización y un estándar de vida relativamente bajos. La región del centro-oeste incluye la capital, Brasilia. Por último, la región norte, con la mitad de la superficie del país, se encuentra poco poblada y corresponde mayormente a la selva amazónica. Posee un nivel de ingresos mediano alto y su PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 11159,3.

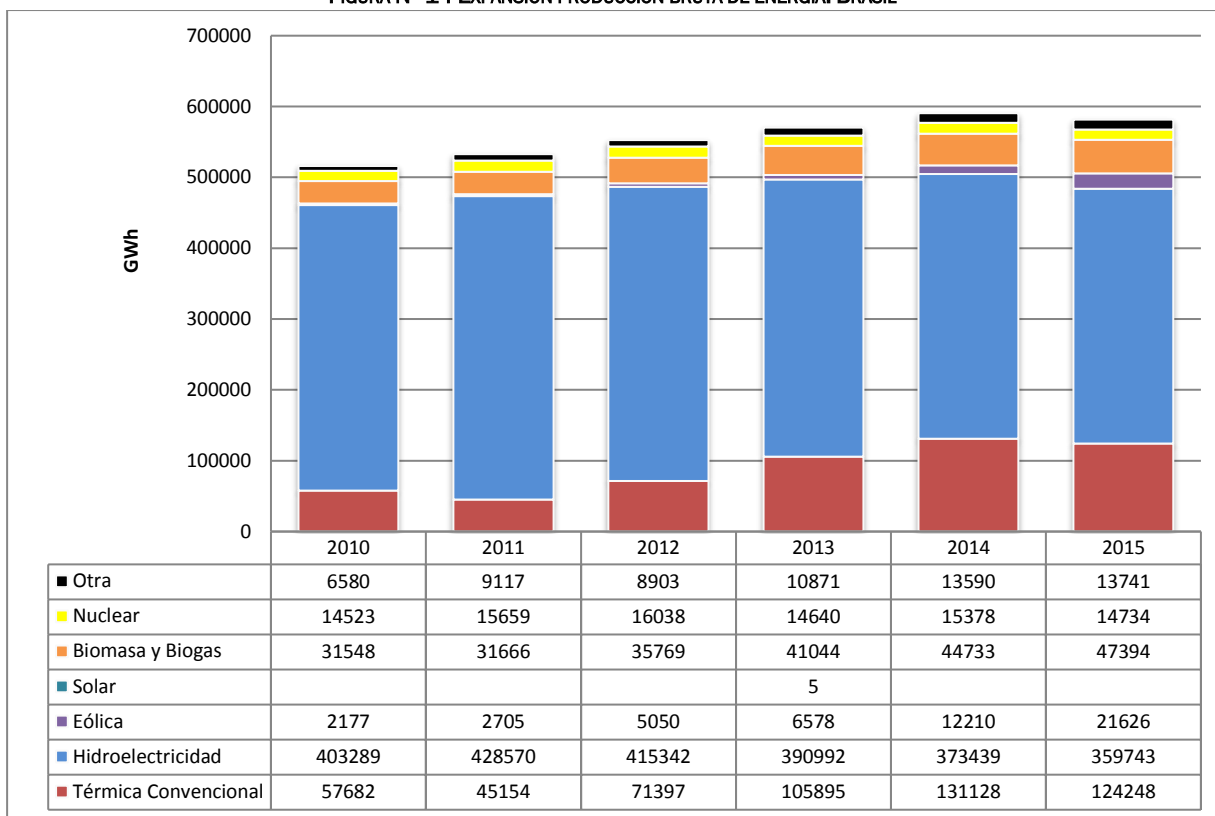
Su sector eléctrico se caracteriza por estar dividido en cuatro subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste y Sur) que interconectados entre sí conforman el Sistema Integrado Nacional (SIN). Posee en su conjunto una capacidad instalada de 151662 MW de los cuales la mayor parte proviene de centrales hidroeléctricas con el 64,7% del total. Se destacan también el importante rol del parque térmico (17,8%) y las centrales nucleares ubicadas en Angra do Reis (1,3%). Finalmente, en cuanto a ERNC, Brasil lidera en lo referente a la capacidad instalada en la región, la cual es de 24682 MW y se compone por biomasa, eólica, solar y undimotriz.

FIGURA N° 13 EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: BRASIL



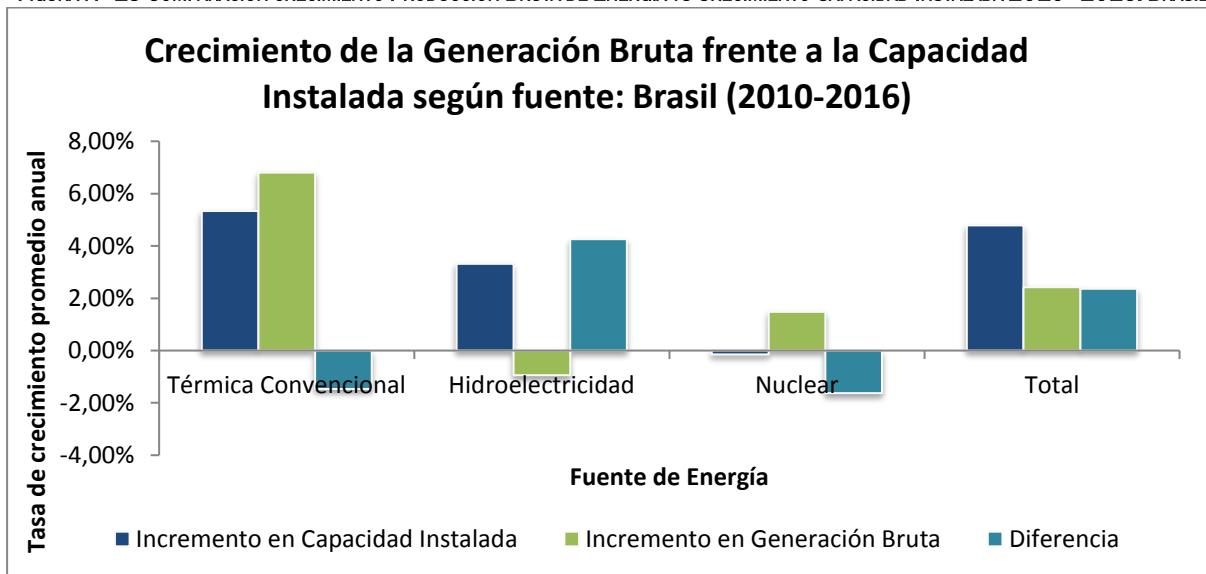
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ANEEL

FIGURA N° 14 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: BRASIL



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y EPE

FIGURA N° 15 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010 - 2016: BRASIL



La organización institucional del sector eléctrico brasileño es relativamente más compleja que la del resto de los países de la región. En primer lugar, se encuentra al Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) que cumple una labor de asesoría al Presidente con nivel ministerial.

Seguido al CNPE se ubica el Ministerio de Minas y Energía (MME), el cual se encuentra a cargo de formular e implementar las directivas aprobadas por el primero y se ocupa de la planificación del sector.

La Empresa de Pesquisa Energética (EPE), creado por las regulaciones dictadas en 2004, tiene como objetivo dar soporte técnico al MME en sus estudios de planificación de energía. Con anterioridad, esos estudios eran realizados por empresas estatales de servicios, especialmente Eletrobrás.

El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) es un órgano controlador que tiene como labor monitorear la confiabilidad del suministro de corto plazo y anticipar cualquier problema de suministro.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es el regulador del sector eléctrico y la agencia supervisora. Su mandato incluye, entre otras funciones, mediar, regular y monitorear el correcto funcionamiento del sector eléctrico.

El Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS) es un agente privado que actúa con la autorización de la ANEEL y es supervisado por dicha institución. Además de realizar el despacho mismo del sistema ("Despacho Físico"), el ONS también provee los modelos computacionales y datos requeridos por el llamado "Despacho Comercial", utilizado para liquidaciones financieras en el mercado de corto plazo.

Finalmente se encuentra la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) creada por la Ley No. 10848 para reemplazar al anterior MAE (Mercado Mayorista de Energía). Continúa siendo una empresa privada bajo la regulación de la ANEEL.

**TABLA N° 8 - BRASIL - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	<p><b>Consejo Nacional de Política Energética (CNPE):</b> es una comisión asesora del Presidente con nivel ministerial. Es coordinado por el Ministro de Minas y Energía con participación de varios ministros, presidentes de entes reguladores y otros funcionarios importantes. Sus responsabilidades incluyen: a) Proponer al Presidente la política energética nacional; b) Proponer el criterio de confiabilidad de la oferta de generación (riesgo de racionamiento) para el país; y c) Aprobar la subasta de ciertos proyectos de energía que no resultan competitivos en términos económicos pero que son considerados "estratégicos" para el país.</p> <p><b>Ministerio de Minas y Energía (MME):</b> El MME, está a cargo de formular e implementar las directivas aprobadas por el CNPE. También se ocupa de la planificación del sector y asume la función de poder concedente. Las nuevas funciones introducidas por el nuevo modelo del sector incluyen el monitoreo del suministro del sector a través del Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) y la definición de medidas preventivas para la reinstalación de la seguridad de suministro del sistema en periodos de desequilibrio coyuntural entre oferta y demanda. Además, nombra al presidente y a algunos directores del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) y del Mercado de Energía de Corto Plazo (CCEE).</p>
Ente regulador	<p><b>Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL):</b> la ANEEL es el regulador del sector eléctrico y la agencia supervisora. Su mandato incluye, entre otras funciones, mediar, regular y monitorear el correcto funcionamiento del sector eléctrico. Sus responsabilidades incluyen las siguientes: a) Regular tarifas; b) Establecer las condiciones generales para contratar el acceso y uso de instalaciones de distribución y transmisión de energía eléctrica a las empresas de servicios y consumidores desregulados; c) Promover las subastas para la contratación de empresas de servicios públicos para la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica y la concesión para utilizar potenciales hidráulicos bajo las órdenes del MME; d) Administrar la concesión o contratos de habilitación de servicios públicos de energía eléctrica; emitir las habilitaciones e inspeccionarlos; e) Definir las reglas de participación en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) (ver sección "g" más abajo) y ratificar el Acuerdo de Mercado de</p>



CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>sus miembros; y f) Autorizar las actividades del ONS.</p> <p>Las decisiones de la ANEEL son tomadas por una comisión de cinco directores con mandatos no coincidentes de cuatro años. Estos directores son nombrados por el Presidente y sus nominaciones deben ser aprobadas por el Senado Nacional. Además, la ANEEL puede firmar acuerdos con agencias reguladoras estatales para delegar algunos de sus poderes.</p>
<p><b>Ente controlador</b></p>	<p><b>Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE):</b> el CMSE es un comité asesor coordinado por el MME y compuesto por representantes de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) y otros. Su objetivo es monitorear la confiabilidad del suministro de corto plazo y anticipar cualquier problema de suministro debido a, por ejemplo, demoras en la construcción de nueva capacidad de generación. El CMSE no tiene el requisito formal de emitir informes públicos. Aun así, los resultados de las reuniones del CMSE son generalmente subidos al sitio web del MME.</p>
<p><b>Administrador Mercado Mayorista</b></p>	<p><b>Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS):</b> El ONS es un agente privado que actúa con la autorización de la ANEEL y es supervisado por dicha institución. Además de realizar el despacho mismo del sistema (“Despacho Físico”), el ONS también provee los modelos computacionales y datos requeridos por el llamado “Despacho Comercial”, utilizado para liquidaciones financieras en el mercado de corto plazo.</p> <p>El ONS tiene las siguientes funciones: a) Planificación de la operación, programación y despacho de la generación del sistema con el objeto de optimizar el sistema nacional de energía eléctrica; b) Supervisar y coordinar los centros de control del sistema eléctrico; c) Supervisar y controlar la operación del sistema de interconexión nacional de energía eléctrica y las interconexiones internacionales; d) Contratar y administrar los servicios de transmisión de energía eléctrica y sus respectivas condiciones de acceso, incluidos los servicios auxiliares; e) Proponer nuevas incorporaciones al sistema eléctrico de interconexión (instalaciones básicas de la red de transmisión), así como refuerzos del sistema existente, a considerar en la ampliación del sistema de transmisión; y f) Definir las reglas operativas para las instalaciones básicas de la red de transmisión, para ser aprobadas por la ANEEL.</p> <p>Las nuevas normas publicadas en marzo de 2004 con la Ley 10848 modifican la gestión del ONS. Una vez aprobados, los funcionarios del ONS no pueden ser removidos. Los cambios apuntaron a hacer al ONS más inmune a las presiones políticas de los agentes de generación. Tres de los directores, incluido el Presidente, son nombrados por el MME.</p>
<p><b>Otras Instituciones</b></p>	<p><b>Empresa de Pesquisa Energética (EPE):</b> La EPE fue creado por las nuevas regulaciones dictadas en 2004 y su objetivo es dar soporte técnico al MME en sus estudios de planificación de energía.</p> <p>EPE tiene las siguientes responsabilidades: a) Formular estudios para definir la matriz energética, indicando las estrategias a seguir y los objetivos a cumplir en el largo plazo; b) Realizar estudios técnicos para las subastas de suministro de energía (nueva); c) Realizar estudios para la planificación integrada de recursos energéticos; d) Preparar estudios de ampliación del sistema (generación y transmisión), incluido el plan de ampliación de la generación y transmisión en 10 años; e) Promover estudios potenciales de energía, incluidos los estudios de factibilidad de las cuencas hídricas; y f) Obtener la licencia ambiental previa y la declaración de disponibilidad hidráulica requeridas para la subasta de nuevos proyectos hidroeléctricos y de transmisión.</p> <p><b>Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE):</b> creada por la Ley No.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	10848 para reemplazar al anterior MAE (Mercado Mayorista de Energía). Continúa siendo una empresa privada bajo la regulación de la ANEEL. Las funciones de la CCEE son bastante parecidas a las del anterior MAE: a) Administrar la contratación de energía; b) Promover subastas de compra de energía cuando la tarea es delegada por la ANEEL; y c) Realizar la liquidación del mercado tanto en los ambientes regulados de contratación como en los desregulados.

#### 2.4.2. Características de la actividad de Generación

El mercado eléctrico brasileño se basa en el concepto principal de que todos los consumidores, sean estos regulados o libres, deben estar contratados en un 100%. La cobertura de los contratos se verifica ex-post, comparando los MWh acumulados consumidos el año anterior con los MWh acumulados contratados. Si la energía contratada es menor que la energía consumida, el usuario paga una penalidad que se relaciona con el costo de construir nueva capacidad. Se permite que los consumidores regulados estén sobre-contratados, pero en hasta un máximo de un 3%.

Todos los contratos de energía, que son instrumentos financieros, deben estar respaldados por la denominada “Garantía Física” (GF). La misma es calculada por el MME para cada central generadora, y refleja la capacidad anual sustentable de producir energía en periodos secos. La GF es la cantidad máxima de energía que un proyecto puede comerciar en un contrato de energía. Por ejemplo, para firmar un contrato por un promedio de 1,000 MW (8,760 GWh/año), el generador o comercializador debe demostrar que posee GF por la misma cantidad. Los certificados de GF son negociables y, durante la duración del contrato, pueden ser reemplazados por otros certificados. La GF de una determinada central puede ser revisada durante su operación comercial según el desempeño de la misma.

El requerimiento conjunto de la cobertura del 100% de la demanda mediante contratos y del 100% de los contratos mediante certificados de energía firme crea un vínculo entre el crecimiento de la carga y la construcción de nueva capacidad, que se espera garantice la confiabilidad de suministro en el largo plazo.

Las reglas, que fueron implementadas en 2004, definen dos ambientes de contratación para todos los agentes del sector: el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL).

El ACR se caracteriza porque toda la contratación de energía se realiza para satisfacer las necesidades de energía de los consumidores cautivos. Todas las nuevas compras de energía en este ambiente se realizan mediante subastas públicas y centralizadas para contratos de largo plazo, o sea que las empresas distribuidoras no pueden negociar contratos en forma bilateral con ningún proveedor. Se realizan dos subastas públicas de contratos cada año para la entrega de energía nueva 3 y 5 años más tarde. El periodo de gracia hasta la entrega les brinda tiempo a los inversores para que construyan el proyecto, y el contrato de largo plazo (15 años) les permite a los inversores obtener financiamiento para el proyecto. Así, el nuevo mecanismo representa una oportunidad de negocios para inversores en nueva generación. Se ofrecen mecanismos a los inversores para mitigar los riesgos sistémicos.

En el proceso de subasta, los distribuidores deben poner sus pronósticos de carga a disposición de la institución de planificación del gobierno y se realiza la subasta para satisfacer el incremento total de la carga de todas las distribuidoras. La subasta conjunta tiene dos objetivos principales: permitir que las distribuidoras más pequeñas se beneficien con las economías de escala y evitar que los generadores e inversores elijan distribuidoras financieramente más estables para venderles su energía (ya que esto crearía un círculo vicioso donde las distribuidoras con dificultades financieras sólo conseguirían contratos más caros). Cada generador que gana la subasta firma contratos bilaterales separados con cada una de las distribuidoras en forma proporcionada a sus pronósticos de carga. Nótese que esta forma de contratación es diferente del esquema tradicional de “comprador único”, donde una entidad del gobierno

firma un contrato de compra de energía con un productor de energía. En consecuencia, los contratos son instrumentos privados firmados entre las distribuidoras y los generadores.

Los contratos de energías con centrales existentes también se renovaban mediante subastas de energía específicas que tenían lugar cada año con entrega un año después y ofrecían contratos de mediano y corto plazo. Sin embargo, esto dejó de ser así a partir de la Medida Provisoria 579, que luego fue reformulada en la Ley 12783 en enero del 2013. La misma estableció cambios en el sistema mediante el que se otorgaban las prórrogas a las concesiones de generación existentes con el objetivo de lograr una reducción en los precios finales de la energía. Actualmente la ley establece que estas extensiones solo podrán ser realizadas sólo una vez cada 30 años para el caso de las hidroeléctricas y cada 20 para las térmicas (bajo criterio de la ANEEL).

Además de las subastas regulares de energía nueva, **la regulación también permite que el gobierno convoque a subastas específicas de tecnología y subastas específicas de proyectos.** Este mecanismo se ha utilizado para realizar subastas **para desarrollar energías renovables** (eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas y cogeneración de bagazo de caña de azúcar) y **grandes centrales hidroeléctricas** ubicadas en la región del Amazonas.

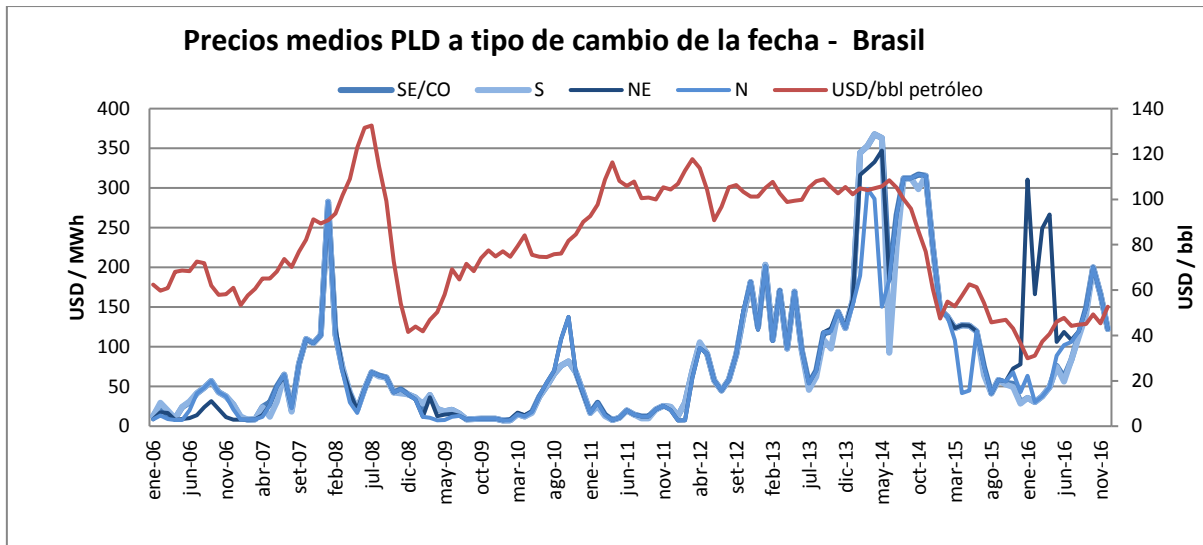
En el Ambiente Libre (ACL) todos los consumidores de más de 3 MW conectados a tensiones por encima de 69 kV y los nuevos consumidores de más de 3 MW pueden convertirse en consumidores desregulados y negociar sus contratos de suministro directamente con los generadores y comercializadores en el ambiente ACL siempre que se encuentren bajo contrato en un 100%. Los incentivos para las tarifas de distribución y transmisión y un incremento gradual de la tarifa de energía de los consumidores industriales regulados han motivado el crecimiento sostenido del mercado desregulado en los últimos años. La contratación de energía de fuentes renovables en el ambiente desregulado resulta particularmente atractiva debido a un mecanismo de contratación incentivada. Según este mecanismo, estas fuentes de generación y sus clientes tienen derecho a un descuento de hasta el 50% en sus tarifas de transmisión y distribución. Además, la regulación permite que la energía generada por estas fuentes sea directamente vendida a los consumidores (o a grupos especiales de consumidores) cuya carga sea superior a 500 kW. Esto solo constituye un aumento considerable respecto del conjunto de los consumidores desregulados (que, como se dijo anteriormente, deben tener un consumo superior a 3 MW).

Además de las modalidades de contratación mencionadas existe un Mercado de Corto Plazo o Spot en el cual son realizadas operaciones de ajuste por los saldos de los contratos, a un precio de liquidación de diferencias (PLD).

El PLD se obtiene a partir de la aplicación de modelos de optimización por parte del ONS. Estos modelos con horizontes temporales de cinco años y paso mensual (NEWAVE), o de 12 meses (DECOMP), encuentran la solución óptima de empleo de los embalses, arbitrando entre el beneficio presente por el uso del agua y el beneficio futuro esperado por almacenar agua reduciendo los costos esperados futuros de combustible y de falla.

El PLD se determina semanalmente para cada uno de tres escalones de carga y para cada submercado, siendo igual al costo marginal, limitado por un tope mínimo y uno máximo. En el cálculo del PLD no se consideran restricciones de transmisión de cada submercado, de manera que la energía es tratada como igualmente disponible en todo punto del submercado y el precio es único dentro de cada submercado. En cambio, en el cálculo del PLD se tienen en cuenta las restricciones de transmisión entre los distintos submercados.

FIGURA 16 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS PLD

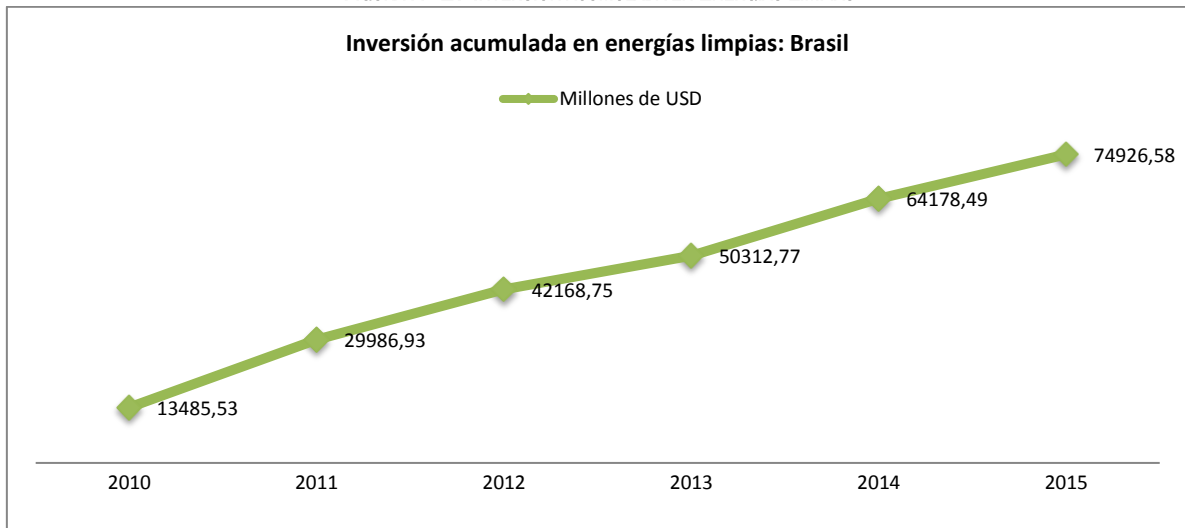


Fuente: CCEE

Como se observa en la serie histórica de PLD, el mismo puede experimentar oscilaciones muy grandes a lo largo del tiempo. Esto es consecuencia de la aleatoriedad hidrológica y por lo tanto la clave para la realización de inversiones de generación consiste en la obtención por anticipado de un contrato de suministro de energía a precios predecibles y estables.

En cuanto al desarrollo de energías limpias tanto el tamaño de su economía, los recursos naturales que posee y las políticas que, a favor bien encaminadas, han logrado que Brasil sea el principal mercado de ERNC de América Latina y uno de los 10 mayores del mundo. Su inversión acumulada ronda alrededor de 63 mil millones de USD y se espera que siga aumentando, aunque quizás a una menor velocidad (producto de la actual crisis macroeconómica).

FIGURA N° 17 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

Se adjunta a continuación la tabla resumen de las características de la actividad generación para Brasil:

TABLA N° 9 - BRASIL - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION			
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Oligopolio</b> De propiedad pública y privada. Eletrobras, mayor jugador del sector (alrededor del 60% de producción), es una sociedad de economía mixta y capital que además de poseer ciertos segmentos de transmisión y distribución es accionista mayoritario de las empresas federales más grandes (Chesf, Furnas y Eletronorte).			
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> Si bien hay separación de las actividades, existe integración vertical en algunas empresas federales del sector que poseen desde generadoras hasta distribuidoras y comercializadoras. La ley establece que las concesionarias del servicio de distribución no podrán desenvolver actividades de generación, transmisión ni participar de forma directa o indirecta en otras sociedades y contratos de concesión. <b>Horizontal:</b> Existe competencia en el sector, pero las empresas de servicios públicos federales son los grandes jugadores. Las mismas tienen a sus respectivos gobiernos estatales como accionistas y son controladas por Eletrobras. Entre 1999 y 2002, el proceso de privatización llevó a que algunas empresas de generación estatales fueran a parar a manos privadas, pero la propiedad estatal es aún mantenida en la mayoría de las empresas.			
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Especial:</b> Ambiente de Contratación Regulada (ACR): Los distribuidores deben garantizar el abastecimiento de la totalidad de su demanda mediante contratos en el ACR. Los generadores que firman esos contratos son seleccionados mediante licitaciones en la modalidad de subastas. La ANEEL está a cargo de la regulación de esas licitaciones, de acuerdo con las directivas del Ministerio de Minas y Energía, y la ejecución está a cargo de la CCEE que actúa como gestor de compra. <b>Ambiente de Contratación Libre (ACL):</b> todos los consumidores de más de 3 MW conectados a tensiones por encima de 69 kV y los nuevos consumidores de más de 3 MW pueden convertirse en consumidores desregulados y negociar sus contratos de suministro directamente con los generadores y comercializadores en el ambiente ACL siempre que se encuentren bajo contrato en un 100%. <b>Mercado de Corto Plazo o Spot:</b> son realizadas operaciones de ajuste por los saldos de los contratos, a un precio de liquidación de diferencias (PLD).			
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<b>Brasil</b>	<b>Año</b>	<b>Variación</b>	
		<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2015/2014</b>
	Precio Mercado Spot	\$ 273,73	\$ 85,76	-68,67%
	Precio al Por Menor	\$ 120,38	\$ 122,43	1,70%
	Precio Residencial	\$ 130,08	\$ 129,47	-0,47%
	Precio Comercial	\$ 124,87	\$ 125,70	0,66%
	Precio Industrial	\$ 106,18	\$ 112,12	5,59%
<b>Definición precio spot</b>	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial. El Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), es el utilizado para valorar las transacciones de energía en el Mercado de Corto Plazo o Spot, resultantes del apartamiento entre las cantidades contratadas y las realmente generadas y consumidas. El PLD se determina semanalmente para cada uno de tres escalones de carga y para cada submercado, siendo igual al costo marginal, limitado por un tope mínimo y uno máximo.			
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	No existen remuneraciones a la potencia instalada de generación, que complementen los ingresos por contratos bilaterales y las ventas en el mercado spot de energía. En la Modalidad Cantidad de Energía el generador asume el riesgo de generar la energía en la cantidad contratada. En la Modalidad Disponibilidad el generador pone a disposición la planta, y el riesgo de la cantidad generada queda a cargo de la distribuidora que compra.			

CONCEPTO		DESCRIPCION						
	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	Proyectos de generación hidroeléctricos, energía firme o para térmicos potencia y opción de energía.	Menor valor sobre precio Monómico de Referencia	Precio mínimo ofertado	Reales	ANEEL: IGPM, combustibles (de correspond) y tipo de cambio)	Empresas Distribuidoras (organizadas por CCEE) o CCEE para el caso de reserva	Financieras y físicas	15 años térmicos, 30 años hidráulica
	Además de lo mencionado del ACR, la Ley de Electricidad permite al gobierno realizar algunas subastas especiales destinadas a propósitos específicos o fuentes de energía y proyectos. Un tipo de subasta especial es la subasta de energía renovable, que el MME puede organizar en forma regular además de las subastas de energía existente y nueva. Estas subastas están enumeradas en la Ley de Electricidad en forma separada, aunque el gobierno también puede priorizar ciertas fuentes de energía sobre otras en las subastas regulares, de hecho, ha ejercido esta facultad para excluir a las centrales a carbón y las térmicas con altos costos variables de varias subastas recientes.							
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Brasil posee un potencial abundante de generación hidroeléctrica aún no explotado, que según el Plan Nacional de Energía (PNE-2030) está en torno de 126 GW y 740000 GWh al año, localizado en un 70% en la Amazonia. El potencial eólico se ha estimado en 144 GW y 272000 GWh al año, la mitad del cual se encuentra en la región Nordeste. La generación excedente para el mercado que puede proporcionar el bagazo de caña se estima en 44000 GWh, la mayor parte en la región Sudeste. En cuanto a la energía solar, según datos del PNE-2030, Brasil presenta medidas de radiación solar entre 14 MJ/m2 día en las regiones Sur y Sudeste y 22 MJ/m2 en la región Nordeste. En cuanto a las fuentes no renovables, Brasil dispone de reservas nacionales de gas natural pero la principal fuente de abastecimiento en lo inmediato es el gas natural procedente de Bolivia, a través de un gasoducto entre Bolivia y San Pablo.							
<b>Capacidad instalada MW</b>	151662 MW.							
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	17,8% Térmica convencional; 64,7% Hidroeléctrica; 6,9% Eólica; 0,0% Solar; 9,3% Biomasa; 1,3% Nuclear.							
<b>Generación Gwh</b>	578897 GWh.							
<b>Mix fuentes generación</b>	14,8% Térmica convencional; 65,8% Hidroeléctrica; 5,8% Eólica; 0,0% Solar; 8,5% Biomasa; 2,7% Nuclear; 2,4% Otros.							
<b>Categorías de clientes</b>	Clientes libres: Los consumidores con demanda igual o superior a 3 MW y fecha de conexión a la red posterior al 8 de julio de 1995 y los consumidores conectados anteriormente a esa fecha con tensión de suministro mayor o igual a 69 kV pueden comprar su energía a cualquier suministrador. Los consumidores con demanda superior a 500 kW pueden comprar energía a la concesionaria de distribución local a tarifa regulada o pueden negociar libremente la compra a generadores de fuente incentivada (pequeñas centrales hidráulicas, térmicas a biomasa o eólicas).							
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	Los proyectos de generación que como resultado de la planificación realizada por EPE y por resolución del CNPE sean considerados prioritarios, por su carácter estratégico y su interés público. La EPE está vinculada al Ministerio de Minas y Energía y realiza estudios, investigaciones y planes para implementar la política energética, de los que se destaca el último "Plano Decenal de Expansão de Energia 2024". <a href="http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf">http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf</a>							

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>PROINFA – Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas, instituido por la Ley nº 10438, de abril de 2002, y revisado por la ley 10762 de noviembre de 2003, gerenciado por Electrobras (empresa del gobierno federal que es controladora de empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y actúan también en la comercialización de electricidad).</p> <p>Subastas de Fuentes Alternativas desde 2007 (Decreto 6048), de reserva, regulares, contratos eólicos y contratos para biomasa.</p> <p><b>Incentivos para energías renovables</b></p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: recientemente implementadas, a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en créditos o inversión</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Inversión pública</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>En cuanto a comercio internacional de electricidad, Brasil tiene acuerdos de interconexiones con Paraguay (remanente de la energía de la C.H. Itaipú de 14 000 MW y otro de 50 MW), Argentina (interconexión de 2250 MW), Venezuela (200 MW, no integrada al sistema interconectado) y Uruguay (de 70 MW).</p> <p>En América del Sur no un mercado regional o integrado como lo es el MER en Centroamérica. Los intercambios que se realizan entre Brasil y sus vecinos responden en gran parte a convenios preestablecidos como el de la central binacional de Itaipú. Asimismo también existen intercambios que responden a contratos entre privados o excedentes de energía, estos últimos teniendo como objetivo al Mercado Spot.</p>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	<p>El costo de falla se incluye como una máquina adicional en la estimación de los valores del agua de los embalses y de los costos marginales de generación resultantes, que determinan el precio spot. En la determinación de la operación de los embalses, junto a los costos de falla se consideran restricciones adicionales de seguridad, que surgen de una curva de aversión al riesgo, que establece niveles mínimos de almacenamiento en cada submercado y para cada período del año, por debajo de los cuales se recurre a la generación térmica.</p>
<b>Situaciones de racionamiento</b>	<p>Es gestionado por instituciones federales sobre la base de incentivos.</p>
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	<p>Se destaca la Medida Provisoria 579, luego reformulada en la Ley 12783 en enero del 2013. La misma estableció cambios en el sistema mediante prórrogas para las concesiones de generación existentes. Actualmente la ley establece que estas extensiones solo podrán ser realizadas sólo una vez cada 30 años para el caso de las hidroeléctricas y cada 20 para las térmicas (bajo criterio de la ANEEL).</p>
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Ley 9074 de 1995: Ley de concesiones del servicio de energía eléctrica</p> <p>Ley 10847 de marzo de 2004, y reglamentada por el decreto 5184 de agosto de 2004. (EPE)</p> <p>Ley 10848 de 2004, se creó el llamado “nuevo modelo”</p> <p>Ley 12783 de enero 2013: sobre las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, reducción de los cargos sectoriales y modificación tarifaria</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> la expansión del sistema eléctrico brasileño durante los últimos años ha sido considerable, especialmente dinamizada por el desarrollo de energías renovables. En general, las subastas de nueva capacidad en Brasil han resultado atractivas para los inversores tanto brasileños como extranjeros. Los candidatos a proveedores han incluido una gran variedad de tecnologías tales como nuevos proyectos hidroeléctricos, gas, carbón y centrales a petróleo, biomasa con caña de azúcar.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> a pesar de la expansión en ERNC la generación eléctrica continúa siendo mayoritariamente proveniente de fuentes hidroeléctricas, por lo cual el sistema posee una fuerte sensibilidad a las condiciones hidrológicas del año. La crisis de sequía ocasionada durante el 2014 que elevó considerablemente los precios de la energía deja entonces dos lecciones: la necesidad de diversificar y la importancia de tener una generación distribuida.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> a pesar de que gran parte de la capacidad instalada es pertenece a Eletrobras, ya sea</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	de manera directa o indirecta, existen posibilidades de acceso al mercado de generación para empresas privadas especialmente en ERNC. Se destacan los casos de fuentes eólicas y a partir de biomasa.

## 2.5. CHILE

### 2.5.1. Introducción

Chile es un país de ingresos altos ubicado en la región suroeste de América del Sur. Su territorio comprende una larga y estrecha franja de tierra conocida como Chile continental, entre el Océano Pacífico y la Cordillera de los Andes, limitando al norte con Perú, al este con Bolivia y Argentina, y al sur con el Paso Drake. Además, posee territorios insulares en el Océano Pacífico, como el Archipiélago Juan Fernández, Sala y Gómez, Islas Desventuradas y la Isla de Pascua (ubicada en la Polinesia), totalizando una superficie de 756 mil km<sup>2</sup>.

Chile es un mercado abierto al mundo, con una economía caracterizada por la exportación y la explotación de materias primas. Su PIB per cápita de USD 14.660,5, a precios constantes de 2010, y cuenta con una población 18,31 millones de habitantes. Su sector energético posee con una limitada capacidad en materia de recursos: la producción de electricidad depende principalmente de cuestiones hidrológicas y de las importaciones de hidrocarburos para suplir sus necesidades (alrededor del 60% de su producción de energía requiere de insumos importados). Su sistema eléctrico se encuentra físicamente separado en dos grandes mercados mayoristas no interconectados entre sí que operan de forma independiente: El Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING).

Tal como su nombre lo indica, el SIC se encuentra ubicado en la región central y abarca al 93% de la población. Posee una capacidad instalada de 17.570 MW de la cual alrededor del 45,4% proviene de centrales térmicas (7.983 MW), 35,4% de hidroeléctricas (6.220 MW) y el porcentaje restante de energías renovables no convencionales (1256 MW Solar, 1205 MW Eólica, y 469 MW repartidos entre Biomasa y Biogás)<sup>9</sup>. El 60% de la energía generada se destina a clientes regulados.

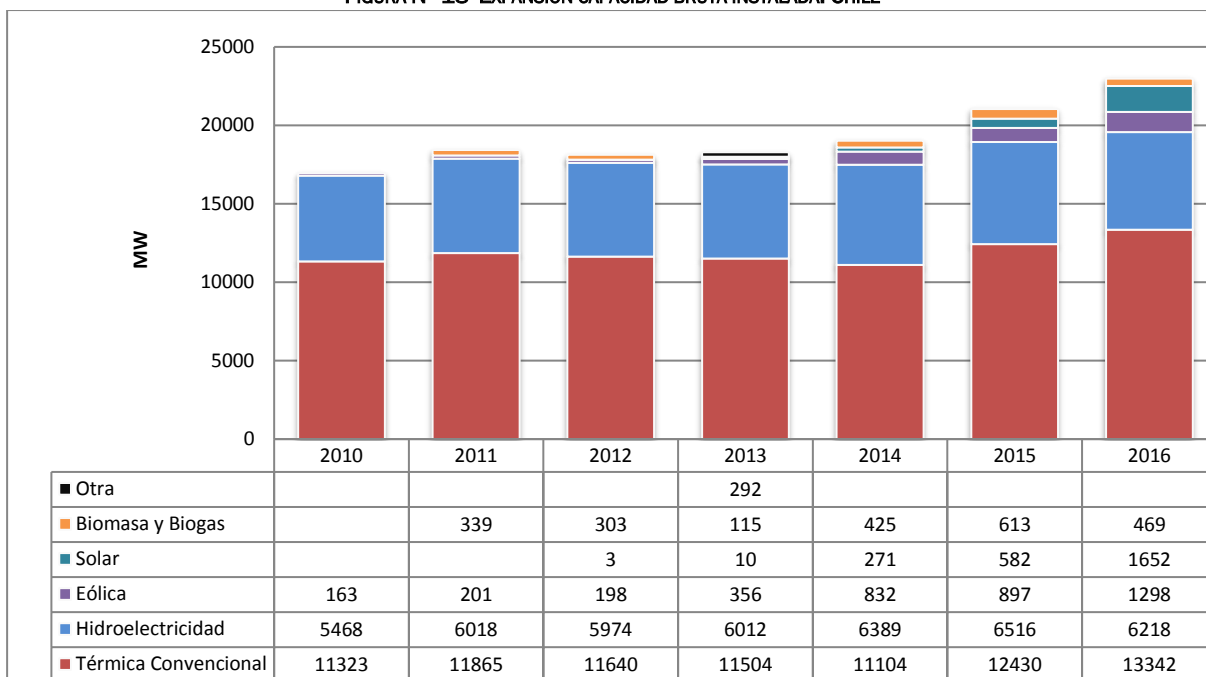
Por otro lado, ubicado al Norte del país, más precisamente en la zona comprendida entre la Primer y Tercer Región, se encuentra el SING. El mismo abastece alrededor del 5% de la población y cuenta con una capacidad instalada 5246 MW de los cuales la gran mayoría proviene de centrales térmicas (4744 MW) y el restante se divide entre Solares (396 MW), Eólicas (89 MW) e Hidroeléctricas (17 MW). Dado que se trata de una zona mayoritariamente industrial, el 90% de la energía generada en el SING es vendida directamente a los grandes clientes industriales.

Además de los anteriores, existen sistemas medianos aislados que operan de forma regulada y proveen de energía a las regiones más australes del país, así como a la Isla de Pascua. Estos sistemas suman entre todos alrededor de 165 MW de capacidad instalada, siendo en su mayoría de origen térmica.

<sup>9</sup> Valores de Abril del año 2015.

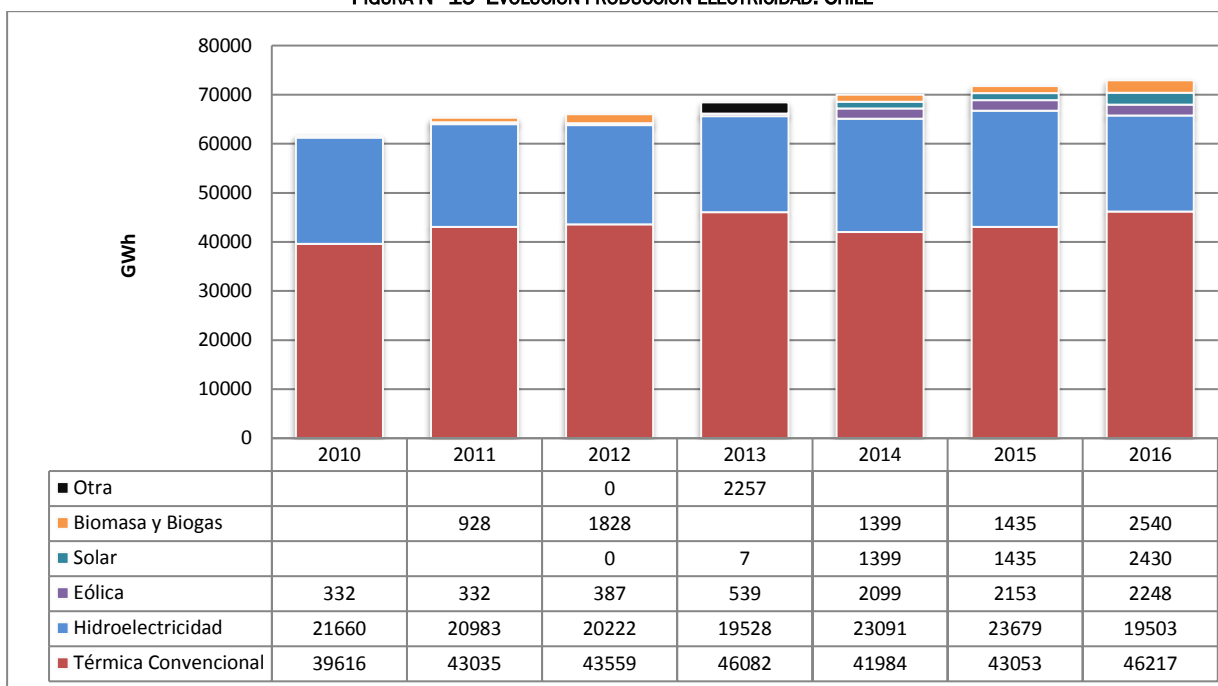


FIGURA N° 18 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: CHILE



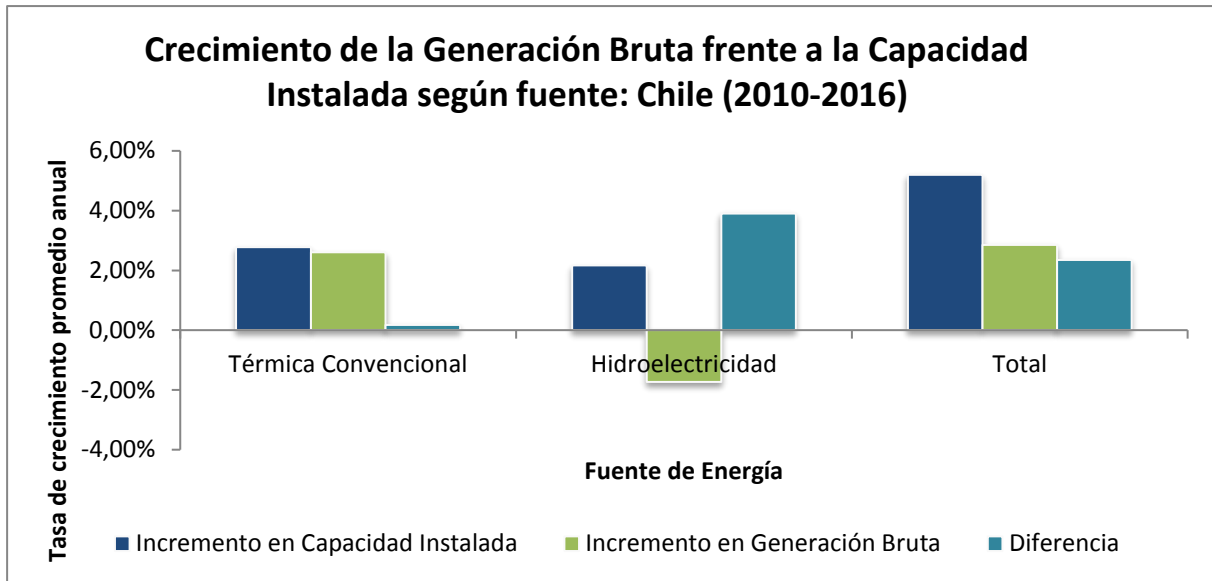
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y CDEC

FIGURA N° 19 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: CHILE



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y CDEC

FIGURA N° 20 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2016: CHILE



Por otro lado, en lo referido a los aspectos institucionales, el ente gubernamental de mayor importancia y encargado de la planificación y administración del sector es el Ministerio de Energía. En segundo lugar, se encuentra el ente regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), que tiene la finalidad de emitir la normativa y fijar tarifas; y finalmente se ubica la Superintendencia de Energía y Combustibles (SEC), como principal órgano controlador.

Adicionalmente, existen otras dos instituciones propias del sector eléctrico: el Panel de Expertos, como primera instancia para la resolución de conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica entre las empresas eléctricas y los organismos de regulación (incluido los Centros de Despacho Económico de Cargas (CDEC) encargados de coordinar la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión para los grandes sistemas -uno para cada uno de ellos-).

La tabla ubicada a continuación resume las funciones principales de las instituciones de interés en el mercado:

TABLA N° 10 - CHILE - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<p><b>Ministerio de Energía:</b> Es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía.</p>
<b>Ente regulador</b>	<p><b>Comisión Nacional de Energía (CNE):</b> Es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía.</p> <p>Sus funciones son: a. Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley. b. Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley. c. Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia. d. Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.</p> <p>La administración de la Comisión corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente controlador</b>	<p><b>Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):</b> es una institución descentralizada que se relaciona con el gobierno a través del Ministerio de Economía.</p> <p>Su función principal es fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, transporte y distribución de electricidad.</p> <p>La Superintendencia de Electricidad y Combustibles se somete a la fiscalización de la Contraloría General de la República.</p>
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<p><b>Centros de Despacho Económico de Cargas (CDEC):</b> Los CDEC coordinan la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión. Existen dos CDEC, uno para el SIC y otro para el SING.</p> <p>Se encuentran integrados por todas aquellas empresas de generación, transmisión y consumidores de precio no regulado (clientes libres) que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo N° 16 y N° 17 del Decreto Supremo N°291/2007.</p> <p>Su Directorio se encuentra conformado por representantes elegidos por cada uno de los segmentos que integran el CDEC y a su vez posee dos Direcciones: la de Dirección de Operación y la Dirección de Peajes. Ambas son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, y cumplen sus cometidos de acuerdo con los criterios generales fijados por el Directorio. La primera en lo relativo a la Operación física del sistema, y la segunda en lo referente al acceso y administración del mercado.</p>
<b>Otras Instituciones</b>	<p><b>Panel de Expertos:</b> es un órgano colegiado autónomo. Su función es la de pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, en aquellas situaciones de discrepancias y conflictos cuando la ley lo disponga.</p> <p>El Panel está integrado por siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica y que han acreditado, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de tres años. Cinco de ellos deben ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos deben ser abogados. Los integrantes son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante un concurso público, por periodos de seis años. El Panel de Expertos se renueva en forma parcial cada tres años.</p> <p>Los integrantes del Panel de Expertos, el Secretario Abogado y el personal auxiliar no tienen la calidad de personal de la Administración del Estado ni son jerárquicamente dependientes de ésta. No obstante, les son aplicables las normas sobre responsabilidad administrativa y probidad contenidas en la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.</p>

## 2.5.2. Características de la actividad de Generación

En cuanto a la organización del sector eléctrico la misma difiere de acuerdo a la actividad realizada. Mientras que la generación se caracteriza por ser de libre competencia, las actividades de transmisión y distribución se encuentran reguladas.

Para el caso de los generadores, los mismos cuentan con las siguientes opciones: vender su producción a través de contratos de suministro, o venderla en el Mercado Mayorista Eléctrico Spot (MME) (o un mix de ambas). Dado que la demanda no puede participar directamente en las transacciones del MME, el mercado de contratos es de suma importancia en Chile ya que todos los consumidores, tanto regulados como no regulados deben ser abastecidos a través de un contrato de compra de energía. Además, cabe mencionar que en los precios de los contratos existe una remuneración a la potencia firme de generación.

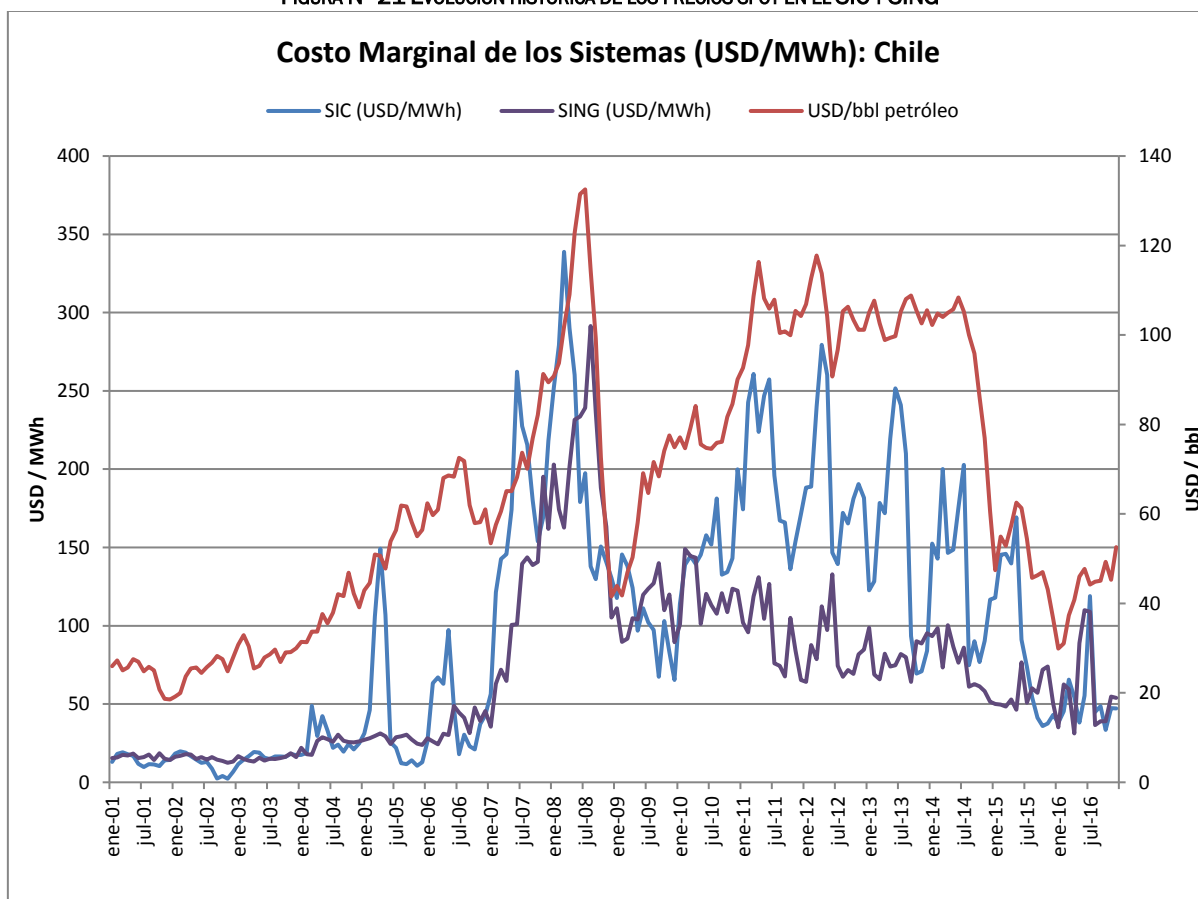
Estos ingresos por capacidad incentivan la inversión en generación.

En el MME en cambio solo se realizan transacciones entre generadores con el objetivo de suplir las diferencias que se incurran entre los compromisos contractuales asumidos y la producción de cada empresa generadora. Dicho mercado, que representa el 30% de la energía vendida a consumidores, opera de forma spot donde el precio se establece a partir del costo marginal de corto plazo del sistema para una hora determinada. Cabe mencionar que, si bien la actividad de generación opera de manera libre, existe una fuerte concentración en el sector siendo solo cuatro empresas las que poseen alrededor del 76% de la capacidad instalada.

Dado que la mayor parte de la oferta proviene de centrales hidroeléctricas o de centrales térmicas que utilizan insumos importados, los precios de este mercado se encuentran fuertemente influenciados por las condiciones hidrológicas del año y/o por los precios internacionales de los combustibles.

De hecho, si se analiza la serie histórica de los precios spot del SIC y SING durante los últimos quince años (ver gráfico 1), puede apreciarse la existencia de dos etapas bien diferenciadas relacionadas con los precios internacionales de los insumos.

FIGURA N° 21 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS PRECIOS SPOT EN EL SIC Y SING



Fuente: CDEC SIC y CDEC SING

La primera de ellas, de precios spot más bajos, se encuentra asociada a los años de importación de gas barato proveniente de la Argentina. Durante estos años, las señales de precios bajos provocaron una fuerte inversión en el desarrollo de plantas de ciclo combinado.

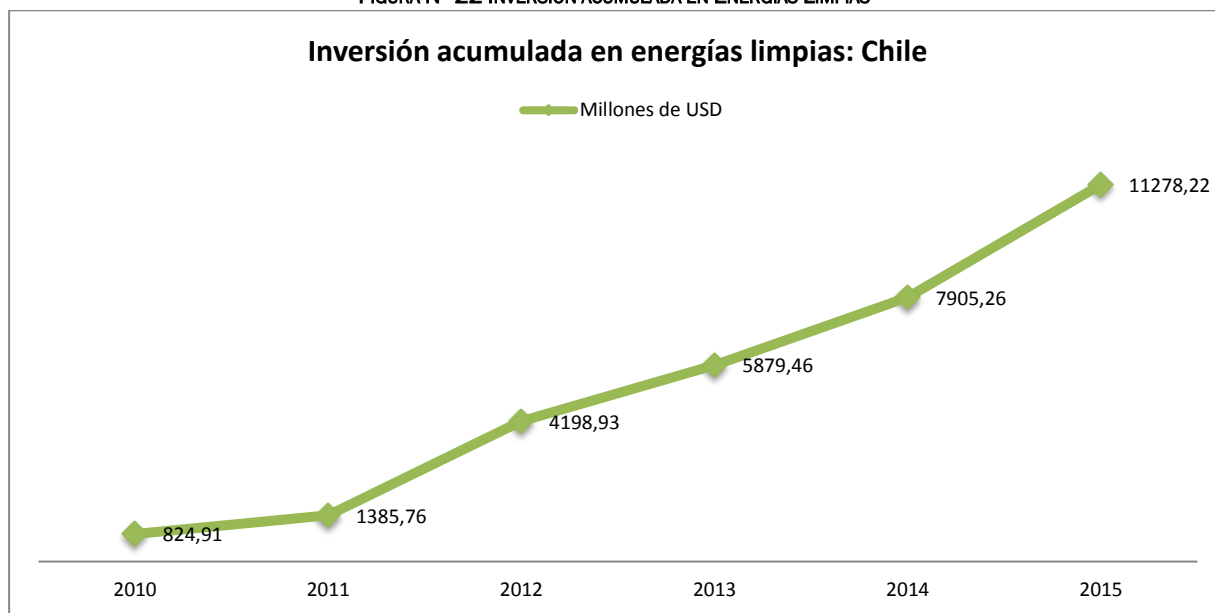
La segunda etapa comienza a partir de la decisión de cortar las exportaciones de gas por parte del gobierno argentino durante el invierno del 2004. Esto se vio sumado al boom del precio internacional de petróleo a partir del 2007 el cual, al ocurrir durante un período de gran crecimiento de la demanda industrial doméstica (debido al alto precio internacional del cobre), provocó un exceso de demanda y

asociada a ella una fuerte suba en los precios spot de energía eléctrica. Como consecuencia de ello, el gobierno chileno se vio obligado a rever su estrategia energética e intentó promover contratos de largo plazo como medio de fomento de tecnologías alternativas como lo fueron centrales térmicas a carbón o de energías renovables (eólica, solar y de biomasa). Asimismo, se destaca también la implementación de planes de reducción voluntaria de demanda y la instalación de cientos de MW en generadores impulsados por combustibles líquidos.

Sin embargo, este boom en el precio spot de la energía no fue duradero debido a que la crisis financiera e internacional de los años 2008 y 2009, que trajo no solo la caída de la actividad industrial sino también del precio de los principales combustibles, resultó en una caída significativa de la demanda de energía resultando en un retorno a niveles más bajos de precios spot<sup>10</sup>. Sin embargo, cabe aclarar que dichos precios fueron de todas formas considerablemente mayores a los de inicios del milenio.

Recién durante los últimos años se ve una disminución gradual de los precios de la energía la cual responde no solo a la caída de los precios internacionales de los combustibles sino también a las condiciones hidroeléctricas favorables y las nuevas inversiones en tecnologías no convencionales mencionadas anteriormente (principalmente en energía solar). Un indicador interesante que da cuenta de esto último es la inversión acumulada en energías limpias durante los últimos años, la cual se puede observar en el gráfico a continuación:

FIGURA N° 22 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

Finalmente, se resumen en la siguiente tabla las principales características de la actividad generación para Chile:

TABLA N° 11 - CHILE - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Organización del mercado</b>	<p><b>Oligopolio</b> Competencia libre y propiedad privada. Existen alrededor de 40 empresas entre los dos sistemas interconectados.</p> <p>Sin embargo, existe mucha concentración. Tres empresas representan alrededor de 60% del total del Sistema Interconectado Central (Endesa, Colbun y AES Gener.) y 2 empresas representan el 65% del total del Sistema Interconectado Norte Grande (ECL y Gas Atacama).</p>

<sup>10</sup> Se destaca también el impacto generado por el mencionado plan de reducción voluntaria de demanda.

CONCEPTO	DESCRIPCION																											
<b>Integración</b>	<p><b>Vertical:</b> No. Separación de propiedad. Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público.</p> <p>Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.</p> <p><b>Horizontal:</b> Pocos Vendedores.</p>																											
<b>Mercado mayorista</b>	<p><b>Régimen Especial:</b> el Mercado de Contratos aplica de manera tradicional, donde tanto clientes regulados como no regulados pueden participar.</p> <p>El Mercado Spot solo aplica para transacciones entre generadores a fines de suplir discrepancias entre la generación real y las ventas pactadas. Representa el 30% del suministro eléctrico.</p>																											
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">CHILE</th> <th colspan="2">Año</th> <th>Variación</th> </tr> <tr> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2015/2014</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Precio Mercado Spot</td> <td>\$ 104,40</td> <td>\$ 72,89</td> <td>-30,18%</td> </tr> <tr> <td>Precio al Por Menor</td> <td>\$ 140,00</td> <td>\$ 139,31</td> <td>-0,49%</td> </tr> <tr> <td>Precio Residencial</td> <td>\$ 176,00</td> <td>\$ 190,26</td> <td>8,10%</td> </tr> <tr> <td>Precio Comercial</td> <td>\$ 108,00</td> <td>\$ 114,98</td> <td>6,46%</td> </tr> <tr> <td>Precio Industrial</td> <td>\$ 135,00</td> <td>\$ 112,69</td> <td>-16,53%</td> </tr> </tbody> </table>	CHILE	Año		Variación	2014	2015	2015/2014	Precio Mercado Spot	\$ 104,40	\$ 72,89	-30,18%	Precio al Por Menor	\$ 140,00	\$ 139,31	-0,49%	Precio Residencial	\$ 176,00	\$ 190,26	8,10%	Precio Comercial	\$ 108,00	\$ 114,98	6,46%	Precio Industrial	\$ 135,00	\$ 112,69	-16,53%
	CHILE		Año		Variación																							
		2014	2015	2015/2014																								
	Precio Mercado Spot	\$ 104,40	\$ 72,89	-30,18%																								
	Precio al Por Menor	\$ 140,00	\$ 139,31	-0,49%																								
	Precio Residencial	\$ 176,00	\$ 190,26	8,10%																								
Precio Comercial	\$ 108,00	\$ 114,98	6,46%																									
Precio Industrial	\$ 135,00	\$ 112,69	-16,53%																									
*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.																												
<b>Definición precio spot</b>	<p>El precio spot en el SING se encuentra relacionado directamente con el precio internacional de los combustibles. Para el caso del SIC además de esto se encuentra fuertemente condicionado por el estado de los embalses y la situación hidrológica. El manejo de los embalses es determinado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) de acuerdo a un modelo de valor del agua.</p> <p>El precio spot es igual al costo marginal de corto plazo del sistema o el costo de falla si se está en racionamiento, excluyendo de la formación de precios las máquinas en operación forzada por razones técnicas.</p>																											
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	<p>Clientes regulados: a) Contratos Sin Licitación: cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios de Nudo b) Contratos Resultantes de Licitaciones: contratos derivados de licitaciones convocadas por los Distribuidores. Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo. Clientes libres: la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores</p>																											
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Productos Licit.</th> <th>Esquema de licit.</th> <th>Meca. de decisión</th> <th>Precio Base</th> <th>Indexación</th> <th>Comprador (Off-Taker)</th> <th>Garantías</th> <th>Plazo Vigente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Curva de potencia y energía asociada</td> <td>Pública a sobre cerrado.</td> <td>Precio mínimo por bloque ofertado.</td> <td>USD.</td> <td>Oferentes sobre canasta de combustibles (de corresponder).</td> <td>Empresas Distribuidoras supervisadas por el regulador.</td> <td>Financieras.</td> <td>15 años.</td> </tr> </tbody> </table>	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente	Curva de potencia y energía asociada	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo por bloque ofertado.	USD.	Oferentes sobre canasta de combustibles (de corresponder).	Empresas Distribuidoras supervisadas por el regulador.	Financieras.	15 años.											
	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente																				
Curva de potencia y energía asociada	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo por bloque ofertado.	USD.	Oferentes sobre canasta de combustibles (de corresponder).	Empresas Distribuidoras supervisadas por el regulador.	Financieras.	15 años.																					
<p>Existe la obligación para los distribuidores de obtener contratos de abastecimiento para abastecer la totalidad de la demanda de los clientes regulados con una anticipación mínima de tres años, así como la necesidad de los clientes libres de abastecerse mediante contratos. Los contratos deben tener una duración máxima de 15 años y se adjudican al proponente que ofrezca el menor precio de energía. En cada licitación el valor máximo admisible de los precios ofertados por la energía será el equivalente al límite superior de la banda alrededor de la cual debe situarse el precio de nudo</p>																												

CONCEPTO	DESCRIPCION
	vigente al momento de licitación, incrementado en un 20%.
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	La mayor parte de los combustibles empleados en generación de energía eléctrica son de origen importado (gas natural, carbón y derivados del petróleo). En el mediano y largo plazo, las nuevas inversiones en generación están modificando la matriz energética en Chile, reduciendo la generación con gas natural y aumentando el parque de centrales hidráulicas, a carbón y de energías no convencionales.
<b>Capacidad instalada MW</b>	<b>Sistema Interconectado Central (SIC):</b> 17570 MW <b>Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):</b> 5246 MW. <b>Sistemas aislados Aisén y Magallanes:</b> suman alrededor de 165 MW.
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	<b>SIC:</b> Térmica (fósil) 45,4%, Hidroeléctrica 35,4%, Eólica 6,8%, Solar 1,1%, Biomasa 2,7%. <b>SING:</b> Térmica 91,2%, Hidroeléctrica 0,3%, Eólica 1,7%, Solar 7,8%.
<b>Generación GWh</b>	72938 GWh.
<b>Mix fuentes generación</b>	Térmica: 63,4%; Hidroeléctrica: 26,7%, Eólica: 3,1%; Solar: 3,3%; Biomasa 3,5%.
<b>Categorías de clientes</b>	<b>Clientes regulados:</b> menores a 500kW y aquellos entre 500 y 2000kW que eligen serlo. <b>Clientes libres:</b> consumidores con potencia conectada superior a 2000 kW que deben contratar su suministro directamente con generadores o con distribuidores (no pueden comprar en el mercado spot)
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	La CNE realiza planes indicativos de generación, empleados principalmente en el cálculo de los precios de nudo, que requiere proyecciones de los costos marginales del sistema para los siguientes cuatro años. No existe una planificación vinculante para los generadores ni otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento. En mayo de 2014 la Presidenta Michelle Bachelet lanzó la Agenda de Energía 2014-2018, que busca reducir los precios de la electricidad, establecer un sistema de estabilización de precios de los combustibles y promover el desarrollo de energías renovables no convencionales. Se anunció que el gobierno apoyaría la agenda con una inversión de 650 millones de dólares. Asimismo, se lanzó a mediados del 2014 el proyecto Energía 2050 con el objetivo establecer una Política Energética de largo plazo enfocada a la participación de la comunidad. <a href="http://www.energia2050.cl/">http://www.energia2050.cl/</a>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	La Ley Nº20.257, promulgada en abril del 2008 se caracteriza por tratar de crear incentivos para acelerar la incorporación de energías alternativas al sistema eléctrico chileno. Entre los principales lineamientos establecidos por la misma se destaca que: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los generadores deben demostrar que la energía suministrada proviene del 5% a un 10% de energías alternativas; con una escala gradual que irá incrementando año a año hasta el 2024. La Ley Nº20.698 modificó el esquema anterior proponiendo un 20% para el año 2025.</li> <li>• En caso de no cumplir la condición anterior se le puede imponer una multa, o los generadores pueden comprar energías alternativas del resto de los generadores del mercado.</li> </ul> Adicionalmente la Ley General de los Servicios Eléctricos, estipula que aquellas centrales eléctricas que no excedan con su capacidad instalada en más de 9MW, se encuentran exentas del pago de la tasa de peaje de transmisión. Aquellas que tengan entre 9MW y 20MW, si bien no gozan de la exención total, tienen la posibilidad de lograr una reducción en la tasa. Finalmente, en términos de incentivos se destaca el impuesto a la emisión de dióxido de carbono el cual se comenzará a aplicar a partir del año 2018. Este impuesto, que apunta particularmente a las centrales térmicas de capacidad mayor a 50 MW, no debería afectar los costos marginales de corto plazo debido a que la legislación no permite a los generadores incluir los impuestos a la hora de declarar sus costos variables. <b>Ejes REN 21:</b> <b>Objetivos de energías renovables</b> ✓: a nivel Nacional. <b>Obligaciones de porcentajes de energía proveniente de fuentes renovables</b> ✓: a nivel Nacional. <b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b> ✓: a nivel Nacional. <b>Licitaciones/Subastas Públicas</b> ✓: recientemente implementadas, a nivel Nacional.

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b>  <b>Subsidios Fiscales o Transferencias directas</b>✓: a nivel Nacional.  <b>Exención impositiva en créditos o inversión</b>✓: recientemente implementado, a nivel Nacional.  <b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.  <b>Inversión pública</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>Una línea de transmisión conecta el norte argentino con el SING chileno (Norte de Chile). Se trata de una interconexión en 345 kV con una central generadora emplazada en Argentina, cuya capacidad instalada es de 642,8 MW.</p> <p>En América del Sur no existe un mercado regional o integrado como lo es el MER en Centroamérica. Las transacciones internacionales para el caso de Chile han tenido siempre un carácter eventual llevándose a cabo para suplir situaciones de escasez y siendo remuneradas en los términos de los mercados de excedentes.</p> <p>Actualmente, la reciente crisis energética anunciada por el Gobierno Argentino durante el 17 de diciembre de 2015 ha abierto las puertas a la realización de la primera exportación de energía eléctrica de Chile a su país vecino desde el 2009.</p>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	<p>El precio spot de energía puede alcanzar el costo de falla en caso de racionamiento y también se utilizan los costos de falla para proyectar los costos marginales bajo distintos escenarios hidrológicos en el cálculo de los precios de nudo. En caso de producirse o preverse un déficit de generación, el Poder Ejecutivo podrá dictar un decreto de racionamiento, previo informe de la CNE. El déficit de energía registrado en el sistema deberá ser cubierto proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie, entre todas las empresas generadoras, tomando como base la totalidad de sus compromisos de venta de energía</p>
<b>Situaciones de racionamiento</b>	<p>Los generadores deberán pagar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios cada kWh de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio de nudo de la energía. Los distribuidores a su vez, deben traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales regulados.</p>
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	<p>No ha habido modificaciones relevantes en la regulación del sector más allá de la segunda Ley de ERNC que amplía los objetivos de compra de energía de dichas fuentes y establece el marco a seguir para las licitaciones de esas tecnologías.</p>
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p><b>Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), DFL 4/2006 y DFL 1/1982:</b> regula la actividad del sector eléctrico en su conjunto. Incluye las modificaciones establecidas por la Ley Corta I (Ley 19.940) y la Ley Corta II (Ley 20.018).</p> <p><b>Ley N° 20.257:</b> Primer Ley de ERNC que establece los lineamientos de las obligaciones de compra de energía generada por medios de generación que emplean fuentes renovables.</p> <p><b>Ley 20.698/13:</b> Segunda Ley de ERNC que amplía objetivo de compra de energía generada y establece licitaciones para la contratación de compra de energía producida por esas tecnologías.</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> se ha visto favorecida en los últimos años. Existe un notable aumento en la inversión en energías limpias, pero en proporción de energía generada por las mismas continúa siendo mucho menor a la de las fuentes más convencionales</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> se mantiene una fuerte correlación con el desempeño de dos variables: las condiciones hidrológicas (para el SIC) y los precios internacionales de los combustibles (tanto para el SIC como para el SING).</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> A pesar de que la regulación prevé competencia y acceso libre al mercado de generación, se mantiene como un oligopolio donde pocas empresas concentran la mayor parte de la producción.</p>



## 2.6. COLOMBIA

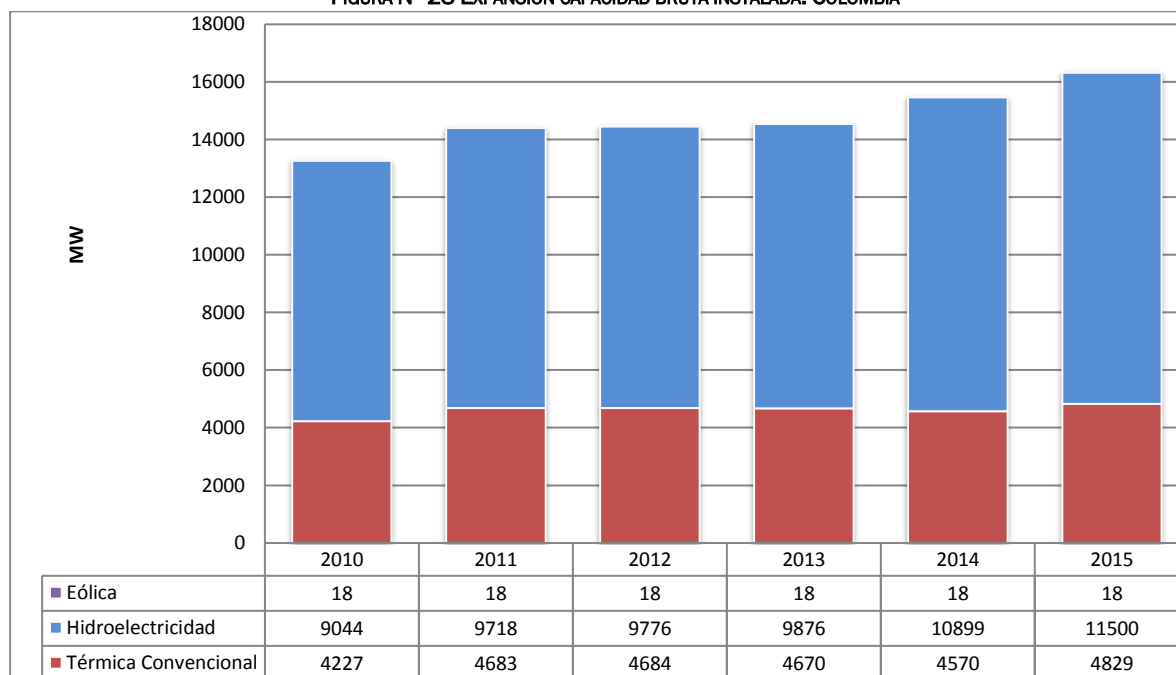
### 2.6.1. Introducción

Colombia es un país ubicado en la región norte del continente Sudamericano que posee fronteras con Ecuador, Perú, Brasil, Venezuela y Panamá. Es uno de los pocos países con salida a los dos océanos del continente y se ubica segundo en cantidad de habitantes con una población de 49,06 millones. La superficie del país es de 2,1 millones de km<sup>2</sup>, de los cuales 1,1 millones corresponden a su territorio continental y los restantes a su extensión marítima. Posee diferentes zonas climáticas, aunque más del 80% del territorio se encuentra en clima cálido.

Sus principales productos de exportación son el petróleo, refinados del mismo y el carbón; y cuenta con PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 7447,8 lo cual la ubica en el grupo de países de ingresos medianos altos.

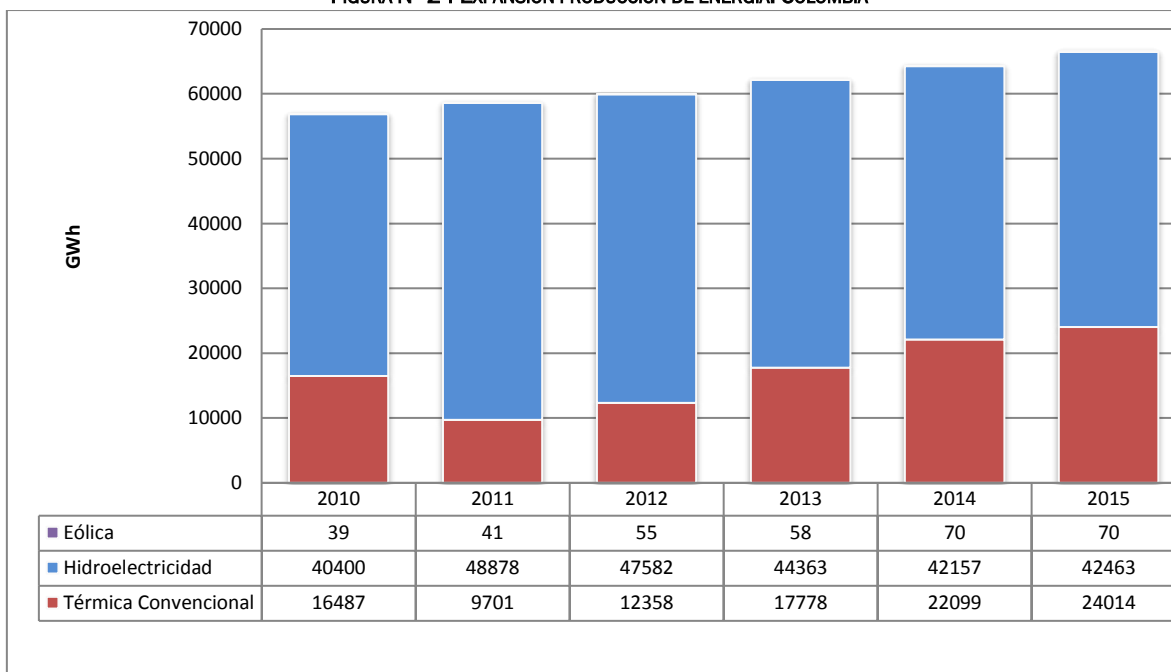
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada total de 16347 MW, de los cuales el 70,3% provienen de sus centrales hidroeléctricas, situación que lo deja muy vulnerable ante eventos climáticos adversos (como los ocurridos durante con el fenómeno de El Niño durante los años 1997, 2009 y 2013). En orden de importancia le siguen el parque térmico (29,5%) y eólica (0,1%).

FIGURA N° 23 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: COLOMBIA



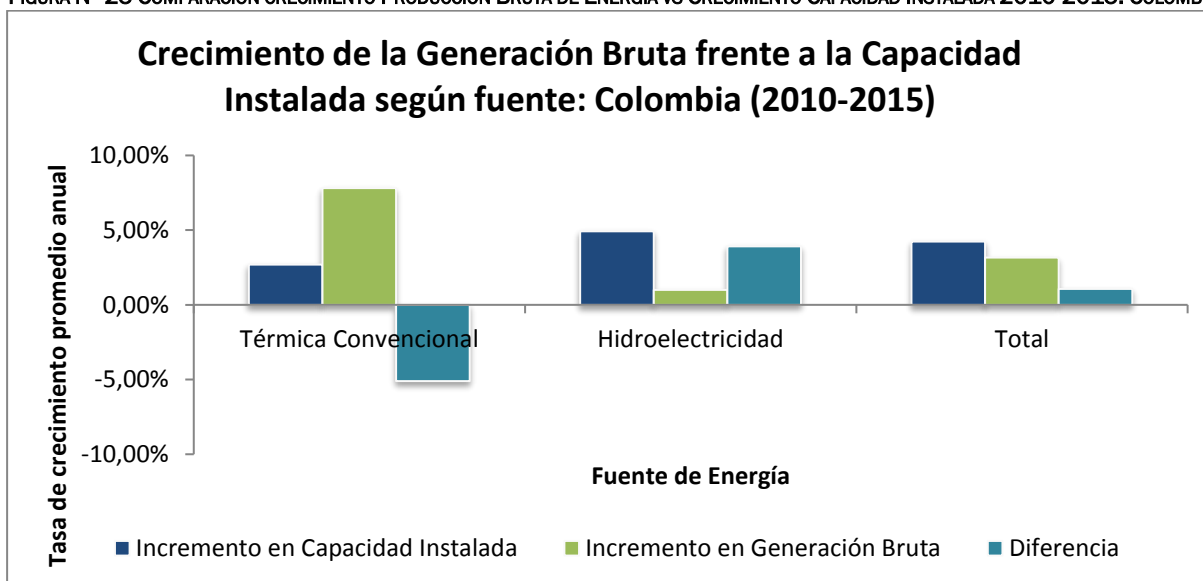
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y XM

FIGURA N° 24 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: COLOMBIA



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y XM

FIGURA N° 25 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: COLOMBIA



Entre las instituciones del sector se destaca en primer lugar al Ministerio de Minas y Energía (MME), el cual se encarga de definir las políticas energéticas y tiene la responsabilidad de analizar la expansión del subsector eléctrico, como parte del sector energético, con el fin de determinar los ajustes necesarios en la regulación.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), es una unidad administrativa del MME que tiene por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos.

En conjunto con el marco general establecido por las leyes 142 y 143 de 1994, se establecieron reglamentos que completaron la normativa que rige al sector eléctrico. Éstos están contenidos en las resoluciones emitidas por el regulador la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En particular, la CREG es responsable de emitir las reglas para organizar y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), incluyendo la regulación de las actividades de generación, comercialización y distribución, como así también establecer los criterios generales para la realización de contratos bilaterales entre los participantes del mercado. Todos estos poderes y funciones fueron atribuidos con el objetivo general de permitir la apertura del mercado a la competencia privada siempre que sea posible, evitando la creación de regulación excesiva.

XM Compañía de Expertos en Mercados SAESP (XM) se encarga operación y la administración del mercado. Tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND), Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC).

TABLA N° 12 - COLOMBIA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	<p><b>Ministerio de Minas y Energía (MME):</b> se encarga de definir las políticas energéticas y tiene la responsabilidad de analizar la expansión del subsector eléctrico.</p> <p><b>Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):</b> unidad administrativa del MME que tiene por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al MME en el logro de sus objetivos y metas. Entre sus funciones se incluyen, en coordinación con el Plan Nacional de Desarrollo, la elaboración y actualización del Plan de Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico.</p>
Ente regulador	<p><b>Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):</b> es el órgano responsable de emitir las reglas para organizar y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista. Sus funciones incluyen a) Preparar proyectos de ley; b) Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión; c) Fijar normas; d) Definir en qué eventos es necesario que las empresas se sometan a normas para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros; y e) Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad.</p> <p>Se encuentra integrada por el Ministro de Minas y Energía, o el Viceministro de Energía como su delegado, quien la presidirá; el Ministro de Hacienda y Crédito Público, o un Viceministro como su delegado; el Director del Departamento Administrativo de Planeación Nacional o el Subdirector del mismo, como su delegado; y por cinco (5) Expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años.</p>
Administrador Mercado Mayorista	<p><b>XM Compañía de Expertos en Mercados SAESP (XM):</b> es una filial de la firma colombiana de transmisión ISA y se encarga de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la Administración del Mercado de Energía Mayorista (MEM), incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador.</p> <p>El directorio de ISA se encuentra compuesto por 9 directores nombrados por los Ministerios de Minas y Energía, de Hacienda y Crédito Público y otros independientes de diversas empresas o entes del sector.</p>

### 2.6.2. Características de la actividad de Generación

En Colombia existe un Mercado de Energía Mayorista (MEM), creado en 1995, en donde generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, venden y compran energía en grandes bloques dentro de un marco regulatorio establecido por la CREG. Todos los generadores conectados a la red nacional cuya capacidad instalada sea igual o mayor a 20 MW están obligados a ser despachados por el operador del sistema y a participar del mercado eléctrico mayorista. La participación en el MEM de los generadores cuya capacidad está en el rango de los 10 MW y los 20 MW es opcional, mientras que los que quedan por debajo de los 10 MW están excluidos.

No hay restricciones a la entrada de nuevos generadores, sólo deben cumplir con las condiciones técnicas y ambientales requeridas por la regulación. Una compañía que construye una planta generadora también puede construir, a su costo, (y ser propietaria de la misma) la red para interconectarse a la red nacional de transmisión.

Todas las plantas con más de 20 MW son despachadas centralmente por XM a través del Centro Nacional de Despacho (CND) de acuerdo a un mecanismo de despacho económico. Este mecanismo optimiza el uso de todas las plantas interconectadas. Con ese propósito, cada generador tiene la obligación de suministrar al CND, y al administrador del mercado, toda la información necesaria para la realización de sus actividades.

Además, estos generadores participan en el Mercado Mayorista comprando o vendiendo a través de contratos bilaterales o en Mercado de Oportunidad conocido como La Bolsa. Adicionalmente, ellos pueden ofrecer servicios auxiliares.

Los contratos son financieros, no físicos, lo cual hace como el despacho realizado por XM siguiendo orden de mérito (buscando minimizar el costo de suministro) no dependa de los mismos, sino que lo haga de las características de las centrales, su disponibilidad y precio de oferta. Por lo tanto, si una central vende a un contrato bilateral, las transacciones comerciales será las siguientes:

- Ingresos netos por ventas de energía Spot: la central inyectará energía a la red y será remunerada en la Bolsa al precio en ese momento (este es el negocio de generación en sí); o la central hará las compras de energía necesarias (energía contratada) en el “pool” (La Bolsa) para cumplir sus contratos. Estas compras de energía se cobrarán al precio de Bolsa.
- Ingresos por contratos: la central recibirá un pago equivalente a la energía contratada por el precio del contrato.

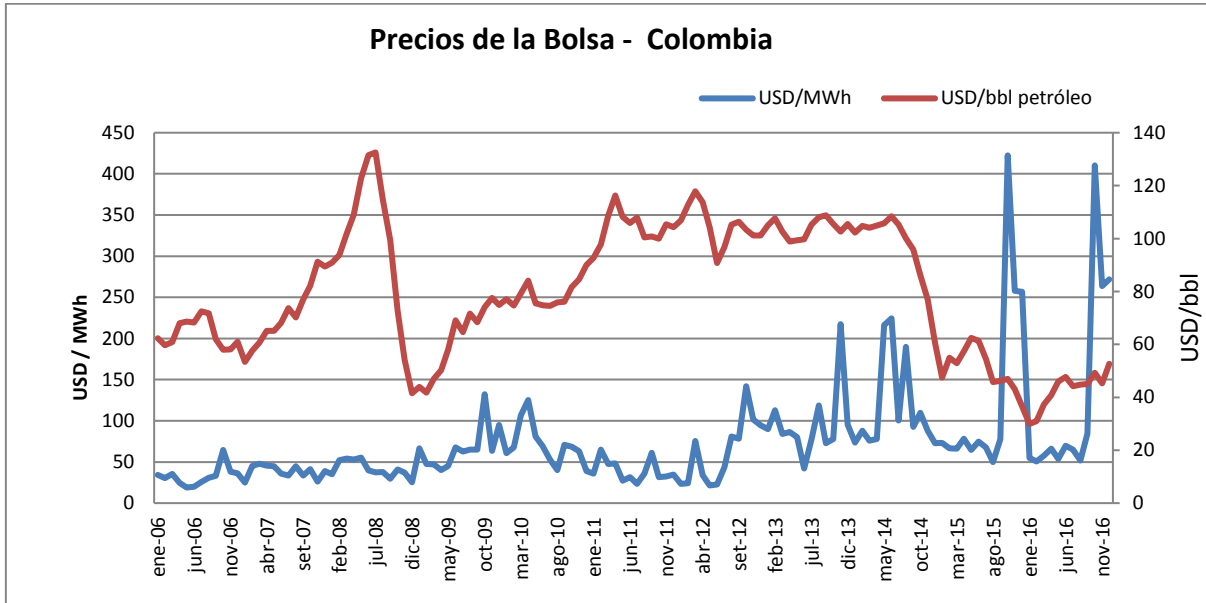
Dado que todos los contratos son financieros, cada vez que el generador no suministra energía, sea por despacho o indisponibilidad, en caso de tener compromisos contractuales debe comprar dicha energía en el mercado de oportunidad. El precio de oportunidad puede ser mayor a su costo variable. Para mitigar el riesgo de esta posición abierta, se permiten contratos de respaldo entre generadores.

En cuanto a los contratos bilaterales, los mismos se caracterizan por contratos bilaterales que son compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes. El mercado de contratos bilaterales es fundamentalmente un mercado financiero. La función de estos contratos es reducir la exposición a la volatilidad de precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final. La entrega física de la energía contratada se efectúa a través de la Bolsa por parte del generador que suscribió el contrato o por parte de otro generador según lo determine el despacho.

No hay restricción alguna a la energía que un generador o un comercializador puede comprometer en contratos bilaterales ni al horizonte de tiempo que estos acuerdos deben cubrir. El único requisito es que el contrato especifique la cantidad (o las reglas que hagan determinable su despacho) que será utilizada en cada hora para la liquidación.

Por otro lado, La Bolsa es un mercado de transacciones horarias, en el cual los generadores y comercializadores son autorizados a vender las diferencias entre sus ofertas/demandas reales y sus compromisos contractuales. En cada hora se establece el precio del mercado mayorista como el precio marginal de suplir a la demanda y las transacciones son consecuencia de las condiciones reales de generación y demanda, siendo las primeras el resultado del despacho económico. Por esta razón los precios se ven influenciados por la relación horaria entre la demanda y la oferta, y por ende por las condiciones hidrológicas. En periodos de generación hidroeléctrica escasa, como los años de El Niño (1997, 2009 y 2013), los precios resultan más altos, lo cual se puede observar en la figura de evolución histórica a continuación:

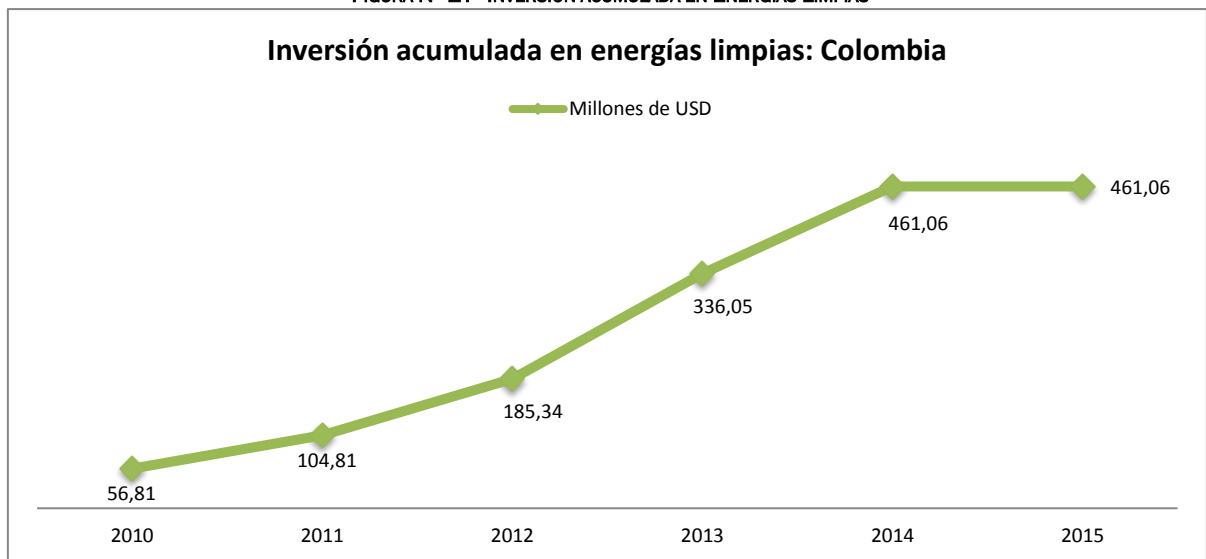
FIGURA N° 26 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS PRECIOS DE LA BOLSA



Fuente: XM

Finalmente, en cuanto a la inversión en energías limpias se puede observar que existe un cierto estancamiento en indicador inversión acumulada, sobre todo en los últimos tres años:

FIGURA N° 27 -INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE: CLIMATESCOPE

Se adjunta a continuación la tabla resumen del sector generación colombiano:

TABLA N° 13 - COLOMBIA - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION																											
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Competencia</b> De propiedad pública y privada, aunque la primera representa un poco más de la mitad.																											
<b>Integración</b>	<p><b>Vertical:</b> Sí, aunque la ley eléctrica limita la integración vertical, la misma sí permitió que las compañías verticalmente integradas antes de la reforma continuaran siéndolo.</p> <p>Las Empresas de Servicios Públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes, que se encuentran integradas verticalmente, pueden continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio. Las Empresas de Servicios Públicos constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes, pueden desarrollar simultáneamente las siguientes actividades complementarias: Generación - Comercialización o Distribución - Comercialización. Cuando la actividad sea la Transmisión de energía eléctrica, no pueden desarrollar actividades diferentes a ésta.</p> <p><b>Horizontal:</b> Competencia, pero con grandes jugadores: existen 44 compañías en el segmento de generación en Colombia. Sin embargo, sólo 6 de ellas concentran más del 80% de la generación: EPM (estatal), Emgesa (Endesa), Isagen (estatal), Celsia (Merilétrica, Tflores, EPSA, varias hidroeléctricas), Gecelca (estatal) y AES.</p>																											
<b>Mercado mayorista</b>	<p><b>Régimen Ordinario:</b> Mercado de Contratos: acuerdos bilaterales entre partes plenamente financieros que no representan transacciones físicas.</p> <p>Mercado Spot (La Bolsa): mercado de transacciones horarias, en el cual los generadores y comercializadores son autorizados a vender las diferencias entre sus ofertas/demandas reales y sus compromisos contractuales.</p>																											
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Colombia</th> <th colspan="2">Año</th> <th>Variación</th> </tr> <tr> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2015/2014</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Precio Mercado Spot</td> <td>\$ 114,61</td> <td>\$ 83,11</td> <td>-27,48%</td> </tr> <tr> <td>Precio al Por Menor</td> <td>\$ 145,86</td> <td>\$ 119,91</td> <td>-17,79%</td> </tr> <tr> <td>Precio Residencial</td> <td>\$ 161,07</td> <td>\$ 139,91</td> <td>-13,14%</td> </tr> <tr> <td>Precio Comercial</td> <td>\$ 154,78</td> <td>\$ 128,90</td> <td>-16,72%</td> </tr> <tr> <td>Precio Industrial</td> <td>\$ 121,74</td> <td>\$ 90,94</td> <td>-25,30%</td> </tr> </tbody> </table> <p>*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.</p>	Colombia	Año		Variación	2014	2015	2015/2014	Precio Mercado Spot	\$ 114,61	\$ 83,11	-27,48%	Precio al Por Menor	\$ 145,86	\$ 119,91	-17,79%	Precio Residencial	\$ 161,07	\$ 139,91	-13,14%	Precio Comercial	\$ 154,78	\$ 128,90	-16,72%	Precio Industrial	\$ 121,74	\$ 90,94	-25,30%
Colombia	Año		Variación																									
	2014	2015	2015/2014																									
Precio Mercado Spot	\$ 114,61	\$ 83,11	-27,48%																									
Precio al Por Menor	\$ 145,86	\$ 119,91	-17,79%																									
Precio Residencial	\$ 161,07	\$ 139,91	-13,14%																									
Precio Comercial	\$ 154,78	\$ 128,90	-16,72%																									
Precio Industrial	\$ 121,74	\$ 90,94	-25,30%																									
<b>Definición precio spot</b>	El Precio Marginal o de Bolsa del sistema corresponde a la suma del Máximo Precio Ofertado (MPO), correspondiente al precio de la oferta del último recurso despachado para atender la demanda de energía del sistema en cada hora sin considerar el Precio de Arranque y Parada, al cual se adiciona una componente que ajusta el Precio Marginal con un valor adicional para remunerar la totalidad de los ingresos requeridos por cada planta térmica despachada en el ideal, incluyendo el Precio de Arranque y Parada, con lo cual el cálculo de los precios de bolsa tiene en cuenta sólo las ofertas de precios y para efectos de liquidación se incorporará al precio de bolsa un delta .																											
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	<p>El nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad definió un Precio de Escasez, el cual es establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y es actualizado mensualmente con base en la variación del índice: Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% sulfur fuel oil. Este precio por una parte indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme (OEF) son exigidas a los generadores que se les asignaron, y por otra, es el precio al que es remunerada la energía entregada por dichos generadores en cumplimiento de tales Obligaciones cuando son requeridas.</p> <p>Las EOF corresponden a un compromiso de suministro de los generadores, respaldado por activos de generación capaces de producir Energía Firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Se utiliza un mecanismo de subasta y el generador al que se le asigna una OEF recibe mediante el Cargo por Confiabilidad una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado. Dicha remuneración es incluida por los generadores como un precio base en su oferta diaria, es liquidada y recaudada por el</p>																											

CONCEPTO		DESCRIPCIÓN							
		<p>ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.</p> <p>El generador al que se le ha asignado una OEF se compromete a entregar la cantidad de energía asignada cuando el precio de bolsa supere el Precio de Escasez.</p>							
		Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente
		Energía firme (confiabilidad).	Subasta del tipo Holandesa sucesiva a la baja (Clockwise o de Reloj Descendente).	Precio mínimo ofertado.	USD.	CREG indexado a combustibles (de corresponder).	La Bolsa (Mercado Spot).	Financieras y físicas.	20 años.
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<p>El Cargo por Confiabilidad es un esquema regulatorio, basado en mecanismos de mercado, para asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el largo plazo. Sus atributos esenciales que derivan de su estabilidad en el tiempo, tanto para el usuario como para el generador son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.</li> <li>• Las OEF del Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.</li> <li>• El objetivo del mecanismo de capacidad es crear un incentivo a los agentes del mercado para aumentar su aporte a la firmeza, definida como la disponibilidad de generación en el mediano y corto plazo; y a la suficiencia, es decir, la necesaria capacidad instalada.</li> </ul> <p>En este tipo de Subasta Holandesa sucesiva a la baja cada generador existente que, en la práctica resulta tomador de precio, está habilitado para ofrecer su energía firme certificada en una subasta de reloj descendente que comienza con un precio lo suficientemente alto como para asegurar una cantidad de participantes que puedan suplir la demanda requerida, la cual es igual a la demanda proyectada para el año objetivo (el regulador proyecta la demanda). En cada ronda el precio inicial es reducido hasta que la oferta se encuentra con la demanda proyectada, se espera que el monto total de la energía firme ofrecida decrezca en cada ronda.</p>								
	<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Colombia cuenta con un potencial de aprovechamiento hidráulico de aproximadamente 93.000 MW. Colombia cuenta con plantas termoeléctricas, principalmente a gas natural y carbón.							
<b>Capacidad instalada MW</b>	16347 MW.								
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	29,5% Térmica convencional; 70,3% Hidroeléctrica; 0,1% Eólica.								
<b>Generación Gwh</b>	66547 GWh.								
<b>Mix fuentes generación</b>	36,1% Térmica convencional; 63,8% Hidroeléctrica; 0,1% Eólica.								
<b>Categorías de clientes</b>	Regulados (66% del total): sólo pueden adquirir la energía a su comercializador local (clientes residenciales y comerciales).								

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>No regulados: pueden adquirir energía libremente a generadores, distribuidores o comercializadores a través de contratos (PPAs). Pueden elegir serlo aquellos usuarios con consumos superiores a 55 MWh/mensual durante un período de 6 meses o tener un pico máximo de demanda superior a 0.1 Mw. Representan el 34% del total.</p> <p>Para el abastecimiento a clientes libres, los comercializadores pueden optar por comprar la energía en el Mercado Spot (presentando mensualmente las garantías del caso) o mediante contratos bilaterales a precios libremente pactados con otros agentes. Los clientes regulados, tienen también la opción de elegir el comercializador al que compran su energía, pero a precios que resultan de un procedimiento regulado.</p>
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	<p>Existe una planificación indicativa de la generación. La misma es realizada por el UPME que realiza anualmente un plan a 10-15 años. La última versión se encuentra en el “Ideario Energético 2050”. En cuanto se refiere a obras que levanten o mitiguen restricciones de transmisión, por XM.</p> <p><a href="http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf">http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf</a></p> <p>También se incluye al Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 que ha sido aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011 y refiere principalmente al fomento de estas fuentes de energía.</p> <p><a href="http://www.idae.es/index.php/id.670/re/menu.303/mod.pags/mem.detalle">http://www.idae.es/index.php/id.670/re/menu.303/mod.pags/mem.detalle</a></p>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>La Ley 697 de 2001, Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), se dan lineamientos para implementar el uso de las fuentes no convencionales de energía en la generación de electricidad con incentivos claros para las áreas rurales no interconectadas. Existen además una serie de exenciones para proyectos que contribuyen a la eficiencia energética. También se cuenta con la Ley 1715 del 2014 y su reglamentación mediante la cual se busca fomentar el desarrollo y aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, en particular las fuentes renovables.</p> <p>La Resolución 180919, implementación del Programa de Uso Racional de energía, en el tema de generación con FNCE establece metas de participación tanto para el Sistema Interconectado Nacional como para las Zonas no Interconectadas y establece otras metas de eficiencia energética en diferentes sectores de demanda. Estas metas fueron adoptadas en el 2012 por el Ministerio de Ambiente para que se les puedan otorgar beneficios tributarios de IVA y Renta. En 2011 la CREG, a través de la Resolución 148 de 2011 definió la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas con la cual pueden participar en el esquema de Cargo por Confiabilidad.</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b>✓: recientemente implementadas, a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en créditos o inversión</b>✓: recientemente implementada, a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: en revisión, a nivel Nacional.</p> <p><b>Inversión pública</b>✓: recientemente implementada, a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>El comercio internacional con Ecuador actualmente está operando bajo el esquema de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIEs). Se trata de transacciones spot de corto plazo, que se realizan en el marco de las Decisiones CAN 536, 757 y 789 de la Comunidad Andina de Naciones (En su mayoría las transacciones se han dado en el sentido de exportaciones de Colombia a Ecuador).</p> <p>La Decisión 536 establece el “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad” el cual se atañe a toda la Comunidad Andina con la excepción de Bolivia dado que no se encuentra interconectada. Sin embargo, la Decisión 757 y 789 han suspendido dicho marco hasta Septiembre del 2016 y actualmente la normativa establece que el despacho económico de cada País se realice considerando la oferta y la demanda del otro país equivalente en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se deben originar en despacho coordinado entre Colombia y Ecuador, de conformidad con las respectivas regulaciones. El despacho coordinado que se determine y que sirva de base para cubrir las demandas, será cumplido por Colombia y Ecuador y puede ser objeto de modificaciones posteriores por parte de los operadores solamente por razones de emergencia y seguridad.</p>



CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>El acceso a la contratación para los agentes del mercado de electricidad es libre siempre y cuando se respete la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país.</p> <p>Se encuentran definidas las bases regulatorias que tanto la CREG por Colombia como la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá.</p> <p>En la actualidad, dada la crisis provocada por los daños sufridos que interrumpen el funcionamiento de la central hidroeléctrica de Guatapé (que aporta el 4% de la generación del país), Colombia prevé importar energía eléctrica de Ecuador.</p>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	<p>Los costos de falla empleados en la optimización del despacho dependen de la profundidad del racionamiento. Los rangos de profundidad corresponden a porcentajes de la demanda asociada a los sectores que se afectarían, comenzando con el sector residencial (CR01), industrial y comercial pequeño (CR02), industrial y comercial mediano (CR03) e industrial grande (CR04).</p> <p>En caso de Racionamiento Programado o de Emergencia los agentes continúan ofertando en la Bolsa de acuerdo con las reglas vigentes. Existe un Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 119 de 1998), para las situaciones críticas de abastecimiento, en el que se establecen los criterios de selección de circuitos de distribución para la aplicación del racionamiento, según la naturaleza de los consumidores</p>
<b>Situaciones de racionamiento</b>	<p>El racionamiento es solidario. En el caso de racionamiento por incumplimiento en la entrega de la Energía Firme por parte de los generadores existe penalización al respecto, lo cual con la entrada del reciente Cargo por Confiabilidad, influye el incumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme por parte de un generador. No existen multas reguladas ante situaciones de racionamiento declarado, que deban pagar los comercializadores a los clientes regulados. En cuanto a los clientes libres, las multas pueden resultar de los contratos negociados entre comercializador y cliente.</p>
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	<p>No ha habido cambios relevantes en la normativa que define los aspectos principales y de sustancia de funcionamiento del sector. Por el contrario, los cambios regulatorios de “ajuste” son una constante de la reglamentación del mercado de energía en Colombia desde su creación.</p>
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Ley 142 1994: marco regulatorio de los servicios públicos residenciales (electricidad y gas). Ley 143: Ley de Electricidad que consolidó la participación privada y creó el Mercado Mayorista y dividió el negocio en 4 actividades separadas: generación, transmisión, distribución y comercialización</p> <p>Ley 697 de 2001, Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), se dan lineamientos para implementar el uso de las fuentes no convencionales de energía en la generación de electricidad con incentivos claros para las áreas rurales no interconectadas</p> <p>Resolución CREG 020 de 1996, establece que las empresas que desarrollen en forma combinada la actividad de generación con la comercialización o la de distribución–comercialización, cuya demanda de energía represente el cinco por ciento (5%) o más del total de la demanda del sistema interconectado nacional, no pueden cubrir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado</p> <p>Resolución CREG 051 de 2009: remuneración de los Costos de Arranque-Parada de las unidades térmicas en la subasta diaria del mercado, Resolución CREG 020 de 1996: generación y comercialización para clientes regulados</p> <p>Resolución CREG 056/2008: Cargo por confiabilidad</p> <p>Resolución CREG 119 de 1998</p> <p>Resolución 180919, la implementación del Programa de Uso Racional de energía. Resolución 148 de 2011 definió la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas con la cual pueden participar en el esquema de Cargo por Confiabilidad</p> <p>Decisión CAN 536, el 1 de marzo de 2003, se inauguró la interconexión eléctrica Colombia-Ecuador</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> el mayor problema del sistema eléctrico colombiano se encuentra vinculado a su fuerte dependencia de la energía hidráulica. La vulnerabilidad ante eventos climáticos adversos como los fenómenos de sequías como <i>El Niño</i> han generado severas crisis en más de una ocasión. Durante los últimos años no ha habido un avance sustancial en la expansión en fuentes alternativas, profundizando la necesidad de una diversificación del sector.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> de lo observado, los precios spot de la energía tienen una fuerte</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	dependencia de las condiciones climáticas e hidrológicas.
	<b>Acceso al Mercado:</b> el acceso al mercado de generación colombiano se encuentra abierto a la competencia, aunque la mayor parte del mismo se reparte en 6 grandes empresas.

## 2.7. ECUADOR

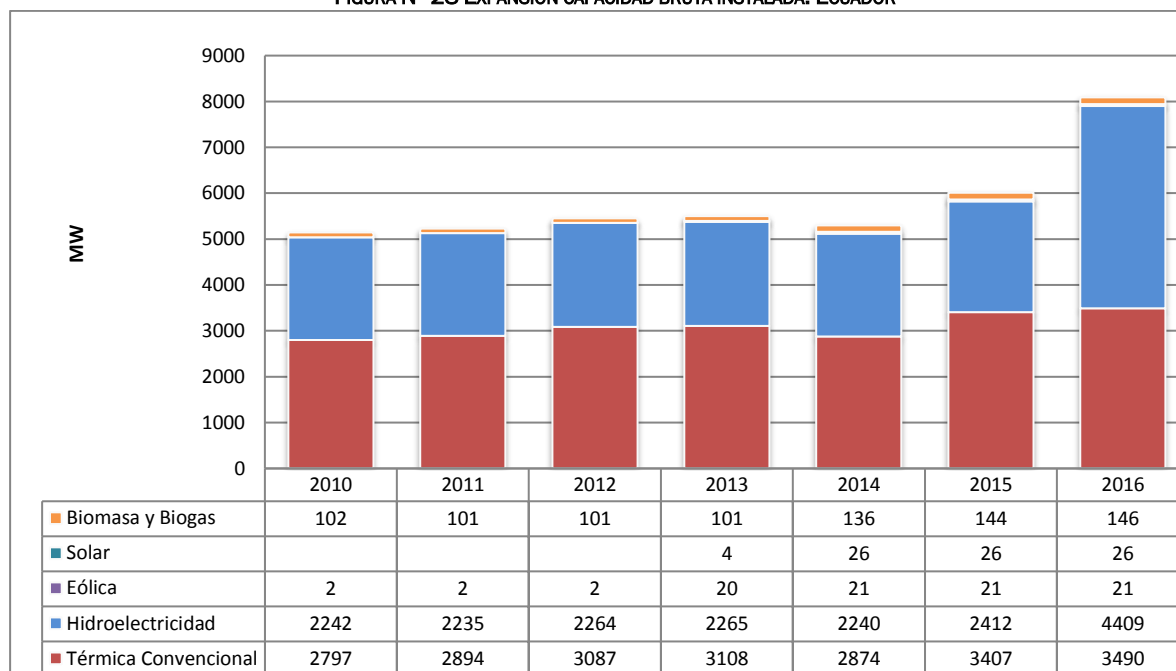
### 2.7.1. Introducción

La República de Ecuador es un país ingresos medianos altos de Sudamérica, con fronteras con Colombia en el Norte, Perú en el Este y Sur, y el Océano Pacífico al Oeste (junto con Chile es uno de los dos países en Sudamérica que no tiene fronteras con Brasil). Además de la parte continental el territorio de Ecuador también abarca a las Islas Galápagos ubicadas a 1000 km al Oeste del mismo. Su población es de 16,62 millones de habitantes y su PIB es de 5366,5 USD a precios constantes del 2010.

Desde finales de los años 60, la explotación del petróleo fue uno de los dinamizadores de la economía y representando gran parte de sus exportaciones. Esto contribuyó a mantener una balanza comercial positiva durante primeros años del milenio, pero esta situación se revirtió con la llegada de la crisis internacional del 2008.

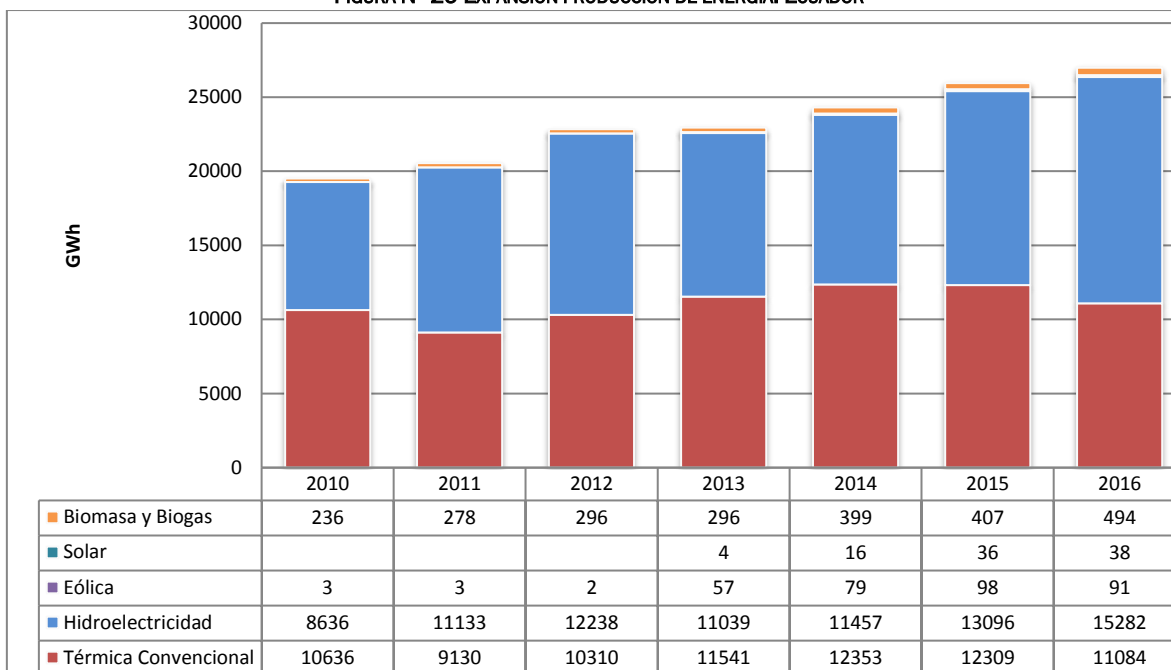
En cuanto a su sector eléctrico, el mismo posee una capacidad instalada de 8092 MW y se caracteriza por poseer una fuerte dependencia de combustibles fósiles: su parque térmico representa alrededor del 43,1% de la potencia instalada total (4409 MW) y está principalmente impulsado por ciclos abiertos y diesel. A partir de la puesta en marcha de la represa Coca Codo, se destaca un aumento en la capacidad hídrica que actualmente alcanza 4409 MW. Las fuentes renovables representan solo 193 MW.

FIGURA N° 28 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: ECUADOR



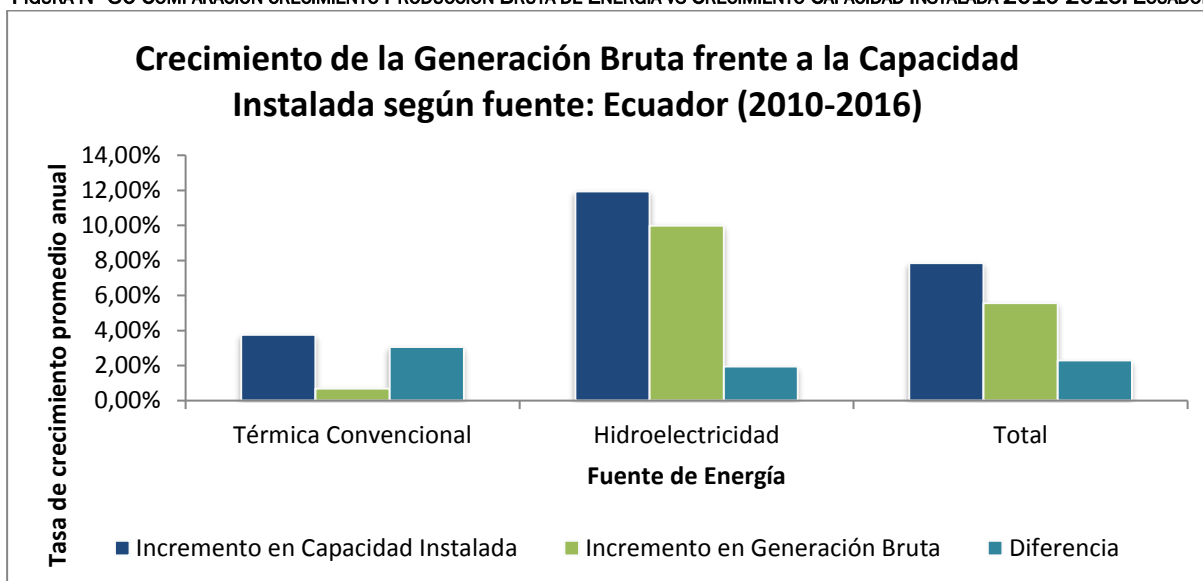
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ARCONEL

FIGURA N° 29 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: ECUADOR



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ARCONEL

FIGURA N° 30 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2016: ECUADOR



En cuanto a las instituciones que participan del sector, se remarca como ente gubernamental al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. El mismo actúa como órgano rector del sector eléctrico, de energía renovable y nuclear, responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos.

La Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) es el órgano regulador tiene las responsabilidades de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general. La ARCONEL reemplaza al Consejo Nacional de Electricidad desde la promulgación de la nueva Ley Orgánica del Servicio Público de Energía eléctrica.

El Centro Nacional de Energía (CENACE) opera centralmente el sistema interconectado en tiempo real y se encarga del despacho económico, minimizando el costo variable de producción energética del sistema a cada hora.

TABLA N° 14 - ECUADOR - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable:</b> Es el órgano superior. Su responsabilidad es la de formular los planes de desarrollo, políticas y normas que rigen la actividad del sector.
<b>Ente regulador</b>	<b>Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) (ex Consejo Nacional de Electricidad):</b> tiene las responsabilidades de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses de la ciudadanía. Se encarga de la regulación de los aspectos técnico-económicos y operativos del sector, elaborando pliegos tarifarios, emitiendo regulaciones y efectuando los controles correspondientes. Además, enfatiza su accionar en la emisión de regulaciones para la calidad, confiabilidad, seguridad y alumbrado público; y, estableciendo mecanismos para la protección de derechos de los consumidores finales. La Agencia de Regulación y Control de Electricidad es una institución de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica y patrimonio propio; está adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Su directorio se encuentra conformado por el Ministro de Electricidad y de Energía Renovable, el Secretario Nacional de Planificación y Desarrollo y un profesional delegado permanente de la Presidencia de la República.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Centro Nacional de Energía (CENACE):</b> Corporación Civil de derecho privado y sin fines de lucro que opera centralmente el sistema interconectado en tiempo real y se encarga del despacho económico. Es una institución de derecho público con personalidad jurídica; de carácter eminentemente técnico, con patrimonio propio, autonomía operativa, administrativa, económica y técnica, se financiará a través del Presupuesto General del Estado y de los aportes de las empresas participantes del sector eléctrico. El Director Ejecutivo de este ente es seleccionado por el Ministro de Electricidad y Energía Renovable.

### 2.7.2. Características de la actividad de Generación

Según lo establecido por la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, vigente desde el 16 de enero del 2015, el sector eléctrico ecuatoriano se encuentra conformado por aquellas personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; así como los consumidores de la misma.

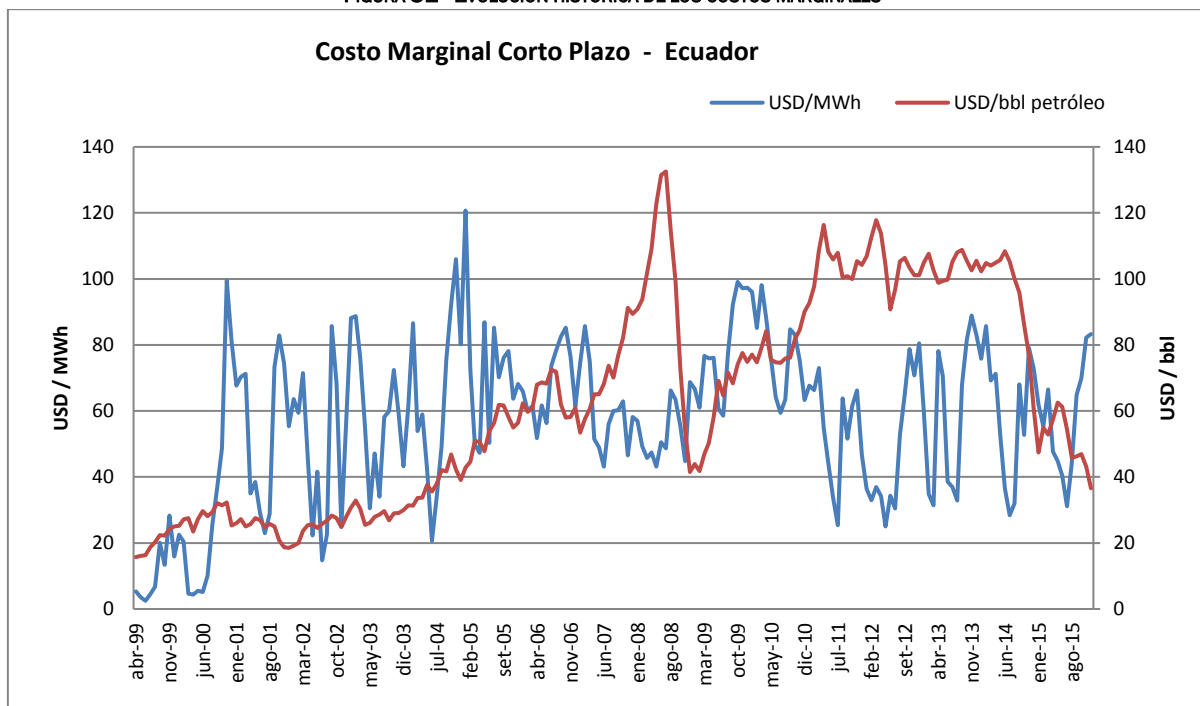
Mientras las actividades de transmisión y distribución permanecen en manos del estado, la generación eléctrica puede ser desarrollada por empresas públicas, mixtas o personas jurídicas de la economía popular y solidaria.

La actividad de generación se organiza mediante contratos regulados en las cuales las empresas dedicadas a la misma tienen la obligación de suscribir contratos regulados con los distribuidores de forma proporcional a su demanda regulada y en conformidad a la regulación emitida por el ARCONEL. Por otro lado, los generadores también pueden contratar con grandes consumidores a través de acuerdos bilaterales.

También existe un mercado de transacciones de corto plazo u spot para casos donde exista una diferencia entre los montos de energía contratados y los realmente consumidos o producidos. La energía allí se valora al costo económico obtenido del despacho real de generación al final de cada hora, denominado como costo horario de la energía (no se consideran las pérdidas incrementales de transmisión y es único en todas las barras del sistema eléctrico).

Como puede observarse en la figura, los precios de la energía se encuentran correlacionados con los del barril del petróleo debido a la importancia del parque térmico en la producción de energía (dependiente de combustibles fósiles). Otra variable fundamental relevante es el de las condiciones hidrológicas, el cual es de esperar tenga un mayor impacto durante los próximos años, dado que existen al menos siete proyectos de centrales hidroeléctricas a incorporarse sumando alrededor de 2800 MW de capacidad instalada.

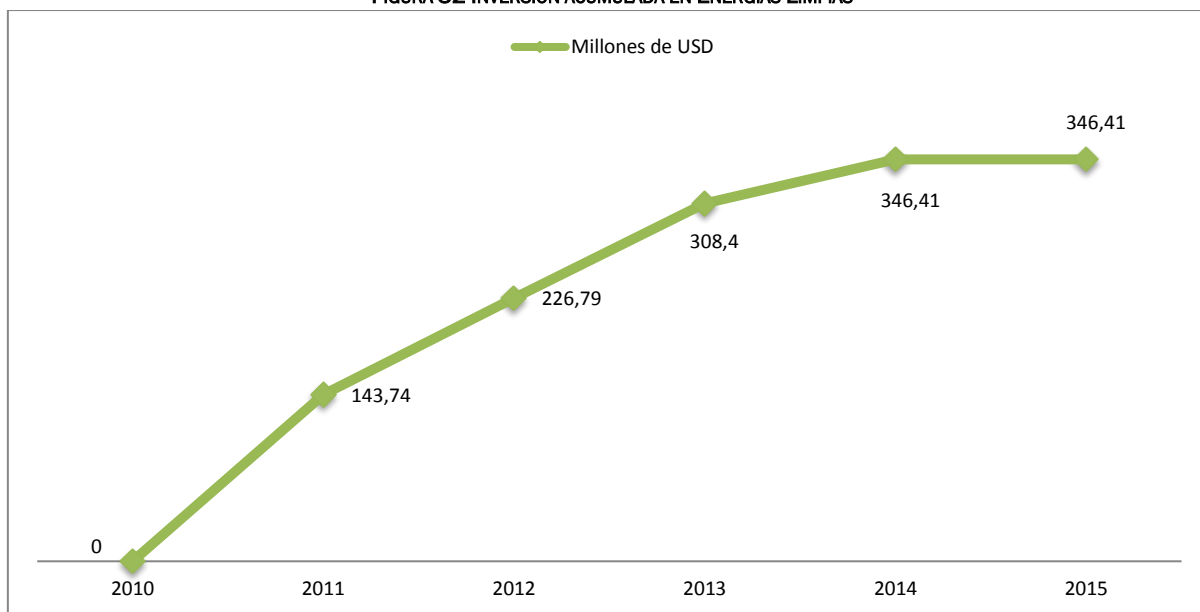
FIGURA 31 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS COSTOS MARGINALES



Fuente: CENACE

En cuanto a la inversión en energías renovables, tomando como fuente lo observado en la evolución histórica de la capacidad instalada y la inversión acumulada en energías limpias del sitio de Climatescope, se puede notar que ha habido un ligero impulso a la misma, especialmente en proyectos de biomasa (aunque acompañados por algunos de energía eólica y solar).

FIGURA 32 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

Finalmente se incluye a continuación la tabla resumen del sector generación eléctrica ecuatoriano:

TABLA N° 15 - ECUADOR - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Organización del Mercado</b>	<p><b>Monopsonio Parcial</b></p> <p>La Constitución implementada a partir del 2008 establece que suministro de energía eléctrica se considera como una actividad de la cual el Estado Ecuatoriano es responsable de garantizar. Por estos motivos gran parte del sector se encuentra en manos del Estado, aunque la participación de privados se encuentra abierta en el rubro generación en la forma de joint-ventures (empresas de participación mixta).</p>
<b>Integración</b>	<p><b>Vertical:</b> La ley original impone y garantiza la segmentación y separación jurídica y económica entre generadores, transmisores y distribuidores. Sin embargo, el sector eléctrico es considerado como un sector estratégico a partir de la reforma de la Constitución del 2008 y además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público. En este contexto, la Constitución dispone que el Estado asuma el control total sobre los sectores estratégicos –administración, regulación, control y gestión- y la responsabilidad en la prestación de los servicios públicos a través de sus empresas. Actualmente el Estado posee la totalidad de las actividades de transmisión y distribución, así como un gran porcentaje de la propiedad de la generación mediante sus empresas.</p> <p><b>Horizontal:</b> Existen pocas empresas de generación con participación privada.</p>
<b>Mercado mayorista</b>	<p><b>Régimen Especial:</b> Mercado de Contratos Regulados: las empresas tienen la obligación de suscribir contratos regulados con los distribuidores de forma proporcional a su demanda regulada. Los generadores también pueden contratar con grandes consumidores a través de acuerdos bilaterales.</p> <p>Mercado de Transacciones de Corto Plazo: se trata solo para casos de diferencia entre los montos de energía contratados y los realmente consumidos o producidos por parte de los generadores.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION							
	Ecuador	Año		Variación				
		2014	2015	2015/2014				
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	Precio Mercado Spot	\$ 72,20	\$ 64,00	-11,36%				
	Precio al Por Menor	\$ 86,82	\$ 92,63	6,69%				
	Precio Residencial	\$ 99,72	\$ 103,00	3,29%				
	Precio Comercial	\$ 89,16	\$ 96,40	8,12%				
	Precio Industrial	\$ 71,57	\$ 78,50	9,68%				
	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.							
<b>Definición precio spot</b>	La energía se valora al costo económico obtenido del despacho real de generación al final de cada hora, denominado como costo horario de la energía (no se consideran las pérdidas incrementales de transmisión y es único en todas las barras del sistema eléctrico).							
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	a) Cargo fijo, que será liquidado independientemente si el generador es o no despachado por el CENACE, siempre y cuando se mantenga disponible. Este cargo considera tanto los costos de recuperación de la inversión, como los de administración, operación y mantenimiento. b) Cargo variable o costo variable de producción que es determinado conforme la normativa específica y liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida.							
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<b>Productos Licit.</b>	<b>Esquema de licit.</b>	<b>Meca. de decisión</b>	<b>Precio Base</b>	<b>Indexación</b>	<b>Comprador (Off-Taker)</b>	<b>Garantías</b>	<b>Plazo Vigente</b>
	No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.							
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	El abastecimiento de combustible para las centrales térmicas, se realiza a través de la empresa estatal EP PETROECUADOR. Los tipos de combustibles más utilizados son el diesel, que se importa en su mayor parte, el bunker de producción nacional y la nafta, que igualmente se importa. Por otro lado, existen varios proyectos de aprovechamiento del recurso hídrico, de entre los cuales se destaca el de la central Coca Codo.							
<b>Capacidad instalada MW</b>	8092 MW.							
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	43,1% Térmica convencional; 54,5% Hidroeléctrica; 0,3% Eólica; 0,3% Solar; 1,8% Biomasa.							
<b>Generación Gwh</b>	26989 GWh.							
<b>Mix fuentes generación</b>	41,1% Térmica convencional; 56,6% Hidroeléctrica; 0,3% Eólica; 0,1% Solar; 1,8% Biomasa.							
<b>Categorías de clientes</b>	Clientes regulados y clientes libres. Para ser calificado como gran consumidor, es necesario registrar un valor promedio de demandas máximas mensuales igual o mayor a 650 kW, durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual de 4500 MWh en los doce meses anteriores al de la solicitud. Los grandes consumidores tienen la posibilidad de efectuar transacciones en el mercado, sea a través de contratos libres, importar energía de los países vecinos. Los grandes consumidores se han visto limitados en su capacidad de contratar energía con los generadores, ya que la oferta de generación es muy limitada, en su gran mayoría propiedad del Estado, los cuales tienen la obligación de vender prioritariamente a los distribuidores.							

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	<p>El Plan Maestro de Electrificación, es el documento base de la planificación del sector eléctrico.</p> <p><a href="https://www.celec.gob.ec/electroguayas/index.php/30-noticias/61-plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022">https://www.celec.gob.ec/electroguayas/index.php/30-noticias/61-plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022</a></p>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>La generación con ERNC tiene un despacho preferente y obligatorio dentro del sistema. Para remunerar la producción de este tipo de plantas Ecuador posee un sistema de primas (feed-in tariff), aunque el desarrollo de proyectos aún es lento. Un sistema de primas previo en Ecuador, que expiró en 2012, incluía altas tarifas y beneficiaba mayormente a los proyectos solares fotovoltaicos. En la actualidad, el país ofrece un sistema de primas no-solar que se encuentra abierto a inscripciones hasta 2016.</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Inversión pública</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>El 1 de marzo de 2003, se iniciaron las transacciones internacionales entre Ecuador y Colombia sobre la base de la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina y de la normativa de detalle emitida en cada país. Los mecanismos establecidos para la realización de transacciones internacionales fueron dos: el mercado de corto plazo y contratos intracomunitarios de electricidad.</p> <p>Actualmente la Decisión 757 y 789 establecen la suspensión del llamado “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” hasta por lo menos Septiembre del 2016.</p> <p>La normativa establece que el despacho económico de tanto Ecuador como Colombia se realicen considerando la oferta y demanda del otro, equivalente en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se deben originar en despacho coordinado y de conformidad con las respectivas regulaciones. El despacho coordinado que se determine y que sirva de base para cubrir las demandas, será cumplido por ambos y puede ser objeto de modificaciones posteriores por parte de los operadores solamente por razones de emergencia y seguridad.</p> <p>El acceso a la contratación para los agentes del mercado de electricidad es libre siempre y cuando se respete la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país.</p> <p>Actualmente se espera que Ecuador comience a exportar energía eléctrica a Colombia debido al impacto de la sequía generada por la Crisis del Niño sobre las centrales hidroeléctricas del país colombiano.</p> <p>En cuanto a las relaciones comerciales con Perú, la infraestructura de transmisión fue implementada en el año 2004, y los intercambios se han desarrollado en más de una ocasión. La legislación establece para este caso que los intercambios de electricidad se encuentran sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del exportador. Los excedentes son determinados por los operadores de cada país, y se conforman por aquellos recursos de generación que no son requeridos para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro de cada uno de ellos. A diferencia de las relaciones con Colombia los intercambios de electricidad no se basan en despachos económicos conjuntos de ambos sistemas. Además el intercambio de electricidad se realiza mediante contratos bilaterales de suministro entre los agentes que, para tal fin, deben encontrarse autorizados por las entidades ecuatorianas y peruanas.</p>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	<p>Le corresponde al ARCONEL definir el valor del costo de la energía no suministrada (CENS).</p>



CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Situaciones de racionamiento</b>	No se garantiza el abastecimiento en condiciones de racionamiento. Al no tener garantía de abastecimiento los contratos, no se encuentra establecido ningún tipo de multa para situaciones de racionamiento
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	En enero del 2015 entró en vigencia la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica que regula la actividad del sector.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Constitución 10/2008: El sector eléctrico es considerado como un sector estratégico y además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público.</p> <p>Registro Oficial Suplemento No. 351, el 29 de diciembre de 2010, se incorpora al artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico las condiciones que configuran la excepcionalidad para la participación privada y de la economía solidaria en la prestación del servicio público de energía eléctrica</p> <p>Regulación No. CONELEC 002/11 que norma los casos de excepción en que se podrá delegar a la iniciativa privada su participación en las actividades del sector eléctrico; Regulación No. CONELEC 003/11 que establece la metodología para el cálculo de los precios y plazos de los proyectos ejecutados por la iniciativa privada y Regulación No. CONELEC 004/11 que establece un tratamiento preferente en caso de que se utilicen recursos renovables</p> <p>Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina Comercio internacional. Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> ha existido expansión en el sector a partir de proyectos hidroeléctricos estratégicos impulsados por el Estado, incluyendo algunos desarrollos de proyectos de ERNC.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> los precios spot se encuentran correlacionados con los del barril del petróleo y las condiciones hidrológicas.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> según la Constitución aprobada durante el 2008, la actividad del sector energético es responsabilidad del Estado, por lo que el acceso al mercado se encuentra fuertemente limitado a participación mediante <i>joint-ventures</i> (empresas de propiedad mixta).</p>

## 2.8. PARAGUAY

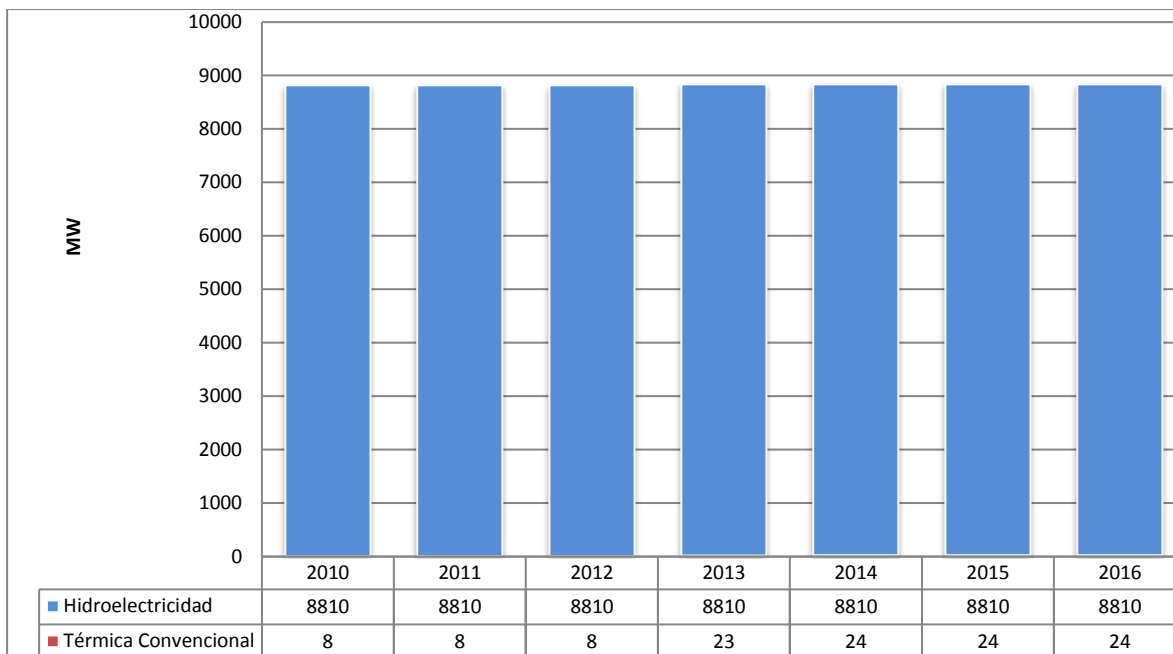
### 2.8.1. Introducción

Paraguay es un país sudamericano de 6,81 millones de habitantes que se encuentra situado en la región central del continente. Posee una extensión territorial de 406 mil km<sup>2</sup> que se encuentra dividida en dos grandes regiones por el río Paraguay. Estas poseen diferente geología y topografía. Mientras que la Región Oriental tiene el 39% del territorio nacional, y consta de suelos ferralíticos y mayormente ácidos sobre rocas antiguas cristalinas, presentando un paisaje ondulado de colinas con lluvia abundante (hasta 1700 mm/año), la Región Occidental o Chaco, con el 61% del territorio nacional, geológicamente joven con suelos neutros a alcalinos, constituye una planicie aluvial extensiva semiárida a subhúmeda con sedimentos de los Andes.

Los productos agrícolas son sus principales exportaciones, de entre las cuales se destaca en primer lugar y con más del 40% la Soja. El PIB per cápita de USD 3822,9 a precios constantes del 2010 lo sitúa dentro del segmento de países de ingresos medios bajos.

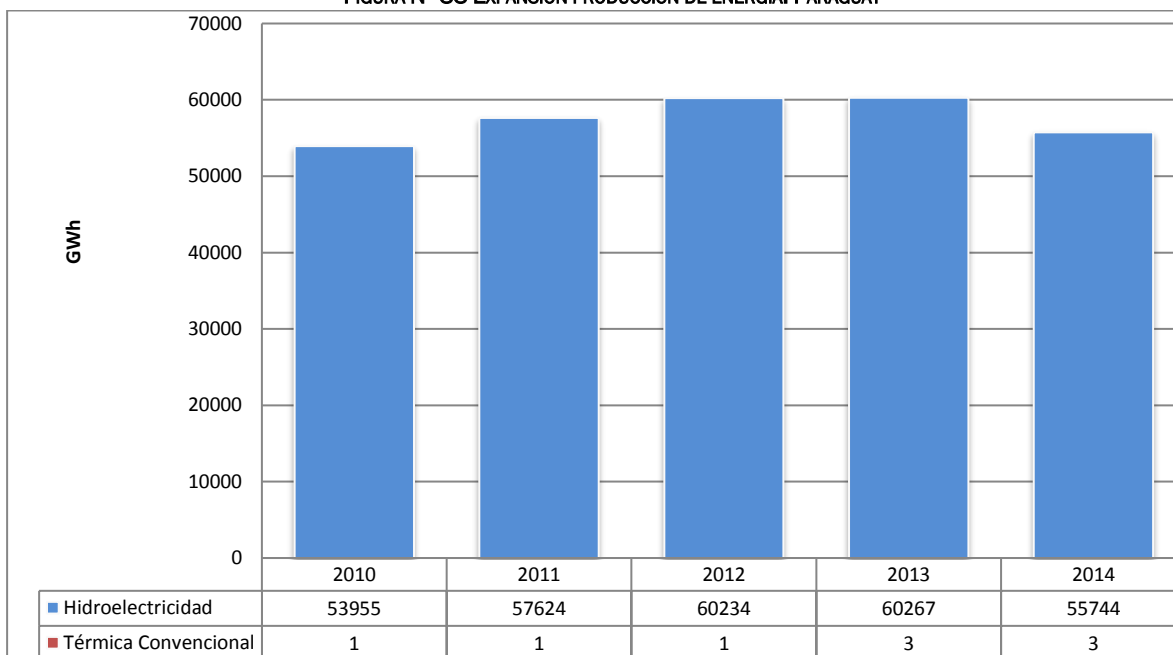
Su sector eléctrico se caracteriza por poseer una capacidad instalada hidroeléctrica de 8810 MW la cual excede en amplio margen sus necesidades energéticas posicionándolo como un exportador neto dentro de la región. Dicha capacidad proviene de sus dos centrales binacionales Itaipú y Yaciretá (la primera con Brasil y la segunda con Argentina). Además, existe un pequeño parque térmico que tiene una potencia instalada de 24 MW.

FIGURA N° 1 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PARAGUAY



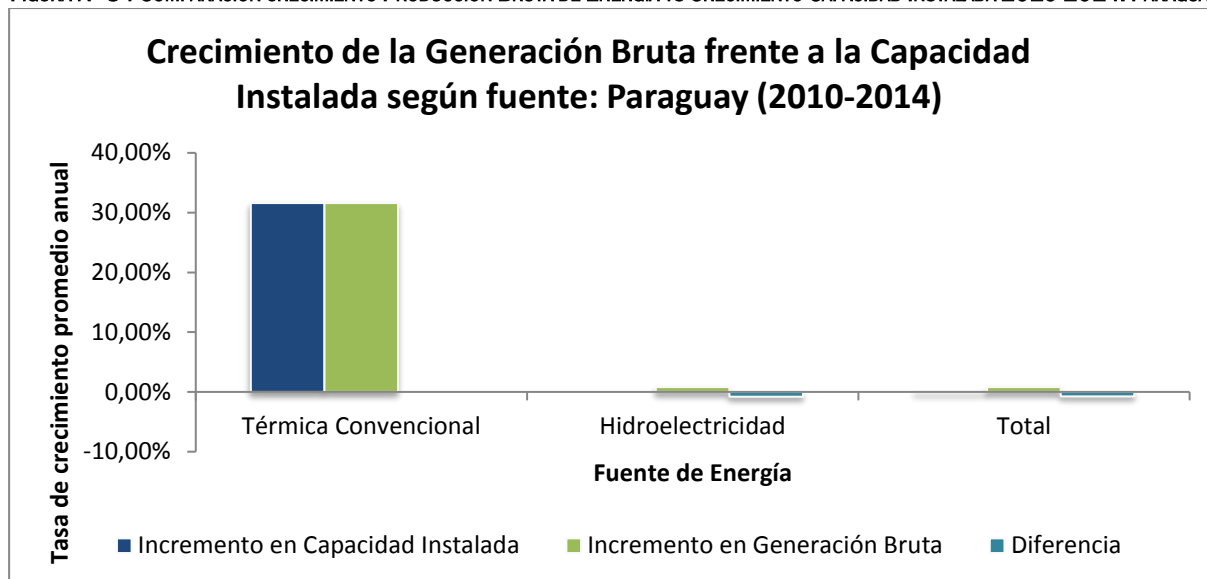
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ANDE

FIGURA N° 33 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: PARAGUAY



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER

FIGURA N° 34 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2014: PARAGUAY



Entre las instituciones del sector se destaca como órgano gubernamental y vínculo con el Poder Ejecutivo al Viceministerio de Minas y Energías.

En segundo lugar, se encuentra la Administración Nacional de Electricidad, Su objeto primordial es satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación. La misma se constituye como una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio.

Existía un proyecto de crear la Agencia Nacional de Regulación de Energía Eléctrica que se encargaría de recomendar la concesión de los servicios a ser prestados en generación, distribución, transmisión y comercialización de la energía, pero el mismo fue vetado recientemente.

TABLA N° 16 - PARAGUAY - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Viceministerio de Minas y Energías:</b> tiene como funciones: establecer y orientar la política referente al uso y el manejo de los recursos minerales y energéticos; b) Estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y legales para promover el aprovechamiento industrial de los recursos disponibles en el país; y c) Fiscalizar sobre el uso adecuado de los recursos correspondientes a sus funciones. Es parte del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Administración Nacional de Electricidad (ANDE):</b> es una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio. Entre sus funciones se encuentran: a) Elaborar planes y programas de desarrollo eléctrico. Al efecto ANDE propondrá al Poder Ejecutivo, para su aprobación, un plan Nacional de Electrificación, que será actualizado por lo menos cada cinco años; b) Proyectar, construir y adquirir obras de generación, transmisión y distribución eléctrica, y otras instalaciones y bienes necesarios para el normal funcionamiento de los servicios eléctricos; c) Explotar los sistemas de abastecimiento eléctrico de su propiedad o los de terceros que tome a su cargo, suministrar energía a los consumidores y proporcionar servicio de alumbrado público, de acuerdo con tarifas aprobadas conforme a las disposiciones de la

presente Ley; d) Comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos; e) Reglamentar todo lo pertinente a la energía eléctrica que genere, transforme, transmita, distribuya y/o suministre; f) Coordinar y orientar el desarrollo eléctrico del país y fomentar el consumo de la energía; y g) Realizar, en general, todos los demás actos y funciones concernientes con el cumplimiento de sus fines.

Según la Ley N°966, la administración y dirección de la ANDE es realizada por el Presidente de la Entidad y cuatro Consejeros, los cinco nombrados por el Poder Ejecutivo aunque bajo propuesta de diversos entes como el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, el Ministerio de Hacienda, el Organismo Intermunicipal, o en su defecto de la Municipalidad de Asunción; las entidades jurídicamente organizadas de la producción, la industria y el comercio; y, finalmente, uno a propuesta de la Confederación Paraguaya de Trabajadores.

El cargo de presidente tiene una duración de 5 años mientras que los de consejeros 4 años.

### 2.8.2. Características de la actividad de Generación

Desde su creación por medio de la Ley N°966, sancionada el 12 de agosto de 1964, la Administración Nacional de Energía (ANDE) ha sido la encargada de llevar a cabo el conjunto de actividades del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización).

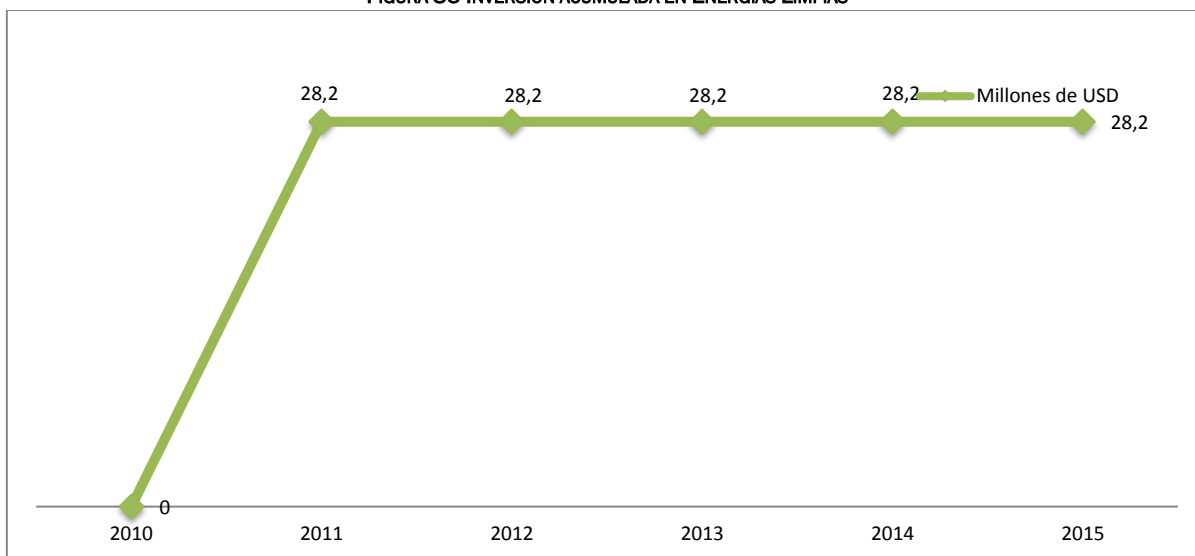
En otras palabras, la ANDE se configura en el sector en la forma de monopolio motivo por el cual, a diferencia de gran parte de los países analizados, no existe algo así como un Mercado Mayorista Eléctrico.

La característica principal de la generación eléctrica en Paraguay es que el parque generador, formado por las centrales hidroeléctricas Itaipú (7000 MW), Yacretá (1600 MW) (binacionales) y Acaray (de 210 MW y propiedad de la ANDE), más algunas térmicas (200 MW en diésel), posee una potencia instalada que en su conjunto excede por amplio margen las necesidades locales. Esta situación de abundante electricidad a bajo costo genera que los consumidores en promedio terminen pagando un precio minorista de alrededor de los USD 0,07/KWh y que gran parte de los excedentes sean exportados a Brasil y Argentina.

La ANDE, desde la emisión de la Ley N°3009, permite la participación de productores independientes de energía en base a gas o fuentes no convencionales siempre y cuando sean con el objetivo de exportar o cogeneración o autogeneración. También existe la posibilidad de generación hidráulica menor (plantas menores a 2 MW) o la participación a modo de riesgo compartido con la ANDE y el productor independiente para recursos hidráulicos en plantas mayores a 2MW. Sin embargo, hasta el 2014 no ha existido registro de productores independientes.

En cuanto a la inversión acumulada en energías limpias, se puede notar que prácticamente no ha habido nuevos aportes durante los últimos años. Esto da cuenta que, tal como fue mencionado anteriormente, existe una clara sobreoferta de energía eléctrica barata en el País que no hace para nada atractiva la inversión en ERNC (producto de la abundante capacidad hidroeléctrica).

FIGURA 35 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE CLIMATESCOPE

Se incluye a continuación la tabla resumen de la actividad generación de Paraguay:

TABLA N° 17 - PARAGUAY - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN																												
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Monopolio</b> De propiedad 100% estatal. El sector se caracteriza por ser manejado por la ANDE que además tiene participación en los capitales de las centrales binacionales Itaipú y Yacyretá y posee la propiedad de la hidroeléctrica Acaray más algunas térmicas.																												
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> Sí, la ANDE posee el monopolio sobre la generación, transmisión, distribución y generación del sector eléctrico. <b>Horizontal:</b> No existe competencia en el sector.																												
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Especial:</b> Dado que la actividad se configura en forma monopólica, no existe Mercado Mayorista Eléctrico como tal.																												
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Paraguay</th> <th colspan="2">Año</th> <th>Variación</th> </tr> <tr> <td></td> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2015/2014</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Precio Mercado Spot</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Precio al Por Menor</td> <td>\$ 69,45</td> <td>\$ 60,50</td> <td>-12,89%</td> </tr> <tr> <td>Precio Residencial</td> <td>\$ 80,07</td> <td>\$ 69,30</td> <td>-13,45%</td> </tr> <tr> <td>Precio Comercial</td> <td>\$ 75,13</td> <td>\$ 64,00</td> <td>-14,81%</td> </tr> <tr> <td>Precio Industrial</td> <td>\$ 55,62</td> <td>\$ 48,20</td> <td>-13,34%</td> </tr> </tbody> </table>	Paraguay	Año		Variación		2014	2015	2015/2014	Precio Mercado Spot	-	-	-	Precio al Por Menor	\$ 69,45	\$ 60,50	-12,89%	Precio Residencial	\$ 80,07	\$ 69,30	-13,45%	Precio Comercial	\$ 75,13	\$ 64,00	-14,81%	Precio Industrial	\$ 55,62	\$ 48,20	-13,34%
	Paraguay	Año		Variación																									
		2014	2015	2015/2014																									
	Precio Mercado Spot	-	-	-																									
	Precio al Por Menor	\$ 69,45	\$ 60,50	-12,89%																									
Precio Residencial	\$ 80,07	\$ 69,30	-13,45%																										
Precio Comercial	\$ 75,13	\$ 64,00	-14,81%																										
Precio Industrial	\$ 55,62	\$ 48,20	-13,34%																										
	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.																												
<b>Definición precio spot</b>	-																												
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	-																												
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Productos Licit.</th> <th>Esquema de licit.</th> <th>Meca. de decisión</th> <th>Precio Base</th> <th>Indexación</th> <th>Comprador (Off-Taker)</th> <th>Garantías</th> <th>Plazo Vigente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="8" style="text-align: center;">No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.</td> </tr> </tbody> </table> <p>La Ley N°3009, permite la participación de productores independientes de energía en base a gas o fuentes no convencionales siempre y cuando sean con el objetivo de exportar</p>	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente	No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.																			
Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente																						
No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.																													

CONCEPTO	DESCRIPCION
	o cogeneración o autogeneración. También existe la posibilidad de generación hidráulica menor (plantas menores a 2 MW) o la participación a modo de riesgo compartido con la ANDE y el productor independiente para recursos hidráulicos en plantas mayores a 2MW. Sin embargo, hasta el 2014 no ha existido registro de productores independientes.
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	El país dispone de una gran abundancia de energía hidroeléctrica. La generación térmica, que es mínima comparada con la generación hidráulica, consiste en a generadores a diesel instalados en Pedro Juan Caballero, al noreste en la frontera con el Brasil, y es utilizada para paliar problemas de transmisión en 66 kV asociados a la máxima capacidad de transmisión de la línea.
<b>Capacidad instalada MW</b>	8834 MW.
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	0,3% Térmica convencional; 99,7% Hidroeléctrica.
<b>Generación Gwh</b>	55744 GWh.
<b>Mix fuentes generación</b>	Casi 100% Hidroeléctrica.
<b>Categorías de clientes</b>	No existen clientes libres. Existen grandes consumidores.
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	La expansión está planificada por ANDE. La ANDE prepara y actualiza cada año el plan quinquenal de expansión de su sistema eléctrico para satisfacer el crecimiento proyectado de la carga. Actualmente se destaca el Plan Maestro de Generación y Transmisión 2014-2023. <a href="http://www.ande.gov.py/documentos/planMastro2014_2023/PM_GyT2014-2023.pdf">http://www.ande.gov.py/documentos/planMastro2014_2023/PM_GyT2014-2023.pdf</a>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	No existen actualmente incentivos ciertos para la generación a partir de ERNC. <b><u>Ejes REN 21:</u></b> - <b><u>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</u></b> <b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones✓:</b> a nivel Nacional.
<b>Comercio internacional</b>	En América del Sur no un mercado regional o integrado como lo es el MER en Centroamérica. Los intercambios que se realizan entre Paraguay y sus vecinos responden en gran parte a convenios preestablecidos como el de la central binacional de Itaipú o de Yacyretá. Adicionalmente la legislación vigente, autoriza a ANDE a comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos. Para suplir la falta de marco regulatorio, todos los intercambios realizados a la fecha, se han regulado por contratos bilaterales.
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	ND.
<b>Situaciones de racionamiento</b>	ND.
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	No ha habido cambios relevantes en la dinámica del sector.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	Ley de la Nación N° 1561/2000 crea el Sistema Nacional del Ambiente, el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) y la Secretaría del Ambiente (SEAM). La ley N° 294/93 y su modificación ley N° 345/94. Ley N° 966/64, el que confía a la ANDE la misión de satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país. Decreto N° 2.109 del 24 enero de 1994, para la instalación de grandes consumidores. Ley N°3009 de la Producción y Transporte Independiente de Energía Eléctrica.
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que: <b>Expansión del sistema:</b> prácticamente no ha habido expansión del sistema eléctrico paraguayo durante los últimos años. Existen actualmente algunos proyectos hidroeléctricos sobre el río Paraná de los cuales se destaca Corpus (binacional con Argentina abandonado en la década de los 90').

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> no existen precios spot dada la inexistencia de un MME. Los precios de la energía al por menor son relativamente bajos debido a la abundancia de energía hidroeléctrica.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> el acceso al mercado es prácticamente nulo. Dado que la ANDE se perfila como monopolio más que existe una sobreoferta de energía hidroeléctrica no pareciera haber posibilidades para la inversión privada (más allá que la Ley N°3009 permite la producción independiente).</p>

## 2.9. PERÚ

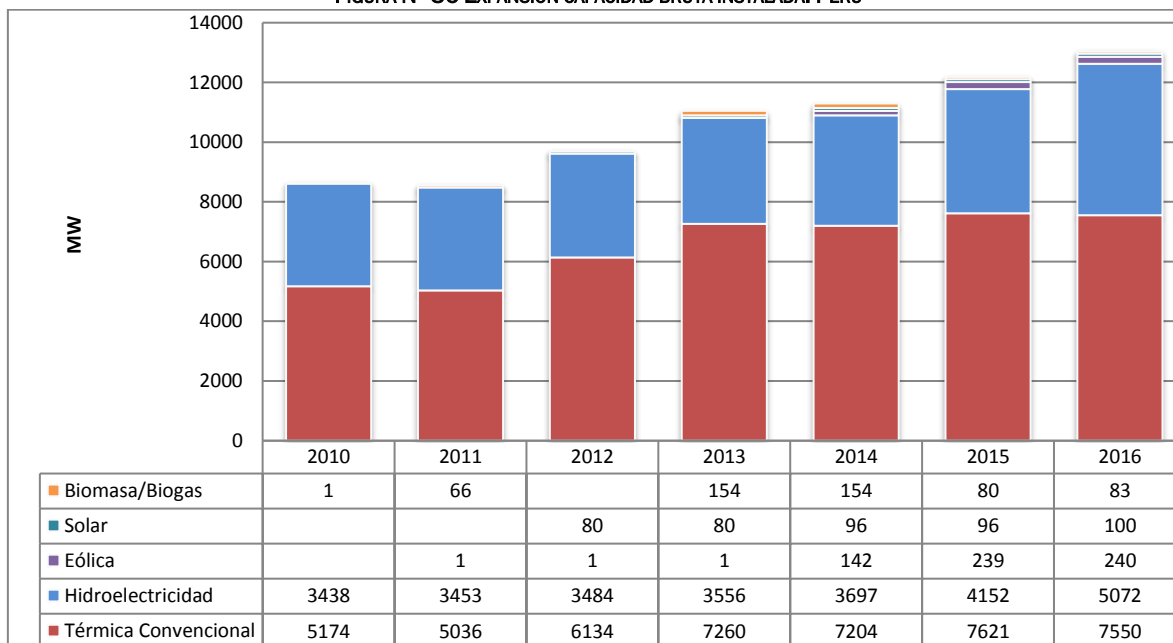
### 2.9.1. Introducción

Perú es un país de 32,16 millones de habitantes ubicado en la región Noroeste de Sudamérica. Limita con Chile, Bolivia, Brasil, Colombia y Ecuador, además de poseer costas con el Océano Pacífico. El territorio peruano tiene una superficie continental de 1,28 millones de km<sup>2</sup> que son atravesados por la cordillera de los Andes, un sistema montañoso que estructura el país en tres regiones geográficas muy diferentes entre sí: costa, sierra o montaña y selva. El pico más alto del Perú es el Huascarán en la Cordillera Blanca, con una altura de 6768 msnm; la zona más profunda es el cañón de Cotahuasi.

Su PIB per cápita, a precios constantes del 2005, es USD 5934,5 lo cual lo ubica dentro del segmento de países de ingresos medios bajos. Las actividades principales de su economía se basan en el procesamiento y exportación de recursos naturales, principalmente mineros, agrícolas y pesqueros

Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 12188 MW de los cuales gran parte corresponde al parque térmico (7621 MW) en el cual priman las centrales de ciclo combinados o turbinas a gas por sobre las de bunker u otros combustibles líquidos. Siguiendo en el orden de importancia se encuentra las centrales hidroeléctricas (4152 MW) y las de fuentes de energías renovables como solar y eólica (415 MW).

FIGURA N° 36 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PERÚ



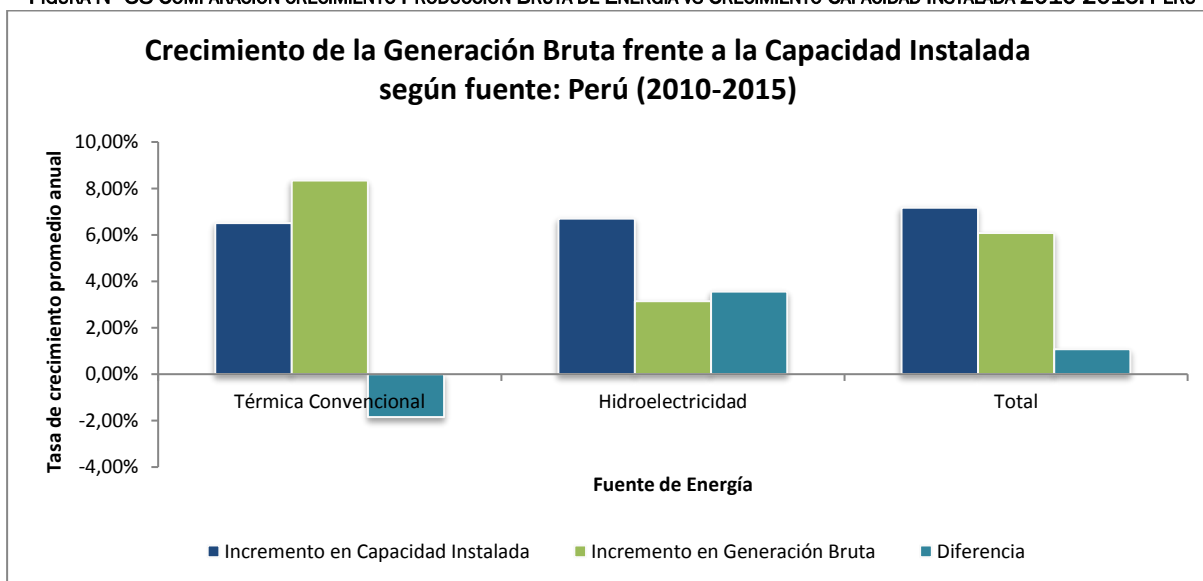
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y MINEM

FIGURA N° 37 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: PERÚ



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y MINEM

FIGURA N° 38 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2016: PERÚ



En cuanto a las instituciones relevantes para el sector se ubica en primer lugar al Ministerio de Energía y Minas como órgano responsable de la coordinación y planificación de la actividad del sector.

La autoridad reguladora del sector es el OSINERGMIN el cual tiene como función el determinar los precios mayoristas que se transfieren a los clientes regulados (por la cantidad de energía no adquirida en licitaciones públicas). Además, establece las tarifas reguladas de transmisión y distribución y define las pautas para las licitaciones públicas.

Finalmente se destaca al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), el cual es entidad privada sin fines de lucro que tiene como funciones el coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo. Debe



preservar la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

**TABLA N° 18 - PERÚ - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Ministerio de Energía y Minas:</b> es el órgano gubernamental responsable de la planificación y coordinación del sector al largo plazo.
<b>Ente regulador</b>	<b>OSINERGMIN:</b> Es la autoridad reguladora y supervisora del sector que tiene como función principal aprobar las bases y precios máximos para las licitaciones de largo plazo para la generación eléctrica y la regulación de la generación no licitada (tarifas en barra) y de las tarifas de transmisión y distribución conforme a su marco jurídico así como a los contratos de concesión resultantes de los procesos de promoción de inversiones. Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía técnica, funcional, administrativa, económica y financiera. El Consejo Directivo está integrado por seis miembros, nombrados por Resolución Suprema, resultantes de concursos de méritos conducidos por una Comisión Ad-Hoc (conducida por la Presidencia del Consejo de Ministros) conforme a los requisitos para ser Director establecidos en las normas así como exclusividad a la función en el sector. Se nominan en función a algunos sectores, luego del concurso de méritos por un período de 5 años de manera escalonada para cada director lo que le otorga continuidad en sus funciones.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES):</b> el COES, como todo operador del sistema, tiene la función de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo garantizando la seguridad y eficiencia del suministro. Entre otras funciones también se encarga del planificar la expansión y desarrollo del SEIN. Es una institución sin fines de lucro y se conforma por todos los agentes que integran el SEIN. El Directorio está compuesto por nueve Directores, ocho elegidos por los Integrantes generadores y uno por los Integrantes de transmisión, para servir por un período de un año.

### 2.9.2. Características de la actividad de Generación

De acuerdo a lo establecido por la Ley 25844-1992 (Ley de Concesiones Eléctricas), en vigencia desde 1992, las actividades del sector se dividen entre tres segmentos diferentes (generación, transmisión y distribución) y ninguna firma puede operar en más de uno de ellos a la vez. Mientras la generación se encuentra configurada de forma competitiva (con la creación del Mercado Mayorista Eléctrico), las actividades de transmisión y distribución permanecen reguladas.

El Mercado Mayorista Eléctrico se encuentra organizado de la siguiente forma: un Mercado de Contratos, en el cual las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con generadoras a fin de garantizar su requerimiento total de potencia y energía, y un Mercado para transacciones de corto plazo u Spot.

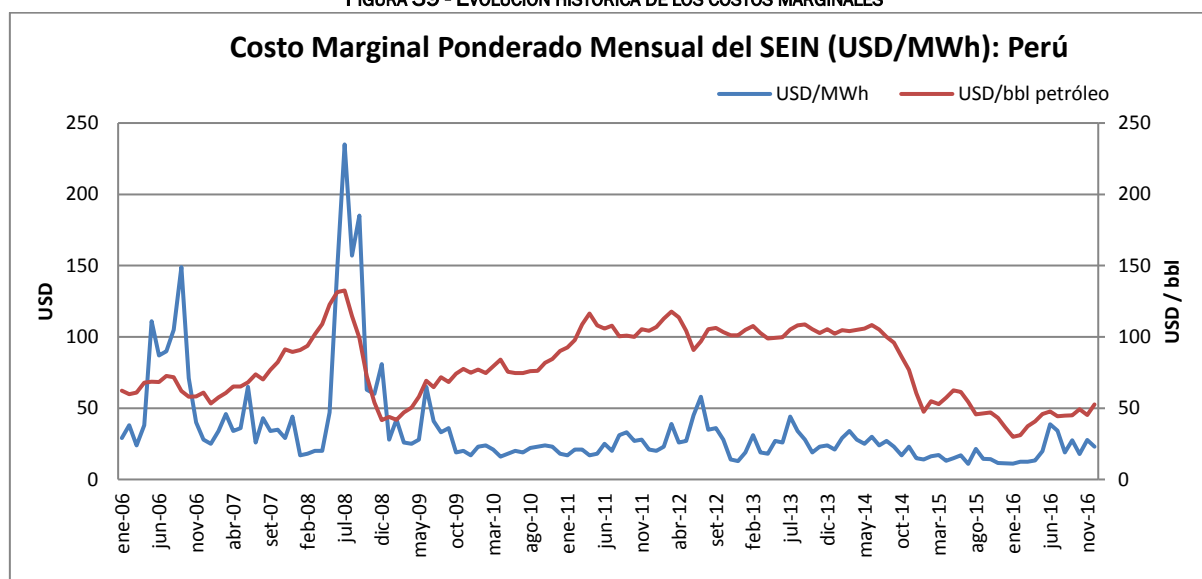
En cuanto al precio spot, el mismo es fijado cada quince minutos por la última unidad despachada para cubrir una unidad adicional de la demanda. Este precio se paga a los generadores que son despachados en ese momento (renta marginal). Las unidades marginales generalmente son ciclos abiertos o combinados a gas (las centrales térmicas que operan con combustibles líquidos como bunker y/o diésel rara vez son despachadas (menos del 5% del tiempo) y solo durante la estación seca.

Los precios spot de la energía varían debido al balance diferente de oferta y demanda. Si la demanda aumenta, los precios spot tienden a subir porque se necesitan menos centrales eficientes (con costos variables más altos) para satisfacer la demanda. Dado que alrededor del 50% de la matriz productiva es hídrica los precios dependen principalmente de las condiciones hidrológicas (que tienen influencia en los caudales que ingresan a los embalses). Asimismo, otras variables que tienen una correlación importante con los mismos son, la demanda, los precios del gas natural y la disponibilidad de las centrales.

El costo marginal se fija en forma horaria para cada uno de los nodos del sistema (fijación de precios nodales). La diferencia de precios entre el nodo Lima (referencia del mercado, donde se ubica la mayor parte de la demanda) y cualquier otro nodo de la red interconectada se denomina “factor nodal” y representa las pérdidas marginales de transmisión y la congestión, de existir.

El siguiente gráfico muestra la evolución histórica del costo marginal de corto plazo en el nodo Lima:

FIGURA 39 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS COSTOS MARGINALES



FUENTE: COES

Como puede observarse el costo marginal tiene una estacionalidad anual y existen dos estaciones claramente diferenciadas: durante la estación seca (junio a octubre) los costos marginales son en general superiores a los de la estación húmeda (diciembre a mayo). Esto se ve potenciado ya que la mayoría de las centrales hidroeléctricas son de pasada (alrededor del 88%), con capacidad de regulación diaria únicamente, o sea que no tienen capacidad para almacenar agua (durante la estación húmeda) y entregar energía en la estación seca.

Además, dado que estructuralmente el sistema siempre necesita cierta proporción de generación térmica para atender la demanda, otra variable con influencia en el costo marginal de corto plazo es el precio de los combustibles, principalmente gas natural, aunque todos correlacionados con el del barril de petróleo.

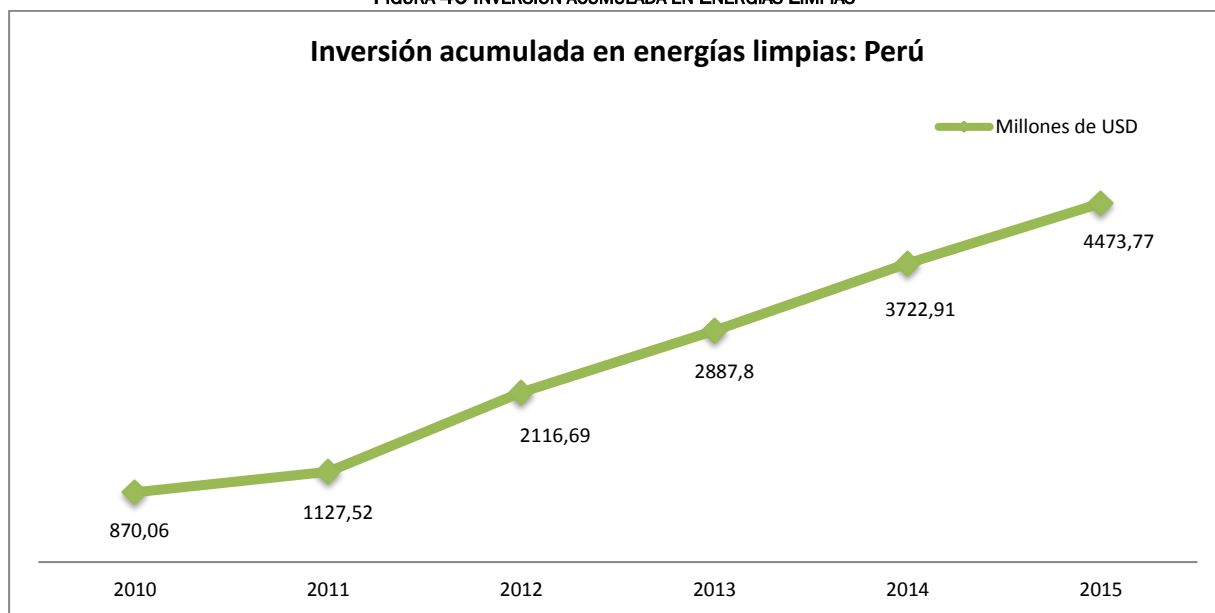
Un análisis más detallado de la serie histórica revela también otras particularidades que afectan a los precios spot. Por ejemplo, los aumentos de precios observados durante 2008 se deben a las restricciones al gas natural de ese año, los altos precios del petróleo, el fuerte crecimiento de la demanda y una hidrología inferior al promedio.

Los bajos precios observados a partir de 2010 se deben básicamente a una hidrología más alta que la de los cinco años anteriores, un bajo despacho de combustibles líquidos y, en menor medida, al tope establecido para el precio spot en el Decreto 049-2008.

A partir de 2012, se observó una tendencia (entre los generadores a gas) a declarar menores costos de gas que los efectivamente abonados, de modo de maximizar el despacho de sus unidades. Esta sub-declaración de los costos reales también contribuyó en forma significativa a mantener bajos los precios spot.

Finalmente, en lo que refiere a las energías limpias se observa que la inversión acumulada durante los últimos años ha sido incremental, lo cual coincide con los desarrollos en capacidad instalada eólica y solar de los últimos años.

FIGURA 40 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE: CLIMATESCOPE

Se adjunta a continuación la tabla resumen de la actividad generación para el caso de Perú:

TABLA N° 19 - PERÚ - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION									
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Competencia</b> De propiedad pública y privada. El Estado Peruano posee el 17 % de la capacidad instalada.									
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> No se encuentra permitida. La Ley establece que "Las actividades de generación y/o de transmisión perteneciente al Sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley. Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados". <b>Horizontal:</b> Competencia. Endesa y GdF-Suez son los mayores jugadores del mercado con el 21% y 20% de la capacidad instalada respectivamente. Son seguidos por el Estado Peruano con el 17% y luego por IC Power con el 12%.									
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Ordinario:</b> Mercado de Contratos: los distribuidores tienen la obligación de tener contratos vigentes con generadoras a fin de garantizar su requerimiento total de potencia y energía. Mercado de Corto Plazo o Spot: si bien la ley establece que pueden participar de él las empresas distribuidoras y los clientes no regulados, esto no se encuentra vigente aún y solo participan las empresas generadoras para cubrir los desequilibrios de corto plazo.									
<b>Precio energía promedio (2014,</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Perú</th> <th>Año</th> <th>Variación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>2014</td> <td>2015</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>2015/2014</td> </tr> </tbody> </table>	Perú	Año	Variación		2014	2015			2015/2014
Perú	Año	Variación								
	2014	2015								
		2015/2014								

CONCEPTO	DESCRIPCION			
<b>Climatescope)</b>	Precio Mercado Spot	\$ 25,24	\$ 14,70	-41,76%
	Precio al Por Menor	\$ 115,00	\$ 107,53	-6,50%
	Precio Residencial	\$ 150,00	\$ 141,12	-5,92%
	Precio Comercial	\$ 117,00	\$ 102,87	-12,08%
	Precio Industrial	\$ 78,00	\$ 78,60	0,77%
	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.			
<b>Definición precio spot</b>	Con intervalos de 15 minutos considerando el costo variable de la unidad más costosa que opera en dicho intervalo de tiempo. Los costos variables de las unidades termoeléctricas son auditados, excepto en el caso de centrales que utilicen gas natural, en cuyo caso el precio del combustible es declarado una vez al año. No existen límites superior o inferior para el precio spot. Participan del mercado los Generadores y los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y de los Grandes Usuarios Libres (clientes libres con potencia mayor a 10 MW). Generadores, de los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y de los Grandes Usuarios Libres (clientes libres con potencia mayor a 10 MW).			
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	Clientes regulados: a) Contratos Sin Licitación: cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios de Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados). b) Contratos Resultantes de Licitaciones: contratos derivados de licitaciones convocadas por los Distribuidores las cuales se realizan de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832. Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo. Clientes libres: la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores.			

CONCEPTO		DESCRIPCIÓN						
Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente	
Curva de carga o energía generada para renovables.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	OSINERGMIN (indexado a combustibles).	Empresas Distribuidoras supervisadas por el regulador o través de PROINVERSIÓN. Además existen otros de renovables ejecutadas por el OSINERGMIN a instancias del MINEM donde el comprador termina siendo el Mercado Spot.	Dependiendo del caso.	10 años.	
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<p>La Ley 28832 creó un mecanismo de subasta por el cual cada distribuidor (o grupo de distribuidores) licita sus necesidades de energía para un horizonte de largo plazo con una anticipación de por lo menos 3 años y transfiere a los consumidores el precio del contrato resultante de dicha licitación pública. Hay varios mecanismos licitatorios como ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Licitaciones de largo plazos: aprobadas por OSINERGMIN.</li> <li>• Procesos de promoción de Proinversión: Reserva Fría, Hidroeléctricas y Nodo Energético.</li> <li>• Subastas de energías renovables no convencionales (RER): hasta ahora 4 subastas.</li> <li>• Decisiones propias de los operadores en el mercado de la Ley 28832.</li> </ul> <p>El procedimiento para llevar adelante las licitaciones públicas está regulado por la Osinergmin de la Ley 28832 se da bajo Res. 688-2008. Tanto generadores existentes como nuevos pueden participar. Adicionalmente, Proinversión (el brazo ejecutivo del Ministerio de Energía y Minas) también puede realizar subastas para proveer las necesidades del mercado regulado. Solo pueden participar nuevas plantas. El objetivo principal es promover la inversión en fuentes renovables (principalmente grandes proyectos hidroeléctricos) de forma de cumplir con las políticas de energía establecidas por el Ministerio de Energía y Minas.</p> <p>El proyecto hidroeléctrico CdA obtuvo un contrato de 15 años por 200 MW de capacidad firme en la última licitación llevada a cabo por Proinversión en marzo de 2011. El total licitado fue de 500 MW para el mercado regulado y los otros adjudicatarios fueron el proyecto Pucará y Chaglla.</p> <p>Energías renovables: desde la promulgación del régimen de promoción en 2008, Osinergmin ha realizado 3 subastas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La primera licitación se realizó entre agosto de 2009 y marzo 2010 para proveer 1314 GWh-año con tecnologías de biomasa, eólica y solar y hasta 500 MW con pequeñas hidroeléctricas (menos de 20 MW cada una). Osinergmin otorgó contrato a 18 plantas hidroeléctricas, 4 solares, 3 eólicas y 2 de biomasa; por un total de 430 MW. El precio promedio de los contratos fue: hidroeléctricas 59.8 USD / MWh, eólicas 79.2 USD / MWh y biomasa 81.0 USD / MWh.</li> <li>2. La segunda licitación se realizó en 2011 para proveer hasta 1981 GWh-año. Osinergmin otorgó 10 contratos a proyectos hidroeléctricos, eólicos y de biomasa por un total de 1,152.7 GWh-año (210 MW en total). Precios promedio: hidroeléctricos 52.4 USD / MWh, eólicos 69.0 USD / MWh y solar 119.9 USD / MWh.</li> <li>3. En diciembre de 2013 se realizó la 3 licitación por hasta 320 GWh-año con biomasa y 1,300 GWh-año de proyectos hidroeléctricos (de menos de 20 MW cada uno). Osinergmin otorgó contrato a 16 proyectos hidroeléctricos (entre 24 ofertas presentadas con precios entre: 53 – 70 USD / MWh).</li> </ol>							

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	La producción de energía eléctrica de origen térmico proviene de centrales termoeléctricas que utilizan Gas Natural, Bunker, Carbón y Diesel 2. En el caso de los combustibles líquidos, en la práctica sólo existen dos proveedores locales. Existe un fondo de estabilización de precios para los derivados del petróleo creado por el Estado. De acuerdo al contrato de licencia, al precio base del gas (un máximo determinado en el Contrato de Licencia de explotación del Lote 88 de Camisea, de 1.0 y 1.8 dólares americanos por millón de BTU) se le aplica un Factor de Actualización (FA), una vez al año. Perú tiene 6 regiones con potencial geotérmico. La costa peruana tiene el mayor potencial eólico.
<b>Capacidad instalada MW</b>	13044 MW.
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	57,9% Térmica convencional; 38,9% Hidroeléctrica; 1,8% Eólica; 0,8% Solar; 0,6% Biomasa.
<b>Generación Gwh</b>	51289 GWh.
<b>Mix fuentes generación</b>	50,0% Térmica convencional; 47,1% Hidroeléctrica; 2,1% Eólica; 0,5% Solar; 0,4% Biomasa.
<b>Categorías de clientes</b>	Los clientes regulados (servicio público con potencias demandadas de la red menores a los 200 kW). Los usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2 500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2 500 kW son clientes libres. Grandes usuarios libres (clientes libres con potencia mayor a 10MW). Los clientes regulados representan aproximadamente el 56% del consumo total. Los clientes no regulados son 223 clientes y representan el 44% del consumo total (más de la mitad de los cuales provienen del sector minero). El suministro de electricidad a los clientes regulados está definido como un servicio público en la Ley de Electricidad.
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	La Ley N° 28832 establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. Este régimen incentivo al distribuidor a suscribir contratos con más de tres años de anticipación, autorizándolo a la incorporación de un cargo en los precios a sus usuarios regulados, adicional al que sería necesario para cubrir su compra de energía del generador. No hay una normativa específica sobre el proceso de planificación de la generación por las autoridades públicas. Sin embargo, existe un Plan Referencial de Energía, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas cada 2 años, que es una planificación indicativa. <a href="http://www.minem.gob.pe/publicaSector.php?idSector=6">http://www.minem.gob.pe/publicaSector.php?idSector=6</a>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables y su Reglamento. El programa de generación en base a recursos renovables (RER) contempla la realización de subastas especiales para la contratación de estas fuentes. Sus principales características son: <ul style="list-style-type: none"> <li>Las subastas serán convocadas con periodicidad no menor a 2 años.</li> <li>Recursos Energéticos Renovables (RER): Biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz e hidroeléctrica hasta 20 MW.</li> <li>Despacho preferencial: Se considerará costo variable de producción igual a cero.</li> <li>Energía Requerida RER hasta 5% de la Producción Nacional Anual durante los primeros cinco (5) años (sin incluir las hidroeléctricas).</li> <li>La Energía RER requerida se cubre mediante Subastas.</li> <li>Los postores ofertan cantidad de energía y precio.</li> <li>Al adjudicatario se le otorga un contrato de suministro de energía por 20 años, con precio garantizado (Tarifa de Adjudicación (TA)).</li> <li>El adjudicatario, vende su energía en el Mercado de Corto Plazo a Costo Marginal (Imcp), adicionalmente percibe una Prima que garantiza los ingresos por la energía suministrada (hasta la EA) valorizada a la correspondiente TA.</li> </ul> Para sistemas aislados rurales, se tiene en vigencia la Ley N° 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País. <b><u>Ejes REN 21:</u></b>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Obligaciones de porcentajes de energía proveniente de fuentes renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Inversión pública</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>Existe una línea de interconexión a 220 kV con Ecuador, la cual si bien se ha utilizado ha sido mayoritariamente en situaciones de emergencia para resolver una contingencia en dicho país. Inicialmente la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina establecía la normativa y los mecanismos para la realización de transacciones internacionales de electricidad. Actualmente la Decisión 757 y 789 han suspendido dicho marco ("Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad") hasta por lo menos Septiembre del 2016.</p> <p>La legislación actual establece para la realización de intercambios de electricidad los mismos se deben encontrar sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador. Los excedentes son determinados por los operadores de cada país, y se conforman por aquellos recursos de generación que no son requeridos para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro de cada uno de ellos. A diferencia de las relaciones que Ecuador mantiene con Colombia los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador no se basan en despachos económicos conjuntos de ambos sistemas. Además el intercambio de electricidad se realiza mediante contratos bilaterales de suministro entre los agentes que, para tal fin, deben encontrarse autorizados por las entidades de cada país.</p>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	<p>El costo de falla empleado en la optimización de la operación del sistema es de 704,75 Soles por MWh, equivalentes aproximadamente a 250 US\$/MWh. El costo de falla establece el precio spot de la energía en los casos que el sistema se vea en situación de racionamiento por insuficiencia de generación. Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio en caso de racionamiento. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERGMIN califica cuáles son las cargas esenciales.</p>
<b>Situaciones de racionamiento</b>	<p>En caso de racionamiento en el mercado mayorista el concesionario de distribución debe pagar multas por falla, de las que es resarcido por los suministradores (generadores) con los que ha firmado contratos. El valor unitario que se impone por racionamiento (corte de suministro por deficiencias en la generación ya sean por causas técnicas o falta de capacidad) es de 25 centavos de dólar por KWh.</p>
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	<p>No ha habido modificaciones recientes con la excepción del proyecto de ley que se encuentra siendo discutido actualmente y plantea la posibilidad de exportar excedentes de energía eléctrica a Chile (que aún no se encuentra interconectado).</p>
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Ley N° 25844/92, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece como principio general la división de las actividades en el sector eléctrico en tres segmentos básicos: generación, transmisión y distribución. Decreto Supremo N° 017-2000-EM, aprobó cambios en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas</p> <p>Ley N° 28832/2006, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica</p> <p>Ley N° 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País</p> <p>Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables y su Reglamento</p> <p>Decreto Ley 1041/08: En el caso de las restricciones de gas natural, el COES puede administrar nominaciones de gas natural entre los generadores para minimizar los costos (COES compensa los generadores que incurrir en costos adicionales debido a esta medida);</p> <p>Decreto Ley 1058/08: se establecen las directrices para la generación eficiente de los recursos energéticos renovables (RER). Proyectos RER incluyen biomasa, eólica, geotérmica, solar y pequeñas</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>centrales hidroeléctricas (menores a 20 MW).</p> <p>Decreto Supremo 012-2011-EM: Se definen los mecanismos de subasta pública, establece el mecanismo de reconocimiento de la potencia firme de generadores RER y establece la aplicación de una prima a ser cubierta por los usuarios a través del peaje por conexión.</p> <p>Ley 29970 – Ley que afianza la seguridad energética que ha permitido a partir de 2012 desarrollar el gasoducto sur peruano y el nodo energético del sur, así como otorgar la normatividad para la consolidación de la seguridad eléctrica del país.</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> en los últimos años la capacidad instalada de Perú se ha expandido en alrededor de un 30%. Esto ha ocurrido tanto en fuentes tradicionales como las hidroeléctricas y térmicas a base a combustibles fósiles; como en ERNC.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> dada la importancia de la energía hidráulica, los precios spot del mercado peruano se encuentran fuertemente correlacionados con las condiciones hidrológicas. También existe una relación con los precios del barril de petróleo.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> la actividad de generación se caracteriza por la competencia. El acceso al mercado es libre.</p>

## 2.10. URUGUAY

### 2.10.1. Introducción

La República Oriental del Uruguay es un país de 3,45 millones de habitantes que se encuentra situado en la región sureste del continente americano. Limita al Noreste con Brasil, al Oeste con Argentina, y posee costas tanto en el Océano Atlántico como en el Río de la Plata. Su PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 13.943,9 lo cual lo sitúa como uno de los países de Ingresos Altos de la región según la clasificación Banco Mundial.

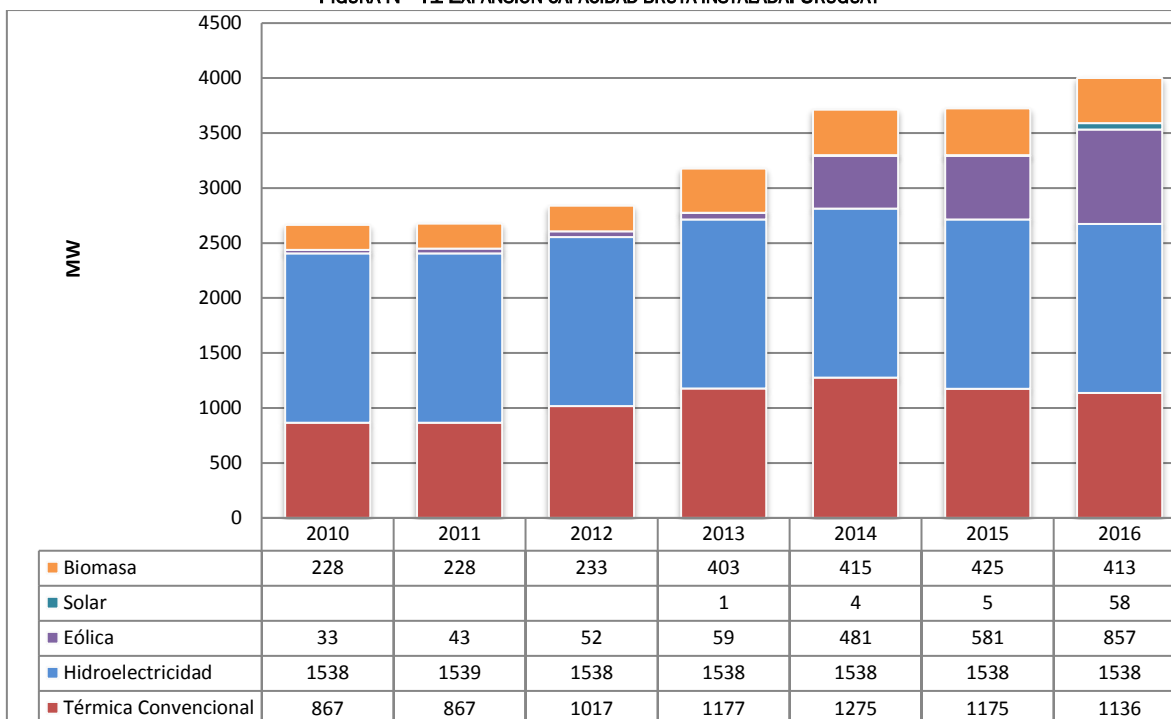
El sector agrícola y ganadero tiene una gran importancia en la economía nacional, aunque los servicios y el turismo explican un porcentaje elevado del PIB adquiriendo este último cada vez mayor relevancia.

El territorio es una llanura con ondulaciones, sin grandes irregularidades (altura máxima 533 metros) y el clima es templado, con variación estacional. La temperatura media mensual mínima es de 12,5°C y la media mensual máxima es de 23°C, con mínimas absolutas de hasta -4°C y máximas absolutas de hasta 41°C.

Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 4002 MW de los cuales de los cuales el mayor porcentaje proviene de fuentes hidroeléctricas (38,4%), seguido por térmicas convencionales (28,4%) y luego energías Renovables (33,2%). Si bien ha existido un notable desarrollo en la generación a partir de las fuentes eólica y biomasa durante los últimos años, dado que la energía generada sigue siendo mayoritariamente de origen hidroeléctrica, la producción de electricidad se encuentra fuertemente correlacionada de las condiciones hidrológicas del año.

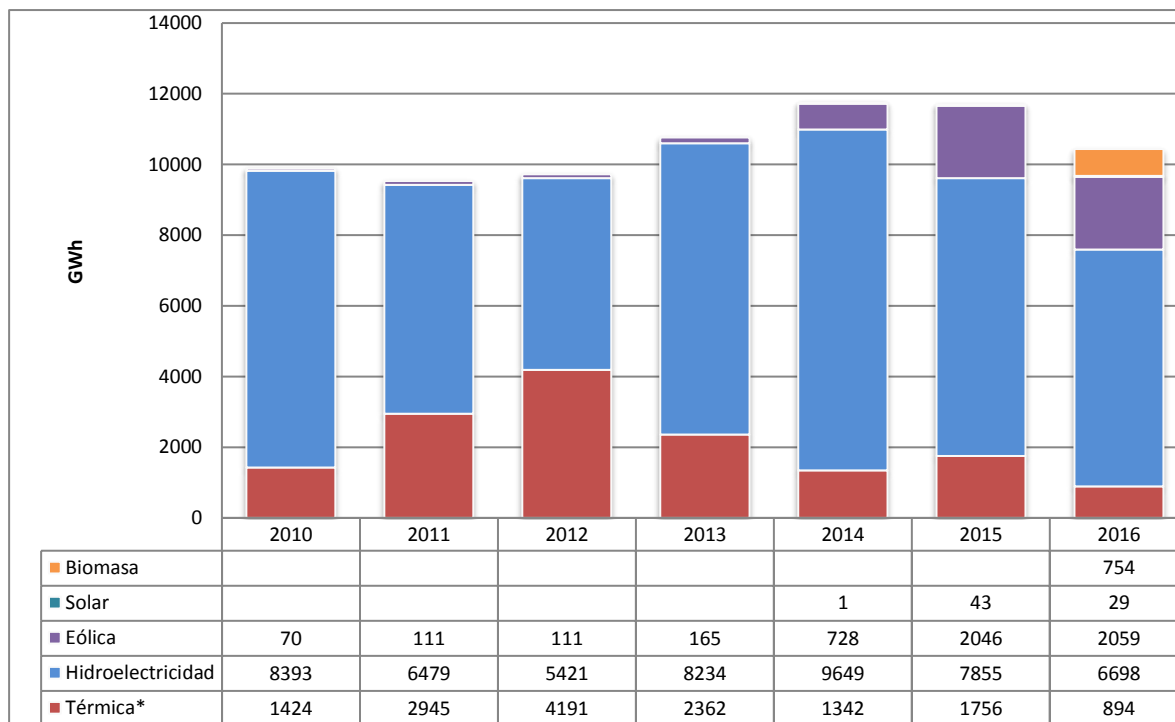


FIGURA N° 41 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: URUGUAY



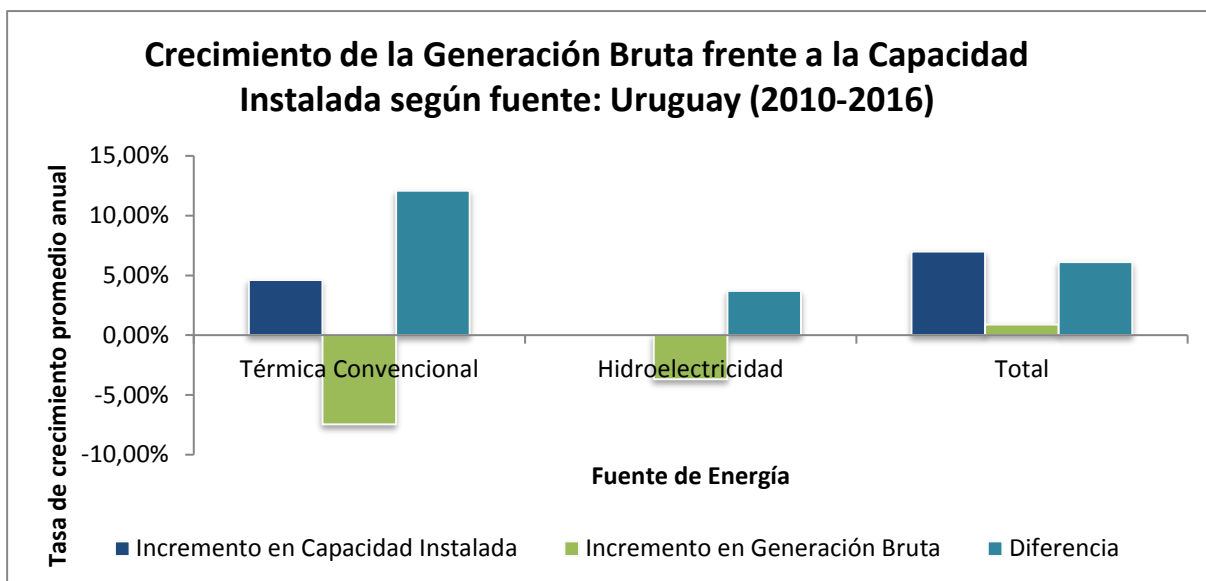
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y ADME

FIGURA N° 42 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: URUGUAY



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y ADME

FIGURA N° 2 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2016: URUGUAY



Entre los actores principales del sector se destaca en primer lugar al Ministerio de Industria, Energía y Minería. El mismo se encuentra a cargo de la planificación y desarrollo de las políticas relacionadas con el sector a nivel Nacional y cuenta con dos direcciones específicas para ello: la Dirección Nacional de Energía (DNE) y la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNTE).

El órgano regulador por excelencia es la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA). La misma se encarga desde diciembre del 2002 de la supervisión y control del cumplimiento de la regulación de los servicios eléctricos y de agua, arbitraje en conflictos, defensa de la competencia entre generadores y asesoramiento en temas tarifarios al poder ejecutivo.

La Administración del Mercado Eléctrico (ADME) es la institución encargada del manejo y administración del Despacho Nacional de Cargas y del Mercado Mayorista. Sus responsabilidades incluyen el despacho económico de la generación eléctrica (basada en los costos variables), el cálculo de precios spot y el manejo de las transacciones del Mercado Mayorista.

Finalmente se destaca a la Oficina de Planeamiento y Presupuesto la cual tiene como tarea relevante en el sector el asesorar al poder ejecutivo en los temas referidos a presupuestos, planes de inversión y tarifas de los organismos comprendidos en el artículo 221 de la Constitución de la República (entes industriales o comerciales del Estado).

TABLA N° 20 - URUGUAY - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Ministerio de Industria, Energía y Minería:</b> Es el órgano principal y se encarga de la planificación y desarrollo de las políticas del sector. Cuenta con dos direcciones específicas que le prestan asesoría: la Dirección Nacional de Energía y la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.
<b>Ente regulador</b>	<b>Unidad Reguladora de Servicios de energía y agua (URSEA):</b> es una institución estatal que busca contribuir al desarrollo del país, a través de la regulación, fiscalización y asesoramiento en los sectores de energía, combustible y agua. Sus funciones abarcan: controlar el cumplimiento de las normas vigentes, establecer los requisitos a cumplir, resolver las denuncias y reclamos de los usuarios y proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados. La URSEA es un organismo del estado uruguayo que depende del Poder Ejecutivo y actúa con autonomía técnica. Se vincula administrativamente con la Presidencia de la República a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería, excepto en

CONCEPTO	DESCRIPCION
	temas referidos a agua y saneamiento que lo realiza a través del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente. El Directorio está formado por tres integrantes que trabajan por un período de seis años y son designados por el Presidente de la República en Consejo de Ministros.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Administración del Mercado Eléctrico (ADME):</b> es una institución pública, pero de personería no estatal que opera y administra el Despacho Nacional de Cargas, para el despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y a su vez también administra el Mercado Mayorista. Se ajusta a las normas establecidas por el Poder Ejecutivo y debe: a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores. b) Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia. La Dirección de la Administración del Mercado Eléctrico se encuentra a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros. Los mismos son designados uno por el Poder Ejecutivo -que lo presidirá-, otro por la UTE, otro por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y los otros dos representarán a los demás agentes del mercado. El Poder Ejecutivo reglamenta el procedimiento para la selección de los restantes integrantes del Directorio y la toma de decisiones.
<b>Otras Instituciones</b>	<b>Oficina de Planeamiento y Presupuesto:</b> es una unidad ejecutora de la Presidencia de la República. Su tarea relevante en el sector es la de asesorar al Poder Ejecutivo en cuestiones referidas a presupuestos, planes de inversión y tarifas de los organismos comprendidos en el artículo 221 de la Constitución de la República (entes industriales o comerciales del Estado).

### 2.10.2. Características de la actividad de Generación

Desde su creación en el año 1912 la empresa pública integrada verticalmente “UTE” (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) fue la encargada legalmente del suministro de la energía eléctrica en todo el Uruguay. Con la promulgación de la Ley 16.832<sup>11</sup> en junio del año 1997 se estableció que sólo las actividades de transmisión y distribución serían consideradas como servicio público mientras que la de generación pasaría a organizarse de manera competitiva, permitiendo la participación privada.

Sin embargo, el cambio demoró en llegar y hacia mediados del año 2008 la operación del sistema eléctrico aún permanecía siendo realizada en su totalidad por la UTE, mientras que la administración del mercado no era implementada de manera efectiva por la ADME dada la inexistencia de operaciones en el mismo.

Actualmente la ADME se encarga de la mayoría de las funciones de administración del mercado spot mientras que la operación, medición y cálculo de precios siguen siendo realizadas por la UTE, pero con la supervisión de la ADME. Si bien la UTE continúa siendo el mayor proveedor de electricidad<sup>12</sup>, el proceso de cambio en el mercado eléctrico ha comenzado a acelerarse, lo cual se encuentra pautado principalmente por la entrada de nuevos agentes generadores, la mayoría de ellos con centrales en base a energías renovables (biomasa y eólica).

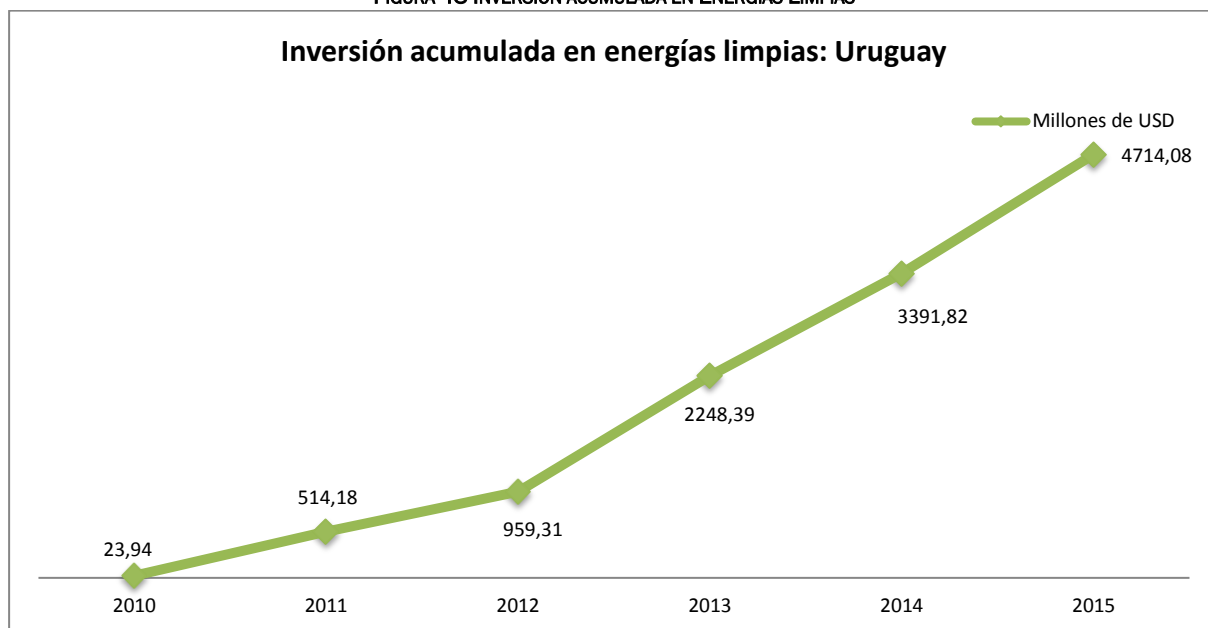
Cabe mencionar que esta entrada al mercado de generadores basados en fuentes renovables se encuentra incentivada en parte por los cambios introducidos en la reglamentación del sector a partir de 2009. En la misma el Poder ejecutivo habilitó, decreto mediante, a la UTE a comprar energía por diferente fuente (biomasa, eólica y solar fotovoltaica) permitiendo la celebración de varias decenas de licitaciones y

<sup>11</sup> Actualización del Sistema Eléctrico Nacional y creación de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica.

<sup>12</sup> Posee alrededor del 60% de la capacidad instalada del país además de ser el encargado de comercializar la energía de la hidroeléctrica Salto Grande, compartida con Argentina, que representa otro 30% adicional.

contratos a largo plazo entre dicha empresa estatal y generadoras privadas. Un indicador interesante que da cuenta de ello es el de la inversión acumulada en energías limpias elaborado por Climatescope:

FIGURA 43 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

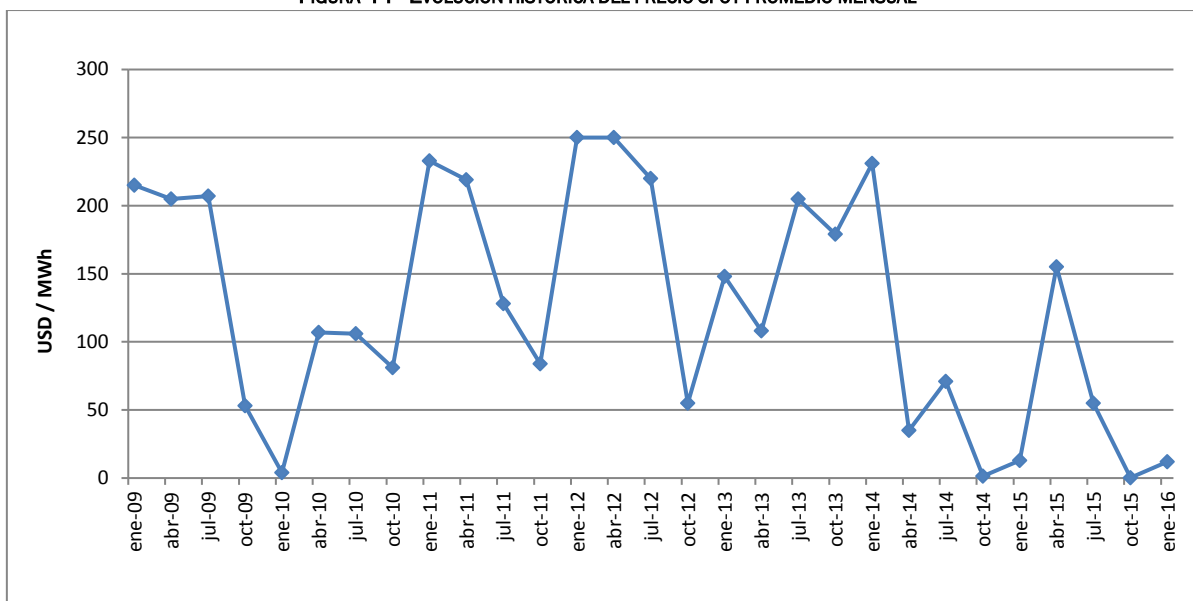
En cuanto a la organización del mercado eléctrico existen dos alternativas para la realización de las transacciones: el Mercado de Contratos y el Mercado Spot.

El Mercado de Contratos es el de mayor importancia y el principal conductor para la expansión de la capacidad de generación. En el mismo la UTE ofrece contratos de largo plazo con el objetivo de atraer inversión privada y, a la vez, mantener el control sobre la energía comercializada. En algunos casos los contratos son directamente negociados entre la UTE y los generadores privados, mientras que en otros casos se realizan en forma de licitaciones públicas.

La regulación del sector establece que, a fines de asegurar el abastecimiento la demanda, los distribuidores (UTE) deben contratar el 90% del suministro por adelantado mientras que los grandes consumidores el 70%. Sin embargo, en la práctica, la UTE es el oferente del 100% de la demanda del sistema y el único comprador del mercado spot dada la inexistencia de otros grandes consumidores.

Por otro lado, en el Mercado Spot se realizan transacciones a fines de resolver las diferencias que pudieran surgir entre los contratos pactados y la energía efectivamente generada por los agentes. Dada la configuración del sector, su importancia es relativamente baja y sus operaciones **sólo representan alrededor del 2% de la energía demandada**. Se presenta en la siguiente figura la serie histórica de precios spot de energía para los últimos seis años:

FIGURA 44 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO SPOT PROMEDIO MENSUAL



Fuente: elaboración propia en base a datos de la ADME

Tal como puede apreciarse existe una fuerte volatilidad en precios que van desde valores ínfimos a un máximo de alrededor de 250 USD/MWh. Esto se debe a que los precios marginales se encuentran fuertemente correlacionados con su componente hídrico, el cual, dada la reducida capacidad de embalse, depende fuertemente de las condiciones climáticas durante el año.

Finalmente, se resumen en la siguiente tabla las principales características de la actividad generación para la República Oriental del Uruguay:

TABLA N° 21 - URUGUAY - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION																												
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Monopsonio Parcial</b> Propiedad mayoritariamente pública (UTE - Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) y en menor cuantía privada (especialmente en proyectos de ERNC).																												
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> SI, la principal empresa del sector, UTE, se encuentra integrada verticalmente. <b>Horizontal:</b> Pocos vendedores. Además de la UTE que concentra la mayor parte de la generación existen otros generadores privados principalmente en ERNC.																												
<b>Mercado Mayorista</b>	<b>Régimen Ordinario:</b> Mercado de Contratos en el que la UTE ofrece contratos de largo plazo con para atraer inversión privada y mantener el control sobre la energía comercializada. En algunos casos los contratos son directamente negociados entre la UTE y los generadores privados, y en otros se realizan en forma de licitaciones públicas. <b>Mercado Spot</b> en el que se realizan transacciones a fines de resolver las diferencias que pudieran surgir entre los contratos pactados y la energía efectivamente generada por los agentes. Sólo representa el 2% de la energía demandada. La UTE es el único comprador y el resto de los generadores son los participantes.																												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>URUGUAY</th> <th colspan="2">Año</th> <th>Variación</th> </tr> <tr> <td></td> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2015/2014</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Precio Mercado Spot</td> <td>\$ 75,00</td> <td>\$ 59,49</td> <td>-20,68%</td> </tr> <tr> <td>Precio al Por Menor</td> <td>\$ 223,00</td> <td>\$ 200,90</td> <td>-9,91%</td> </tr> <tr> <td>Precio Residencial</td> <td>\$ 248,80</td> <td>\$ 218,90</td> <td>-12,02%</td> </tr> <tr> <td>Precio Comercial</td> <td>\$ 250,90</td> <td>\$ 219,60</td> <td>-12,48%</td> </tr> <tr> <td>Precio Industrial</td> <td>\$ 169,40</td> <td>\$ 164,30</td> <td>-3,01%</td> </tr> </tbody> </table>	URUGUAY	Año		Variación		2014	2015	2015/2014	Precio Mercado Spot	\$ 75,00	\$ 59,49	-20,68%	Precio al Por Menor	\$ 223,00	\$ 200,90	-9,91%	Precio Residencial	\$ 248,80	\$ 218,90	-12,02%	Precio Comercial	\$ 250,90	\$ 219,60	-12,48%	Precio Industrial	\$ 169,40	\$ 164,30	-3,01%
URUGUAY	Año		Variación																										
	2014	2015	2015/2014																										
Precio Mercado Spot	\$ 75,00	\$ 59,49	-20,68%																										
Precio al Por Menor	\$ 223,00	\$ 200,90	-9,91%																										
Precio Residencial	\$ 248,80	\$ 218,90	-12,02%																										
Precio Comercial	\$ 250,90	\$ 219,60	-12,48%																										
Precio Industrial	\$ 169,40	\$ 164,30	-3,01%																										
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>																													

CONCEPTO	DESCRIPCION																
	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.																
<b>Definición precio spot</b>	Costo marginal de corto plazo de generación, acotado superiormente por el mínimo entre el valor del primer escalón de costo de falla y 250 US\$/MWh. Los costos marginales del sistema presentan una gran variabilidad, como resultado de la aleatoriedad de la generación hidráulica y la variabilidad en la disponibilidad de importaciones desde Argentina y Brasil. Está previsto que los generadores y grandes consumidores comercien sus apartamientos respecto a los montos contratados, en el mercado spot																
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	<p>Existen dos tipos de remuneraciones a la potencia firme (reserva anual y reserva nacional), que pueden obtener las centrales de generación en el país, por su potencia firme no comprometida en contratos, y que deben ser asignadas mediante procedimientos competitivos realizados por ADME. Pueden presentarse a las licitaciones para obtener contratos de suministro a los distribuidores y también realizar contratos con grandes consumidores.</p> <p><u>Reserva anual:</u> La ADME debe realizar anualmente licitaciones para cubrir este requerimiento de potencia firme para reserva anual, a las que pueden presentarse centrales ubicadas en el país o en los países interconectados. Las centrales que oferten el menor precio de la potencia, hasta cubrir la cantidad licitada reciben como remuneración a la potencia, el precio que hayan ofertado en la licitación, y quedan obligadas a suministrar energía al sistema a un precio con un máximo regulado.</p> <p><u>Reserva nacional:</u> Cada año el Despacho Nacional de Cargas (DNC), calcula el faltante de potencia firme nacional, para cada mes de un período futuro de seis años. Si dicho faltante es positivo, la ADME realiza una licitación para cubrirlo, a la que pueden presentarse exclusivamente centrales localizadas en el país, cuya potencia no esté comprometida en contratos de suministro o de reserva. Las centrales que oferten el menor precio de la potencia, hasta cubrir la cantidad licitada reciben como remuneración a la potencia el precio que hayan ofertado</p>																
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Productos Licitados</th> <th>Esquema de licitaciones</th> <th>Mecanismo de decisión</th> <th>Precio Base</th> <th>Indexación</th> <th>Comprador (Off-Taker)</th> <th>Garantías</th> <th>Plazo Vigente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía generada, sólo para renovables.</td> <td>Pública a sobre cerrado.</td> <td>Precio mínimo ofertado.</td> <td>USD.</td> <td>PPI USA o CPI USA.</td> <td>UTE.</td> <td>-</td> <td>20 años.</td> </tr> </tbody> </table> <p>El Mercado de Contratos es el de mayor importancia y principal conductor de la expansión de la capacidad de generación. La UTE ofrece contratos de largo plazo con el objetivo de atraer inversión privada y, a la vez, mantener el control sobre la energía comercializada. En algunos casos los contratos son directamente negociados entre la UTE y los generadores privados, mientras que en otros casos se realizan en forma de licitaciones públicas.</p> <p>Para asegurar el abastecimiento la demanda, los distribuidores (UTE) deben contratar el 90% del suministro por adelantado mientras que los grandes consumidores el 70%. En la práctica, la UTE es el oferente de alrededor del 100% de la demanda del sistema y el único comprador del mercado spot dada la inexistencia de otros grandes consumidores.</p>	Productos Licitados	Esquema de licitaciones	Mecanismo de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente	Energía generada, sólo para renovables.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	PPI USA o CPI USA.	UTE.	-	20 años.
Productos Licitados	Esquema de licitaciones	Mecanismo de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente										
Energía generada, sólo para renovables.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	PPI USA o CPI USA.	UTE.	-	20 años.										
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Los recursos hidroeléctricos de mediano y gran porte de Uruguay se encuentran aprovechados casi totalmente, por lo que no son previsibles expansiones muy significativas de este origen. Existen proyectos de instalación de parques de generación eólica, solar y algunas centrales térmicas de biomasa. Simultáneamente se ha planteado el desarrollo de infraestructura para GNL.																
<b>Capacidad instalada MW</b>	4002 MW (UTE 77,6%)																
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	Térmica (fósil) 28,4%, Hidroeléctrica 38,4%, Eólica 21,4%, Solar 1,4%, Biomasa 10,3%.																
<b>Generación Gwh</b>	10434 GWh																
<b>Mix fuentes generación</b>	Térmica 8,6%, Hidroeléctrica 64,2%, Eólica 19,7%, Solar 0,3%, Biomasa 7,2%.																

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Categorías de clientes</b>	<p><u>Cientes regulados</u>: obligatoriedad para las distribuidoras de tener contratos por al menos el 80% de la demanda de potencia firme de largo plazo con una anticipación de 5 años. <u>Grandes consumidores</u>: mayor a 200 kW y mayor a 90 MWh/mes, al menos el 50% de la demanda de potencia firme de largo plazo. <u>Cientes libres</u>: los consumidores que tengan una potencia contratada de 250 kW y opten por comprar su energía en el mercado mayorista. Consumidores libres pueden actuar directamente como participantes del mercado o realizar un acuerdo de comercialización con un comercializador que los represente ante el mercado. Los consumidores habilitados para actuar como clientes libres tienen la opción de continuar como clientes regulados del distribuidor. La reglamentación establece la obligación de los clientes libres de contratar para el siguiente año, al menos el 50% de la demanda de potencia firme de largo plazo.</p>
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	<p>El marco regulatorio no prevé la realización periódica de un plan de generación de carácter determinativo o indicativo, si bien establece la obligación de la ADME de determinar anualmente los requerimientos de potencia firme del sistema en un horizonte futuro de ocho años y otorga al Poder Ejecutivo la posibilidad de determinar la construcción de centrales de generación en el país por la remuneración de reserva nacional o estableciendo que los contratos del distribuidor se realicen con centrales nacionales</p>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>A partir de 2009 se introducen cambios en la reglamentación del sector eléctrico mediante decretos del Poder Ejecutivo que favorecen la incorporación de generación a partir de fuentes no convencionales.</p> <p>En dichos decretos se habilita a la UTE a la compra de energía por diferente fuente (biomasa, eólica y recientemente solar fotovoltaica) y a raíz de la licitación realizada se celebraron varias decenas de contratos entre la UTE y generadores privados donde el ente se compromete a comprar toda la energía generada por la central en plazos de entre 20 y 30 años, según el caso. Pero dentro de estas licitaciones la característica a destacar es que imponen que la venta sea exclusiva a la UTE.</p> <p>En lo que corresponde a biomasa, a partir del Decreto del Poder Ejecutivo Nº 367/010 de diciembre de 2010, UTE elaboró un procedimiento de adhesión que permaneció abierto hasta fines de 2011. En este marco estaban habilitados a presentarse los interesados en instalar centrales de hasta 20 MW, buscando cumplir con la meta prevista de 200 MW instalados en base a biomasa.</p> <p>En fecha 17 de mayo de 2012, el Decreto del Poder Ejecutivo Nº 158/012 – promueve la celebración de contratos entre UTE y consumidores industriales que produzcan energía eléctrica a partir de la fuente eólica, por hasta 200 MW. El Decreto del Poder Ejecutivo Nº 133/013 del 2 de mayo de 2013 promueve la contratación por parte de UTE, de hasta 206 MW con proveedores que generen a partir de fuente solar fotovoltaica.</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Subsidios Fiscales o Transferencias directas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Pagos por producción de energía</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Inversión pública</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>En América del Sur no un mercado regional o integrado como lo es el MER en Centroamérica. En cuanto a comercio internacional de electricidad, Uruguay tiene acuerdo de interconexión con Argentina (de 2000 MW) mediante un acuerdo de comercio ocasional. Para el comercio por la interconexión con Brasil, por Rivera-Livramento, UTE posee los derechos de Transmisión Firme, y existe un acuerdo por el uso de la convertora de frecuencia firmado por UTE y Eletrobras, y un mecanismo por el que para las importaciones desde Brasil, UTE realiza periódicamente licitaciones competitivas en Brasil para elegir un comercializador de energía que toma los excedentes determinados por el ONS y los exporta a Uruguay en caso de ser las ofertas de precios aceptadas por UTE. UTE está desarrollando un proyecto de interconexión con Brasil,</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>conformado por una línea de transmisión en 500 kV desde la estación San Carlos a Melo, una convertora de frecuencia de 500 MW de potencia, una línea de 500 kV desde la convertora hacía una nueva subestación 500/230 kV y una línea de 230 kV que conectará con la subestación Presidente Médici en Brasil.</p> <p>Asimismo también existen convenios internacionales como el de la central binacional Salto Grande compartida con Argentina.</p>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	<p>Los costos de falla empleados para la optimización y operación del sistema están definidos en el Decreto del Poder Ejecutivo N° 105/013 del 2 de abril de 2013 y varían según la profundidad de la falla. En la operación del embalse principal del sistema (Rincón del Bonete) se aplica un criterio adicional al que surge de los valores del agua, que determina el empleo de generación térmica o importación si el nivel del embalse se encuentra por debajo de valores predefinidos en cada semana.</p>
<b>Situaciones de racionamiento</b>	<p>El distribuidor está obligado a pagar a los consumidores una multa en caso de fallas ocasionadas por escasez de suministro en el mercado mayorista. El monto unitario de esas multas es igual al costo de falla empleado en los modelos de operación del sistema de generación para igual porcentaje de falla.</p>
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	<p>No ha habido cambios relevantes en la dinámica del sector con la excepción de los decretos de promoción de generación a partir de ERNC de los últimos años.</p>
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p><b>Ley 16832/97:</b> Actualización del Sistema Eléctrico Nacional y Creación de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica – UREE</p> <p><b>Decreto del Poder Ejecutivo N°173/010:</b> establece las principales condiciones relativas a la micro-generación en base a energías renovables (eólica, solar, micro-turbinas) conectadas en baja tensión.</p> <p><b>Decreto del Poder Ejecutivo N° 367/010:</b> promoción de la generación a partir de biomasa.</p> <p><b>Decreto del Poder Ejecutivo N° 158/012:</b> promoción de la generación a partir de energía eólica.</p> <p><b>Decreto del Poder Ejecutivo N° 133/013:</b> promoción de la generación a partir de energía solar.</p> <p><b>Ley 16466, y Decreto del Poder Ejecutivo N° 435/094:</b> Impacto ambiental.</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> dada que la capacidad hidráulica está prácticamente aprovechada al máximo, la expansión del sistema se ha visto liderada por las ERNC. Se destaca que los incentivos y los cambios en la regulación del sector han permitido un avance enorme en materia de generadores eólicos y de biomasa, sobre todo en los últimos años. Tal es así que durante el 2015 el 17,5% de la energía producida ha provenido de fuentes eólicas.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> dado el reducido tamaño y la poca importancia relativa del Mercado Spot (2%), sus precios presentan fuertes variaciones mes a mes. Si bien no es tan marcada como lo sería en un país tropical existe un fuerte componente estacional con respecto a las temporadas secas y húmedas que impactan en las condiciones hidrológicas y son el principal determinante del precio de la energía.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> si bien la Ley estableció a partir de 1997 que la generación pasase a ser una actividad de competencia libre, la realidad dista mucho de ello. La UTE aún posee/comercializa la mayor parte de la energía generada y es casi el único comprador del mercado. Existe de todas formas la posibilidad de acceso como generador privado que provea a la UTE, sobre todo si se trata de ERNC.</p>



### 3. AMÉRICA CENTRAL Y EL CARIBE

#### 3.1. RESUMEN CONCEPTUAL

##### 3.1.1. Un período de Reformas

Durante los 90' la industria se caracterizaba por encontrarse en manos de empresas de propiedad estatal que estaban integradas verticalmente y concentraban la producción y el suministro de energía eléctrica. La escasez de energía; los cortes recurrentes de suministro (especialmente en países hidro-dependientes como Guatemala y Honduras) y la falta de inversión y mantenimiento de las plantas, debidas a la escasez de recursos financieros públicos, fueron problemas típicos de este período.

A partir de ello se inició un **proceso de reforma del sector** en la mayoría de los países que tuvo como objetivo el lograr impulsar las inversiones en generación, transmisión y distribución que fuesen necesarias para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda. Sin embargo, este proceso no fue homogéneo, sino que más bien se ha caracterizado por divergir según cada país en aspectos como la organización del mercado, esquemas regulatorios o propiedad de las empresas. Básicamente, **desde el punto de vista de la generación**, se pueden separar los países en dos grandes grupos:

- El primero, integrado por **El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Panamá y República Dominicana**, que han reformado su sector eléctrico y poseen en la actualidad mercados de generación en régimen de competencia.
- El otro tiene como máximo exponente a **Costa Rica**, y hasta hace poco **Honduras**, que se han caracterizado por mantener un servicio público integrado verticalmente y competencia limitada a contratos de generación con un único comprador del mercado. Recientemente Honduras ha iniciado un proceso de reforma hacia un esquema más parecido a los países del primer grupo.

Como miembro del grupo de reforma más activo, Panamá y República Dominicana han tenido el mayor éxito en términos de atracción de la inversión privada en el segmento de generación y mejoras de la eficiencia operativa. El Salvador por otro lado ha implementado una estructura altamente desregulada que ha encontrado algunas dificultades en el contexto de un pequeño sector, y ha migrado recientemente de un mercado mayorista basado en ofertas hacia un mercado basado en costos. Nicaragua también ha tenido algunas dificultades, y los operadores privados no han podido reducir el alto nivel de pérdidas de electricidad.

Por otro lado, en **lo que respecta a la transmisión eléctrica**, salvo el caso de Guatemala, el conjunto de los países ha mantenido el control de la actividad bajo empresas monopólicas de capitales estatales.

Para **el caso de distribución** la actividad se encuentra mayoritariamente en manos de empresas privadas y se destacan algunos grupos de capitales internacionales como EPM de Colombia o TSK-Melfosur o Unión Fenosa de España. Solo en República Dominicana la distribución sigue siendo realizada por empresas controladas por el Estado.

**Respecto a la expansión del sistema**, Costa Rica y Honduras siguieron operando mediante sistemas de planificación centralizada, con el sector privado participando sólo en algunos casos de generación a base de fuentes renovables y/o centrales de tamaño relativamente pequeño (principalmente a través de acuerdos de compra de energía). Recién en los últimos años se ha dado inicio a un proceso de reforma para el caso de Honduras, aunque en la actualidad la empresa estatal integrada verticalmente ENEE sigue manteniendo una participación importante en generación (alrededor del 30%) y controla las actividades de transmisión y distribución.

Por último, se remarca que, a **comparación con la situación previa** a la época de reformas, la mayoría de los países han mejorado sus sectores energéticos, teniendo éxito en la atracción de nuevas inversiones privadas (de corresponder), aumentos de la eficiencia y mejoras en la confiabilidad y la calidad de servicio del sistema. Sin embargo, en la actualidad algunos de los países carecen del desarrollo institucional y los recursos humanos necesarios para llevar a cabo la supervisión regulatoria que los modelos adoptados requieren. Aunque el segmento de generación es, hasta cierto punto, abierto a la competencia en el primer grupo de los países del istmo, el logro de una fuerte competencia en los mercados relativamente pequeños sigue siendo un desafío. La tendencia a la contratación de una parte significativa de la demanda es una forma de minimizar el ejercicio de poder de mercado y reducir la volatilidad de precios mientras se proporcionan incentivos para las nuevas inversiones.

### 3.1.2. El contexto actual en el segmento Generación

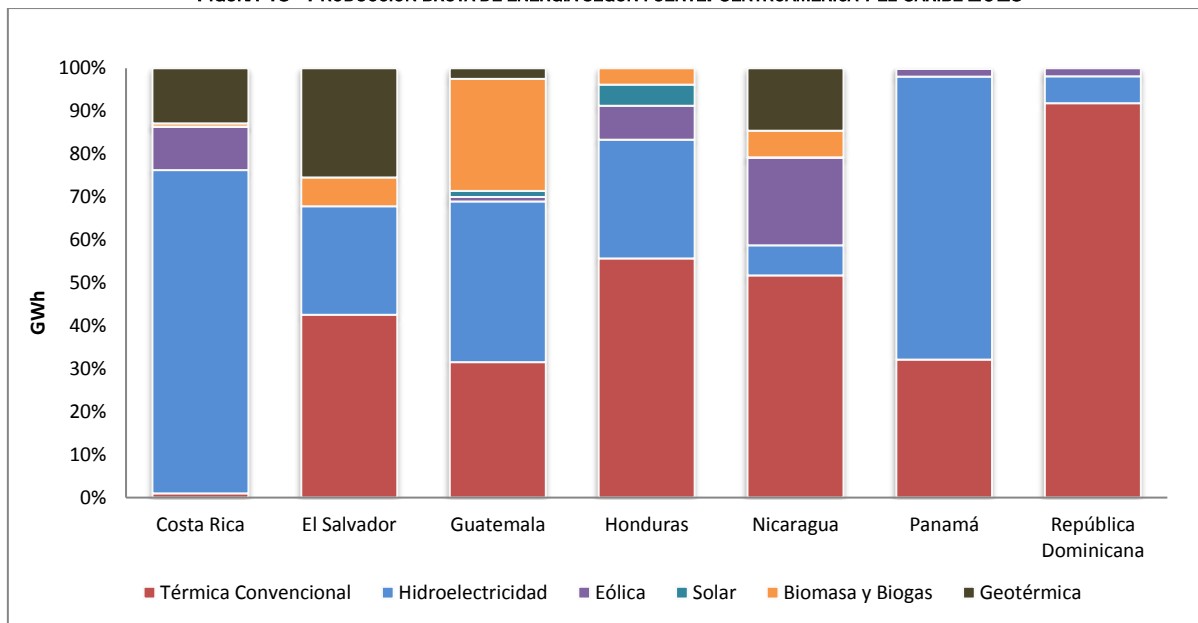
En línea con lo comentado en el apartado anterior, se puede decir que el sector de generación eléctrica se encuentra organizado en la forma de **libre competencia** en la región Centroamericana y del Caribe. Con la excepción de Costa Rica, donde se permite la generación privada, pero de forma limitada y con el ICE como único comprador, existe libertad a la entrada de nuevos oferentes. Sin embargo, cabe destacar que de todas formas existen en los países empresas que dominan la actividad del sector y poseen más del 30% de la cuota de mercado como lo son el CEL en El Salvador, o Anel, o AES en República Dominicana o ENEL en Nicaragua y Panamá.

TABLA N° 22 - CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE- RESUMEN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

GENERACIÓN	ORGANIZACIÓN	RÉGIMEN DEL MERCADO MAYORISTA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	GENERACIÓN BRUTA (GWH)	AÑO DE LOS DATOS
Costa Rica	Monopsonio Parcial	Especial	3066	10713	2015
El Salvador	Competencia	Ordinario	1632	5625	2015
Guatemala	Competencia	Ordinario	3724	10301	2015
Honduras	Competencia	Ordinario	2307	8459	2015
Nicaragua	Competencia	Ordinario	1329	4169	2015
Panamá	Oligopolio	Ordinario	2985	9503	2015
República Dominicana	Competencia	Ordinario	3553	14957	2015

La generación suele ser principalmente en **base a fuentes convencionales como grandes hidroeléctricas y centrales térmicas**, aunque las energías **renovables han tenido un notable crecimiento** en la región. Se destacan así la producción de energía geotérmica, eólica y a partir de biomasa.

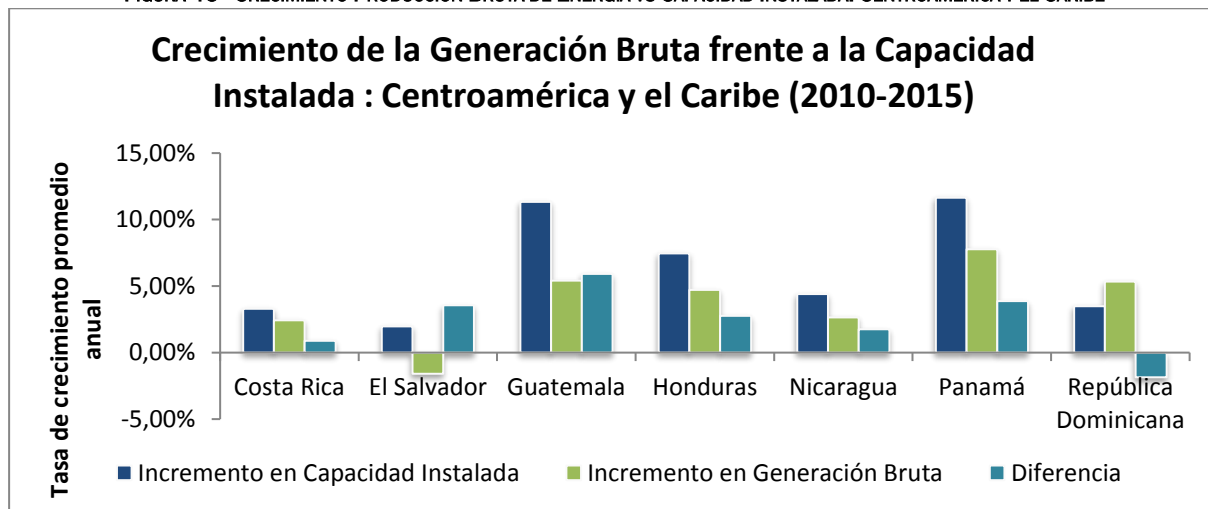
FIGURA 45 - PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA SEGÚN FUENTE: CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE 2015



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CIER Y CEPAL

El gráfico ubicado a continuación muestra el crecimiento promedio anual en porcentaje de la generación bruta de energía (como proxy de la demanda) y la capacidad instalada durante los últimos cinco años:

FIGURA 46 - CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CAPACIDAD INSTALADA: CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CIER Y CEPAL

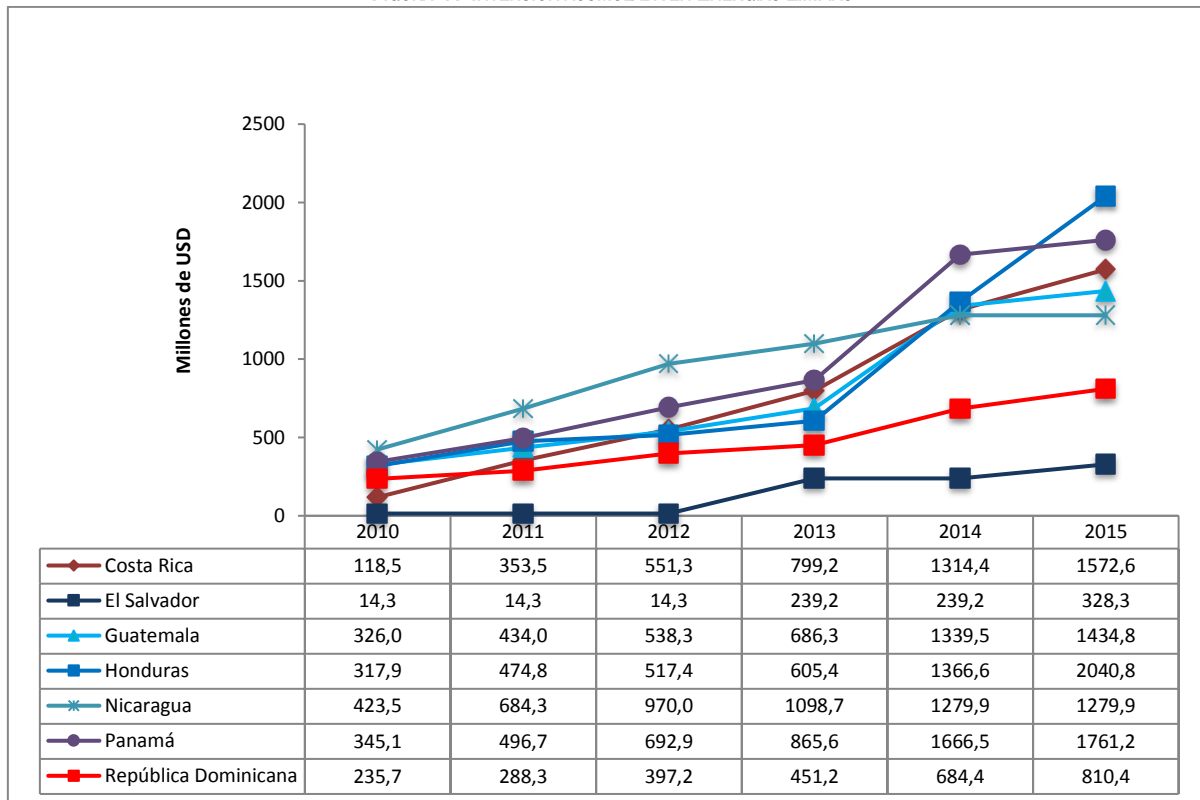
Como puede observarse, con la salvedad del caso de El Salvador y Costa Rica, la demanda ha crecido en tasas que rondan alrededor del 5% o son incluso mayores. Este proceso parece haber sido acompañado por incrementos generales en la capacidad de generación, lo cual puede implicar a priori que ha habido inversión en el sector.

### 3.1.3. Impulsos a la generación renovable

Teniendo en cuenta la importancia que posee la incorporación de fuentes de energía renovable dentro de la matriz de generación, destacada durante la última Conferencia sobre el Cambio Climático en París el

pasado año (REN 21 dentro del COP 21), se ha observado un interés creciente en el desarrollo de generación ERNC por parte de los países de la región. Como se puede observar en el gráfico a continuación elaborado en base a datos de Climatescope Panamá lidera la inversión acumulada en dichas fuentes aunque es seguida de cerca por otros países como Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Guatemala.

FIGURA 47 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE: CLIMATESCOPE

En cuanto a las fuentes puntuales, las mismas varían de acuerdo al país. En algunos casos se observa preponderancia de inversiones en tecnología más novedosa como eólica y solar (tal es el caso de Panamá) mientras que otros existe más variedad y se combinan además energía geotérmica y biomásica (como Nicaragua o Guatemala).

En general en la región existen objetivos de generación a partir de dichas fuentes, con regulación implementada a nivel nacional y hasta incentivos fiscales en forma de exenciones impositivas en algunos casos:

TABLA N° 23 - CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE- INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE

EJES REN 21						
Países	Objetivos de Energías Renovables	Obligaciones de porcentajes de energía proveniente de fuentes renovables	Sistema de Tarifas diferenciado para ERNC	Medición Bidireccional	Licitaciones /Subastas Públicas	Transmisión garantizada
Costa Rica	R		R	X	X	X
El Salvador					X*	
Guatemala	R			X	X	X
Honduras	X		X	X	X	
Nicaragua	X		X			X
Panamá	X		X	X	X	X
República Dominicana	X		X	X	X	
INCENTIVOS FISCALES O FINANCIAMIENTO PÚBLICO						
Países	Subsidios Fiscales o Transferencias Directas	Exención impositiva en créditos o inversión	Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones	Pagos por producción de energía	Inversión pública	
Costa Rica			X			
El Salvador		X	R	X	X	
Guatemala		X	X			
Honduras		X	X			
Nicaragua		R	X		X	
Panamá		X	X	X		
República Dominicana	X	X	X		X	

X: a nivel nacional - X\*: a nivel nacional, recientemente implementadas - R: en revisión

### 3.1.4. Transmisión eléctrica y la importancia del Mercado Eléctrico Regional

Como se ha mencionado anteriormente, con la excepción del caso de Guatemala, los países de la región han **optado por mantener la propiedad de las redes de transmisión eléctrica**. La condición de acceso abierto a la red de transporte se mantiene en todos los casos y ello es crucial para la expansión de la capacidad de generación. La planificación y expansión de las redes de transmisión se encuentran en todos los casos a manos de las empresas estatales encargadas de proveer el servicio, aunque a veces existe planificación indicativa<sup>13</sup> por parte de las instituciones que gobiernan los sectores.

TABLA N° 24 - CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE- RESUMEN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

TRANSMISIÓN	ORGANIZACIÓN	KM RED	KM RED SIEPAC
Costa Rica	Monopolio (ICE)	2.146	493
El Salvador	Monopolio (ETESAL)	1.072	286
Guatemala	Oligopolio	5.122	283
Honduras	Monopolio (ENEE)	2.260	270
Nicaragua	Monopolio (ENATREL)	2.985	307
Panamá	Monopolio (ETESA)	2.410	150
República Dominicana	Monopolio (ETED)	4.903	-
			<b>1.799</b>

Nota: última información disponible del Ente regulador de cada país

<sup>13</sup> Para el caso de Guatemala existe planificación indicativa por parte del Ministerio de Energía y Minas y en algunos casos se realizan licitaciones por la expansión de las líneas.

Por otro lado, un aspecto relevante en cuanto la transmisión de energía eléctrica en Centroamérica, es que los **países mencionados se encuentran interconectados a través de la red SIEPAC**. En la misma opera el Mercado Eléctrico Regional (MER) el cual consiste en una suerte de séptimo mercado que coexiste con los seis sistemas nacionales existentes.

El MER cuenta con reglas independientes y a través del mismo, generadores y demandantes ubicados en cualquiera de los países miembros pueden realizar libremente operaciones de compra y venta entre ellos. El proyecto fue construido para que la energía pueda fluir entre los países involucrados en las transacciones en el MER y consiste en un circuito de 230 kV con una longitud de 1790 km de red y capacidad de transmisión de 300 MW. Actualmente se encuentra operativo, aunque con capacidad limitada debido a condiciones técnicas de las redes internas de los países.

### 3.1.5. Distribución eléctrica en Centroamérica

En lo que respecta a la actividad de distribución eléctrica se destaca que, a partir del período de reforma, se ha visto **incrementada la participación de capitales privados**. En algunos casos los mismos son provenientes de empresas transnacionales como son los mencionados casos del grupo EPM, TSK-Melfosur o Unión Fenosa.

TABLA N° 25 - CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE- RESUMEN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

DISTRIBUCIÓN	ORGANIZACIÓN	ESQUEMA TARIFARIO	CLIENTES	POBLACIÓN CON ACCESO A LA ELECTRICIDAD <sup>14</sup>
Costa Rica	Monopolio por región	Costo de Servicio	1,5 millones	100%
El Salvador	Oligopolio	Price-Cap	1,7 millones	94%
Guatemala	Monopolio por región	Price-Cap	2,2 millones	90%
Honduras*	Monopolio (ENEE)	Costo de Servicio	1,7 millones	89%
Nicaragua	Monopolio (TSK-Melfosur)		1,0 millones	76%
Panamá	Monopolio por región	Revenue-Cap	1,0 millones	91%
República Dominicana	Monopolio (CDEEE)		1,95 millones	97%

\*Actualmente se encuentra en transición

Nota: última información disponible del Ente regulador de cada país

Para los casos de **Guatemala, Nicaragua y Panamá** el mercado se encuentra concesionado en manos de distintas empresas privadas que cuentan con zonas de exclusividad para la realización de sus actividades y se aplican esquemas de **regulación por incentivos**. Curiosamente si bien **El Salvador** también se encuadra en este tipo de esquema, a través de un Price-Cap, tiene la salvedad que la actividad se declara según la ley como de libre competencia y las empresas no poseen exclusividad dentro de las zonas en la que operan. Esto trae aparejados serios problemas de eficiencia económica dada la condición típica de monopolio natural de la actividad.

En cuanto a **Costa Rica, Honduras y República Dominicana**, prima la **participación estatal**, ya sea de forma directa a partir de una única empresa dedicada a la actividad, como es el caso de la ENEE en Honduras o la CDEEE en Dominicana, o de forma directa e indirecta como lo realiza el ICE a través de la CNFL en Costa Rica. El esquema en estos casos suele ser el de **costo de servicio**.

<sup>14</sup> Fuente: IEA, World Energy Outlook 2016

## 3.2. COSTA RICA

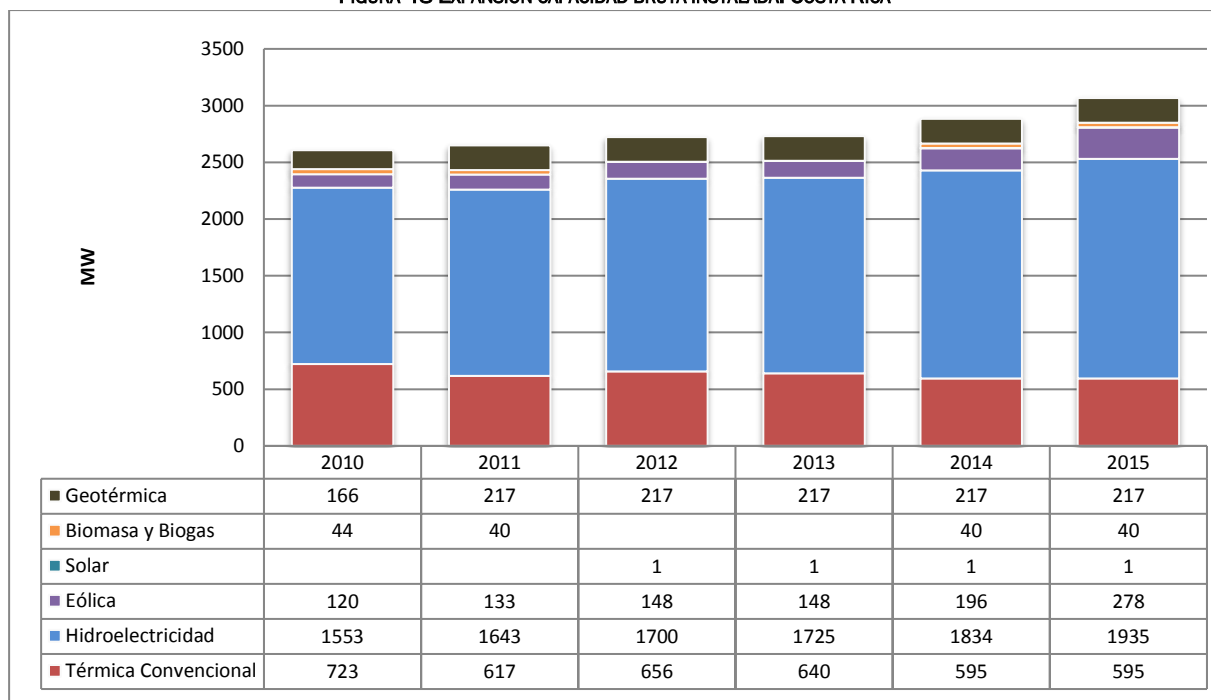
### 3.2.1. Introducción

Costa Rica es un país de ingreso mediano alto ubicado en la región Sur de América Central. Su territorio es de 51 mil km<sup>2</sup> y cuenta con una topografía constituida por varios sistemas montañosos, con una altura predominante en el intervalo de 900 a 1800 msnm. La temperatura media anual es de 28°C en las llanuras costeras, y de entre 15 y 25°C en las distintas zonas de la meseta central. Presenta un clima tropical con una estación de lluvias se presenta entre mayo y noviembre. Su población es de 4,9 millones de habitantes y posee un PIB per cápita de USD 9237,9 a precios constantes del 2010.

El sector agrícola es el sector económico más importante siendo el café, las bananas y el azúcar los productos principales, seguido por el turismo y un desarrollo industrial mayor al de los demás países del istmo centroamericano, iniciado desde la década del 60'.

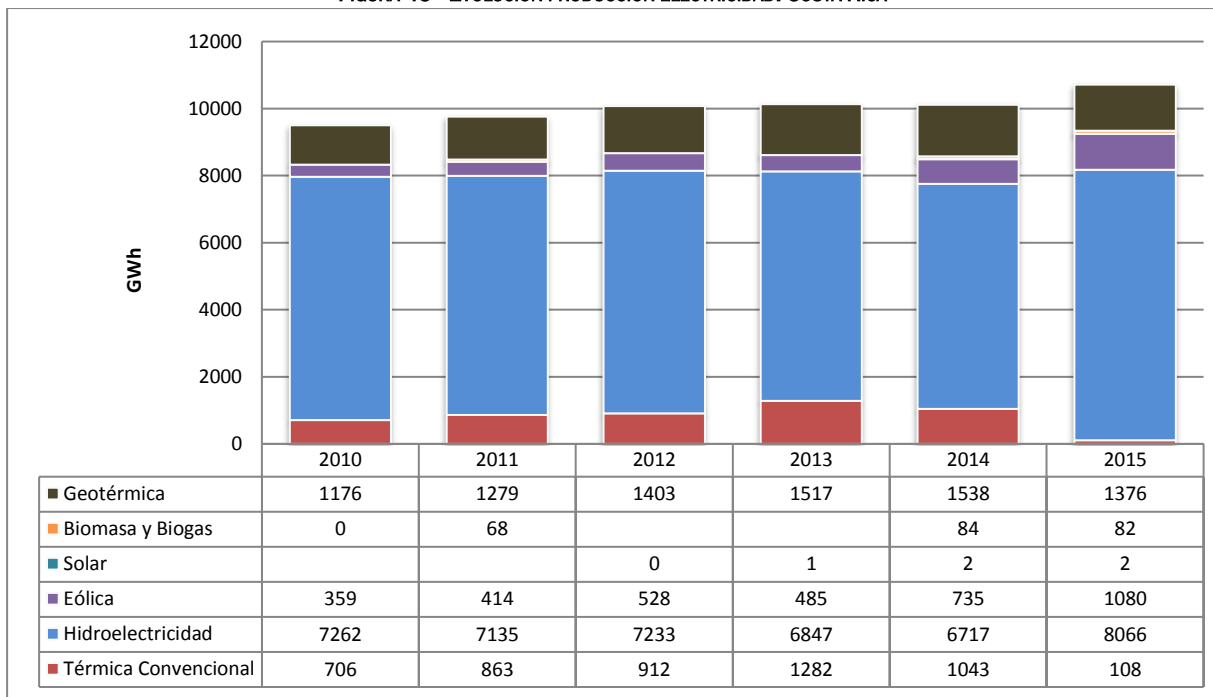
Su sector eléctrico se caracteriza por poseer una capacidad instalada de 3066 MW, de la cual la mayor parte proviene de fuentes hidroeléctricas (63,1%). En segundo lugar, se destaca la energía térmica convencional (con un 19,4% de capacidad) seguida por el conjunto de las fuentes de energías renovables no convencionales (eólica 9,1%; geotérmica 7,1% y biomasa 1,3%). Existe también una incipiente generación solar pero aún es mínima y no representa valores significativos.

FIGURA 48 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: COSTA RICA



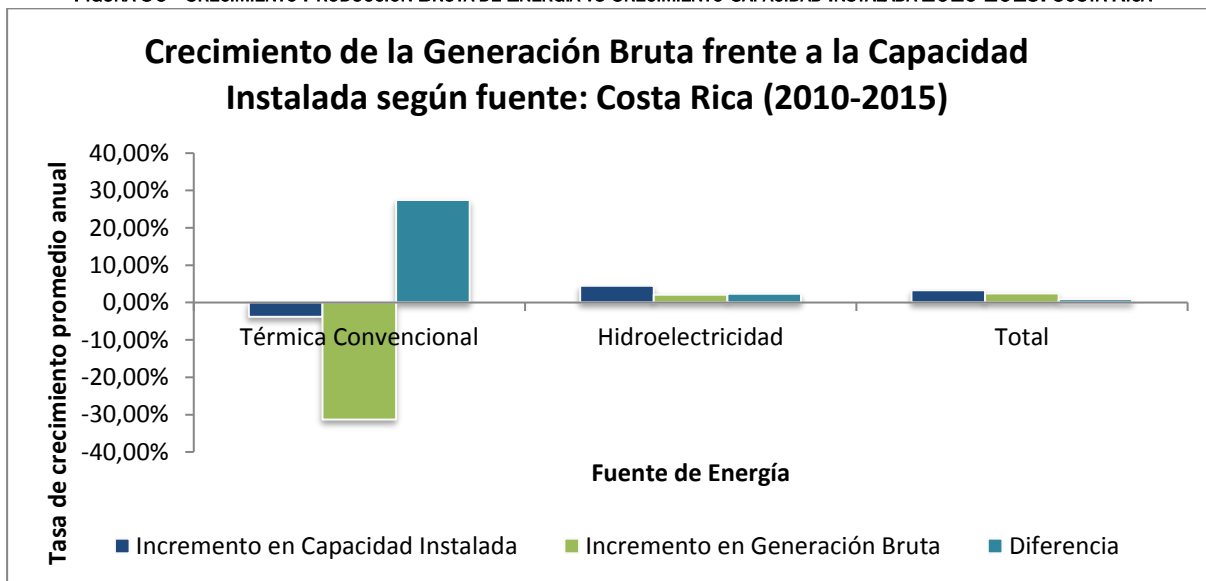
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y CEPAL

FIGURA 49 - EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: COSTA RICA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA 50 - CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: COSTA RICA



Entre las instituciones del sector se destaca en primer lugar a la Dirección Sectorial de Energía (DSE). El mismo es un órgano adscrito al Ministerio de Ambiente y Energía, el cual es responsable de formular y promover la planificación energética nacional, mediante políticas y acciones estratégicas que integran los combustibles y la energía eléctrica. Los planes nacionales de energía son elaborados por dicho órgano.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) vela por la calidad y el precio de los servicios públicos prestados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y las demás empresas del sector eléctrico.



El sistema de generación está organizado como un servicio público regulado, donde el ICE es el responsable, por mandato legal, de procurar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica que el desarrollo del país demande. El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense, verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. Además de poseer la mayor capacidad en plantas generadoras, maneja la red de transmisión y distribuye cerca del 40% de la energía eléctrica. También es el propietario accionario de la empresa distribuidora más grande del país, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Además, el ICE participa como único agente del sistema costarricense en el Mercado Eléctrico Regional.

Finalmente, la Unidad Estratégica de Negocios Centro Nacional de Control de Energía (UEN CENCE) del ICE es el órgano encargado de la administración y operación del Sistema Eléctrico Nacional.

**TABLA N° 26 - COSTA RICA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Dirección Sectorial de Energía (DSE):</b> es la institución responsable de formular y promover la planificación energética nacional, mediante políticas y acciones estratégicas que integran los combustibles y la energía eléctrica. Se encuentra adscrita al Ministerio de Ambiente y Energía.
<b>Ente regulador</b>	<b>Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP):</b> vela por la calidad y el precio de los servicios públicos prestados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y las demás empresas del sector eléctrico. La ARESEP es presidida por una Junta Directiva integrada por cinco miembros, con una duración de 6 años en su cargo y que podrán ser nombrados por un nuevo período igual y consecutivo. Uno de ellos será el regulador general y presidirá la Junta. Su nombramiento es realizado por el “Consejo de Gobierno” que incluyen al Presidente y el resto de su gabinete.
<b>Responsable del sector</b>	<b>Instituto Costarricense de Electricidad (ICE):</b> el ICE es una institución autónoma del Estado costarricense, verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. Es el responsable legal de proveer el suministro de energía eléctrica que se demande en el país. Asimismo, es el único operador del MER.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Unidad Estratégica de Negocios Centro Nacional de Control de Energía (UEN CENCE):</b> es el órgano encargado de la administración y operación del sistema eléctrico del país. Es parte del ICE.

### 3.2.2. Características de la actividad de Generación

El sector eléctrico en Costa Rica se organiza verticalmente en una sola empresa: el ICE, de propiedad estatal, lleva a cabo las actividades de generación, transmisión, funcionamiento y actividades comerciales internacionales en régimen de exclusividad (aunque compartiendo con otras agencias estatales las actividades de distribución). Sin embargo, existe la posibilidad de participación privada en generación, pero con la obligación de vender su producción exclusivamente al ICE, quien posteriormente se encarga de ofrecerlo en el mercado.

La fijación de tarifas para el ICE y su Sistema de Generación, está regida por la Ley N° 7593 que establece que las tarifas que fije la ARESEP se basarán en el principio de servicio al costo, definido como el “principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad”. En ese sentido la metodología tarifaria general se basa en calcular un costo promedio contable, al cual se le adiciona un porcentaje de utilidad, llamado también rédito para el desarrollo.

Sin embargo, en la práctica esta metodología implica igualar los ingresos con los costos económicos, donde estos últimos, a diferencia de los costos puramente contables, incluyen una utilidad razonable y justa acorde con el capital invertido. Los gastos comprenden además los gastos de operación y mantenimiento, el gasto por depreciación, los gastos administrativos y cualquier otro gasto asociado al suministro efectivo del servicio público, con el principio de que todo gasto incluido en el cálculo de tarifas debe ser útil y utilizado; es decir, necesario para el suministro efectivo del servicio público de que se trata y tratarse de un gasto efectivamente realizado. El Instituto Costarricense de Electricidad está obligado por ley a presentar al menos un estudio tarifario al año, en el cual se incluye una justificación detallada de cada uno de los rubros señalados anteriormente.

A partir de abril de 2012 se emitió la Resolución RJD-017-2012 que estableció la metodología de ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de las variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica, conocida como CVC (Costo Variable por Combustible). El objetivo principal de esta metodología fue de enviar señales de precios de manera que el mismo refleje lo más rápido posible las variaciones en el costo de generar electricidad con combustibles, dependiendo de la estación, sea seca o lluviosa. Asimismo, también se buscó permitir el equilibrio financiero del ICE, único generador con plantas térmicas en el país, al posibilitarle obtener mediante el reconocimiento del CVC un flujo de ingresos acorde con su nivel de gastos.

Para el caso de los generadores privados, se aplica el mismo principio de servicio al costo, aunque con algunas diferencias. Desde abril del 2010 a la fecha se vienen dictando varias Resoluciones que norman la actividad, siendo las más importantes:

- Resolución RJD-004-2010, que establece el modelo y estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al ICE (más su respectiva fórmula de ajuste extraordinaria). En este modelo se estiman los costos promedio de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña, con una capacidad de 20 MW en condiciones propias o similares a las plantas de este tipo en Costa Rica. Dicha empresa modelo tiene como objetivo contar con un esquema de referencia para establecer una tarifa que sea la más favorable para el público consumidor, dentro del principio de costo evitado de inversión y operación del Sistema Nacional Interconectado
- Resolución RJD-009-2010, que establece una metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes. Este modelo tarifario consta de cinco variables esenciales: la inversión unitaria promedio por kW instalado, los costos de explotación unitarios promedios por kW, el factor promedio de antigüedad de las plantas, el costo de capital y el factor de planta o factor de carga. Las tarifas que resultan de esta metodología se aplican a las transacciones que surjan de la aplicación de nuevos contratos entre el ICE y un generador privado hidroeléctrico.
- Resolución RJD-152-2011, en la cual se estableció la metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privadas hidroeléctricas nuevas. Este modelo tarifario establece una banda tarifaria que permite al ICE ofrecer precios de compra de electricidad con los cuales el oferente pueda obtener ingresos suficientes para cubrir sus costos de operación, recuperar la inversión realizada y obtener una rentabilidad razonable para el nivel de riesgo asociado con la actividad.
- Resolución RJD-163-2011, que fija una banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos nuevos que firmen un contrato para la venta al ICE.

Por otro lado, en el caso de los generadores que operan bajo los proyectos BOT (construcción, operación y traspaso, por sus siglas en inglés) las tarifas son definidas como resultado del proceso licitatorio, dado que la selección se realiza sobre la base del costo de la energía.

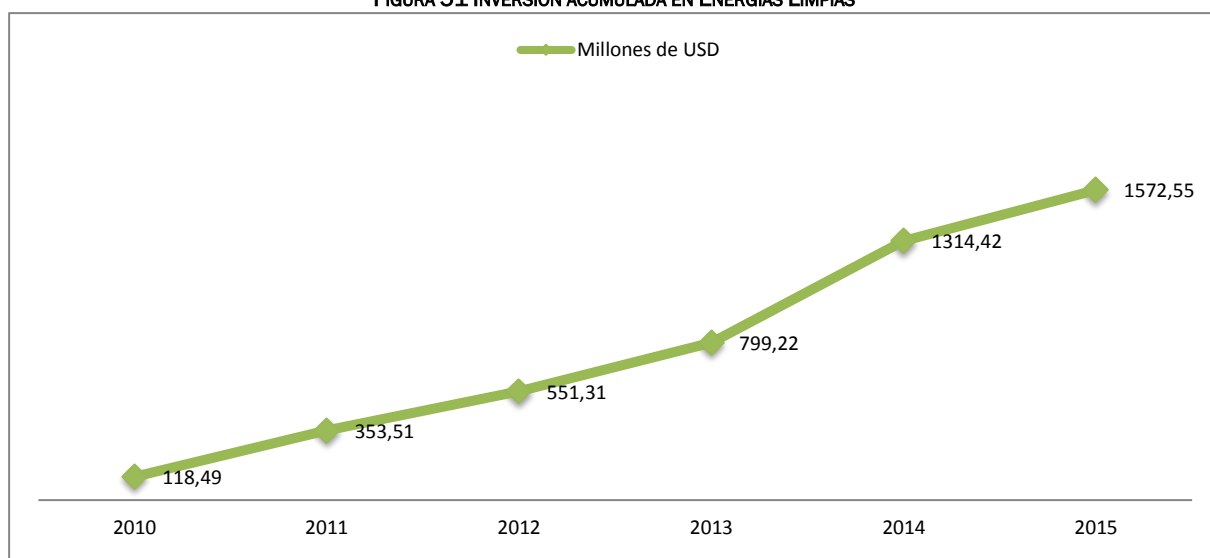
Es importante señalar que cualquiera sea de los casos la remuneración de la capacidad se establece solamente a nivel de la estructura de la tarifa, como un componente dentro del esquema de remuneración de los ingresos totales permitidos. Lo que prima es la determinación del ingreso anual y a partir del cual se

estructura el esquema de remuneración en los componentes de energía y potencia. Por otro lado, en cuanto a la remuneración de la reserva, en Costa Rica no existe este tipo de reconocimiento puesto que el respaldo del sistema lo realiza el ICE con sus propias plantas<sup>15</sup>.

Por otro lado, se destaca que, a diferencia del resto de los países de la región, en Costa Rica no existe un Mercado Spot que permita la realización de transacciones de oportunidad. Por estos motivos se excluye el análisis de precios del presente apartado.

Finalmente, en lo que refiere a energías limpias, la figura ubicada a continuación da cuenta de que ha existido una inversión constante en dicho rubro durante los últimos años. Esto demuestra que no es casualidad que la producción de energía provenga casi en un 90% de fuentes renovables o limpias, sino más bien producto de una política de Estado. De hecho, se prevé que Costa Rica alcance un 100% de generación renovable para el año 2021.

FIGURA 51 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE: CLIMATESCOPE

Finalmente se presenta a continuación la tabla con las características principales del sector para Costa Rica:

TABLA N° 27 - COSTA RICA- CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Monopsonio Parcial</b> La actividad es realizada principalmente por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de propiedad pública. En el país operan algunos generadores de electricidad privados, pero los mismos son pequeños, con la obligación de vender su energía al ICE y poseen sólo alrededor del 25% de la capacidad instalada.
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> Sí. El ICE se encuentra verticalmente integrado, aunque comparte la actividad de distribución con otras entidades públicas. <b>Horizontal:</b> El ICE domina el área de generación, aunque existe cierta capacidad instalada en manos privadas que tienen la obligación de venderle a dicho órgano.

<sup>15</sup> Dentro del esquema contractual que aplica para los generadores privados se contempla también el reconocimiento de la remuneración que estos dejan de percibir ante salidas de la planta, cuando esta salida sea originada por instrucciones emitidas por el Centro Nacional de Control de Energía como parte de su proceso de optimización del despacho del sistema.

CONCEPTO	DESCRIPCION																											
<b>Mercado mayorista</b>	<p><b>Régimen Especial:</b> Mercado de Contratos de largo plazo, en base a PPA con productores privados Los generadores privados pueden ofrecer energía al sistema mediante las leyes N.º 7200 y N.º 7508 y el ICE tiene el papel de comprador único autorizado. No existe Mercado Spot.</p>																											
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Costa Rica</th> <th colspan="2">Año</th> <th>Variación</th> </tr> <tr> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2015/2014</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Precio Mercado Spot</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Precio al Por Menor</td> <td>\$ 171,61</td> <td>\$ 160,49</td> <td>-6,48%</td> </tr> <tr> <td>Precio Residencial</td> <td>\$ 167,01</td> <td>\$ 158,00</td> <td>-5,39%</td> </tr> <tr> <td>Precio Comercial</td> <td>\$ 195,16</td> <td>\$ 181,02</td> <td>-7,25%</td> </tr> <tr> <td>Precio Industrial</td> <td>\$ 152,66</td> <td>\$ 142,46</td> <td>-6,68%</td> </tr> </tbody> </table>	Costa Rica	Año		Variación	2014	2015	2015/2014	Precio Mercado Spot	-	-	-	Precio al Por Menor	\$ 171,61	\$ 160,49	-6,48%	Precio Residencial	\$ 167,01	\$ 158,00	-5,39%	Precio Comercial	\$ 195,16	\$ 181,02	-7,25%	Precio Industrial	\$ 152,66	\$ 142,46	-6,68%
	Costa Rica		Año		Variación																							
		2014	2015	2015/2014																								
	Precio Mercado Spot	-	-	-																								
	Precio al Por Menor	\$ 171,61	\$ 160,49	-6,48%																								
	Precio Residencial	\$ 167,01	\$ 158,00	-5,39%																								
Precio Comercial	\$ 195,16	\$ 181,02	-7,25%																									
Precio Industrial	\$ 152,66	\$ 142,46	-6,68%																									
*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.																												
<b>Definición precio spot</b>	No existe precio spot dado que no hay un mercado con dichas características.																											
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	<p>Los precios de compra y venta de energía eléctrica tanto para el ICE como para los otros agentes, salvo lo indicado en la Ley N.º 7508, son fijados por la ARESEP y tienen implícitos criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, además de una rentabilidad adecuada para el desarrollo y expansión de la actividad eléctrica. El proceso de negociación de contratos de compra-venta de energía con generadores privados, a través de la Ley N.º 7200 y la Ley N.º 7508, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE. La metodología tarifaria general se basa en calcular un costo promedio contable, al cual se le adiciona un porcentaje de utilidad, llamado también rédito para el desarrollo. Implica igualar los ingresos con los costos económicos, donde estos últimos, a diferencia de los costos puramente contables, incluyen una utilidad razonable y justa acorde con el capital invertido. Los gastos comprenden además los gastos de operación y mantenimiento, el gasto por depreciación, los gastos administrativos y cualquier otro gasto asociado al suministro efectivo del servicio público. Existe una metodología de ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de las variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica.</p>																											
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Productos Licit.</th> <th>Esquema de licit.</th> <th>Meca. de decisión</th> <th>Precio Base</th> <th>Indexación</th> <th>Comprador (Off-Taker)</th> <th>Garantías</th> <th>Plazo Vigente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Energía generada al precio contratado sujeto a banda de precios.</td> <td>Pública a sobre cerrado.</td> <td>Precio mínimo ofertado.</td> <td>USD.</td> <td>Mantiene esquema de bandas e indexación.</td> <td>ICE.</td> <td>-</td> <td>15 años.</td> </tr> </tbody> </table>	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente	Energía generada al precio contratado sujeto a banda de precios.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	Mantiene esquema de bandas e indexación.	ICE.	-	15 años.											
	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente																				
Energía generada al precio contratado sujeto a banda de precios.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	Mantiene esquema de bandas e indexación.	ICE.	-	15 años.																					
<p>Mediante la Ley N *7200 se autoriza la generación privada mediante centrales de hasta 20MW de capacidad instalada y de fuente hidroeléctrica y no convencionales, además, la ley establece que el conjunto de proyectos debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctrica integran el Sistema Eléctrico Nacional. Como mínimo, el 35% del capital social de toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE, debe ser propiedad de ciudadanos costarricenses.</p> <p>En el 2012 entró a regir el Procedimiento de Selección de Proyectos de Generación para Venta de Electricidad al ICE, el cual inicia con una convocatoria, ya sea cuando existe espacio disponible dentro del límite autorizado por la Ley N*7200 o cuando hayan transcurrido al menos 18 meses desde la anterior contratación.</p> <p>Todo participante deberá contar con una elegibilidad aprobada y vigente para participar en el concurso. Esta elegibilidad es otorgada por la Gerencia de Electricidad del ICE con una</p>																												

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>vigencia de 2 años.</p> <p>Según este procedimiento, el ICE convoca a concurso mediante publicación en el diario oficial y en otro de circulación nacional, las ofertas recibidas se analizan y se seleccionan aquellas que cumplan con todos los requisitos establecidos. Dentro de un plazo de 2 meses, a partir de la fecha del cierre del período de recepción de solicitudes, se publican los resultados de la convocatoria indicando los proyectos que han sido seleccionados.</p> <p>El primer concurso en los términos de este procedimiento se llevó a cabo a inicios de 2012, en el cual se adjudicaron 137.8 MW a 11 empresas eólicas e hidroeléctricas.</p> <p>Por otra parte, a través de la Ley N.º 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.º 7200. En este régimen, que corresponde a un esquema BOT (Building, Operation and Transfer), se han construido varios proyectos. En esta modalidad las plantas pueden tener una capacidad instalada máxima de 50 MW y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE está autorizado por esta ley a comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N.º 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional. Para ciertas tecnologías como eólica y biomasa.</p>
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	El país dispone de un alto potencial hidroeléctrico, eólico, geotérmico y solar para la generación eléctrica. No obstante, mucho del potencial identificado se encuentra en parques nacionales o zonas protegidas por ley, lo cual ha generado en la última década una discusión a nivel nacional entre distintos grupos sociales sobre la conveniencia o no de permitir la explotación de recursos en estas áreas.
<b>Capacidad instalada MW</b>	3066 MW.
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	19,4% Térmica convencional; 63,1% Hidroeléctrica; 7,1% Geotérmica; 1,3% Biomasa; 9,1% Eólica.
<b>Generación Gwh</b>	10713 GWh.
<b>Mix fuentes generación</b>	1% Térmica convencional; 75,3% Hidroeléctrica; 12,8% Geotérmica; 0,8% Biomasa; 10,1% Eólica.
<b>Categorías de clientes</b>	Todos los clientes en Costa Rica son regulados, no existe la modalidad de cliente libre.
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	La expansión del sistema la realiza el ICE, en concordancia con los programas de expansión de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. <a href="http://www.minae.go.cr/recursos/2015/pdf/VII-PNE.pdf">http://www.minae.go.cr/recursos/2015/pdf/VII-PNE.pdf</a>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>La legislación costarricense solo autoriza la generación privada con base en fuentes renovables.</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: en revisión, a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b>✓: recientemente implementada, a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>El comercio internacional costarricense es mínimo y se limita a pequeñas transacciones a través de la red del SIEPAC mediante el Mercado Eléctrico Regional (MER): el MER se organiza en un Mercado de Contratos y un Mercado Spot regionales. Las operaciones que se pueden llevar a cabo son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos de Energía Firme: implican obligaciones físicas a realizar, es decir, las cantidades contratadas de energía debe ser inyectadas y retiradas de la red de transmisión regional (RTR) en los nodos señalados por las partes en el contrato</li> <li>• Contratos de Energía No Firmes: Los Contratos de Energía No Firmes difieren de los Contratos de Energía Firmes en que no hay derechos de transmisión y, por lo tanto, las cantidades físicas contratadas pueden estar limitadas en caso de dificultades en la Red Regional de Transmisión.</li> </ul>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Transacciones de oportunidad:</b> Por último, las transacciones de oportunidad son las ofertas para inyectar y retirar físicamente la energía del RTR, efectuados por agentes autorizados para cada período de mercado del día siguiente (el período comercial aprobado es de una hora). Con el fin de establecer qué ofertas son aceptadas, el operador del mercado regional y gerente (EOR) decidirán sobre un despacho que maximice el beneficio social entre todas las ofertas recibidas. Estas operaciones se valorarán al precio marginal resultante en el nodo donde se ofreció una inyección o retiro.</li> </ul>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	El costo de racionamiento se utiliza para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo. El costo de racionamiento se calcula en 800 USD / kWh para fallas menores al 2% de la demanda y de 2 000 USD / kWh para fallas mayores
<b>Situaciones de racionamiento</b>	Existe una responsabilidad del ICE expresada en la ley, de suministrar el servicio en forma continua. En caso de que se presenten situaciones de fuerza de mayor, se estableció una norma para la coordinación del racionamiento de la energía. Este procedimiento es aplicado por el Centro Nacional de Control de Energía del ICE y las Empresas Distribuidoras de Energía, con el fin de normar la coordinación y comunicación para contribuir en el establecimiento de un proceso de racionamiento.
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	No ha habido cambios relevantes en la dinámica del sector.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Ley N.º 7200/1990 se autoriza la generación privada en Costa Rica.</p> <p>Ley N.º 7508/1995 incorporó segundo régimen de participación privada y establece la negociación de contratos se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE.</p> <p>Ley N.º 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) regula la actividad de generación y establece el principio de cost plus para el cálculo de las tarifas de los servicios públicos regulados por la misma.</p> <p>La Ley N.º 8345/ 2003, autoriza a los consorcios cooperativos y las empresas de servicios públicos municipales para que generen, distribuyan y comercialicen energía a los usuarios ubicados en el área geográfica de cobertura definida en su concesión.</p> <p>Ley N.º 8723/2009: concesión para generar electricidad en base a fuente hídrica.</p> <p>Resolución RJD-017-2012, la metodología de ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad. RJD-004-2010, que establece el modelo y estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña RJD-009-2010, la ARESEP establece una metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes. Resolución RJD-152-2011 se estableció la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privadas hidroeléctricas nuevas. Resolución RJD-163-2011, la fijación de una banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos.</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> si bien durante los últimos años la capacidad instalada del sistema no ha aumentado considerablemente (alrededor de un 11%), se destaca el hecho de que el país lidera la producción de energía a partir de fuentes renovables en la región. Como se ha comentado anteriormente se espera que su matriz energética provenga 100% de renovables para el año 2021.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> no existe Mercado Spot en Costa Rica.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> el acceso al mercado se encuentra limitado a la generación a partir de energías renovables. Asimismo, las tarifas están reguladas y los generadores privados tienen la obligación de venderle solo a la institución pública integrada verticalmente ICE.</p>

### 3.3. EL SALVADOR

#### 3.3.1. Introducción

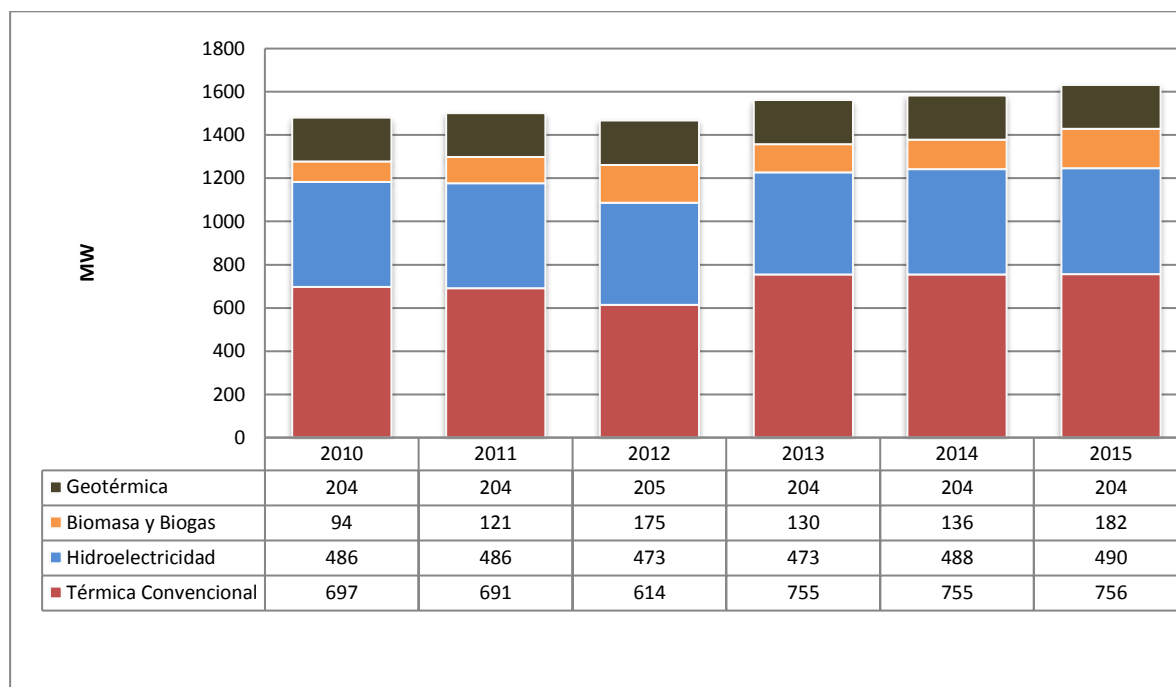
La República de El Salvador se halla situada en la oeste de América Central, siendo una de las menores de

América Central. Limita al Norte con Honduras; al Sur con el Océano Pacífico; y al Este con Honduras y Nicaragua. La extensión del litoral salvadoreño, entre la desembocadura del río Paz y la entrada al golfo de Fonseca, es de 275 km. En la plataforma continental, que es el área más cercana a la costa, existen varias depresiones y abombamientos. En el talud existen algunas montañas submarinas y volcanes. El territorio está constituido, en gran parte, por materiales volcánicos distinguiéndose dos cordilleras que atraviesan el país en dirección Oeste-Este. Una al norte haciendo frontera con Honduras y otra al sur próxima a la costa del Pacífico, prolongación del eje volcánico guatemalteco con conos volcánicos muy altos. Entre ambas cordilleras se extiende una meseta de unos 600 metros de altitud, arenada por el río Lempa y sus afluentes. Las ciudades más importantes son San Salvador (capital), Santa Ana, San Miguel y San Vicente.

Posee 6,16 millones habitantes y su PIB per cápita a dólares constantes del 2010 es de USD 3853,1 y se encuentra clasificado por la OECD como un País de ingreso mediano bajo. El sector agrícola es uno de los sectores económico más activos siendo el café y la caña los más importantes, junto con la maquila como mayores ítems de exportación.

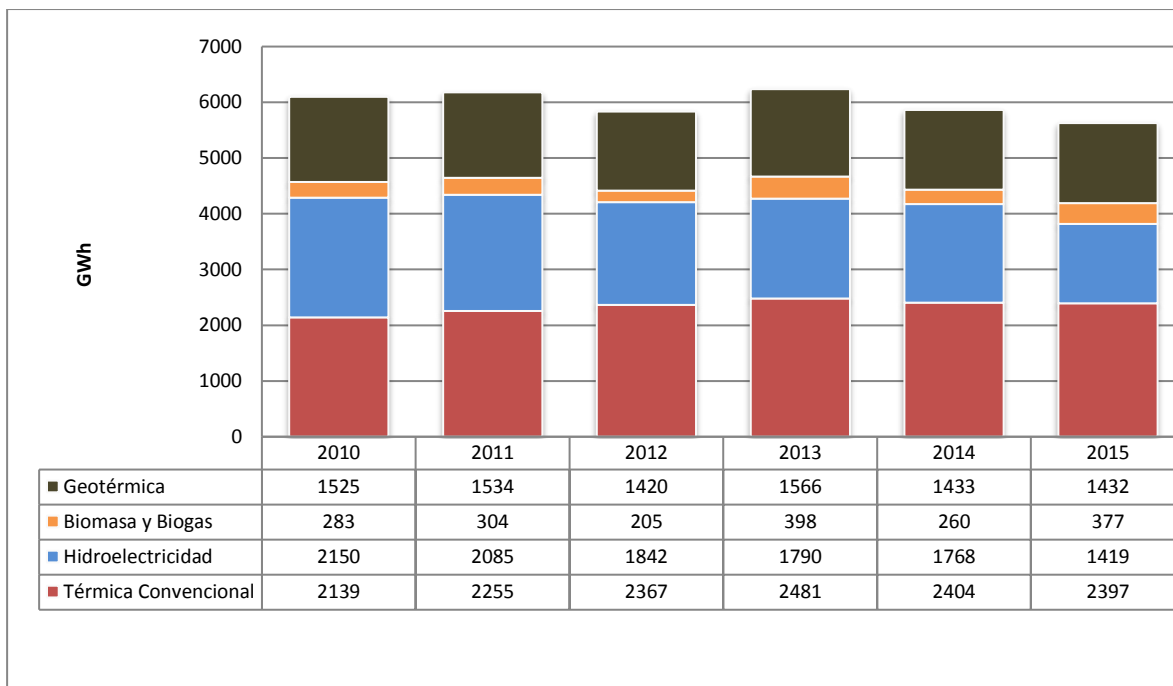
Su sector eléctrico se caracteriza por depender principalmente de tres fuentes: energía geotérmica, hidráulica y, en tercer lugar, térmica convencional (a partir de combustibles fósiles). La capacidad instalada es de 1.632 MW. La generación térmica es la fuente más importante (46,3% en 2015), seguida por la hidroeléctrica (30% en 2015), la geotérmica (12,5% en 2015) y por último la Biomasa (11,2% en 2015):

FIGURA Nº 3 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: EL SALVADOR



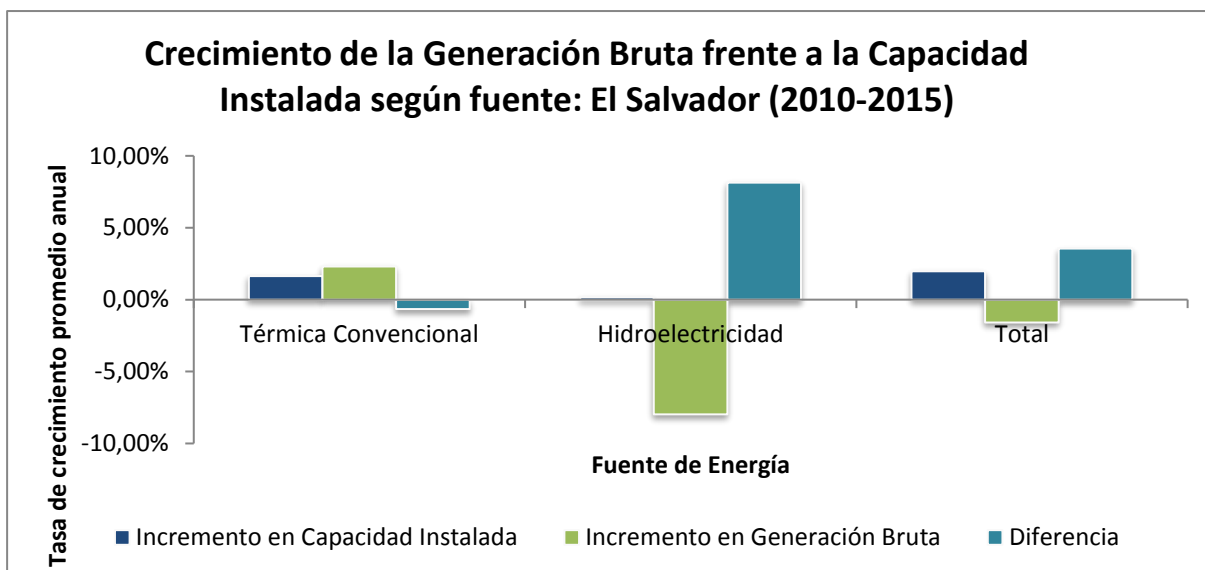
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA Nº 4 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: EL SALVADOR



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA Nº 5 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: EL SALVADOR



Entre las instituciones del sector se destaca en primer lugar al Consejo Nacional de Energía (CNE). El mismo, creado en 2007 por el Decreto 404/2007, es una institución estatal autónoma encargada de establecer las pautas de la política energética y su planificación

Cómo órgano regulador autónomo se encuentra la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) el cual está a cargo de aplicar las reglas contenidas en los tratados internacionales, las leyes y reglamentos que gobiernan el sector eléctrico. Tiene potestades para defender la competencia y determinar la existencia de condiciones que garanticen la competitividad de los precios



ofrecidos en el Mercado Regulador del Sistema<sup>16</sup> (MRS).

Por último, la Unidad de Transacciones (UT) es la institución responsable de la operación del Sistema Eléctrico, asegurando la calidad de suministro y administrando el Mercado Eléctrico Mayorista. La UT es una entidad privada y sus accionistas son los generadores, las empresas de transmisión, los distribuidores, los comercializadores y los usuarios finales.

TABLA N° 28 - EL SALVADOR - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<p><b>Consejo Nacional de Energía (CNE):</b> es la institución estatal autónoma encargada de establecer las pautas de la política energética y su planificación.</p> <p>Sus objetivos incluyen: alentar el uso adecuado y el consumo racional de las fuentes de energía; promover el desarrollo económico y social mediante el aumento de la producción de energía, la productividad de la energía y el uso racional de los recursos; garantizar a los ciudadanos la provisión de los servicios esenciales; obteniéndolos en las mejores condiciones; y promover y proteger la iniciativa privada con medidas para aumentar la riqueza nacional y asegurar los beneficios a toda la población.</p>
<b>Ente regulador</b>	<p><b>Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET):</b> es el órgano regulador a cargo de aplicar las reglas contenidas en tratados internacionales, leyes y reglamentos que gobiernen el sector eléctrico.</p> <p>Sus principales funciones relativas a la electricidad son las siguientes: (a) supervisar el desarrollo y el comportamiento del mercado eléctrico; (b) regular los cargos por el uso de los sistemas de transmisión y distribución; (c) resolver disputas entre los operadores del sector; (d) regular los cargos de la Unidad de Transacciones (UT); (e) otorgar concesiones para operar recursos hidroeléctricos y geotérmicos; (f) supervisar la exclusión de prácticas en contra de la competencia en el libre mercado; y (g) publicar datos estadísticos sobre el sector.</p> <p>La SIGET no participa en disputas entre participantes privados del Mercado. Por ejemplo, si el proyecto firma un PPA con un gran usuario y hay una disputa entre ellos, la disputa debe ser resuelta mediante un arbitraje privado o en la justicia comercial.</p> <p>La máxima autoridad de la SIGET es la Junta de Directores que se compone por 3 Directores. Dos nombrados por el Poder Ejecutivo y otro por la Corte Suprema de Justicia. Su cargo tiene una duración de siete años y pueden ser reelectos o reconfirmados.</p>
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<p><b>Unidad de Transacciones (UT):</b> es la institución responsable de la operación, administración del Sistema Eléctrico.</p> <p>La UT está estructurada como una empresa privada donde los generadores (con más de 5 MW de capacidad instalada), los transportistas, distribuidores (con más de 5 MW de demanda), grandes usuarios (más de 1 MW de demanda) y comercializadores (con ventas anuales superiores a 1 GWh) pueden ser accionistas (divididos por series de acciones). Es administrada por un Directorio con Directores y suplentes para cada serie de acciones.</p> <p>El Directorio se integra por dos representantes por cada serie o grupo de acciones, excepto los transportistas, que tendrán un solo representante; un representante del Consejo Nacional de Energía (CNE) y un representante de la Dirección de Protección al Consumidor (DPC), todos con voz y voto. La participación de la empresa estatal CEL en la UT es la misma que la de cualquier otro generador privado, con una proporción de acciones según el valor contable de sus activos y</p>

<sup>16</sup> Es un Mercado de Equilibrio de corto plazo (tiempo real), basado en ofertas diarias de generación y carga. Será profundizado en siguientes apartados.

CONCEPTO	DESCRIPCION
	cualquier nueva generadora tiene derecho a una porción de acciones de la UT, según el valor contable de sus acciones.

### 3.3.2. Características de la actividad de Generación

Hasta mediados de la década de 1990, el sector eléctrico en El Salvador operaba a través de la empresa estatal Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) la cual proveía de forma integrada servicios de generación, transmisión y distribución. La reforma iniciada a partir de la implementación de la Ley de Electricidad (Decreto N° 843) y sus reglamentaciones (Decreto N° 70) dieron paso a la restructuración del sector eléctrico llevando a la desintegración de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica más la división horizontal de la generación y distribución en varias empresas.

La generación actualmente se define como una actividad competitiva y se encuentra organizada siguiendo al modelo noruego. Puntualmente existen dos opciones:

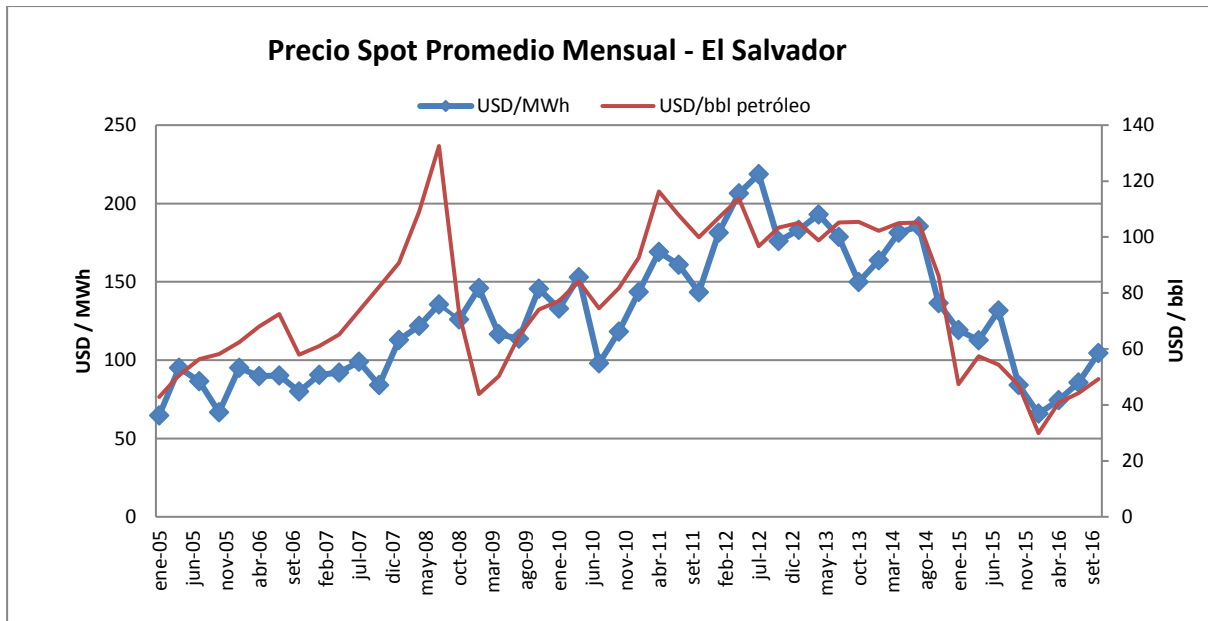
- Mercado de Contratos: Contratos financieros bilaterales acordados entre las partes. Las condiciones y los precios son establecidos libremente por los participantes del mercado o a través de licitaciones públicas aprobadas por la SIGET. Los contratos firmados implican compromisos financieros y no intercambios físicos como en el esquema anterior; por lo tanto, las unidades de generación se despachan al margen de los contratos firmados.
- Mercado de Equilibrio de corto plazo (tiempo real), llamado Mercado Regulador del Sistema o MRS, basado en ofertas diarias de generación y carga. Se presentan requisitos de retiro, pero no ofertas spot para inyección, ya que estas últimas se determinan mediante el despacho económico de menor costo. Los desvíos en tiempo real entre la generación contratada y la carga estimada se liquidan a través de este Mercado.

Si bien en sus inicios existía un amplio grado de libertad, el Decreto 11 firmado en 2008 produjo cambios en la Reglamentación obligando a los distribuidores a firmar contratos de largo plazo a través de procedimientos de libre competencia para no menos que el 50% de la demanda máxima de electricidad. Este requisito fue luego aumentado al 80% con la implementación del Decreto 88 durante el 2010, aunque actualmente no fue del todo implementado y se encuentra en un porcentaje de alrededor del 70%. Además, existe la obligación de que estos contratos de suministro firme se redacten con anticipación (no menos de 4 años y no más de 5 respecto de la fecha de inicio del suministro).

Por otro lado, en lo que refiere al Mercado Spot El Salvador fue el único país de América Central donde los generadores ofrecían precios en lugar de costos. Es decir que los generadores podían internalizar sus riesgos y ofertar en consecuencia. Esta situación provocó el temor de que, de no existir inversión, ocurra un aumento de los precios tarifas más altas, márgenes de reserva más bajos y eventualmente una crisis de suministro. Con el objetivo de limitar poder de mercado ejercido por los generadores la regulación migró en 2008 hacia un modelo basado en costos (conocido como ROBCP).

El precio MRS es el costo marginal del mercado más los cargos del sistema. Estos cargos incluyen: cargo por actualización del registro de la SIGET; cargo por administración del Mercado Mayorista; cargo por el uso del Sistema de Transmisión; cargos asociados a las transacciones internacionales; pérdidas de transmisión; cargos asociados a los Servicios Auxiliares y las compensaciones relacionadas con la fijación del Costo Marginal. Se incluye a continuación un gráfico con los Precios Spot promedio mensuales:

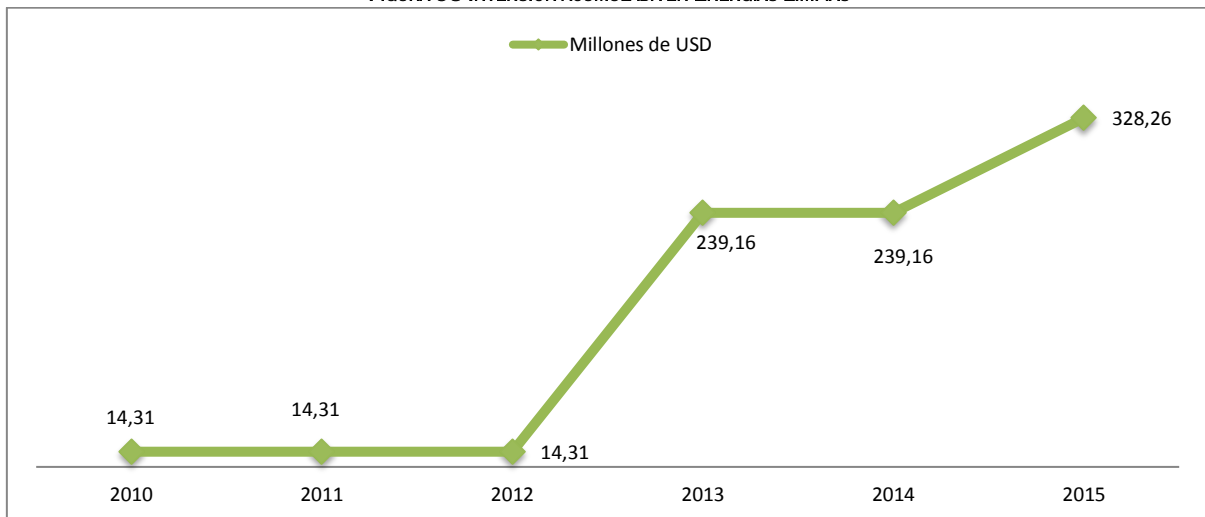
FIGURA 52 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO SPOT PROMEDIO MENSUAL



Fuente: elaboración propia en base a datos de la UT

En cuanto a la inversión acumulada en energía limpia se puede observar (ver gráfico a continuación) que la misma no solo es reducida, sino que además ha permanecido literalmente estancada durante los últimos años (con la excepción del 2013). Si vinculamos este resultado a la evolución histórica de la capacidad instalada (incluida anteriormente) podemos ver un claro atraso en materia de crecimiento y desarrollo del sector generación.

FIGURA 53 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE: CLIMATESCOPE

Finalmente, se resumen en la siguiente tabla las principales características de la actividad generación para El Salvador:

TABLA N° 29 - EL SALVADOR - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN			
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Competencia</b> Empresas públicas y privadas. La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) es la que posee la mayor proporción de la capacidad instalada siendo alrededor del 30% del total.			
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> No existe, aunque el artículo 8 explícitamente autoriza la integración vertical en generación, transmisión, distribución y suministro. “una misma entidad podrá desarrollar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, toda vez que establezca sistemas de contabilidad separados para cada una de ellas y se encuentren registrados como tales en la SIGET”. Una limitación consiste en prohibir que las empresas de generación, distribución y suministro tengan acciones en ETESAL. <b>Horizontal:</b> Si bien no perfecta, existe una situación de relativa competencia en el sector. La CEL es la empresa de mayor margen con alrededor de un 30% de la capacidad instalada.			
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Ordinario:</b> Mercado de Contratos con contratos financieros bilaterales acordados entre las partes. Las condiciones y los precios son establecidos libremente por los participantes del mercado o a través de licitaciones públicas aprobadas por la SIGET. Los contratos firmados implican compromisos financieros y no intercambios físicos; por lo tanto, las unidades de generación se despachan al margen de los contratos firmados. Mercado de Equilibrio de corto plazo (tiempo real), llamado Mercado Regulador del Sistema o MRS, basado en ofertas diarias de generación y carga. Se presentan requisitos de retiro, pero no ofertas spot para inyección, ya que estas últimas se determinan mediante el despacho económico de menor costo. Los desvíos en tiempo real entre la generación contratada y la carga estimada se liquidan a través de este Mercado. Los vendedores son los generadores que inyectan más energía que la acordada en los contratos mientras que los compradores son generadores que inyectan menos energía que la acordada o consumidores que demanden más de la contratada.			
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<b>El Salvador</b>	<b>Año</b>	<b>Variación</b>	
		<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2015/2014</b>
	Precio Mercado Spot	-	\$ 120,49	-
	Precio al Por Menor	\$ 236,33	\$ 154,19	-34,76%
	Precio Residencial	\$ 260,70	\$ 143,16	-45,09%
	Precio Comercial	\$ 240,40	\$ 166,80	-30,62%
	Precio Industrial	\$ 207,90	\$ 152,60	-26,60%
	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.			
<b>Definición precio spot</b>	Precio resultante de la operación del Mercado Regulador del Sistema, el cual es igual al Costo Marginal de Operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y todo cargo establecido por la Ley General de Electricidad, los cuales serán definidos en este Reglamento. Costo Marginal de Operación: Costo de abastecer un MWh adicional de demanda en un intervalo de mercado. (ROBCP Cap 1).			
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	La forma del suministro a contratar por el distribuidor será estandarizada, de manera que cada contrato se caracterizará por una potencia o capacidad a contratar y una energía asociada a suministrar. En el caso de las licitaciones destinadas a generación de fuente renovable no convencional en condiciones de participar en el Mercado Mayorista de Electricidad, se podrán suscribir contratos de suministro no estandarizados, sin compromiso de potencia firme. El precio base de potencia que regirá cada contrato de suministro corresponderá en cada punto de suministro al cargo de capacidad vigente en el MRS a la fecha de la licitación.			

CONCEPTO		DESCRIPCION						
	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	Potencia y curva de carga.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	CPI USA e indexado a combustibles (de corresponder).	Empresas Distribuidoras supervisadas por el regulador.	Financiera.	15 años.
	<p>Las distribuidoras estarán obligadas a suscribir contratos de largo plazo a través de procesos de libre competencia, por no menos del ochenta por ciento de la demanda de potencia máxima y su energía asociada.</p> <p>Todos los contratos de compra-venta de potencia y energía eléctrica entre operadores deben registrarse en SIGET. Los precios y condiciones están limitados solo por la voluntad de las partes.</p>							
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Posee además de energía hidroeléctrica fuentes geotérmicas y de biomasa.							
<b>Capacidad instalada MW</b>	1632 MW.							
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	46,3% Térmica convencional; 30% Hidroeléctrica; 12,5% Geotérmica; 11,2% Biomasa.							
<b>Generación Gwh</b>	5625 GWh.							
<b>Mix fuentes generación</b>	42,6% Térmica convencional; 25,2% Hidroeléctrica; 25,5% Geotérmica; 6,7% Biomasa.							
<b>Categorías de clientes</b>	Existen clientes residenciales con demandas menores a 10 kw, demandas medianas que consumen entre 10 y 50 kw y grandes demandas que consumen más de 50 kw. No existen tarifas de peajes para usuarios libres.							
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	<p>La planificación es realizada por la SIGET y la misma es orientativa. Sin embargo, la SIGET busca incrementar la penetración de los renovables y realiza licitaciones para la expansión del sistema. Se destaca el "Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica De El Salvador 2012 – 2026" elaborado por la CNE.</p> <p><a href="http://www.enteoperador.org/archivos/download/informe_plan_expansion_2012-2026.pdf">http://www.enteoperador.org/archivos/download/informe_plan_expansion_2012-2026.pdf</a></p>							
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables de 2007 está dirigida a proyectos hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos, solares y de biomasa. Establece exenciones de derechos arancelarios (proyectos de hasta 20MW), impuesto sobre la renta (proyectos de hasta 10 MW),</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en créditos o inversión</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Pagos por producción de energía</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Inversión pública</b>✓: a nivel Nacional.</p>							
<b>Comercio internacional</b>	<p>Forma parte del SIEPAC, proyecto que fue construido para que la energía pueda fluir entre los países involucrados en las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y consiste en un circuito de 230 kV con una capacidad de transmisión de 300 MW que atraviesa los seis países miembros.</p> <p>El MER se organiza en un Mercado de Contratos y un Mercado Spot regionales. Las operaciones que se pueden llevar a cabo son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Contratos de Energía Firme:</b> implican obligaciones físicas a realizar, es decir, las cantidades contratadas de energía debe ser inyectadas y retiradas de la red de transmisión regional (RTR) en los nodos señalados por las partes en el contrato.</li> <li>• <b>Contratos de Energía No Firmes:</b> Los Contratos de Energía No Firmes difieren de los Contratos</li> </ul>							

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>de Energía Firmes en que no hay derechos de transmisión y, por lo tanto, las cantidades físicas contratadas pueden estar limitadas en caso de dificultades en la Red Regional de Transmisión.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Transacciones de oportunidad:</b> Por último, las transacciones de oportunidad son las ofertas para inyectar y retirar físicamente la energía del RTR, efectuados por agentes autorizados para cada período de mercado del día siguiente (el período comercial aprobado es de una hora). Con el fin de establecer qué ofertas son aceptadas, el operador del mercado regional y gerente (EOR) decidirán sobre un despacho que maximice el beneficio social entre todas las ofertas recibidas. Estas operaciones se valorarán al precio marginal resultante en el nodo donde se ofreció una inyección o retiro.</li> </ul>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	ND.
<b>Situaciones de racionamiento</b>	ND.
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	No ha habido cambios relevantes en la dinámica del sector.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Ley General de Electricidad/96 y el Reglamento de 1997 Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad 12/07 DO 138/11: Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> se encuentra relativamente estancada. Ha aumentado gradualmente, pero en valores reducidos. Asimismo, la inversión en energías limpias solo ha crecido durante el 2013. Se destaca igualmente en relación a esto último que alrededor del 30% de la generación proviene de fuentes renovables.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> precios elevados pero cercanos al nivel que se mantiene en la región. Existe dependencia de las condiciones hidrológicas y el precio internacional de los combustibles, aunque suavizada por la elevada capacidad geotérmica.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> acceso libre al mercado de generación, aunque la CEL es la única compañía con central hidroeléctrica.</p>

### 3.4. GUATEMALA

#### 3.4.1. Introducción

La República de Guatemala se encuentra situada en su extremo noroccidental de América Central. Su territorio continental es de 108 mil km<sup>2</sup>, mientras que su mar territorial, que se extiende hasta 12 millas náuticas de la costa, tiene una extensión de 7,6 miles de km<sup>2</sup>. La topografía del territorio es en su mayoría irregular, con altitudes que van desde el nivel del mar hasta 4,220 msnm. La temperatura media al nivel del mar es de 27°C para el Océano Pacífico y 28,2°C para el Atlántico. Posee un clima tropical con una estación de lluvias que se presenta entre mayo y noviembre.

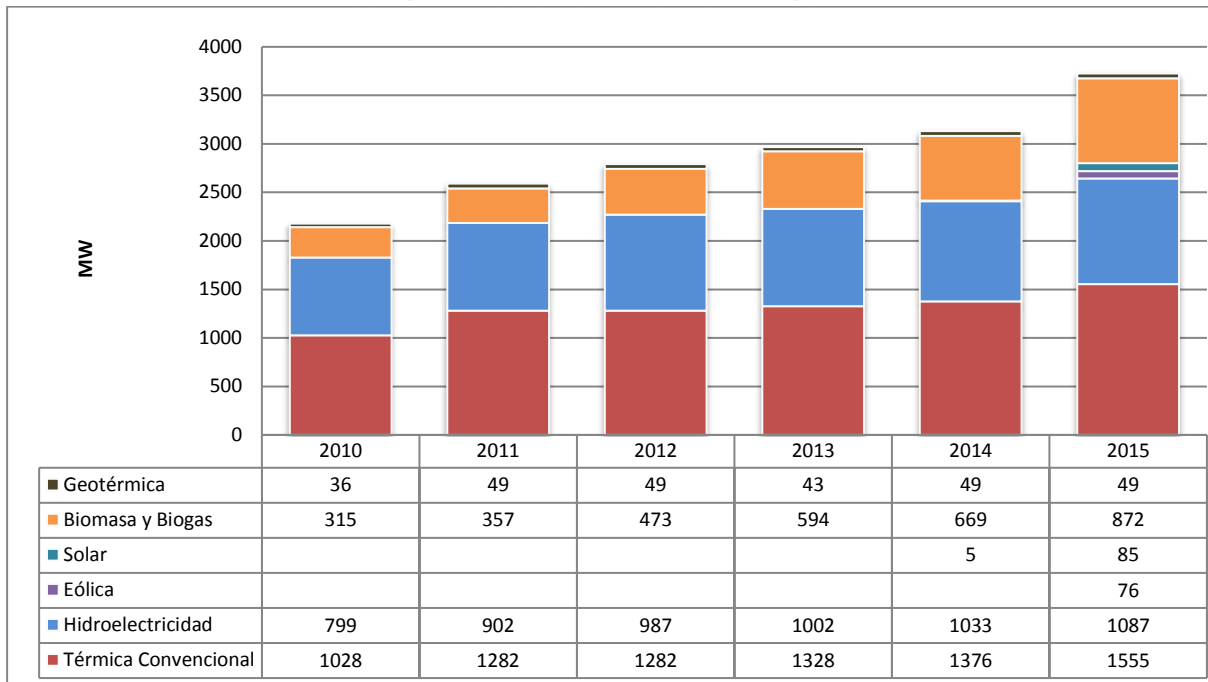
El sector agrícola es el sector económico más importante siendo el café, el azúcar y las bananas los productos principales. Posee un PIB per cápita de 3052,2 USD, a precios constantes del 2010, repartidos en una población de 17 millones de habitantes.

Su sector eléctrico posee una capacidad de 3724 MW de los cuales el 1087 provienen de centrales hidroeléctricas, 1555 de centrales térmicas convencionales (TV, TG, motores); 872 de biomasa (ingenios azucareros principalmente), y los 209 MW restantes de otros recursos renovables (principalmente solar y geotérmica).

La capacidad instalada hídrica representa el 29,2% del total de capacidad, pero debido a su

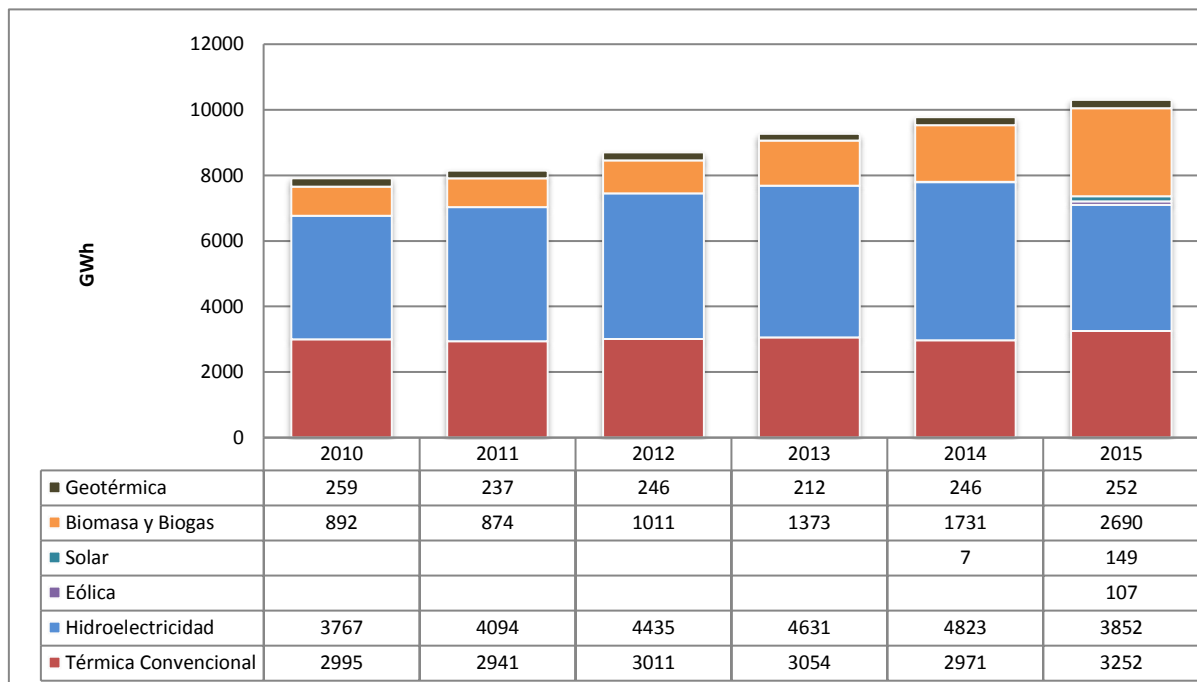
comportamiento variable, la generación hidroeléctrica real fluctúa entre el 30% y el 70% del total de generación.

FIGURA 54 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: GUATEMALA



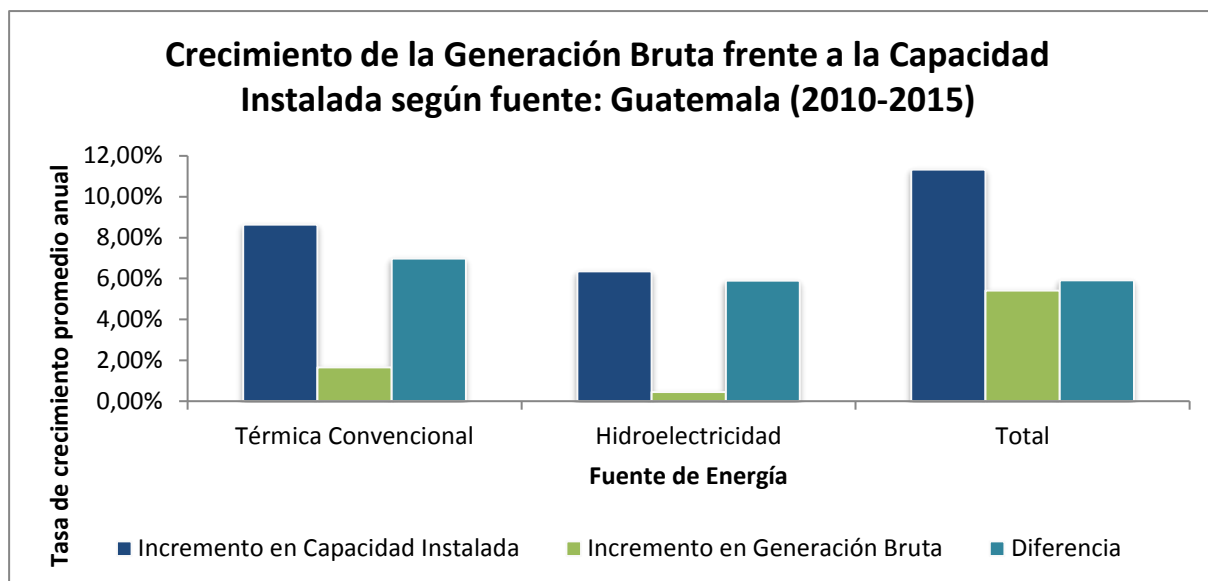
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA 55 - EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: GUATEMALA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA 56 - CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: GUATEMALA



La institución que gobierna el sector es el Ministerio de Energía y Minas, el cual es responsable de las políticas de desarrollo y coordinación, como así también de los planes y programas energéticos y mineros. Sus principales funciones relativas al sector energético son: el diseño de políticas energéticas y propuestas regulatorias; promover el desarrollo y la explotación racional de recursos energéticos; estudiar y promover el uso de fuentes renovables de energía; y proponer políticas ambientales y supervisar su cumplimiento.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es la agencia reguladora del sector eléctrico y se encuentra vinculada al Ministerio de Energía y Minas. Sus funciones abarcan principalmente al monitoreo de la competencia y operación del sector además de la emisión de regulaciones técnicas y resolver conflictos que pudieran surgir entre los agentes del mercado.

Finalmente se ubica el Administrador del Mercado Mayorista Eléctrico (AMM). La misma es una organización privada sin fines de lucro a cargo de la administración y operación del Mercado Mayorista Eléctrico.

TABLA N° 30 - GUATEMALA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Ministerio de Energía y Minas:</b> es la institución principal del sector y la encargada de la coordinación y emisión de las políticas de desarrollo, planes y programas energéticos.
<b>Ente regulador</b>	<b>Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE):</b> es el órgano regulador del sector y se encuentra vinculado al Ministerio correspondiente. Sus funciones abarcan: a) Monitorear la competencia en el sector y penalizar comportamientos no competitivos; b) Monitorear la operación del MME e investigar denuncias de los agentes del mercado; c) Regular los cargos de transmisión y distribución; d) Emitir regulaciones técnicas; e) Supervisar el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y la regulación. Aplicar penalidades ante incumplimientos; f) Supervisar el cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios y proteger a los consumidores; g) Resolver conflictos entre agentes del sector eléctrico; y h) Realizar los Planes de Expansión de la Generación y Transporte con supervisión del Ministerio previamente mencionado.  Los tres miembros de su directorio son elegidos por el Poder Ejecutivo entre los candidatos propuestos por universidades, el Ministerio y agentes del Mercado Mayorista Eléctrico. Todas las decisiones deben ser tomadas por la mayoría de los miembros del directorio. El nombramiento de los miembros es por 5 años.



CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<p><b>Administrador del Mercado Mayorista Eléctrico (AMM):</b> se encuentra a cargo de la administración y operación del Mercado Mayorista Eléctrico. Sus funciones abarcan: a) Programar, supervisar y coordinar las actividades de operación; b) Calcular los precios de oportunidad (spot); c) Coordinar procedimientos entre agentes; d) Identificar y medir los riesgos de cortes; e) Calcular la oferta y demanda de potencia firme; f) Calcular los costos mayoristas que serán trasladados a las tarifas de usuario final (pass through); g) Diseñar la expansión del sistema de transmisión; h) Administrar las transacciones económicas; y al final de cada mes, i) Determinar las transacciones de energía (generada, utilizada, contratada), las transacciones de potencia (mercado de desviaciones), cargos de servicios auxiliares y cargos de transmisión.</p> <p>El directorio del AMM está formado por dos representantes de cada agente del Mercado Mayorista Eléctrico: generadores, empresas de transmisión, distribuidoras, comercializadoras y grandes usuarios.</p>

### 3.4.2. Características de la actividad de Generación

Al igual que muchos otros países Centroamericanos, Guatemala encaró su proceso de reforma del sector a mediados de la década de los 90's. El objetivo principal era incrementar el suministro de energía a precios competitivos, diversificar y aumentar la eficiencia de la matriz energética (con prioridad de energías renovables) y alentar la integración regional. El modelo a aplicar fue elegido tomando como base la regulación preexistente en varios países sudamericanos (Chile y Argentina entre ellos).

La Ley General de Electricidad N° 93-96/1996 establece los como principios básicos la separación legal y contable de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización; la desregulación y desarrollo de competencia en actividades generación y comercialización; la aplicación de una tarifa regulada en los segmentos monopólicos (transmisión distribución); el acceso abierto a la red; y la emisión de autorizaciones o concesiones para la entrada al sector (autorización del Ministerio de Energía y Minas para los generadores con capacidad mayor a 5 MW y concesiones a través de oferta pública para la transmisión y distribución).

Los productos y servicios que se compran y venden en el Mercado Mayorista Eléctrico (MME) son la potencia eléctrica, energía eléctrica y servicios de transporte de la misma. Las operaciones se pueden llevar a cabo a través de tres mercados distintos: el Mercado a Término, el Mercado de Desvíos de Potencia y el Mercado de Oportunidad para transacciones de Energía.

El mercado a término representa alrededor del 80% de la energía del sistema y está constituido por contratos entre participantes del MME o entre participantes y un agente de un país interconectado. Los precios, cantidades y duración se encuentran pactados entre las partes. Los participantes consumidores (distribuidores, comercializadores o grandes usuarios) están obligados a contar con contratos de potencia que cubran la totalidad de su demanda firme mientras que los generadores pueden celebrar contratos de compra de reserva de potencia para respaldar sus propios compromisos de venta de potencia. Es decir que la energía comprometida en contratos puede ser abastecida por el agente productor ya sea con generación propia, contratada o comprando en el mercado de oportunidad, lo que implica que no existe obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en un contrato. Además, se prohíbe el uso de cláusulas de compra mínima obligada o que limiten el derecho a vender excedentes.

Existen básicamente dos modalidades de contratación: a Corto Plazo, con un período de contratación entre 1 y 3 años y precios por potencia y energía relacionados con los costos de oportunidad de corto plazo; o a Largo Plazo con un período de hasta 15 años y precios por potencia que buscan incentivar la inversión en

nuevas centrales. Estos últimos son el claro objetivo de las políticas energéticas nacional y poseen techos límites para las ofertas.

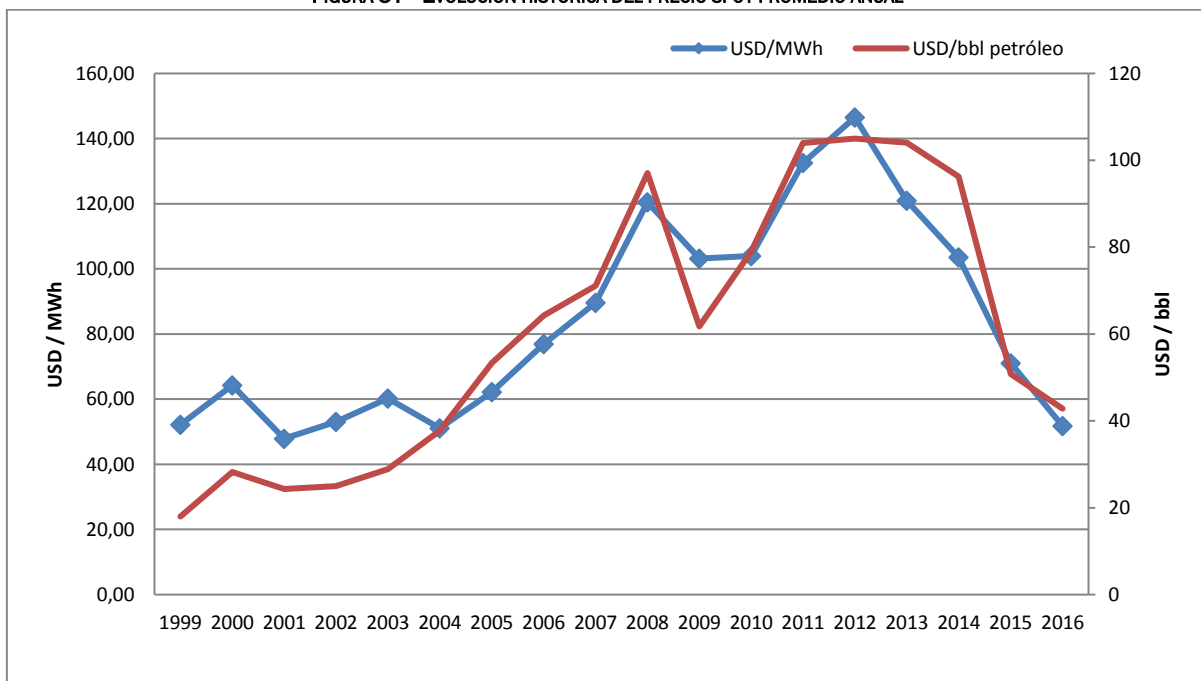
Por otro lado, en el mercado de desvíos de potencia se liquidan diariamente las diferencias entre la potencia disponible y la potencia firme de los participantes productores. Asimismo, se liquidan las diferencias entre la demanda firme efectiva de cada distribuidor, gran usuario o exportador y su demanda firme contratada. El Precio de Referencia de la Potencia en el MME es calculado por el AMM como el costo marginal de la inversión para una unidad de generación en punta (ajustado por un factor que mide el riesgo de faltantes).

Finalmente, en el Mercado de Oportunidad los agentes compran y venden la energía que no ha sido comercializada a través de contratos. Son compradores (vendedores) aquellos distribuidores/grandes usuarios/comercializadores que retiran más (menos) energía de la adquirida por contrato y los generadores cuyos compromisos contractuales de entrega de energía superan (resultan menores a) su efectivo despacho.

Las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, el cual se calcula sobre la base del costo marginal de corto plazo que resulta del despacho de la oferta disponible. El precio de oportunidad se define como el máximo costo variable de las unidades generadoras, en el Nodo de Referencia (subestación Guatemala Sur), que resultan generando sin restricciones de despacho, respetando los requerimientos de servicios complementarios.

Como se puede observar en la serie histórica los precios spot muestran una fuerte tendencia alcista desde inicios del 2005 básicamente debido al aumento de los precios de los combustibles líquidos ligados al WTI. En 2008 el precio spot promedio fue de 120,5 USD/MWh. En 2009 y 2010 los precios spot cayeron fuertemente (103,2 en 2009 y 104,0 USD/MWh en 2010), debido al efecto combinado de la crisis financiera internacional (reducción del crecimiento de la demanda) y la caída de los precios del petróleo. Posteriormente los precios retornaron a los niveles elevados combinando el efecto del repunte del barril con la baja de la reserva de generación. Finalmente, en el último período se observa una reducción gradual del precio spot.

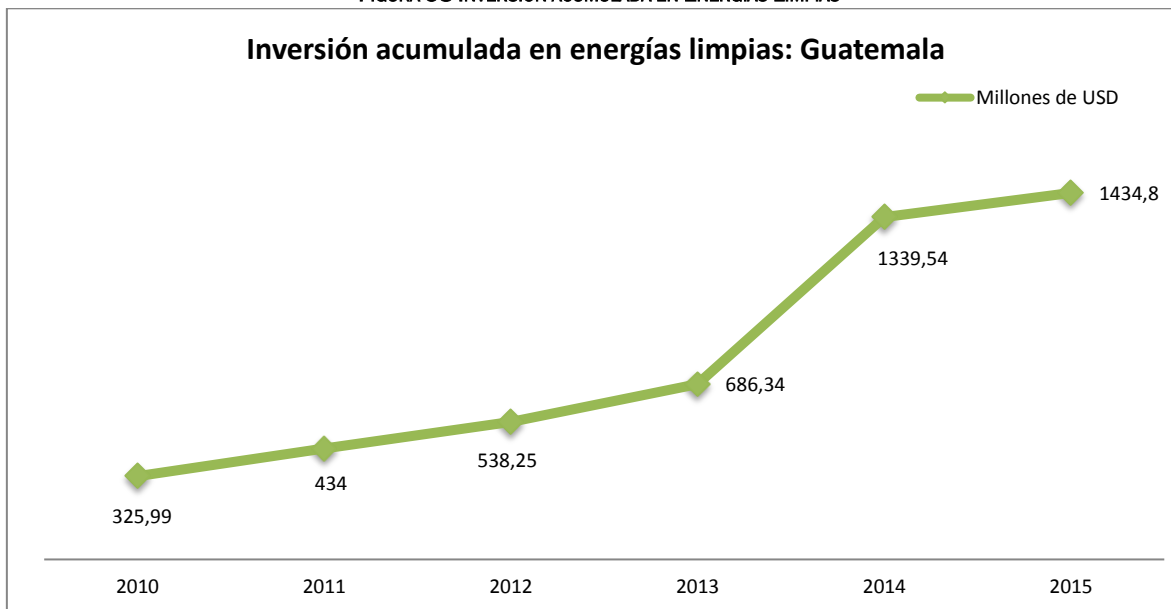
FIGURA 57 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO SPOT PROMEDIO ANUAL



Fuente: elaboración propia en base a datos de la AMM

Por otro lado, en lo que respecta a las energías limpias se observa un crecimiento en la inversión acumulada durante los últimos años. Esto se debe al fuerte crecimiento de la inversión en generación eléctrica a partir de biomasa, ámbito en el cual Guatemala lidera (esto puede observarse también en los gráficos de series históricas de capacidad instalada presentados al principio del presente apartado).

FIGURA 58 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Finalmente se resume el resto de las características de la generación para Guatemala en la siguiente tabla:

TABLA N° 31 - GUATEMALA - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Competencia</b> Con una participación del Privada del 65% y Pública del 35%.
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> No. Separación legal y contable de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización eléctrica. La ley establece que "Una misma persona, individual o jurídica al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas distintas. Esto no es aplicable a empresas con potencia de generación instalada menor o igual a 5 MW ni a líneas secundarias para conectarse al SIN. <b>Horizontal:</b> Competencia, con el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) como principal generador seguido por Duke Energy y Comercializadora San José.
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Ordinario:</b> Mercado a Término, que representa alrededor del 80% de la energía del sistema, está constituido por contratos entre participantes del MME o entre participantes y un agente de un país interconectado. Mercado de desvíos de potencia se liquidan diariamente las diferencias entre la potencia disponible y la potencia firme de los participantes productores. Mercado de Oportunidad donde los agentes compran y venden la energía que no ha sido comercializada a través de contratos. Son compradores (vendedores) aquellos distribuidores/grandes usuarios/comercializadores que retiran más (menos) energía de la adquirida por contrato y los generadores cuyos compromisos contractuales de entrega de energía superan (resultan menores a) su efectivo despacho.

CONCEPTO		DESCRIPCION						
	Guatemala	Año		Variación				
		2014	2015	2015/2014				
<b>Precio energía promedio</b> (2014, Climatescope)	Precio Mercado Spot	\$ 103,66	\$ 71,06	-31,45%				
	Precio al Por Menor	\$ 228,67	\$ 181,35	-20,69%				
	Precio Residencial	\$ 285,92	\$ 234,66	-17,93%				
	Precio Comercial	\$ 200,52	\$ 157,13	-21,64%				
	Precio Industrial	\$ 199,57	\$ 152,27	-23,70%				
	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.							
<b>Definición precio spot</b>	El Mercado Spot o Mercado de Oportunidad es el mecanismo de cierre para la Energía, en él se liquidan los excedentes y los faltantes de energía respecto a los contratos suscritos en el Mercado a Término. El precio es fijado horariamente por el costo variable de la última unidad generadora convocada por orden de mérito que estuvo generando por lo menos 15 minutos de dicha hora en régimen de operación normal.							
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	Reguladas: 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 de suministro, libremente pactados entre las partes. Las empresas distribuidoras deberán realizar licitación abierta para la adquisición de potencia y energía eléctrica, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuyo destino sea abastecer a los consumidores de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica.							
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<b>Productos Licit.</b>	<b>Esquema de licit.</b>	<b>Meca. de decisión</b>	<b>Precio Base</b>	<b>Indexación</b>	<b>Comprador (Off-Taker)</b>	<b>Garantías</b>	<b>Plazo Vigente</b>
	Potencia y curva de carga, o potencia y energía inyectada, o potencia con opción de energía.	Pública a sobre cerrado.	A mínimo costo por método de optimización.	USD.	CPI USA e indexado a combustibles (de corresponder).	Empresas Distribuidoras, organizada por la CNEE.	Financiera.	15 años.
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Guatemala posee fuentes renovables de energía biomásica, especialmente del azúcar. Posee una gran penetración de la hidroelectricidad y también está explorando con grandes expectativas el gas natural en la zona norte lindante con México sobre la península de Yucatán.							
<b>Capacidad instalada MW</b>	3724 MW.							
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	41,8% Térmica convencional; 29,2% Hidroeléctrica; 2% Geotérmica; 23,4% Biomasa; 2,3% Solar; Eólica 2%.							
<b>Generación Gwh</b>	10301 GWh.							
<b>Mix fuentes generación</b>	31,6% Térmica convencional; 37,4% Hidroeléctrica; 2,4% Geotérmica; 26,1% Biomasa; 1,4% Solar; Eólica 1%.							
<b>Categorías de clientes</b>	Regulado con Tarifa social: hasta 300 KWh. Gran consumidor: demanda de potencia excede 100 Kv.							

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	<p>Los cambios regulatorios ocurridos en 2007 con la definición de oferta firme eficiente que reduce la cantidad de potencia firme que las plantas existentes pueden comprometer bajo contrato, han promovido la inversión en nueva generación.</p> <p>Se destacan el “Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Guatemalteco 2008-2022” y el documento de “Política Energética 2013-2027” como instrumentos estratégicos y orientadores del plan de acción a seguir en el sector.</p> <p><a href="http://www.cnee.gob.gt/pet/Docs/PET%20esp.pdf">http://www.cnee.gob.gt/pet/Docs/PET%20esp.pdf</a>  <a href="http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2013/02/PE2013-2027.pdf">http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2013/02/PE2013-2027.pdf</a></p>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>La regulación específica para renovables es escasa, habiéndose encuadrado las mismas como requerimientos específicos en las subastas de libre concurrencia generales implementadas desde 2009. Decreto 52-2003: Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado cargas y 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, exención del impuesto a la renta, y exención del impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b> ✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b> ✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b> ✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en créditos o inversión</b> ✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b> ✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>El MME realiza intercambios de importación y exportación de energía eléctrica con el MER a través de interconexiones con El Salvador y con el sistema eléctrico de México. El MER se organiza en un Mercado de Contratos y un Mercado Spot regionales. Las operaciones que se pueden llevar a cabo son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Contratos de Energía Firme:</b> implican obligaciones físicas a realizar, es decir, las cantidades contratadas de energía debe ser inyectadas y retiradas de la red de transmisión regional (RTR) en los nodos señalados por las partes en el contratos</li> <li>• <b>Contratos de Energía No Firmes:</b> Los Contratos de Energía No Firmes difieren de los Contratos de Energía Firmes en que no hay derechos de transmisión y, por lo tanto, las cantidades físicas contratadas pueden estar limitadas en caso de dificultades en la Red Regional de Transmisión.</li> <li>• <b>Transacciones de oportunidad:</b> Por último, las transacciones de oportunidad son las ofertas para inyectar y retirar físicamente la energía del RTR, efectuados por agentes autorizados para cada período de mercado del día siguiente (el período comercial aprobado es de una hora). Con el fin de establecer qué ofertas son aceptadas, el operador del mercado regional y gerente (EOR) decidirán sobre un despacho que maximice el beneficio social entre todas las ofertas recibidas. Estas operaciones se valorarán al precio marginal resultante en el nodo donde se ofreció una inyección o retiro.</li> </ul>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	ND.
<b>Situaciones de racionamiento</b>	ND.
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	No ha habido cambios relevantes en la dinámica del sector.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Ley General de Electricidad N° 93-96/1996: creó las principales instituciones del sector: el operador del sistema (AMM) y la autoridad regulatoria (CNEE). El Ministerio de Energía y Minas continuó a cargo de establecer pautas en temas de energía.</p> <p>Ley de tarifa social para el suministro de energía eléctrica.</p> <p>Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p><b>Expansión del sistema:</b> durante los últimos años la capacidad instalada de Guatemala se ha expandido en alrededor de un 40%. Se destaca no solo un aumento de capacidad térmica convencional e hídrica, sino también de biomasa, siendo uno de los países a la vanguardia de la utilización de dicha fuente en la zona.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> como se ha destacado existe una correlación entre el precio spot, las condiciones hidrológicas y los precios internacionales de los combustibles.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> si bien cuenta con una importante participación estatal (35%), la configuración del sector es de competencia y es posible acceder al mercado de generación.</p>

### 3.5. HONDURAS

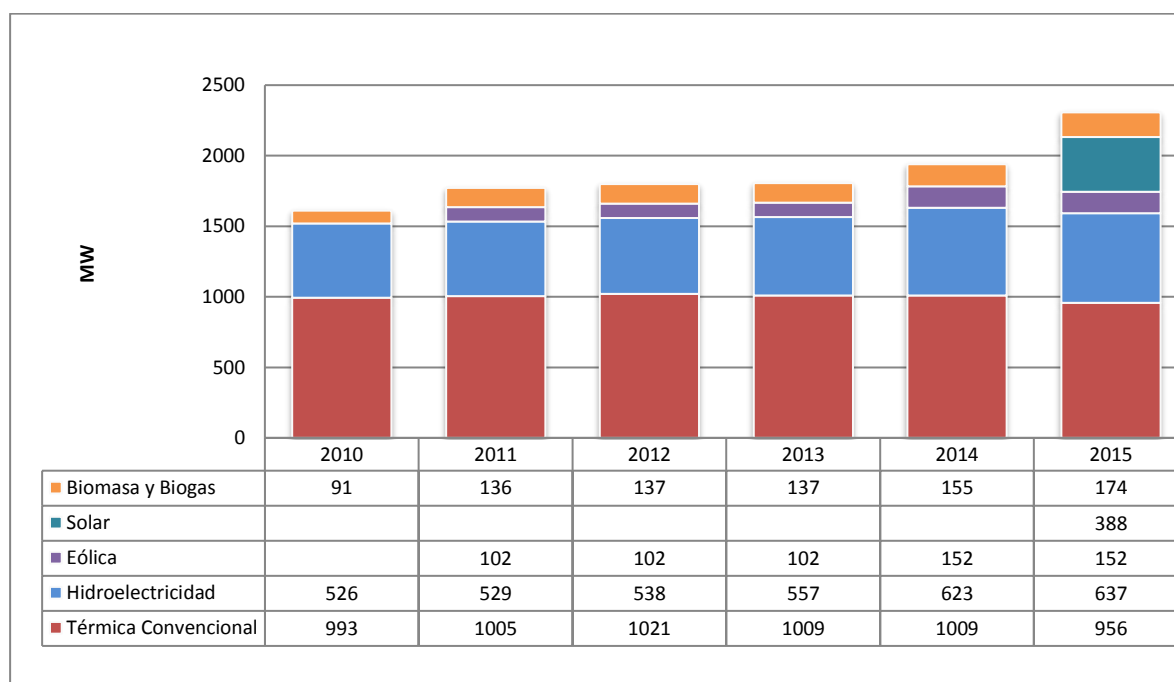
#### 3.5.1. Introducción

La República de Honduras es un país de 8,3 millones de habitantes ubicado en el istmo Centroamericano. Tiene una extensión territorial de 112 mil km<sup>2</sup> de las cuales más de 65% del se ubican en terreno montañoso, con un promedio de altura de 1000 msnm. La Cordillera Centroamericana divide al territorio en tres regiones (Occidental, Central y Oriental), aunque las tres cuentan con condiciones climáticas similares.

El café, las bananas y los metales preciosos son los productos que más se exportan y cuenta con un PIB per cápita de USD 2313 a precios constantes del 2010, lo cual la cataloga como un país de ingresos medianos bajos.

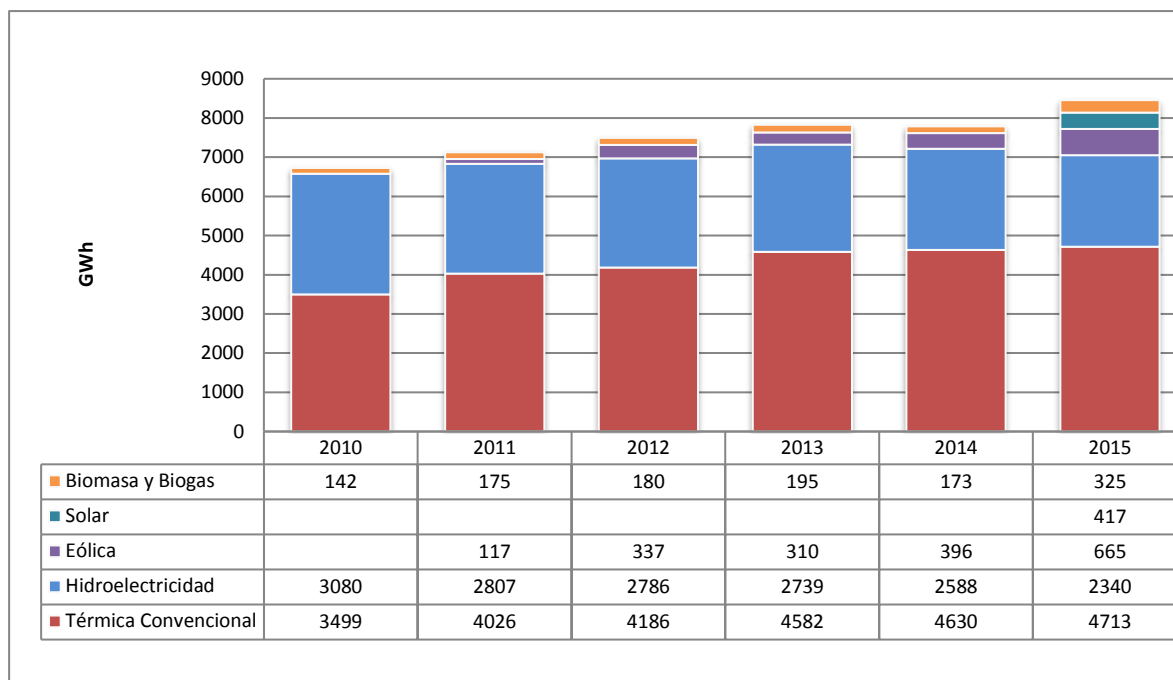
Su sector eléctrico se caracteriza por tener una capacidad instalada de 2307 MW de los cuales la fuente más importante es la térmica convencional (956 MW) seguido por la hidroeléctrica (637 MW). El resto de la capacidad instalada se encuentra conformada por ERNC (388 solar, 152 MW de eólica y 174 MW biomasa).

FIGURA Nº 6 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: HONDURAS



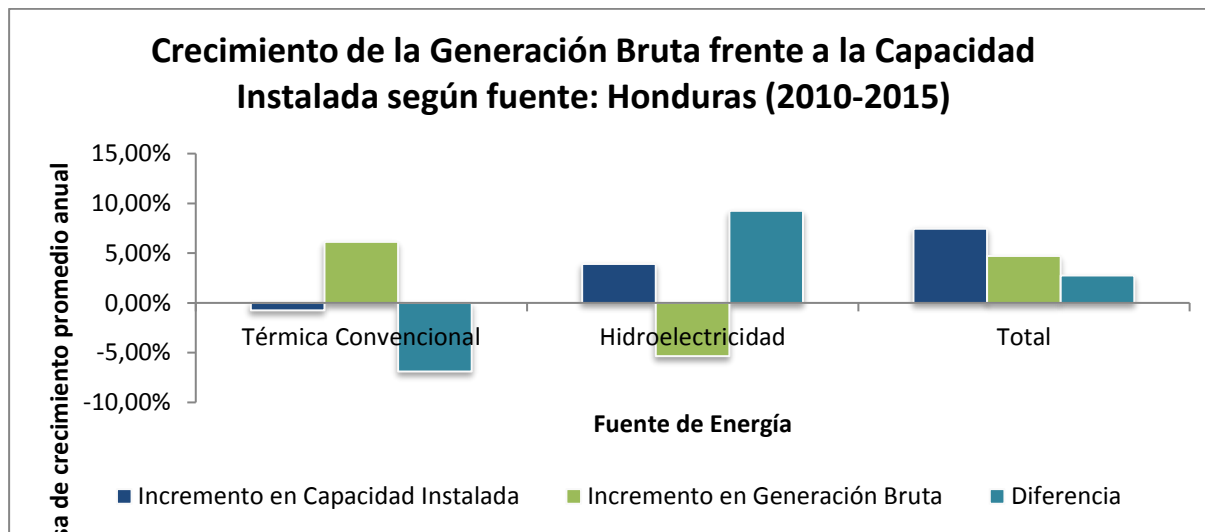
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 7 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: HONDURAS



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 8 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: HONDURAS



Entre las instituciones relevantes para el sector eléctrico se encuentra en primer lugar como ente gubernamental al Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica (MSCRE).

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es una entidad desconcentrada del MSCRE con independencia funcional y presupuestaria que tiene como funciones: a) aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y regulatorias; b) aplicar sanciones; c) expedir regulaciones; d) otorgar licencias de transmisión y distribución; e) definir la metodología para las tarifas de transmisión y distribución; y f) aprobar bases para licitaciones.

Finalmente se encuentra al Operador del Sistema como órgano sin fines de lucro responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, asegurando la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo.

TABLA N° 32 - HONDURAS - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica (MSCRE):</b> es el órgano máximo del sector encargado de la planificación.
<b>Ente regulador</b>	<b>Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE):</b> es el órgano regulador que tiene como funciones a) aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y regulatorias; b) aplicar sanciones; c) expedir regulaciones; d) otorgar licencias de transmisión y distribución; e) definir la metodología para las tarifas de transmisión y distribución; y f) aprobar bases para licitaciones. Es una entidad desconcentrada del MSCRE y su directorio se conforma por tres comisionados nombrados por el Presidente de la República.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Centro de Despacho (CND) de la ENEE:</b> la administración del mercado es actualmente llevada a cabo por el CND de la ENEE. La ley establece que el operador del sistema debe ser un órgano sin fines de lucro responsable de la operación y administración del sistema a fin de garantizar la continuidad y seguridad del suministro al mínimo costo. Debe incluir entre su organización a un Comité de Agentes del Mercado que provee evaluaciones periódicas de su accionar y desempeño. El Comité se encuentra formado por representantes de las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y de los consumidores calificados.

### 3.5.2. Características de la actividad de Generación

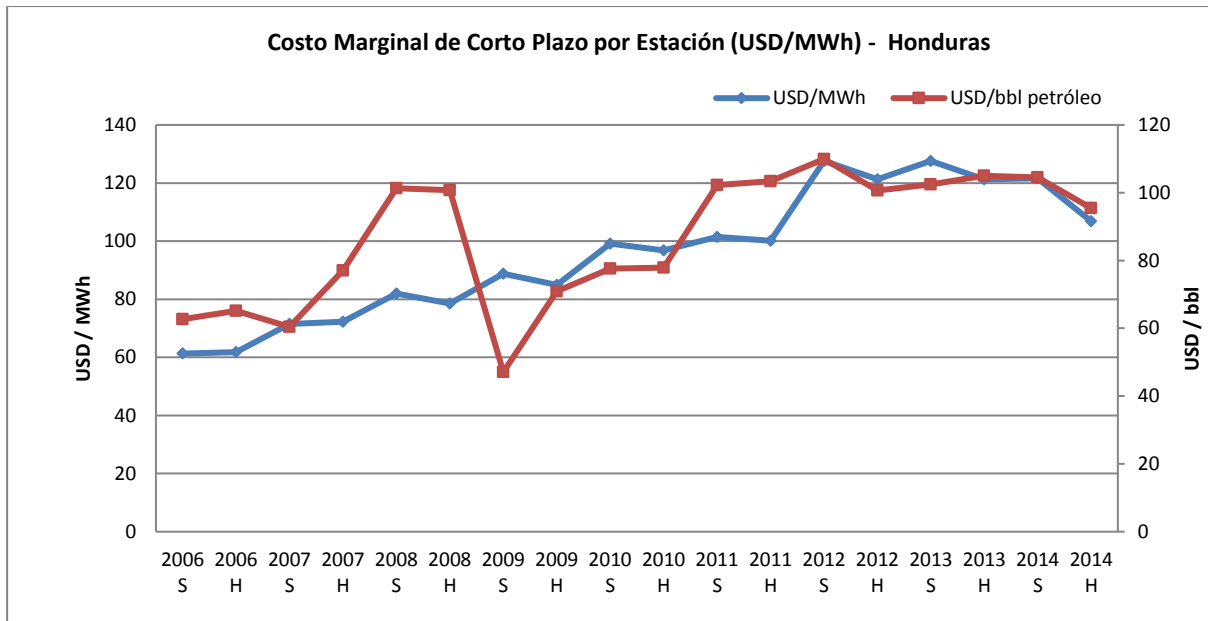
A partir de la promulgación de la Ley General de la Industria Eléctrica, durante mayo del año 2014, el sector eléctrico hondureño se encuentra en una etapa de transición. La nueva Ley crea un Mercado Mayorista abierto a la participación privada donde, siguiendo las características de otros mercados regionales, la producción de las centrales es determinada por un despacho económico y se crea un nuevo Mercado de Oportunidad o Spot en el que los precios de la energía equivalen al costo marginal de la última unidad generadora, cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para satisfacer la demanda al mínimo costo.

En cuanto al análisis histórico de los precios de la energía, resulta relevante mirar la gráfica de costos marginales de corto plazo. Como se puede notar existe una leve diferencia según se trate de estación seca (diciembre a mayo) o húmeda (junio a noviembre). En la segunda los costos marginales suelen ser más bajos.

Asimismo, también existe cierta correlación con los precios internacionales de los combustibles, los cuales se encuentran atados al precio del barril del petróleo. El salto ocurrido a inicios de la década y el posterior declive a fines del 2014 dan cuenta de ello.



FIGURA 59 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO POR ESTACIÓN



Fuente: Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable

Por estos motivos, a fines de reducir la dependencia de la generación eléctrica de los combustibles fósiles, el Gobierno de Honduras ha buscado con su reforma profundizar la diversificación de las fuentes de energía disponibles mediante la incorporación de ERNC en el sector eléctrico. Se puede observar en la figura ubicada a continuación que la inversión acumulada en energías renovables ha crecido levemente hasta el año de inicio de la reforma, a partir del cual se ha dinamizado.

FIGURA 60 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



fuentes: Climatescope

Finalmente se presenta a continuación la tabla con las características principales del sector para Honduras:

TABLA N° 33 - HONDURAS - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN																
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Competencia</b> Empresa Nacional de Energía eléctrica (ENEE) (30% de la capacidad instalada) y privadas.																
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> La Ley General de la Industria Eléctrica la prohíbe, pero de momento la ENEE se encuentra integrada verticalmente. Según indica la ley "Las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deben de ser certificados por la CREE, pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un cinco por ciento de su demanda máxima de potencia". Esta ley se exceptúa para todas aquellas distribuidoras de sistemas aislados que solo deberán llevar contabilidades separadas. <b>Horizontal:</b> Competencia. Las empresas privadas representan el 70% de la capacidad instalada.																
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Ordinario:</b> Actualmente en período de transición, pero se plantea un régimen similar al de otros países de la región con un Mercado a Término (de contratos) y un Mercado de Oportunidad (Mercado Spot).																
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<b>Honduras</b>																
	<b>Año</b>																
	<b>2014</b> <b>2015</b> <b>Variación</b>																
	<b>2015/2014</b>																
	Precio Mercado Spot	-	-	-													
Precio al Por Menor	\$ 186,78	\$ 159,14	-14,80%														
Precio Residencial	\$ 139,28	\$ 139,54	0,19%														
Precio Comercial	\$ 227,65	\$ 181,49	-20,28%														
Precio Industrial	\$ 193,40	\$ 156,41	-19,13%														
	*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.																
<b>Definición precio spot</b>	Costo marginal de la última unidad generadora, cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para satisfacer la demanda al mínimo costo.																
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	La mayoría de los contratos hidroeléctricos vigentes fueron firmados en 2001 por un plazo de 15 años. En general, los contratos con generadores térmicos incluyen cargos fijos y variables mientras que los contratos de suministro con centrales hidroeléctricas se basan en un cargo variable solamente (costo marginal de corto plazo CMCP, más 10% de prima ajustado actualmente con un tope del 1,5% durante los primeros 11 años de operación comercial, conforme al Decreto N° 267-98). La mayoría de estos contratos diferencian entre CMCP pico y fuera de pico (salvo las centrales La Nieve y Zacatapa, que se basan en un CMCP promedio).																
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Productos Licit.</th> <th>Esquema de licit.</th> <th>Meca. de decisión</th> <th>Precio Base</th> <th>Indexación</th> <th>Comprador (Off-Taker)</th> <th>Garantías</th> <th>Plazo Vigente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="8" style="text-align: center;">En proceso de implementación, sin esquema definido. Posiblemente a través de fondos fiduciarios.</td> </tr> </tbody> </table>	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente	En proceso de implementación, sin esquema definido. Posiblemente a través de fondos fiduciarios.							
Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente										
En proceso de implementación, sin esquema definido. Posiblemente a través de fondos fiduciarios.																	
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Posee potencial para la instalación de energía eólica y a partir de biomasa.																
<b>Capacidad instalada MW</b>	2307 MW.																
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	41,5% Térmica convencional; 27,6% Hidroeléctrica; 6,6% Eólica; 7,5% Biomasa; 16,8% Solar.																
<b>Generación Gwh</b>	8459 GWh.																
<b>Mix fuentes generación</b>	55,7% Térmica convencional; 27,7% Hidroeléctrica; 7,9% Eólica; 3,8% Biomasa; 4,9% Solar.																
<b>Categorías de clientes</b>	Consumidor calificado.																

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	En transición.
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>Ley de promoción de la generación eléctrica con recursos renovables. Establece algunas exenciones impositivas, opciones de comercialización para la producción de energía renovable y cargos de transmisión y prioridad de despacho para la generación renovable.</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b>✓: recientemente implementado, a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en créditos o inversión</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>Honduras forma parte del SIEPAC, y suele realizar compras de energía a Guatemala y El Salvador. Dicho comercio se rige por los lineamientos del Mercado Eléctrico Regional: el MER se organiza en un Mercado de Contratos y un Mercado Spot regionales. Las operaciones que se pueden llevar a cabo son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Contratos de Energía Firme:</b> implican obligaciones físicas a realizar, es decir, las cantidades contratadas de energía debe ser inyectadas y retiradas de la red de transmisión regional (RTR) en los nodos señalados por las partes en el contrato</li> <li>• <b>Contratos de Energía No Firmes:</b> Los Contratos de Energía No Firmes difieren de los Contratos de Energía Firmes en que no hay derechos de transmisión y, por lo tanto, las cantidades físicas contratadas pueden estar limitadas en caso de dificultades en la Red Regional de Transmisión.</li> <li>• <b>Transacciones de oportunidad:</b> Por último, las transacciones de oportunidad son las ofertas para inyectar y retirar físicamente la energía del RTR, efectuados por agentes autorizados para cada período de mercado del día siguiente (el período comercial aprobado es de una hora). Con el fin de establecer qué ofertas son aceptadas, el operador del mercado regional y gerente (EOR) decidirán sobre un despacho que maximice el beneficio social entre todas las ofertas recibidas. Estas operaciones se valorarán al precio marginal resultante en el nodo donde se ofreció una inyección o retiro.</li> </ul>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	En transición.
<b>Situaciones de racionamiento</b>	En transición.
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	Honduras se encuentra actualmente en un proceso de reforma. Entre los últimos cambios se encuentra a la promulgación de la Ley General de la Industria Eléctrica durante Mayo del 2014 (aún no reglamentada).
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	Ley de promoción de la generación eléctrica con recursos renovables. Ley General de la Industria Eléctrica.
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> la expansión del sistema ha sido gradual durante los últimos años, exceptuando en el ámbito de la generación a partir de energía térmica convencional, la cual se ha mantenido estable. Existe un crecimiento en la capacidad instalada de ERNC en lo que refiere a eólica y a partir de biomasa.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> los costos marginales de corto plazo dependen de dos variables: los precios internacionales de los combustibles y la estación del año.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> el mercado se encuentra abierto a la competencia privada desde el primer proceso de reforma iniciado durante los 90'.</p>

### 3.6. NICARAGUA

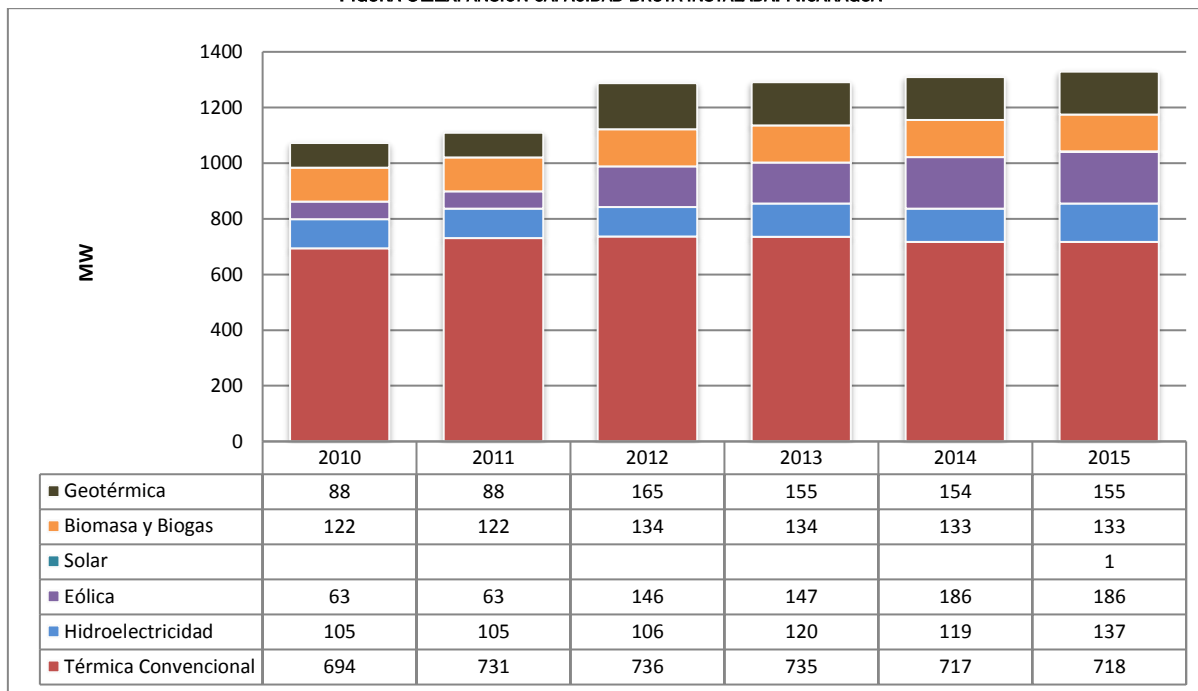
#### 3.6.1. Introducción

Nicaragua se encuentra ubicada en la región media del continente Centroamericano, teniendo fronteras con Honduras, al Norte, y con Costa Rica, al Sur. Posee además costas en el océano Pacífico y en el Mar Caribe. El territorio nicaragüense es de 129 mil km<sup>2</sup> y presenta tanto una geografía plana, con una extensa costa marítima, como una topografía más accidentada con numerosos volcanes en las tierras montañosas y violentos terremotos ocasionales. Nicaragua se divide en tres regiones bien diferenciadas geográfica y climáticamente: la región pacífica es la más desarrollada y poblada, con suelos de alta fertilidad; la región central es la más accidentada geográficamente con suelos volcánicos y de alto potencial productivo; y la región atlántica es la más extensa, con una topografía suave y baja fertilidad. El clima es tropical en la parte baja, y frío en las montañas.

El sector agrícola es el sector económico más importante siendo el café, las bananas y la caña de azúcar. Su población es de 6,21 millones de habitantes con un PIB per cápita de USD 1849 (a precios constantes del 2010) lo cual la posiciona en el segmento de países de ingresos medianos bajos según la categoría de la OECD.

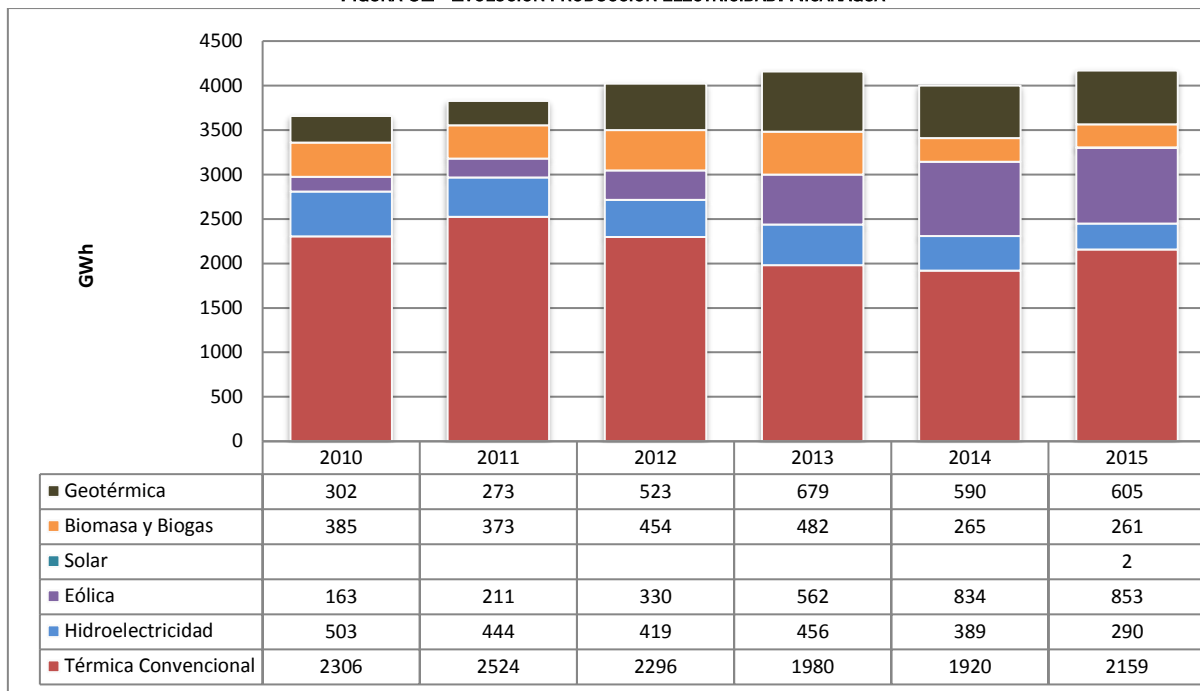
Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 1329 MW de los cuales la mayoría (718 MW) provienen de centrales térmicas convencionales, especialmente de tecnología Bunker y con cierta capacidad de centrales geotérmicas (155 MW) y de biomasa (133MW). Se destaca también una fuerte presencia de capacidad instalada en energía eólica (186 MW) y en centrales hidroeléctricas (137 MW). Los gráficos ubicados a continuación dan cuenta de ello:

FIGURA 61 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: NICARAGUA



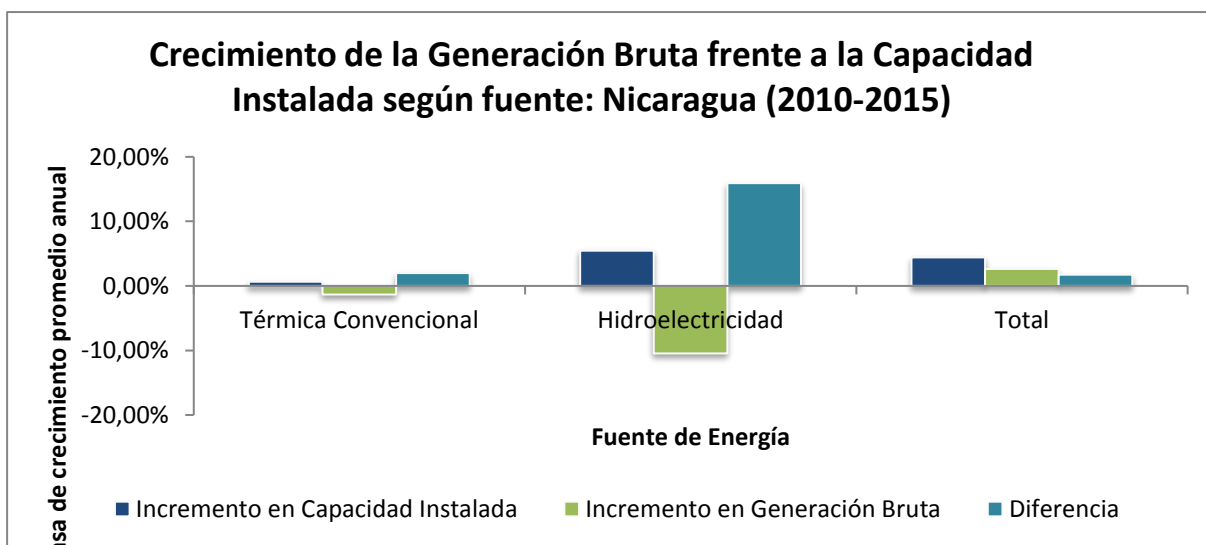
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA 62 - EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: NICARAGUA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA 63 - CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: NICARAGUA



En cuanto a las instituciones del sector, el Ministerio de Energía y Minas aparece como autoridad máxima y encargado principal de la planificación de la estrategia a largo plazo del sector.

Posteriormente se destaca a la Comisión Nacional de Energía, encargada de la formulación de objetivos, políticas y pautas para todo el sector energético, y también de su planificación indicativa para la promoción del desarrollo y el uso óptimo de los recursos.

El Instituto Nicaragüense de Energía (INE) es el órgano regulador y su labor principal es la de promover los mercados competitivos con el fin de obtener precios más bajos y mejor calidad de servicio.

El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es el operador y administrador del sistema. Sus metas son mantener la calidad y confiabilidad del sistema y administrar el Mercado de Energía Nacional (MEN) en forma oportuna, según los procedimientos y criterios definidos en las Reglas de Operación adoptadas por el INE.

**TABLA N° 34 - NICARAGUA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Ministerio de Energía y Minas:</b> es la autoridad máxima del sector. Se encarga de elaborar, instituir, conducir y promover política energética y minera del país, fomentar su desarrollo con criterios ambientales de sustentabilidad y sostenibilidad, como vigilar y verificar su cumplimiento la seguridad jurídica de todos los actores económicos y el establecimiento de estrategias que permitan el aprovechamiento integral de los recursos en beneficio de la sociedad.
<b>Organismo de Planificación</b>	<b>Comisión Nacional de Energía (CNE):</b> es la encargada de la planificación indicativa para la expansión del sistema (incorporando nueva capacidad para satisfacer la demanda). Se encuentra integrada por el Presidente de la República o su delegado, el Ministerio de Economía y Desarrollo, el Instituto Nicaragüense de Energía y dos representantes de la Sociedad Civil, nombrados por el Presidente de la República.
<b>Ente regulador</b>	<b>Instituto Nicaragüense de Energía (INE):</b> es el órgano encargado de la regulación del sector. Entre sus funciones se encuentran; a) Velar por los derechos de los consumidores de energía eléctrica; b) Aprobar y controlar las tarifas de ventas al consumidor final y servicios conexos (peajes); c) Vigilar el cumplimiento de Normativas, Criterios y Especificaciones para garantizar la operación eficiente y confiable; d) Prevenir y adoptar las medidas necesarias para impedir prácticas restrictivas de la competencia; e) Autorizar licencias provisionales, de generación y transmisión, así como concesiones de distribución; f) Aplicar sanciones en los casos previstos por las leyes y normativas; y g) Resolver controversias entre los agentes económicos que participan en la industria eléctrica. La Dirección del INE está a cargo de un Consejo de Dirección, integrado por tres miembros de reconocida capacidad profesional, de nacionalidad nicaragüense, electos a través de ternas propuestas por el Presidente de la República a la Asamblea Nacional. Estos miembros ejercerán su cargo en periodos alternos respecto a las elecciones presidenciales, con el objetivo de evitar influencia política en la dirección del INE. Su patrimonio goza de autonomía administrativa y financiera bajo la aprobación directa de la Presidencia de la República.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC):</b> es el administrador del Mercado Eléctrico Nacional y se encuentra encargado de la programación y operación del Sistema Interconectado Nacional, cumpliendo con los criterios de seguridad confiabilidad y calidad en el suministro a la demanda. Cuenta con un Consejo de Operación integrado por cuatro representantes: uno de la empresa de transmisión, uno de las empresas de distribución, uno de los generadores y uno de los Grandes Consumidores.

### 3.6.2. Características de la actividad de Generación

Hasta 1997, el sector eléctrico en Nicaragua era de propiedad 100% estatal y se caracterizaba por el racionamiento y la baja calidad del servicio. La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), estatal y verticalmente integrada, estaba a cargo de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad mientras que el INE se encargaba de la planificación y la regulación.

La falta de fondos frescos para invertir en la expansión del sistema y el déficit de suministro hicieron necesario un proceso de reforma el cual se terminó de consolidar a partir de la emisión de la Ley N° 27 Ley de la Industria Eléctrica durante abril de 1998. Entre sus principales puntos se destacaban:

- Fin del monopolio de la empresa estatal verticalmente integrada ENEL;
- Separación de roles: formulación de políticas, regulación y actividades corporativas;
- Creación de un Mercado Eléctrico Mayorista;
- Acceso libre a la red de transmisión;
- División de actividades: generación, transmisión y distribución;
- Contratos bilaterales con precios libremente acordados entre los generadores, grandes usuarios y distribuidores; y
- Tarifas reguladas para las actividades de transmisión y distribución, consideradas monopolios naturales.

Asimismo, si bien la actividad de generación fue privatizada, las principales centrales hidroeléctricas y térmicas permanecieron bajo el control de ENEL.

De esta forma se constituyó al Mercado Mayorista de Nicaragua el cual comenzó a operar recién dos años después a fines de 2000. El mismo opera fundamentalmente como un mercado de contratos debido a la existencia de contratos de suministro firmados de antes del proceso de privatización de las empresas distribuidoras que cubren casi todas sus necesidades de energía. A su vez opera un Mercado Spot el cual funciona como un mercado de oportunidad para compensar las diferencias entre los déficits de energía y los excedentes.

El Mercado de Contratos, que representa el 89% de la demanda total contratada, es el principal estabilizador de los precios y promueve las inversiones en nueva capacidad, garantizando el suministro a largo plazo. En el mismo las distribuidoras tienen la obligación de celebrar contratos de compra de energía que cubran el 80% de su demanda esperada con un año de anticipación, y el 60% de su demanda esperada con dos años de anticipación. El INE debe aprobar cualquier PPA que firme un Distribuidor porque estos PPA son transferidos a los usuarios finales regulados. Los grandes usuarios (consumos superiores a 1 MW) pueden elegir libremente su proveedor a través de contratos. Los precios de los contratos bilaterales entre generadores y grandes usuarios se acuerdan libremente entre ellos.

Algunas características del mercado de contratos son:

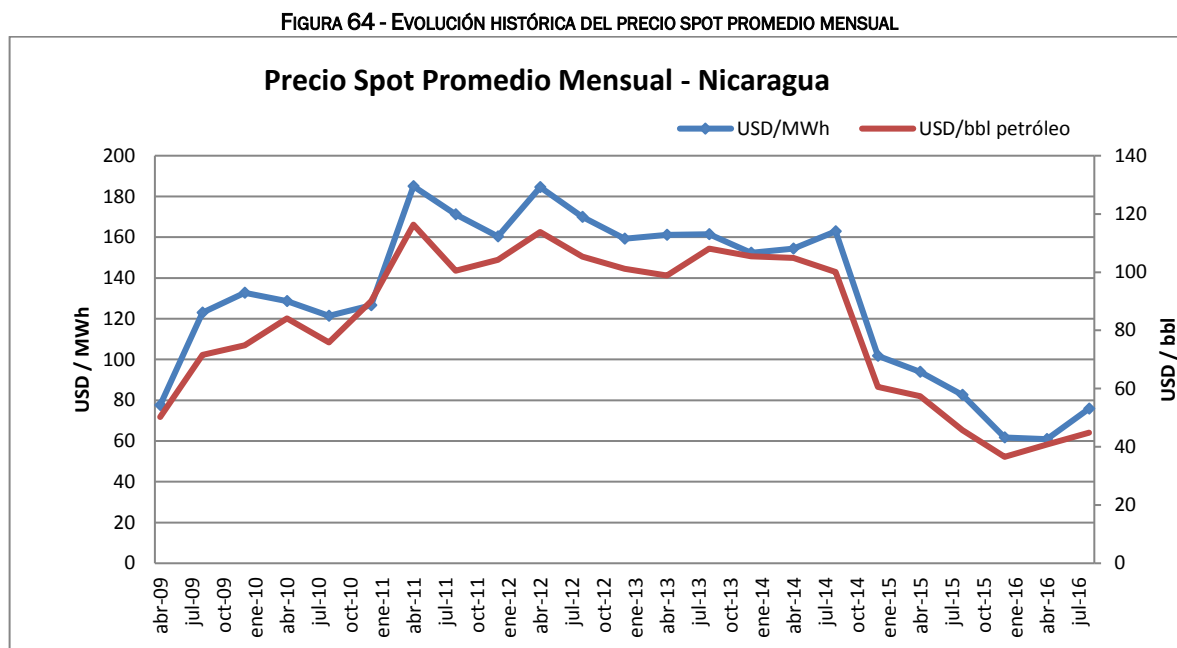
- Los contratos pueden ser para comprar potencia y energía, para comprar solo potencia o solo energía. Las cantidades de potencia y energía contratadas por día, por hora o por estación pueden variar.
- Existen dos tipos de contratos diferentes según las partes involucradas: Contratos de Suministro y Contratos de Generación.
- Existen dos tipos de contratos diferentes según la ubicación: Contratos locales y Contratos de Importación/Exportación.
- Los contratos PPA existentes se caracterizan por ser contratos con obligaciones de take or pay (TOP) para la potencia contratada y sin obligaciones para las compras de energía.

Por otro lado, en el Mercado de Ocasión o Spot, las transacciones de energía se hacen al precio horario de la energía y corresponden a las diferencias entre el consumo real o energía despachada y el total de energía comprometida.

Los precios spot reflejan el costo marginal de corto plazo del sistema y el operador del sistema (CNDC) calcula el costo variable de cada central utilizando la información declarada por cada generador y los datos del mercado (precios de los combustibles), según las reglas de operación.

Los generadores nuevos deben informar los parámetros técnicos de cada unidad (curvas de consumo calorífico, hora de arranque, capacidad máxima y mínima, etc.) mientras que los parámetros técnicos de las centrales existentes se calculan en base a los registros históricos. Los parámetros técnicos pueden modificarse, de ser necesario, en base a pruebas informadas.

El precio del combustible se calcula como la suma del precio de mercado internacional y el flete a la planta. Los generadores pueden solicitar ajustes de los costos del flete presentando la documentación necesaria de sus costos reales. La siguiente figura muestra la evolución de los precios de la energía en el Mercado de Ocasión de Nicaragua:



Fuente: elaboración propia en base a datos de la CNDC

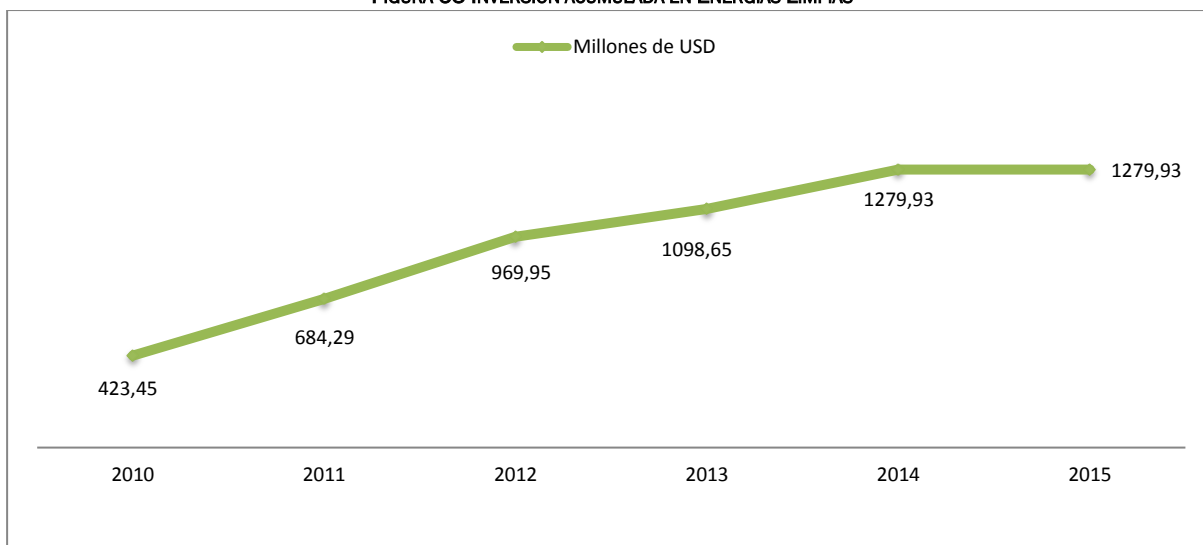
Como puede observarse de la serie los precios spot en el mercado eléctrico mayorista nicaragüense están fuertemente correlacionados con el precio internacional de los combustibles líquidos. Esto es porque el sistema eléctrico nicaragüense tiene un balance estrecho de oferta y demanda, bajos márgenes de reserva y la central marginal generalmente opera con combustible.

Los precios spot también son estacionales. Durante la estación seca (enero a junio) los precios son más altos que en la estación húmeda. Los precios pico que se observan se deben más que nada a los bajos márgenes de reserva y al racionamiento.

Por último, cabe mencionar que, de manera similar a otros países de la región, ha habido un notable crecimiento en lo que respecta a la inversión en energías limpias. La inversión acumulada durante los últimos años da cuenta de la penetración de la energía geotérmica primero y luego eólica en el país.



FIGURA 65 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

Finalmente se incluye a continuación la tabla resumen del sector generación de Nicaragua:

TABLA N° 35 - NICARAGUA - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION																											
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Competencia</b> Existe participación pública por parte de la estatal ENEL (propietaria de las centrales hidroeléctricas Centro América y Carlos Fonseca y de las centrales térmicas Managua y Las Brisas) con alrededor del 20% de la capacidad instalada y el resto es privada con Alba de Nicaragua S.A. como mayor jugador con alrededor del 25% de la capacidad instalada.																											
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> No. El artículo 26 de la Ley establece que “Los Agentes económicos, filiales y accionistas dedicados a la actividad de generación no podrán ser propietarios ni accionistas de instalaciones de transmisión y/o de distribución”. <b>Horizontal:</b> Competencia, aunque ENEL y Alba de Nicaragua S.A. poseen casi la mitad de la capacidad instalada.																											
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Ordinario:</b> Mercado de Contratos: representa el 89% de la demanda total contratada. En el mismo las distribuidoras tienen la obligación de celebrar contratos de compra de energía que cubran el 80% de su demanda esperada con un año de anticipación, y el 60% de su demanda esperada con dos años de anticipación. <b>Mercado de Ocasión o Spot:</b> las transacciones de energía se hacen al precio horario de la energía y corresponden a las diferencias entre el consumo real o energía despachada y el total de energía comprometida. En el mismo participan como vendedores los generadores con excedente de energía producida, y como compradores los Distribuidores o Grandes Consumidores.																											
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Nicaragua</th> <th colspan="2">Año</th> <th>Variación</th> </tr> <tr> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2015/2014</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Precio Mercado Spot</td> <td>\$ 157,38</td> <td>\$ 87,39</td> <td>-44,47%</td> </tr> <tr> <td>Precio al Por Menor</td> <td>\$ 243,45</td> <td>\$ 210,89</td> <td>-13,37%</td> </tr> <tr> <td>Precio Residencial</td> <td>\$ 224,77</td> <td>\$ 195,98</td> <td>-12,81%</td> </tr> <tr> <td>Precio Comercial</td> <td>\$ 286,81</td> <td>\$ 247,25</td> <td>-13,79%</td> </tr> <tr> <td>Precio Industrial</td> <td>\$ 218,76</td> <td>\$ 189,44</td> <td>-13,40%</td> </tr> </tbody> </table>	Nicaragua	Año		Variación	2014	2015	2015/2014	Precio Mercado Spot	\$ 157,38	\$ 87,39	-44,47%	Precio al Por Menor	\$ 243,45	\$ 210,89	-13,37%	Precio Residencial	\$ 224,77	\$ 195,98	-12,81%	Precio Comercial	\$ 286,81	\$ 247,25	-13,79%	Precio Industrial	\$ 218,76	\$ 189,44	-13,40%
	Nicaragua		Año		Variación																							
		2014	2015	2015/2014																								
	Precio Mercado Spot	\$ 157,38	\$ 87,39	-44,47%																								
	Precio al Por Menor	\$ 243,45	\$ 210,89	-13,37%																								
	Precio Residencial	\$ 224,77	\$ 195,98	-12,81%																								
Precio Comercial	\$ 286,81	\$ 247,25	-13,79%																									
Precio Industrial	\$ 218,76	\$ 189,44	-13,40%																									
*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.																												

CONCEPTO	DESCRIPCION																
<b>Definición precio spot</b>	<p>El operador del sistema (CNDC) calcula el costo variable de cada central utilizando la información declarada por cada generador y los datos del mercado (precios de los combustibles), según las reglas de operación.</p> <p>Los generadores nuevos deben informar los parámetros técnicos de cada unidad (curvas de consumo calorífico, hora de arranque, capacidad máxima y mínima, etc.) mientras que los parámetros técnicos de las centrales existentes se calculan en base a los registros históricos. Los parámetros técnicos pueden modificarse, de ser necesario, en base a pruebas informadas.</p> <p>El precio del combustible se calcula como la suma del precio de mercado internacional y el flete a la planta.</p>																
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	A precio hora de la energía. En 2008 se estableció una banda de precios para la venta de energía de los generadores renovables de USD 75/85 Mwh.																
<b>Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Productos Licit.</th> <th>Esquema de licit.</th> <th>Meca. de decisión</th> <th>Precio Base</th> <th>Indexación</th> <th>Comprador (Off-Taker)</th> <th>Garantías</th> <th>Plazo Vigente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="8" style="text-align: center;">No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.</td> </tr> </tbody> </table>	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente	No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.							
Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente										
No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.																	
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Además de los recursos hídricos existe un gran potencial de generación eólica y geotérmica.																
<b>Capacidad instalada MW</b>	1329 MW.																
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	54 Térmica convencional; 10,3% Hidroeléctrica; 11,6% Geotérmica; 10% Biomasa; 14% Eólica; 0,1% Solar.																
<b>Generación Gwh</b>	4169 GWh.																
<b>Mix fuentes generación</b>	51,8% Térmica convencional; 6,9% Hidroeléctrica; 14,5% Geotérmica; 6,3% Biomasa; 20,5% Eólica.																
<b>Categorías de clientes</b>	Gran consumidor (carga concentrada mayor de 1000KW): podrá elegir entre comprar a nivel minorista contratando al concesionario de distribución de su área, en cuyo caso el precio no podrá ser mayor a la tarifa regulada o comprar a nivel mayorista como agente de mercado, en cuyo caso deberá cubrir por lo menos un porcentaje de la demanda con contratos con generadores y/o contratos de importación, pudiendo elegir comprar su demanda restante en el Mercado de ocasión																
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	<p>Existe una planificación centralizada realizada por el gobierno como referencia. Se destaca el Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica 2013-2027.</p> <p><a href="http://www.mem.gob.ni/media/file/POLITICAS%20Y%20PLANIFICACION/PLAN%20INDIC.%20DE%20EXP.%20DE%20GEN.%20ELECT%202013-2027.pdf">http://www.mem.gob.ni/media/file/POLITICAS%20Y%20PLANIFICACION/PLAN%20INDIC.%20DE%20EXP.%20DE%20GEN.%20ELECT%202013-2027.pdf</a></p>																
<b>Incentivos para energías renovables</b>	<p>Ley 532/05 de promoción de generación eléctrica con fuentes renovables. Ley 443/02 y sus reformas 472/03, y 594/06 y 656/08: exploración y explotación de recursos geotérmicos.</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p>																
<b>Comercio internacional</b>	<p>Nicaragua al igual que casi todos los países del continente se encuentra conectado al SIEPAC y forma parte del MER. El MER se organiza en un Mercado de Contratos y un Mercado Spot regionales. Las operaciones que se pueden llevar a cabo son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Contratos de Energía Firme:</b> implican obligaciones físicas a realizar, es decir, las cantidades contratadas de energía debe ser inyectadas y retiradas de la red de transmisión regional (RTR) en los nodos señalados por las partes en el contrato.</li> <li>• <b>Contratos de Energía No Firmes:</b> Los Contratos de Energía No Firmes difieren de los Contratos de Energía Firmes en que no hay derechos de transmisión y, por lo tanto, las cantidades físicas contratadas pueden estar limitadas en caso de dificultades en la Red Regional de Transmisión.</li> </ul>																

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Transacciones de oportunidad:</b> Por último, las transacciones de oportunidad son las ofertas para inyectar y retirar físicamente la energía del RTR, efectuados por agentes autorizados para cada período de mercado del día siguiente (el período comercial aprobado es de una hora). Con el fin de establecer qué ofertas son aceptadas, el operador del mercado regional y gerente (EOR) decidirán sobre un despacho que maximice el beneficio social entre todas las ofertas recibidas. Estas operaciones se valorarán al precio marginal resultante en el nodo donde se ofreció una inyección o retiro.</li> </ul>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	ND.
<b>Situaciones de racionamiento</b>	ND.
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	No ha habido cambios relevantes en la dinámica del sector.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	Ley 272: de la Industria eléctrica de 1998. Ley 532/2005: promoción de la generación eléctrica con fuentes renovables. Ley 467/2003 y 531/2005: promoción del subsector hidroeléctrico. Ley 443/02 y sus reformas 472/03, y 594/06 y 656/08: exploración y explotación de recursos geotérmicos.
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que: <b>Expansión del sistema:</b> durante los últimos 5 años la capacidad instalada de Nicaragua ha crecido un 22%. Los datos de inversión acumulada en energías limpias sumada a los de evolución de la capacidad instalada remarcan en el presente apartado dan cuenta de que la energía eólica y la geotérmica han sido los grandes dinamizadores del sector. <b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> los precios spot resultan de la combinación del efecto estacional sobre los recursos hídricos más el precio del barril de petróleo que impacta directamente sobre los combustibles de las centrales térmicas. <b>Acceso al Mercado:</b> el sector se caracteriza por permanecer abierto a la competencia privada. Los mayores jugadores son ENEL con el 20% de la capacidad instalada y la privada Alba de Nicaragua S.A.

## 3.7. PANAMÁ

### 3.7.1. Introducción

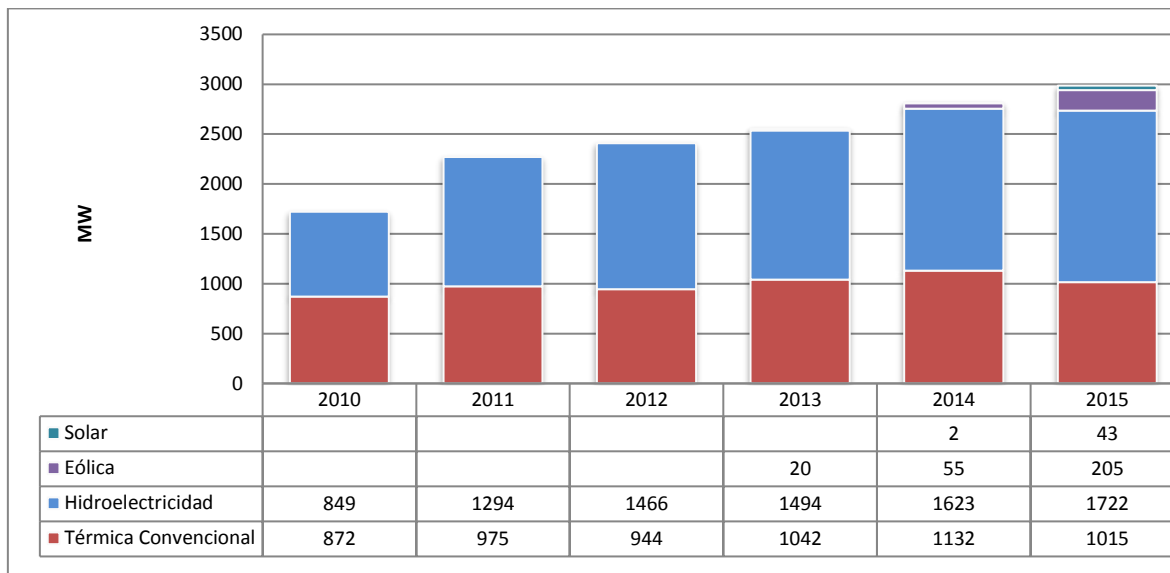
Panamá es un país de ingreso mediano alto ubicado en la región Sur de América Central, con fronteras con Colombia y Costa Rica. Su territorio es de 78 mil km<sup>2</sup> y posee un clima es tropical marítimo; caliente, húmedo, nublado; con temporada lluviosa prolongada (mayo hasta enero), y temporada seca corta (enero a mayo). El terreno tiene áreas costeras en gran parte de llanuras y en el interior montañas cuyo extremo de elevación es el Volcán Barú de 3475 msnm.

Posee una población de 4,05 millones de habitantes y su PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 10750,9. El sector servicios es el sector más importante en el producto bruto de Panamá

Su sector eléctrico posee una potencia instalada actual es de 2985 MW donde las centrales hidroeléctricas representan más del 57,7% de la capacidad instalada, seguidas por las térmicas con el 34% (mezcla de Diesel, bunker y carbón). Finalmente, la energía eólica y la reciente solar representan el 8,3% restante. Fortuna (Grupo ENEL, 300 MW) y Bayano (AES, 260 MW) son las dos principales centrales hidroeléctricas del parque con embalse regulador. Juntas producen el 50% del total de la generación

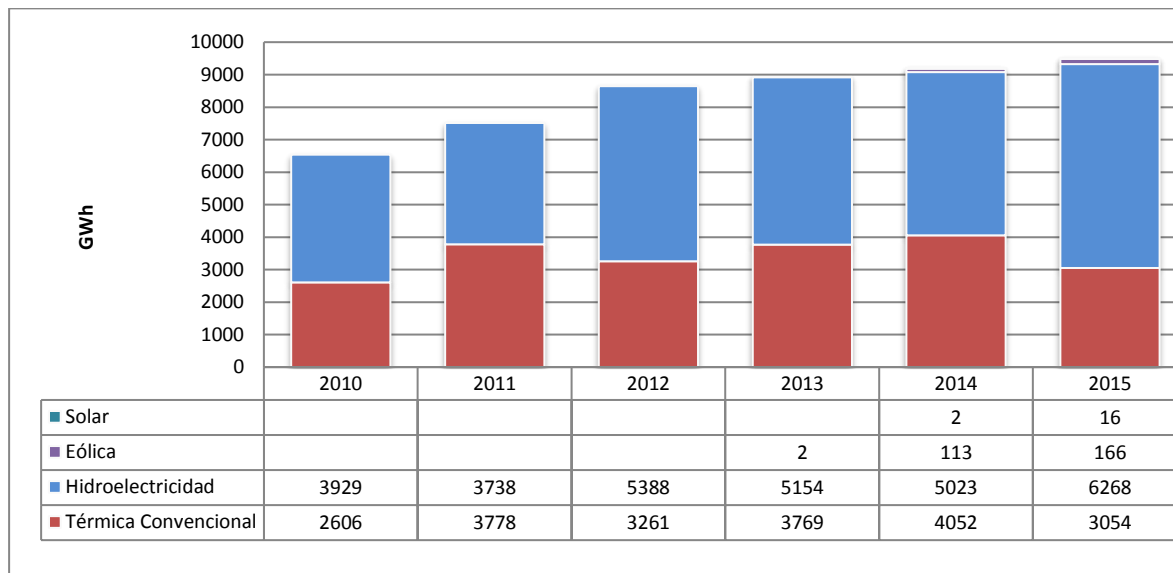
hidroeléctrica en condiciones promedio (la generación hidroeléctrica representa cerca del 60% del total en dichas condiciones). A continuación, se presentan gráficamente la evolución de la capacidad instalada y generación eléctrica durante los últimos años:

**FIGURA Nº 9 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PANAMÁ**



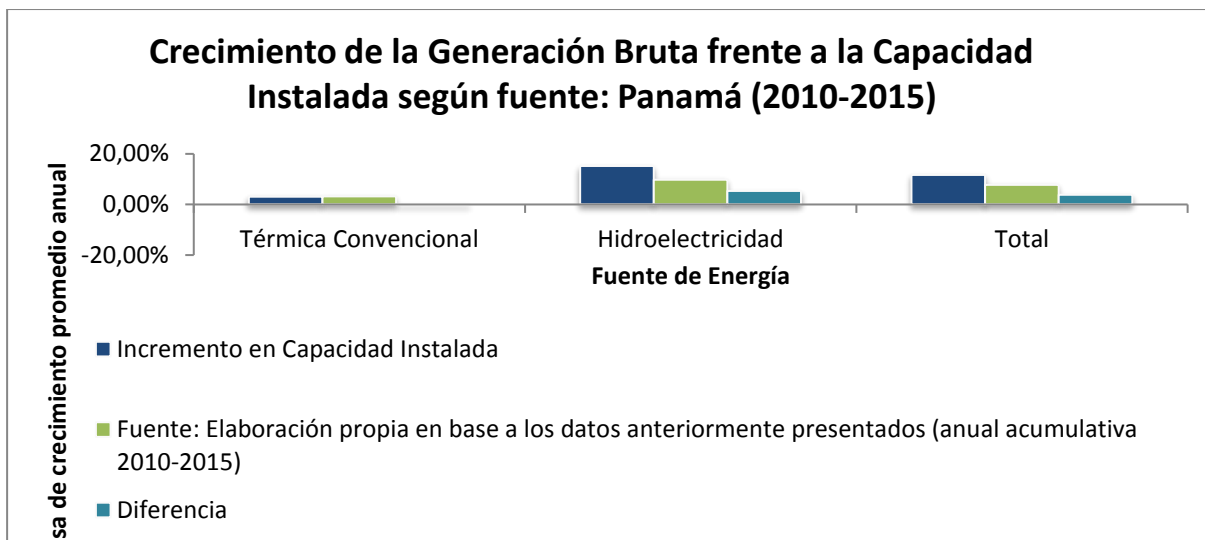
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

**FIGURA Nº 10 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: PANAMÁ**



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 11 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: PANAMÁ



En lo referido a las instituciones que forman parte del sector se destaca en primer lugar a la Secretaría Nacional de Energía como órgano responsable de la política energética a nivel nacional.

La Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) es la autoridad regulatoria encargada de monitorear los servicios públicos (electricidad, agua y servicios sanitarios, comunicaciones). Establece las tarifas reguladas de transmisión y distribución y supervisa y define las bases para las licitaciones públicas de energía y potencia para atender a los clientes regulados.

La Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) es la que otorga la concesión del uso del agua para proyectos hidroeléctricos y campos geotérmicos, conforme a la legislación ambiental. La mayoría de las plantas solares requieren una evaluación ambiental que debe ser aprobada por ANAM.

El Centro Nacional de Despacho (CND) coordina las operaciones del sistema en forma centralizada y administra las transacciones comerciales entre los agentes del mercado. El CND es parte de la Empresa de Transmisión Eléctrica SA (ETESA). Esta última es una empresa estatal de transmisión encargada de la operación y mantenimiento de la red de transmisión de alta tensión. ETESA debe permitir el acceso no discriminado de terceros a la red de transmisión (acceso libre). También elabora un plan de expansión indicativo (no obligatorio) del sistema eléctrico que debe ser aprobado por ASEP. Desde la promulgación de la Ley N°57/09, ETESA coordina las subastas públicas para garantizar el suministro a los clientes regulados.

TABLA N° 36 - PANAMÁ - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ente gubernamental	<b>Secretaría Nacional de Energía:</b> es el órgano principal y se encarga de la política energética a nivel nacional.
Ente regulador	<b>Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP):</b> es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, creado mediante la Ley 26 de 1996, que se reestructuró bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio, con derecho a administrarlo y con fondos separados e independientes del Gobierno Central. La ASEP tiene a su cargo el control y la fiscalización de los servicios públicos, con sujeción a las disposiciones de la Ley 26 de 1996 y las respectivas normas sectoriales vigentes en materia de servicios públicos La Autoridad del ASEP es dirigida por un Administrador General nombrado por el Órgano Ejecutivo y ratificada por la Asamblea Nacional por un período de siete

CONCEPTO	DESCRIPCION
	años. Existe además un órgano supervisor denominado Consejo de Administración integrado por dos Ministros de Gabinete, tres personas designadas por el Presidente de la República y el Director Ejecutivo de la Autoridad.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Centro Nacional de Despacho (CND):</b> coordina centralizadamente la operación del sistema y administra las transacciones comerciales entre agentes del mercado. El CND depende de la Empresa de Transmisión Eléctrica SA (ETESA) y está obligado a llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio.
<b>Otras Instituciones</b>	<b>Empresa de Transmisión Eléctrica SA (ETESA):</b> es una empresa estatal de transmisión encargada de la operación y mantenimiento de la red de transmisión de alta tensión. El CND depende de ella. <b>Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM):</b> otorga la concesión del uso del agua para proyectos hidroeléctricos y campos geotérmicos, conforme a la legislación ambiental. La mayoría de las plantas solares requieren una evaluación ambiental que debe ser aprobada por ANAM.

### 3.7.2. Características de la actividad de Generación

El mercado eléctrico panameño es un mercado desregulado maduro, que opera como tal desde 1999 (el proceso de reforma y privatización del mercado eléctrico comenzó en 1997 con la Ley de Electricidad N° 6/97). Opera principalmente como un mercado de contratos (alrededor del 80% de la energía suministrada) debido a que la regulación obliga a las empresas Distribuidoras a contratar con anticipación cierto porcentaje de su demanda total para los próximos años.

A pesar de que el segmento de generación se encuentra organizado de forma competitiva, en la práctica existen tres participantes principales que juntos concentran casi el 75% del total de la capacidad de generación: ENEL Fortuna, AES (Bayano, Estí, La Estrella, Los Valles y proyecto Changuinola), y Celsia (Bahía Las Minas, Cativa, Dos Mares). La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) también participa en el segmento de generación como auto-generador.

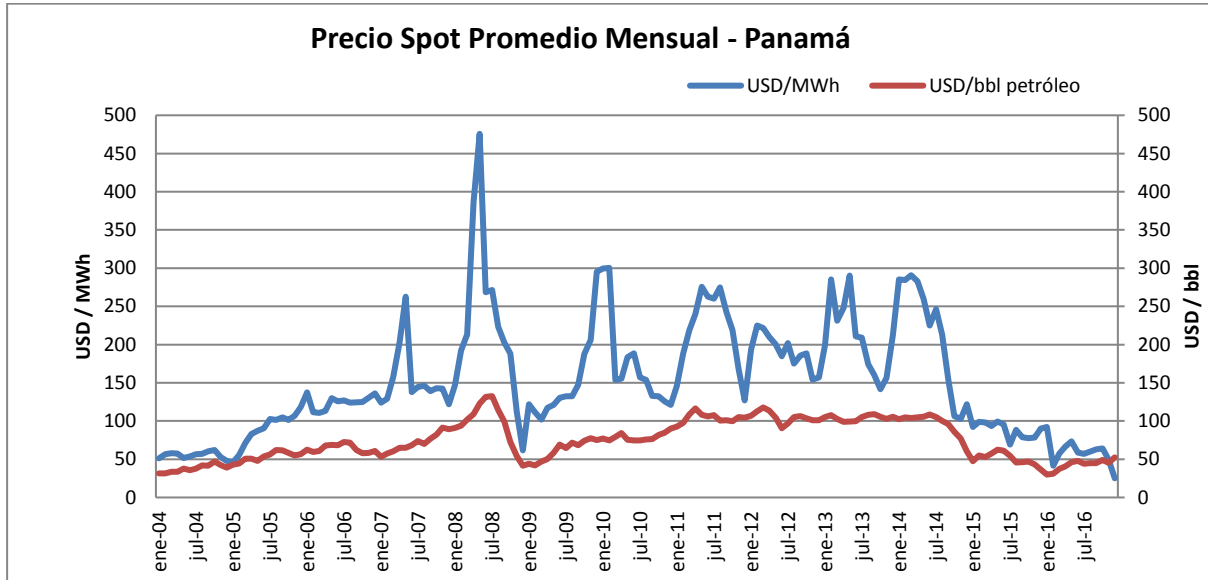
Las recientes modificaciones (a partir de 2009) del marco regulatorio buscan atraer nuevas inversiones en capacidad de generación mediante el refuerzo de los contratos de suministro de largo plazo: ETESA (empresa de transmisión), en nombre de los distribuidores, regularmente lleva a cabo licitaciones públicas para garantizar el suministro del mercado regulado. Los generadores con capacidad firme aún no comprometida con contratos de largo plazo deben ofertar en las licitaciones públicas de ETESA.

En términos comerciales, el mercado mayorista eléctrico (MEM) consiste de dos mercados principales: un Mercado de Contratos a largo plazo y otro relativamente pequeño destinado a los intercambios de oportunidad (Mercado Spot).

El Mercado de Contratos (80% del total de la energía suministrada) es un mercado de largo plazo donde las empresas Distribuidoras (y los grandes usuarios) buscan garantizar el suministro de sus clientes regulados. Se caracteriza por estabilizar los precios y promover la inversión en nueva capacidad, lo cual, a su vez, garantiza el suministro de largo plazo. Los contratos generalmente tienen una remuneración constante de capacidad por la potencia firme comprometida y una remuneración variable de energía en base a la energía efectivamente entregada. En general, los ingresos de las centrales eléctricas se basan en gran medida en la remuneración recibida de los contratos de largo plazo.

Por otro lado, el Mercado Spot horario de energía es un mercado de oportunidad creado para compensar desvíos entre la energía horaria contratada y el consumo horario real. Cada vez que un generador vende su producción en el mercado spot, recibe el precio spot horario (costo marginal de corto plazo del sistema) por la cantidad de energía producida. A continuación, se presenta la evolución histórica de los precios spot durante los últimos años:

FIGURA 66 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO SPOT PROMEDIO MENSUAL



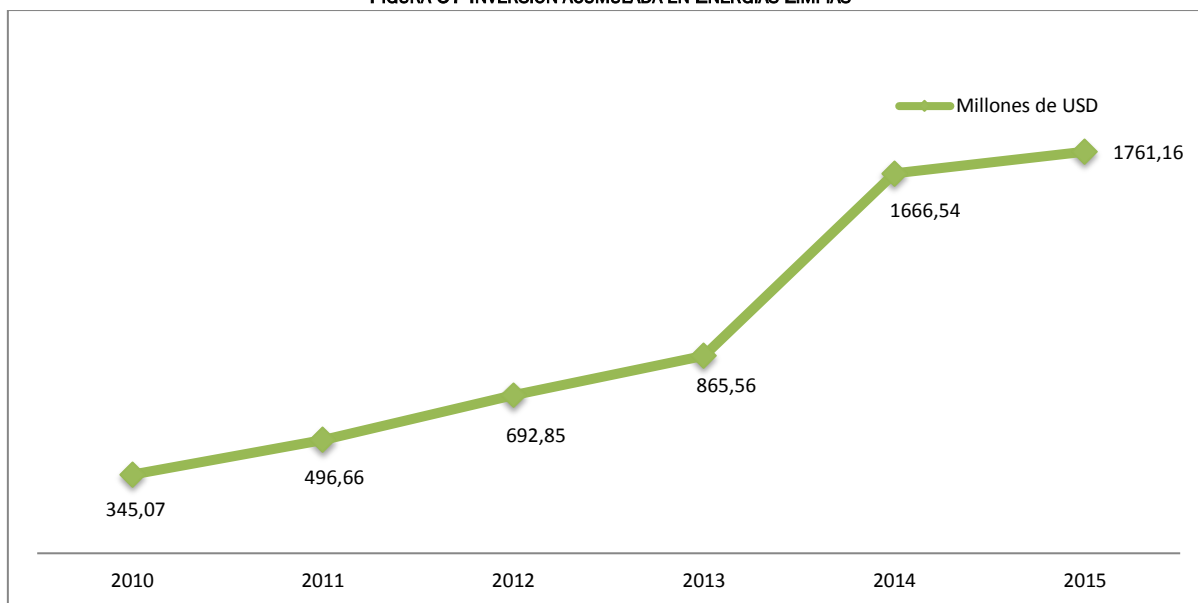
Fuente: elaboración propia en base a datos de la ETESA

Los precios de la energía en Panamá se encuentran correlacionados con dos variables fundamentales: los precios de los combustibles líquidos, que dependen del precio del barril del petróleo, y de la situación hidrológica. La primera se debe a que la mayoría del parque térmico de generación utiliza diésel o bunker, mientras que la segunda durante la estación seca (enero a mayo), la disponibilidad de recursos hídricos (energía firme) es baja y deben ser complementados con generación térmica para garantizar un suministro suficiente para satisfacer la demanda<sup>17</sup>.

En el futuro, se espera que los precios de la energía continúen correlacionados con los precios del petróleo, aunque en menor medida, debido a la significativa incorporación de nueva generación de fuentes renovables y de carbón en la matriz de generación. Se observa a continuación el gráfico con la inversión acumulada en energías limpias como indicador de lo primero:

<sup>17</sup> Cabe recordar que solo dos centrales hidroeléctricas son de embalse, el resto y los futuros proyectos son de pasada.

FIGURA 67 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE: CLIMATESCOPE

La tabla a continuación resume las principales características del Sector Eléctrico Panameño:

TABLA N° 37 - PANAMÁ - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Organización del Mercado</b>	<b>Oligopolio</b> De propiedad privada. Si bien técnicamente el sector generación se configura como competitivo, tres empresas dominan con el 75% de la capacidad instalada.
<b>Integración</b>	<b>Vertical:</b> Limitada. Los distribuidores pueden participar de las actividades de generación siempre y cuando la capacidad sea menor al 15% de la energía demandada. “La actividad de distribución sólo podrá realizarse en forma conjunta con actividades de transmisión y generación, previa la adecuada separación contable y de gestión, en los siguientes casos: a) En los sistemas aislados (...) b) Dentro del límite de quince por ciento (15%) de la demanda...”. <b>Horizontal:</b> Pocos Vendedores. Tres empresas dominan con el 75% de la capacidad instalada (ENEL Fortuna, AES).
<b>Mercado mayorista</b>	<b>Régimen Ordinario:</b> Mercado de Contratos: (80% del total de la energía suministrada) es un mercado de largo plazo donde las empresas Distribuidoras (y los grandes usuarios) buscan garantizar el suministro de sus clientes regulados. Los contratos tienen una remuneración constante de capacidad por la potencia firme comprometida y una remuneración variable de energía en base a la energía efectivamente entregada. En general, los ingresos de las centrales eléctricas se basan en gran medida en la remuneración recibida de los contratos de largo plazo. Mercado Spot horario de energía: mercado de oportunidad creado para compensar desvíos entre la energía horaria contratada y el consumo horario real. En el mismo participan los generadores, los distribuidores y los grandes clientes.



CONCEPTO		DESCRIPCIÓN						
Precio energía promedio (2014, Climatescope)	Panamá	Año		Variación				
				2015/2014				
			2014	2015				
		Precio Mercado Spot	\$ 213,76	\$ 213,76	0,00%			
		Precio al Por Menor	\$ 164,53	\$ 207,40	26,06%			
		Precio Residencial	\$ 225,90	\$ 192,00	-15,01%			
Precio Comercial	\$ 192,70	\$ 218,80	13,54%					
Precio Industrial	\$ 75,00	\$ 211,40	181,87%					
*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.								
Definición precio spot	El Costo Variable de cada unidad aplicable al despacho está dado por: a) El Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el Centro Nacional de Despacho (CND) de acuerdo a lo que se establece en las Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación; c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el Participante Nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el EOR. d) El precio ofertado por autogeneradores y cogeneradores que venden excedentes. El Costo Marginal del Sistema (CMS) corresponde al Costo variable de la última unidad en ser llamada al despacho para atender la demanda del sistema							
Remuneración \$/MWh promedio	Los precios monómicos de los contratos actualmente vigentes varían entre 98 y 125 USD/MWh, los contratos más recientes son los que tienen los precios más elevados. Las ofertas de capacidad en el servicio de reserva de largo plazo tienen un precio máximo igual al precio regulado de la potencia (8.96 USD/kW-mes). En los últimos años (desde el 2008) se observa que el precio en el Servicio de Reserva de Largo Plazo igual es al máximo permitido, lo cual es indicador de un ajustado balance entre oferta y demanda.							
Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente
	Potencia y curva de carga.	Pública a sobre cerrado.	Precio medio futuro mínimo ofertado.	USD.	PPI USA y/o indexado a combustible en cierta proporción (de corresponder).	Empresas Distribuidoras, organizada por la ETESA.	Financiera.	15 años.
Las contrataciones de potencia y/o energía están reglamentadas por la ASEP a través de las Reglas de Compra (Aprobado mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones). Los distribuidores tienen obligación de contratar el 100% de la energía y potencia de los clientes regulados con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación. Esta obligación de contratar se realiza en el Mercado de Contratos mediante procesos de concurrencia efectuados desde el 2009 por ETESA, de acuerdo a lo que establece la Ley, las normas y procedimientos que regula la ASEP. En 2009, la Ley 57 modificó varios artículos de la Ley Eléctrica 6 (1997) tendientes a asegurar un ambiente competitivo en las licitaciones públicas de abastecimiento de energía para los clientes regulados. La empresa de transmisión ETESA actúa como comprador único y coordina las licitaciones, en nombre de las compañías distribuidoras. La parte compradora son las distribuidoras, cada una en una determinada proporción que se establece en el pliego de cada licitación. Las contrataciones de potencia y/o energía están reglamentadas por la ASEP a través de las Reglas de Compra (Aprobado mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones). Los distribuidores tienen obligación de contratar el 100% de la energía y potencia de los clientes regulados con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación. Esta obligación de contratar se realiza en el Mercado de Contratos mediante								

CONCEPTO	DESCRIPCION
	procesos de concurrencia efectuados desde el 2009 por ETESA, de acuerdo a lo que establece la Ley, las normas y procedimientos que regula la ASEP. En 2009, la Ley 57 modificó varios artículos de la Ley Eléctrica 6 (1997) tendientes a asegurar un ambiente competitivo en las licitaciones públicas de abastecimiento de energía para los clientes regulados. La empresa de transmisión ETESA actúa como comprador único y coordina las licitaciones, en nombre de las compañías distribuidoras. La parte compradora son las distribuidoras, cada una en una determinada proporción que se establece en el pliego de cada licitación.
<b>Disponibilidad de fuentes de energía</b>	Cuenta con un recurso hidráulico abundante. Las plantas de generación termoeléctrica, utilizan combustibles derivados del petróleo, siendo los principales el bunker y el diesel. El carbón es importado de Colombia.
<b>Capacidad instalada MW</b>	2985 MW.
<b>Mix fuentes capacidad instalada</b>	34% Térmica convencional; 57,7% Hidroeléctrica; 6,9% Eólica; 1,4% Solar.
<b>Generación Gwh</b>	9503 GWh.
<b>Mix fuentes generación</b>	32,1% Térmica convencional; 66% Hidroeléctrica; 1,7% Eólica; 0,2% Solar.
<b>Categorías de clientes</b>	Se considera cliente libre o Gran Cliente a toda persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 100 kW por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas. El Gran Cliente Activo es el que ha decidido comprar energía y/o potencia para su propio consumo directamente en el Mercado Mayorista de Electricidad pudiendo comprar mediante Contratos de Suministros y/o en el Mercado Ocasional. El Gran Cliente Pasivo es el que ha decidido comprar toda su energía y/o potencia para su propio consumo a través de un contrato de suministro con otro Agente del Mercado, en quien delega el pago de todos los cargos que resultan del Mercado Mayorista de Electricidad.
<b>Planes de incentivos / Planificación</b>	Existe una planificación de la transmisión a través de ETESA, empresa de transmisión de capital 100% estatal, mediante la preparación del plan de expansión del SIN de acuerdo con los criterios y políticas establecidas por la Secretaría de Energía que toma en cuenta los planes de desarrollo del sector energético adoptado por el Estado. Actualmente se destaca el Plan Energético Nacional 2015-2050. <a href="http://www.energia.gob.pa/Plan_Energetico_Nacional">http://www.energia.gob.pa/Plan_Energetico_Nacional</a>
<b>Incentivos para energías renovables</b>	Ley 45 de 4 de agosto de 2004: exoneración del cargo por distribución y transmisión a centrales mini hidroeléctricas, geotérmicas y sistemas de centrales con otras fuentes nuevas, renovables y limpias con capacidad instalada menor a 10 MW cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional; la exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada; exoneración del pago del Impuesto Sobre la Renta, durante los primeros diez años contados a partir de la entrada en operación comercial del proyecto equivalente hasta el veinticinco por ciento (25%) de la inversión directa en el respectivo proyecto, con base a la reducción de toneladas de emisión de dióxido de carbono (CO2) equivalentes por año. Ley 44 de 5 de abril de 2011: incentivos para la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad otorgando exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción. La Ley 37/2013 de fomento de energía solar en Panamá establece incentivos para la construcción, operación y mantenimiento de centrales o instalaciones solares. Dentro de estos beneficios se encuentran: la exoneración del impuesto de importación, de aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como el impuesto de transferencia de bienes corporales muebles y la prestación de servicios por la importación o compra en el mercado nacional relacionadas con instalaciones solares

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Exención impositiva en créditos o inversión</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Pagos por producción de energía</b>✓: a nivel Nacional.</p>
<b>Comercio internacional</b>	<p>Panamá ha completado la parte que le corresponde del Proyecto SIEPAC y forma parte del Mercado Eléctrico Regional. El MER se organiza en un Mercado de Contratos y un Mercado Spot regionales. Las operaciones que se pueden llevar a cabo son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos de Energía Firme: implican obligaciones físicas a realizar, es decir, las cantidades contratadas de energía debe ser inyectadas y retiradas de la red de transmisión regional (RTR) en los nodos señalados por las partes en el contrato</li> <li>• Contratos de Energía No Firmes: Los Contratos de Energía No Firmes difieren de los Contratos de Energía Firmes en que no hay derechos de transmisión y, por lo tanto, las cantidades físicas contratadas pueden estar limitadas en caso de dificultades en la Red Regional de Transmisión.</li> <li>• Transacciones de oportunidad: Por último, las transacciones de oportunidad son las ofertas para inyectar y retirar físicamente la energía del RTR, efectuados por agentes autorizados para cada período de mercado del día siguiente (el período comercial aprobado es de una hora). Con el fin de establecer qué ofertas son aceptadas, el operador del mercado regional y gerente (EOR) decidirán sobre un despacho que maximice el beneficio social entre todas las ofertas recibidas. Estas operaciones se valorarán al precio marginal resultante en el nodo donde se ofreció una inyección o retiro.</li> </ul> <p>Adicionalmente, existe un proyecto de integración de la Comunidad Andina con Mesoamérica, a través de un vínculo en corriente continua entre Panamá y Colombia, de hasta 600 MW de capacidad (300 MW en la primera fase)- Este proyecto se ha retrasado significativamente.</p>
<b>Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento</b>	<p>Los costos de racionamiento se simulan agregando, a la oferta en el despacho, unidades ficticias denominadas Unidades Falla, con un Costo Variable creciente que representa el costo de riesgo de corte por falta de energía y determinarán el nivel de potencia máxima que representa cada escalón. Cada unidad está en función del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) o Costo de Racionamiento.</p>
<b>Situaciones de racionamiento</b>	<p>ND.</p>
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	<p>No ha habido cambios relevantes en la dinámica del sector a excepción de la Ley 37 en el año 2013 que establece fomentos a la producción de energía solar.</p>
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>La ley 6 de febrero de 1997, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad.</p> <p>Ley 45/04: se aplica a las plantas hidroeléctricas, geotérmicas, solares, eólicas y de los productores de biomasa.</p> <p>Ley No 44/11: establece un régimen especial para las instalaciones de energía eólica</p> <p>La ASEP mediante Resolución AN 4519 de junio de 2011 efectuó modificación a la JD 3460 de 2002 sobre el procedimiento para otorgar concesiones de generación hidroeléctrica y geotérmica.</p> <p>Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 Contratos.</p> <p>Ley 37/13: de fomento de energía solar.</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> el potencial hídrico de Panamá ha sido el principal dinamizador de la expansión de la capacidad instalada durante los últimos años. Por otro lado, fuentes como la energía eólica o solar han comenzado a desarrollarse a partir de los incentivos propuestos por la</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>nueva regulación. Por último, lugar también se espera un crecimiento en generación térmica a partir de carbón.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> dado que más de la mitad de la energía generada depende de fuentes hídricas, las condiciones climáticas del año poseen un fuerte impacto en el precio spot de la energía.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> su configuración de libre competencia y propiedad privada permite el acceso al mismo. Sin embargo, cabe aclarar que existen tres empresas que prácticamente poseen el 75% de la capacidad instalada y tienen un poder considerable sobre el mismo.</p>

### 3.8. REPÚBLICA DOMINICANA

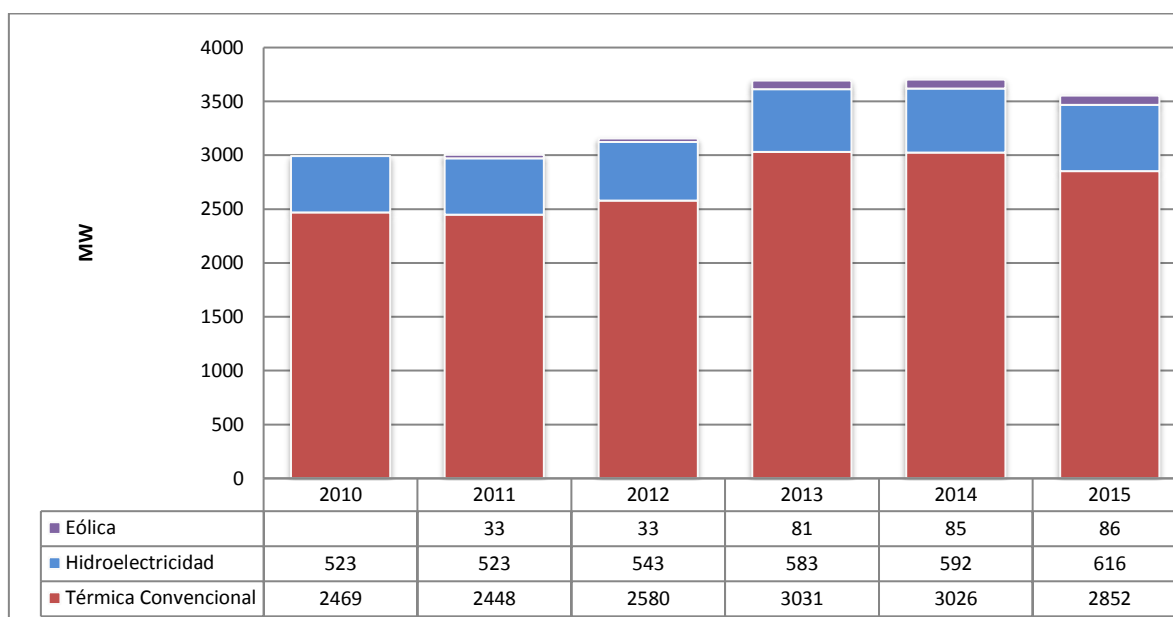
#### 3.8.1. Introducción

La República Dominicana es un país de la región del Caribe, ubicado en la Isla de Santo Domingo o La Española, dentro del Archipiélago de las Antillas Mayores. Su superficie territorial es de algo más de 48 mil km<sup>2</sup> con un relieve montañoso en su mayor parte, y cuatro ejes orográficos principales, orientados de Oeste a Este. La Cordillera Central es la más importante de la isla y allí se localiza el Pico Duarte con 3087 msnm de altura. El clima es predominantemente tropical con lluvias abundantes y una temperatura media entre los 25 y 35 °C, con pocas excepciones en regiones de mayor altitud.

En lo que respecta a su economía, por más que el sector servicios haya sobrepasado a la agricultura como principal demandante de empleo, la agricultura todavía se mantiene como el sector más importante en términos de consumo doméstico y está en segundo lugar (detrás de la minería) en términos de exportaciones. El país posee una población de 10,76 millones de habitantes y un PIB per cápita a precios constantes del 2010 de USD 6552,5 que lo ubican como un país de ingresos medianos altos.

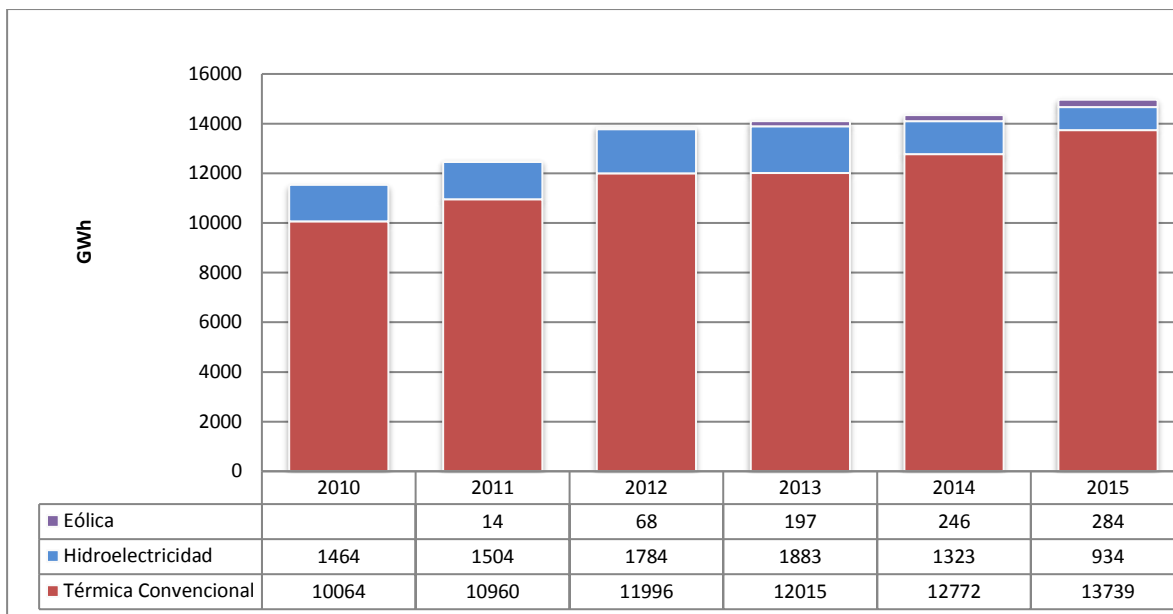
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada de 3553 MW de los cuales el 80,3% proviene de centrales térmicas convencionales (a base de combustibles líquidos). En segundo lugar, en importancia se destaca la energía hidroeléctrica con el 17,3% de la capacidad y finalmente la eólica con el porcentaje restante.

FIGURA N° 12 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: REPUBLICA DOMINICANA



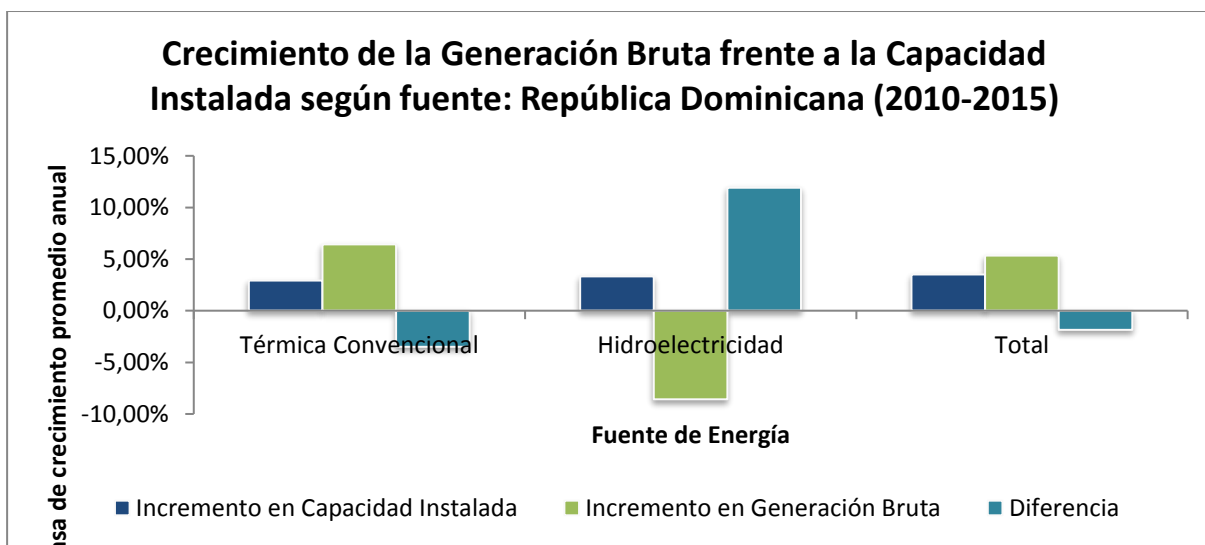
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y Oficina Nacional de Estadística

FIGURA N° 13 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: REPÚBLICA DOMINICANA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y Oficina Nacional de Estadística

FIGURA N° 14 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: REPÚBLICA DOMINICANA



En cuanto a las instituciones del sector se destaca en primer lugar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) como el órgano encargado de asesorar al Poder Ejecutivo en materia energética a nivel nacional. Dentro de sus funciones principales se destacan: establecer las políticas energéticas del país, velar por el aprovechamiento y cuidado de los recursos nacionales y emitir las recomendaciones a favor o en contra de las concesiones de explotación de obras eléctricas.

La autoridad en materia de regulación es la Superintendencia de Electricidad (SIE). Su principal función es verificar el cumplimiento de la LGE y su reglamento. Otras funciones generales son: emitir mensualmente los pliegos tarifarios para usuarios regulados, establecer normas y procedimientos de operación.

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (OC-SENI) es la entidad encargada de planificar la operación del sistema procurando garantizar un servicio confiable y de mínimo costo. Además, calcula mensualmente las transacciones económicas entre los agentes del Mercado Mayorista Eléctrico de acuerdo a lo establecido en la Ley General Eléctrica y su reglamento.

Finalmente se destaca al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARENA) que tiene la potestad de otorgar los permisos para el uso de los recursos naturales (agua, viento, etc), de acuerdo a las leyes medio ambientales vigentes.

TABLA N° 38 - REPÚBLICA DOMINICANA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

CONCEPTO	DESCRIPCION
<b>Ente gubernamental</b>	<b>Comisión Nacional de Energía (CNE):</b> es la institución responsable del planeamiento sectorial y de emisión de normativas para el buen funcionamiento del sector. Asesora al Poder Ejecutivo y vela por el aprovechamiento y cuidado de los recursos nacionales, emitiendo las recomendaciones a favor o en contra de las concesiones de explotación de obras eléctricas.
<b>Ente regulador</b>	<b>Superintendencia de Electricidad (SIE):</b> una institución descentralizada del Estado Dominicano con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía. Funciones: fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. La administración de la Superintendencia de Electricidad corresponde a un Consejo integrado por un presidente y dos miembros, designados por el Poder Ejecutivo y ratificados por el Congreso Nacional. Ostenta el cargo de Superintendente quien sea señalado como presidente del Consejo. La duración de los cargos es de cuatro años.
<b>Administrador Mercado Mayorista</b>	<b>Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (OC-SENI):</b> es el ente encargado de la planificación de la operación de corto, y mediano del sistema y como operador comercial del sistema realiza las transacciones económicas entre los agentes del Mercado Mayorista Eléctrico. El Consejo de Coordinación es la autoridad máxima del OC-SENI y tiene la responsabilidad de velar por el cumplimiento de las disposiciones y funciones que establece la normativa que regula al sector eléctrico. El Consejo de Coordinación está conformado por: Un representante de la Superintendencia de Electricidad (SIE) que lo preside; un representante del Bloque de Generación; un representante del Bloque de Generación Hidroeléctrica; un representante del Bloque de Transmisión; y un representante del Bloque de Distribución.
<b>Otras Instituciones</b>	<b>Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARENA):</b> su función en cuanto al sector es la de poseer la potestad de otorgar los permisos para el uso de los recursos naturales (agua, viento, etc), de acuerdo a las leyes medio ambientales vigentes.

### 3.8.2. Características de la actividad de Generación

A partir de la reforma del año 2001 se inició el proceso de privatización del sector con un nuevo marco regulatorio definido por la Ley General de Electricidad (Ley 125) y se separaron legalmente las actividades de generación, transmisión y distribución. El segmento de generación se estructuró como un mercado competitivo mientras que la transmisión y distribución fueron consideradas servicio público y permanecieron en manos del Estado como actividades reguladas. La generación de origen hidráulico también permaneció en manos estatales.

La nueva regulación estableció la existencia de un Mercado Eléctrico Mayorista conformado por dos partes:

- El Mercado Spot de transacciones de oportunidad; y
- El Mercado de Contratos de suministro de largo plazo (financieros).

En el mercado spot se comercializan las diferencias entre la operación real (energía inyectada y retirada de la red) y los compromisos contractuales. La formación del precio en el mercado spot está basada en el despacho de generación centralizado por orden de mérito (de la unidad menos costosa a la más onerosa). El precio de la energía en cada hora representa el costo marginal de corto plazo del sistema, es decir, el costo variable de producción de la última unidad que fue necesario despachar para satisfacer una unidad adicional de demanda.

Los contratos no influyen en el despacho ya que se trata de contratos de tipo financiero y no físico. Es el operador del sistema quien decide el despacho de generación en base al orden de mérito de las unidades en base a sus costos variables de producción (CVP). En el mercado de contratos participan distribuidores y grandes usuarios con el objeto de garantizar su abastecimiento. Por otro lado, el mercado de contratos estabiliza los precios de compra - venta y promueve inversiones en nueva capacidad, al disminuir la exposición a la volatilidad del precio spot.

Los actores del mercado (generadores, distribuidores, usuarios no regulados, CDEEE) pueden tener contratos entre sí: generadores con distribuidores (para suplir a sus usuarios regulados), generadores con usuarios no regulados y / o generadores entre sí para cubrir sus contratos con la demanda.

Si, durante una hora, la energía demandada por un distribuidor, por ejemplo, es mayor que su energía contratada en dicha hora, dicho distribuidor deberá comprar en el mercado spot la energía faltante la cual es valorizada al precio spot. Los vendedores, serán todos aquellos participantes cuyas inyecciones resultaron superiores a sus compromisos contractuales. Si, por el contrario, la energía demandada por un distribuidor resulta inferior a la demanda que compra por contratos, quedará como vendedor del excedente (energía contratada menos energía real consumida) en el mercado spot y por lo tanto valorizada a los precios de dicho mercado. Los compradores de dicha energía serán todos los participantes cuyas inyecciones fueron inferiores a sus retiros.

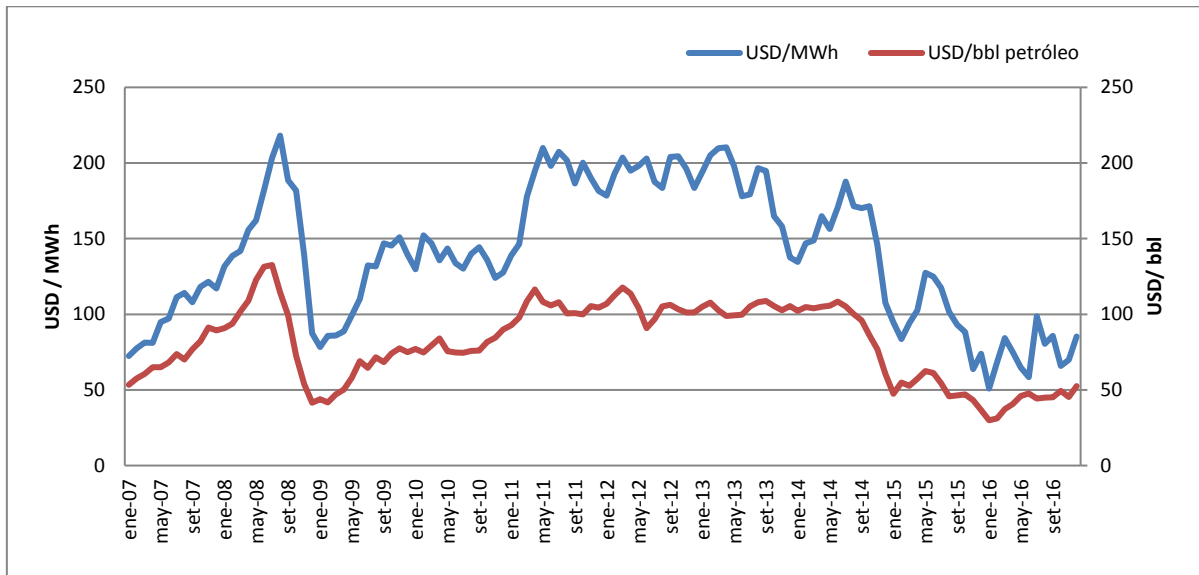
En el mercado existe además una remuneración por potencia que reciben los generadores la que resulta proporcional a la Potencia Firme de las unidades generadoras. La Ley 125-01 define la Potencia Firme como la potencia que cada unidad de generación puede suplir durante las horas de máxima demanda del sistema (horas punta) con alta seguridad (con probabilidad de excedencia mayor al 95 %) teniendo en cuenta los índices de indisponibilidad de las unidades generadoras. El OC determina la potencia firme para cada unidad de generación y la metodología depende de la tecnología de cada central (térmica o hidroeléctrica). La potencia firme se remunera al precio de la potencia regulado (costo marginal de la potencia de punta) que se define como aquel valor que remunera el costo anual de inversión y el costo fijo de operación y mantenimiento de una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW (según Reglamento de la Ley 125-01).

En cuanto a los precios de la energía, se destaca el hecho de que los mismos están directamente correlacionados con el precio de los combustibles líquidos, dado que como se ha comentado, la mayoría del parque térmico emplea este tipo de combustibles. Actualmente, las resoluciones SIE 04-2005 y SIE 541-2011 fijan un precio tope para los costos marginales de corto plazo (precio spot). Dicho precio techo se indexa mensualmente con precio bunker y con el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI).

El gráfico que sigue muestra la evolución del costo marginal de corto plazo 2007-2014 (promedios mensuales). El hecho de que los precios de la energía están asociados a los precios del barril de petróleo explica los elevados precios que se observan durante el año 2008 (cuando el precio promedio del barril de

petróleo fue de 100 usd / bbl) y la caída posterior durante el 2009 (cuando el precio de crudo bajó a 60 usd / bbl) y en diciembre de 2014 (cuando volvió a caer a 60 usd/ bbl).

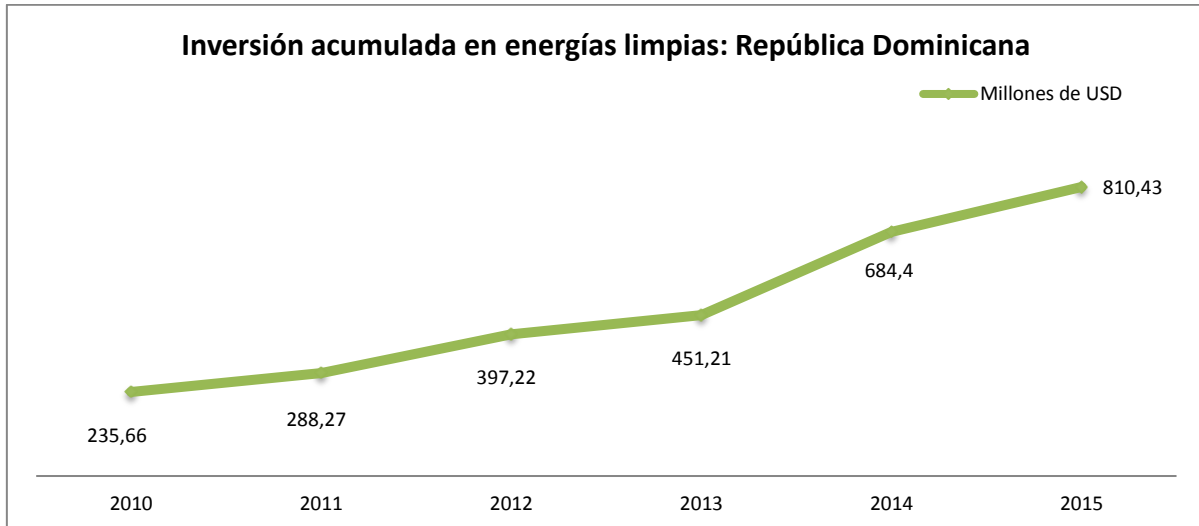
FIGURA 68 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO SPOT PROMEDIO MENSUAL



Fuente: elaboración propia en base a datos de la OC SENI

Finalmente, en lo que respecta a la inversión en ERNC se presenta como indicador relevante a la inversión acumulada en energías limpias proveniente de los datos de Climatescope. Como puede observarse si bien ha aumentado en los últimos años, se encuentra en valores reducidos para el común de la región.

FIGURA 69 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



FUENTE: CLIMATESCOPE



Finalmente se presenta a continuación la tabla con las características principales del sector para la República Dominicana:

TABLA N° 39 - REPÚBLICA DOMINICANA - CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN																											
<b>Organización del Mercado</b>	<p><b>Competencia</b></p> <p>El parque generador se encuentra en manos privadas (la mayoría de las centrales térmicas), públicas (la mayoría de las centrales hidráulicas) y joint ventures (de participación pública y privada a la vez).</p>																											
<b>Integración</b>	<p><b>Vertical:</b> Existe integración vertical en el sentido que la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) es accionista mayoritaria o controladora de 4 empresas distribuidoras (EDENORTE, EDESUR, EDEESTE, UERS), una empresa de generación hidroeléctrica (EGEHID) y una empresa de transmisión eléctrica ETED, responsable del sistema interconectado.</p> <p><b>Horizontal:</b> Competencia. AES Dominicana es uno de los principales actores privados en el segmento de generación, con 815 MW (25 % del total de capacidad instalada), basada en carbón y GNL (AES Andres, DPP and ITABO). EGEHID (460 MW, hidro), en manos estatales, representa 17% del total de la capacidad instalada. En cuanto a las joint ventures EGE-Haina y EGE-Itabo (ambas térmicas), representan en conjunto el 30% del total de capacidad instalada.</p>																											
<b>Mercado mayorista</b>	<p><b>Régimen Ordinario:</b> Mercado Spot: de transacciones de oportunidad donde se comercializan las diferencias entre la operación real (energía inyectada y retirada de la red) y los compromisos contractuales. En la misma participan generadores, distribuidores, y la CDEEE.</p> <p>Mercado de Contratos de suministro de largo plazo: es de tipo financiero y no implica transacciones físicas.</p>																											
<b>Precio energía promedio (2014, Climatescope)</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Rep Dominicana</th> <th colspan="2">Año</th> <th>Variación</th> </tr> <tr> <th>2014</th> <th>2015</th> <th>2015/2014</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Precio Mercado Spot</td> <td>\$ 183,40</td> <td>\$ 95,62</td> <td>-47,86%</td> </tr> <tr> <td>Precio al Por Menor</td> <td>\$ 194,25</td> <td>\$ 148,69</td> <td>-23,45%</td> </tr> <tr> <td>Precio Residencial</td> <td>\$ 150,04</td> <td>\$ 118,69</td> <td>-20,89%</td> </tr> <tr> <td>Precio Comercial</td> <td>\$ 246,80</td> <td>\$ 171,57</td> <td>-30,48%</td> </tr> <tr> <td>Precio Industrial</td> <td>\$ 185,90</td> <td>\$ 155,80</td> <td>-16,19%</td> </tr> </tbody> </table>	Rep Dominicana	Año		Variación	2014	2015	2015/2014	Precio Mercado Spot	\$ 183,40	\$ 95,62	-47,86%	Precio al Por Menor	\$ 194,25	\$ 148,69	-23,45%	Precio Residencial	\$ 150,04	\$ 118,69	-20,89%	Precio Comercial	\$ 246,80	\$ 171,57	-30,48%	Precio Industrial	\$ 185,90	\$ 155,80	-16,19%
	Rep Dominicana		Año		Variación																							
		2014	2015	2015/2014																								
	Precio Mercado Spot	\$ 183,40	\$ 95,62	-47,86%																								
	Precio al Por Menor	\$ 194,25	\$ 148,69	-23,45%																								
	Precio Residencial	\$ 150,04	\$ 118,69	-20,89%																								
Precio Comercial	\$ 246,80	\$ 171,57	-30,48%																									
Precio Industrial	\$ 185,90	\$ 155,80	-16,19%																									
*El Precio al por menor refiere al promedio simple del precio Residencial, Comercial e Industrial.																												
<b>Definición precio spot</b>	<p>Despacho de generación centralizado por orden de mérito (de la unidad menos costosa a la más onerosa). El precio de la energía en cada hora representa el costo marginal de corto plazo del sistema, es decir, el costo variable de producción de la última unidad que fue necesario despachar para satisfacer una unidad adicional de demanda. En el mercado spot se comercializan las diferencias entre la operación real (energía inyectada y retirada de la red) y los compromisos contractuales.</p>																											
<b>Remuneración \$/MWh promedio</b>	<p>Existe además una remuneración por potencia que reciben los generadores, la que resulta proporcional a la Potencia Firme de las unidades generadoras. La potencia firme se remunera al precio de la potencia regulada (costo marginal de la potencia de punta) que se define como aquel valor que remunera el costo anual de inversión y el costo fijo de operación y mantenimiento de una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW.</p>																											

CONCEPTO	DESCRIPCION							
	Productos Licit.	Esquema de licit.	Meca. de decisión	Precio Base	Indexación	Comprador (Off-Taker)	Garantías	Plazo Vigente
Licitaciones o subastas (contratos largo plazo)	En proceso de implementación, sin esquema definido.							
Disponibilidad de fuentes de energía	Existe un gran potencial solar y eólico en República Dominicana. El potencial hídrico es limitado.							
Capacidad instalada MW	3553 MW.							
Mix fuentes capacidad instalada	80,3% Térmica convencional; 17,3% Hidroeléctrica; 2,4% Eólica.							
Generación Gwh	14957 GWh.							
Mix fuentes generación	91,9% Térmica convencional; 6,2% Hidroeléctrica; 1,9% Eólica.							
Categorías de clientes	Los usuarios no regulados son aquellos mayores a 1 MW.							
Planes de incentivos / Planificación	<p>La electrificación rural y suburbana es llevada adelante por la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) de la CDEEE.</p> <p>Plan indicativo de la Expansión de Generación Eléctrica (PIEGE).</p> <p>Plan Energético Nacional 2010-2025.</p> <p><a href="http://www.cne.gov.do/app/do/pen.aspx">http://www.cne.gov.do/app/do/pen.aspx</a></p>							
Incentivos para energías renovables	<p>Ley 57/07: Comprende: parques eólicos, instalaciones hidroeléctricas pequeñas, instalaciones termo-solares, instalaciones electro-solar, biomasa, instalaciones de explotación de aguas oceánicas, producción de biocombustibles. Otorga exenciones impositivas y aduaneras.</p> <p><b>Ejes REN 21:</b></p> <p><b>Objetivos de energías renovables</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Sistema de tarifas diferenciado para ERNC</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Medición Bidireccional (Net Metering)</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Licitaciones/Subastas Públicas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Incentivos Fiscales o Financiamiento Público:</b></p> <p><b>Subsidios Fiscales o Transferencias directas</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en créditos o inversión</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones</b>✓: a nivel Nacional.</p> <p><b>Inversión pública</b>✓: a nivel Nacional.</p>							
Comercio internacional	ND, tiene conexiones en baja tensión con Haití.							
Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento	Los costos marginales de energía activa en cada subsistema, serán aquellos en que incurra cada subsistema eléctrico durante un período, para suministrar una unidad adicional de energía activa en las Barras correspondientes, considerando la operación óptima determinada por el OC (Organismo Coordinador) para cada subsistema.							
Situaciones de racionamiento	<p>El procedimiento para realizar las restricciones programadas de suministro, una vez realizado el despacho de mínimo costo de acuerdo a las condiciones de seguridad establecidas, será el siguiente:</p> <p>a) El OC determinará la demanda contratada por las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados. b) Con la información de disponibilidad y el despacho realizado, el OC determinará la parte de esa demanda contratada que cuenta con generación disponible. c) Sobre la base de la previsión de demanda y los contratos de suministro con disponibilidad de generación, se determinará la demanda que implica transacciones en el Mercado Spot. d) Cada Empresa de Distribución y Usuario No Regulado será restringido en sus suministros, de manera programada, en forma proporcional a sus transacciones en el Mercado Spot. e) Las Empresas de Distribución deberán comunicar al OC la forma en que realizarán las restricciones de suministro en el ámbito de usuario final, con información de horarios y sectores a ser restringidos. f) En ningún caso se podrá restringir la demanda que cuenta con un contrato de suministro y con la disponibilidad del generador, exceptuando aquellos casos donde no sea posible por restricciones de transmisión o distribución. g) Si</p>							

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>una Empresa de Distribución o Usuario No Regulado excede su potencia racionada, el CCE le notificará sujetarse al programa en un plazo de quince (15) minutos. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, podrá disponer la desconexión de sus cargas. h) El CCE informará diariamente al OC y a la SIE la ejecución de los programas de Racionamiento y sustentará los cambios realizados. El OC evaluará su cumplimiento y basado en estos resultados, elaborará los programas de Racionamiento y los Programas Diarios de Operación siguientes.</p>
<b>Modificaciones regulatorias recientes</b>	No ha habido cambios relevantes en la dinámica del sector.
<b>Marco Regulatorio de la actividad</b>	<p>Ley General de Electricidad No125-01 modificada por la Ley No186-07. Decreto No923-09 que establece a la CDEEE como coordinadora de las estrategias, objetivos y actividades de todas las empresas sectoriales estatales y de aquellas con mayoría de participación estatal. Decreto No148-11 cuyo objetivo es declarar de emergencia nacional el aumento de la capacidad de generación de bajo costo. SIE 04-2005 y SIE 541-2011: fijan un precio techo para los costos marginales de corto plazo (precio spot). Ley 57/07 Incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y de sus regímenes especiales.</p>
<b>Impacto del Modelo Regulatorio</b>	<p>De lo expresado en los párrafos y figuras anteriores se concluye que:</p> <p><b>Expansión del sistema:</b> en los últimos cinco años la capacidad instalada ha crecido casi un 25% pero fundamentalmente debido al aumento de generadores térmicos. La capacidad hídrica tiene un limitado potencial de crecimiento y la inversión en ERNC se ha mantenido en niveles bajos de forma tal que han representado menos del 2% de la producción de energía en el último año observado.</p> <p><b>Comportamiento de los Precios Spot:</b> fuerte correlación con el precio del barril del petróleo dado que el parque térmico (principal productor de energía) depende de los mismos.</p> <p><b>Acceso al Mercado:</b> el acceso al mercado es libre y se mantiene una situación de competencia.</p>

## ANEXO

TABLA N° 40 - CARACTERÍSTICAS DE LAS LICITACIONES O SUBASTAS

PAÍS	PRODUCTOS LICITADOS	ESQUEMA DE LICITACIONES	MECANISMO DE DECISIÓN	PRECIO BASE	INDEXACIÓN	COMPRADOR (OFF-TAKER)	GARANTÍAS	PLAZO VIGENTE
<b>Argentina</b>	En proceso de implementación, sin esquema definido. Sólo para centrales de energías renovables y eventualmente térmicas.							
<b>Bolivia</b>	No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.							
<b>Brasil</b>	Proyectos de generación hidroeléctricos, energía firme o para térmicos potencia y opción de energía.	Menor valor sobre precio Monómico de Referencia.	Precio mínimo ofertado.	Reales.	ANEEL: IGPM, combustibles (de corresponder) y tipo de cambio).	Empresas Distribuidoras (organizadas por CCEE) o CCEE para el caso de reserva.	Financieras y físicas.	15 años térmicos, 30 años hidráulicos.
<b>Chile</b>	Curva de potencia y energía asociada	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo por bloque ofertado.	USD.	Oferentes sobre canasta de combustibles (de corresponder).	Empresas Distribuidoras supervisadas por el regulador.	Financieras.	15 años.
<b>Colombia</b>	Energía firme (confiabilidad).	Subasta del tipo Holandesa sucesiva a la baja (Clockwise o de Reloj Descendente).	Precio mínimo ofertado.	USD.	CREG indexado a combustibles (de corresponder).	La Bolsa (Mercado Spot).	Financieras y físicas.	20 años.
<b>Ecuador</b>	No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.							
<b>Paraguay</b>	No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.							
<b>Perú</b>	Curva de carga o energía generada para renovables.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	OSINERGMIN (indexado a combustibles).	Empresas Distribuidoras supervisadas por el regulador o través de PROINVERSIÓN. Además, existen otros de renovables ejecutadas por el OSINERGMIN a instancias del MINEM donde el comprador termina siendo el Mercado Spot.	Dependiendo del caso.	10 años.

PAÍS	PRODUCTOS LICITADOS	ESQUEMA DE LICITACIONES	MECANISMO DE DECISIÓN	PRECIO BASE	INDEXACIÓN	COMPRADOR (OFF-TAKER)	GARANTÍAS	PLAZO VIGENTE
Uruguay	Energía generada, sólo para renovables.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	PPI USA o CPI USA.	UTE.	-	20 años.
Costa Rica	Energía generada al precio contratado sujeto a banda de precios.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	Mantienen esquema de bandas e indexación.	ICE.	-	15 años.
El Salvador	Potencia y curva de carga.	Pública a sobre cerrado.	Precio mínimo ofertado.	USD.	CPI USA e indexado a combustibles (de corresponder).	Empresas Distribuidoras supervisadas por el regulador.	Financiera.	15 años.
Guatemala	Potencia y curva de carga, o potencia y energía inyectada, o potencia con opción de energía.	Pública a sobre cerrado.	A mínimo costo por método de optimización.	USD.	CPI USA e indexado a combustibles (de corresponder).	Empresas Distribuidoras, organizada por la CNEE.	Financiera.	15 años.
Honduras	En proceso de implementación, sin esquema definido. Posiblemente a través de fondos fiduciarios.							
Nicaragua	No existen procesos de Licitaciones o Subastas públicas.							
Panamá	Potencia y curva de carga.	Pública a sobre cerrado.	Precio medio futuro mínimo ofertado.	USD.	PPI USA y/o indexado a combustible en cierta proporción (de corresponder).	Empresas Distribuidoras, organizada por la ETESA.	Financiera.	15 años.
República Dominicana	En proceso de implementación, sin esquema definido.							