

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ**  
**ESCUELA DE POSGRADO**



**Título**

**PROPUESTA DE UN MARCO REGULATORIO QUE INCENTIVE LAS  
INVERSIONES EFICIENTES EN GENERACIÓN ELÉCTRICA  
EN EL PERÚ**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PARA OPTAR EL GRADO  
ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS  
PÚBLICOS**

**AUTORES**

César Octavio Orlando Butrón Fernández  
Américo Concepción Cerida Apolaya

**ASESOR**

Raúl Lizardo García Carpio

Junio, 2020

## Resumen

En este trabajo de investigación, se ha analizado el marco regulatorio del sector eléctrico peruano enfocándose en los aspectos vinculados al incentivo a las inversiones en generación eléctrica y se han descrito los principales problemas del sector (precio del gas, sobreoferta, costos marginales deprimidos y barreras a las energías renovables no convencionales) para garantizar nueva capacidad de generación eficiente que asegure la atención del crecimiento de la demanda con seguridad y calidad en un entorno de competencia. De otro lado, se identifican y cuestionan las intervenciones en el mercado por parte del Estado con licitaciones coyunturales y otras normas. También se revisaron las valiosas experiencias de otros países de la región.

Consideramos que hay ciertos principios básicos para proponer cualquier reforma que consideren: el gas natural es recurso finito, neutralidad tecnológica, costo de desarrollo no debe ser asumido solo por usuarios regulados y la modificación regulatoria propuesta se debería poder aplicar en corto plazo y no debería causar costos encallados.

Como resultado del análisis efectuado se han elaborado las siguientes propuestas que pueden hacerse, en el corto plazo, con modificaciones a nivel de la Ley 28832:

- Desarrollar un esquema de subastas de un cargo por confiabilidad mejorado
- Implementar licitaciones por bloques horarios y con mayor anticipación
- Permitir a las ERNC hacer contratos flexibilizando los requisitos existentes

**Palabras clave:** Generación eléctrica; Inversión en generación eléctrica, licitaciones, energías renovables, capacidad.

## Abstract

In this research work, the regulatory framework of the Peruvian electricity sector has been analyzed focusing on the aspects related to the incentive to investments in electricity generation and the main problems of the sector have been described (gas price, oversupply, depressed marginal costs and barrier to unconventional renewable energies) to guarantee new efficient generation capacity that ensures attention to the growth of demand with safety and quality in a competitive environment. On the other hand, interventions on the market by the State with conjunctural bids and other regulations are identified and questioned. The valuable experiences of other countries in the region were also reviewed.

We believe that there are certain basic principles to propose any reform that consider: natural gas is a finite resource, technological neutrality, cost of development should not be assumed only by regulated users and the proposed regulatory modification should be applicable in the short term and should not cause stranded costs.

As a result of the analysis carried out, the following proposals have been prepared that can be made, in the short term, with modifications at the level of Law 28832:

- Develop an auction scheme for an improved reliability charge
- Implement bids for hourly blocks and with greater anticipation
- Allow NCREs to make contracts by relaxing existing requirements

**Key words:** Electricity generation; Investment in electricity generation, Bids, Renewable energies, capacity

## **Dedicatoria**

A nuestras familias, por su apoyo incondicional

## **Agradecimiento**

A nuestro asesor, por animarnos a cerrar este capítulo de nuestra formación académica



# ÍNDICE

	<b>Pág.</b>
Resumen	ii
Índice	v
Lista de Cuadros	viii
Lista de Gráficos	ix
Introducción	10
<b>PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>12</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>MARCO NORMATIVO Y DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO ACTUAL</b>	<b>12</b>
1.1. Ley de Concesiones Eléctricas	12
1.2. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica	12
1.3. Ley que Afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo de Polo Petroquímico en el sur del país	14
1.4. Organismos relevantes para la Industria Eléctrica	15
1.4.1. Ministerio de Energía y Minas	15
1.4.2. OSINERGMIN	15
1.4.3. COES	16
1.5. Funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad	17
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD</b>	<b>19</b>
2.1. Cobertura de la Máxima Demanda y Producción de Energía	19
2.2. Oferta de Generación Eléctrica	23
2.3. Balance de Oferta-Demanda de Potencia	25
2.4. Evolución de Costos Marginales y comparación con Tarifas en Barra	30
2.5. Influencia del Gas Natural en el Sistema (SEIN)	33
2.6. Composición Empresarial del Parque Generador	34

<b>SEGUNDA PARTE: IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA</b>	36
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>FALTA DE UN MARCO REGULATORIO QUE INCENTIVE LA INVERSIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN ELÉCTRICA</b>	36
3.1. Diagnóstico de la situación actual en Generación Eléctrica	36
3.2. Marco Regulatorio distorsionado	42
3.3. Problemática del Precio del Gas de Camisea	43
3.4. Diagnóstico de las posibilidades actuales de inversión en Generación Eléctrica	51
3.5. Pago por Potencia	58
3.6. Energía Renovable No Convencional	58
3.7. La Independencia o Autonomía del Operador	62
<b>TERCERA PARTE: MARCO CONCEPTUAL Y PROPUESTAS</b>	70
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>MARCO CONCEPTUAL Y EXPERIENCIA INTERNACIONAL</b>	70
4.1. Determinantes de la Inversión en Generación Eléctrica	72
4.2. Experiencia en Chile	74
4.3. Experiencia en Colombia	86
4.4. Experiencia en Brasil	98
<b>CAPÍTULO V</b>	
<b>PROPUESTAS PARA UN MARCO REGULATORIO QUE INCENTIVE LA INVERSIÓN EN GENERACIÓN ELÉCTRICA</b>	106
5.1. Principios Básicos a considerar ante una reforma	112
5.2. Análisis de la Experiencia Internacional (Chile, Colombia y Brasil)	116
5.3. Propuestas de cambios a nivel de Ley	120
5.4. Plazo o Etapas para la Implementación del Cambio y posibilidad de Costos encallados	124

5.5.	Análisis de Cumplimiento de Premisas y de Riesgos	125
5.6.	Riesgo de Sobreestimación de la Demanda por parte de las Distribuidoras	126
5.7	Sobre la Independencia o Autonomía del Operador	126
Conclusiones		130
Referencias		134
Glosario de Términos y Abreviaturas		138



## **Lista de Cuadros:**

- Cuadro N° 1:** Máxima Demanda 2018 (MW)
- Cuadro N° 2:** Producción de Energía Eléctrica 2018 (GWh)
- Cuadro N° 3:** Centrales de Generación 2018
- Cuadro N° 4:** Licitaciones de Largo Plazo Supervisadas por OSINERGMIN
- Cuadro N° 5:** Reserva Fría de Generación
- Cuadro N° 6:** Energía Centrales Hidroeléctricas
- Cuadro N° 7:** Nodo Energético del Sur
- Cuadro N° 8:** Resumen Nueva Generación Licitaciones PROINVERSIÓN
- Cuadro N° 9:** Inversión Generación Eléctrica del 2012 al 2018 (MW)
- Cuadro N° 10:** Inversión Generación Eléctrica del 2012 al 2018 (En MM US\$ aprox.)
- Cuadro N° 11:** Inversión por Iniciativa Privada en Generación Eléctrica del 2012 al 2018 (En MW y MM US\$ aprox.)
- Cuadro N° 12:** Subastas RER – Potencia Instalada (MW)
- Cuadro N° 13:** Prima RER – 2010 al 2018 (Estimado)
- Cuadro N° 14:** Licitaciones de Largo Plazo en Chile
- Cuadro N° 15:** Tipos de Subastas en Colombia por Cargo por Confiabilidad
- Cuadro N° 16:** Subastas Cargo por Confiabilidad en Colombia
- Cuadro N° 17:** Últimas Subastas en Brasil al 2018
- Cuadro N° 18:** Resumen de Experiencias en Chile, Colombia y Brasil

## **Tabla de Recuadros:**

- Recuadro N° 1:** Modelo Marginalista
- Recuadro N° 2:** Mecanismos de Declaración de Precios del Gas
- Recuadro N° 3:** Falta de Incentivos de Inversiones Eficientes en Generación Eléctrica



## Lista de Gráficos:

- Gráfico N° 1:** Evolución de la Demanda Máxima y Energía. Enero 1993 – Diciembre 2018
- Gráfico N° 2:** Distribución por Tipo de Recurso Energético de la Energía Producida en el 2018
- Gráfico N° 3:** Distribución por Tipo de Recurso Energético de la Potencia Efectiva 2018
- Gráfico N° 4:** Balance Oferta – Demanda de Potencia en el SEIN
- Gráfico N° 5:** Generación eficiente en el SEIN-Escenario demanda base (Sin Gas en el Sur)
- Gráfico N° 6:** Generación eficiente en el SEIN-Escenario demanda pesimista (Sin Gas en el Sur)
- Gráfico N° 7:** Costo Marginal Ponderado y Tarifa en Barra Mensual SEIN. Costo Equivalente en Barra Santa Rosa 220 kV
- Gráfico N° 8:** Comparación de Precios del Mercado Libre y el Costo Marginal Promedio Anual
- Gráfico N° 9:** Producción de Energía Eléctrica 2018 por Empresas
- Gráfico N° 10:** Sensibilidad del Parque Generador ante cambios en el Costo de Instalación de las Centrales Hidráulicas
- Gráfico N° 11:** Inversión en Generación Eléctrica (MW)
- Gráfico N° 12:** Inversión en Generación Eléctrica (En MM US\$ aprox.)
- Gráfico N° 13:** Inversión por Iniciativa Privada en Generación Eléctrica
- Gráfico N° 14:** Evolución de los Precios Ofertados en las Licitaciones de Energía en Chile
- Gráfico N° 15:** Reservas Probadas de Gas (TCF)

## INTRODUCCIÓN

Este Trabajo de Investigación tiene como objetivo, luego de realizar un análisis de las causas que hacen previsible la falta de inversión en generación eléctrica para el mediano y largo plazo, hacer propuestas para un nuevo marco regulatorio que incentive la inversión eficiente en generación eléctrica tanto convencional como con Energías Renovables No Convencionales (ERNC) que permita atender el futuro crecimiento de la demanda.

En el Perú, desde la reforma de 1992, el negocio eléctrico se desintegró en sus tres actividades principales: Generación, Transmisión y Distribución. De acuerdo con lo establecido en el Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley 28832, Ley para el Desarrollo de la Generación Eficiente, la actividad de Generación es de libre competencia y se basa en un modelo marginalista que asume que, si una inversión es remunerada con la sumatoria de los costos marginales de potencia y los costos marginales de energía, debe alcanzar una rentabilidad que incentive nuevas inversiones.

El modelo marginalista no está funcionando adecuadamente debido principalmente la irrupción del gas natural en la matriz energética de generación con un precio distorsionado y otros factores regulatorios que se comentarán después. El precio del gas, regulado por contrato por 40 años a partir 2004 y desacoplado de las variaciones de los precios internacionales de una canasta de petróleos, se traduce en costos marginales promedio demasiado bajos como para brindar rentabilidad a otras tecnologías que no sean centrales térmicas a base de gas natural haciendo que la recuperación de la inversión en grandes centrales hidroeléctricas sea tan lenta que ahuyenta a los inversionistas. El efecto es el mismo en el caso de las centrales de energías renovables no convencionales, a pesar de su notable y reciente reducción de costos.

El Estado ha debido recurrir a crear marcos regulatorios especiales y únicos para cada caso, vía ProInversión u OSINERGMIN, para conseguir inversiones en centrales hidroeléctricas, de reserva fría o ERNC. Un resultado no deseado de esta intervención directa del Estado ha sido la sobreoferta desde 2015 y se espera que se mantenga hasta 2024 en un escenario conservador de crecimiento de la demanda. Los contratos de largo plazo de la Ley 28832 no resuelven el problema primero porque están dirigidos solamente a las Distribuidoras mientras el resto de la demanda (45%) está en Usuarios Libres que suelen suscribir contratos de no más de 5 años que no permiten financiar nuevas inversiones; y segundo, porque los precios resultantes solo permiten financiar proyectos de centrales a gas natural.

### **Hipótesis de Trabajo**

La creación de un mercado competitivo de capacidad resolverá las fallas de la regulación actual en el sistema eléctrico peruano que no permiten asegurar inversiones en generación que aseguren el abastecimiento eficiente de la demanda futura.



## **PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN**

### **CAPÍTULO I**

#### **MARCO NORMATIVO Y DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO ACTUAL**

La descripción del marco normativo y diseño del mercado eléctrico actual se restringirán a la actividad de generación, sobre la cual se desarrolla el tema de investigación.

##### **1.1. Ley de Concesiones Eléctricas**

Esta ley (LCE), promulgada con Decreto Ley N° 25844 transformó la industria eléctrica en el Perú al desintegrar el monopolio vertical existente y establecer como actividades separadas la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Asimismo, la LCE establece un régimen de libertad de precios para aquellos suministros que puedan efectuarse en competencia (usuarios libres) y precios regulados para aquellos suministros que lo requieran (usuarios regulados) (Decreto Ley N° 25844, 1992). Los precios regulados se determinan a partir de un modelo marginalista.

Otro aspecto importante de la LCE es la creación del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) encargado de la coordinación de la operación de cada sistema interconectado procurando el mínimo costo con seguridad y el uso eficiente de los recursos naturales. Además, se encarga la administración del mercado de corto plazo.

Cabe mencionar que, desde el inicio de la reforma, la LCE en el literal f) del art. 41 creó la limitación de la potencia y energía firmes como máxima capacidad de contratación de los generadores mediante contratos de largo plazo. Este requisito que, como veremos más adelante se ha constituido en una barrera de acceso a las ERNC, fue ratificado por la Ley N° 28832.

##### **1.2. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica**

Esta ley fue promulgada en julio de 2006 (Ley N° 28832, 2006) y tuvo por finalidad perfeccionar la LCE:

- Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;

- Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación (Ley N° 28832 , 2006, art. 2)

En su Capítulo Segundo, referido a Contratos, Licitaciones e incentivos para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica, la Ley 28832 establece que:

- “Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros (Ley N° 28832, 2006, numeral 3.1)
- El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. El proceso de Licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado. (Ley N° 28832, 2006, numeral 4.1)
- En el proceso de otorgamiento de Buena Pro a las ofertas económicas correspondientes a proyectos hidroeléctricos, para efectos de la evaluación se les aplicará un factor de descuento, el mismo que será establecido en las Bases y determinado conforme lo establezca el Reglamento. (Ley N° 28832, 2006, numeral 4.6)
- Es responsabilidad de OSINERGMIN aprobar las Bases de Licitación, modelos de contrato, términos y condiciones del proceso de Licitación, fórmulas de actualización de precios firmes y supervisar su ejecución. (Ley N° 28832, 2006, numeral 6.2)
- En su Art. 8 de esta Ley se precisa que los contratos que se celebren como resultado de un proceso de Licitación deberán contener los mismos términos de las correspondientes propuestas ganadoras, sujetos a las siguientes condiciones:
  - I. Plazos de suministro de hasta veinte (20) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN.

Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.

- II. Precio de potencia igual al Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la Licitación con carácter de Precio Firme.
- III. Fórmulas de actualización de los Precios Firmes de acuerdo a las Bases de Licitación.
- IV. Garantía de suministro de energía propia, contratada con terceros o mediante un programa de inversiones que incremente la oferta de generación. (Ley N° 28832, 2006, art. 8)”

En su Capítulo Cuarto la Ley 28832 modifica radicalmente la naturaleza del COES incorporando como integrantes a los Distribuidores y Usuarios Libres, reforma sus órganos de gobierno y le asigna la nueva función de la planificación de la transmisión tal como se describe más adelante.

### **1.3. Ley que Afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo de Polo Petroquímico en el sur del país**

Esta ley, conocida como ley LASE, fue promulgada en diciembre de 2012 (Ley N° 29970, 2012) y tuvo por finalidad dar medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país; puesto que la mayor parte de la producción de energía se encuentra en la región central del país; para ello considera importante la diversificación de las fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa (por los combustibles líquidos principalmente) y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía.

El MINEM considera que, para incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, son necesarios, entre otros, la desconcentración geográfica de la producción de energía, un mayor margen de reserva y la promoción de las energías renovables; asimismo, dispone que la confiabilidad del suministro de la energía tiene prioridad y es asumida por toda la demanda (Ley N° 29970, 2012, art 1).

Esta ley también dispone que los proyectos necesarios para incrementar la seguridad energética y relacionadas al gas de Camisea y otros proyectos, alineados con la seguridad y confiabilidad del suministro de energía, previa opinión favorable de OSINERGMIN, tendrán garantía de ingresos y serán materia de concesión a través de mecanismos de promoción de la inversión privada, a cargo de ProInversión (Ley N° 29970, 2012, art. 4).

## **1.4. Organismos relevantes para la Industria Eléctrica**

Para fines del presente trabajo, tres son los organismos relevantes para la Industria Eléctrica en el Perú: el Ministerio de Energía y Minas como ente normativo, el OSINERGMIN como ente regulador y supervisor y el COES como el coordinador de la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN.

### **1.4.1. Ministerio de Energía y Minas**

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el organismo central y rector del sector energía y minas y formula y evalúa la política nacional en las actividades minero-energéticas. (MINEM, 2019)

Le corresponde determinar las políticas en las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería en el país, supervisando y evaluando su cumplimiento

Su principal misión es promover el desarrollo sostenible de las actividades energéticas y mineras e impulsar la inversión privada en el sector, cuidando el medio ambiente.

Entre sus principales funciones se tiene:

- Ser la autoridad administrativa del sector
- Promover la inversión en energía y minería en el Perú;
- Dictar la normatividad general que sea de su competencia;
- Hacer un inventario de los recursos energéticos y mineros;
- Otorgar concesiones conforme a la legislación vigente

### **1.4.2. OSINERGMIN**

OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas de los sectores eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan con las disposiciones legales vigentes (OSINERGMIN, 2019).

Tiene como misión regular, supervisar y fiscalizar los sectores de energía y minería con autonomía, capacidad técnica y reglas claras y que sean predecibles.

Entre las principales actividades que desarrolla el OSINERGMIN, de interés para este trabajo, se tiene:

- Aprobación de los precios regulados
- Aprobar Lineamientos y Bases para las Licitaciones para que las empresas distribuidoras contraten el suministro de electricidad.
- Aprobación de Procedimientos Técnicos del COES
- Convocar y conducir el proceso de Subastas RER, una vez definido por el MINEM

### **1.4.3. COES**

COES (Comité de Operación Económica del Sistema) es una entidad privada, sin fines de lucro creada por la LCE. Está conformado por los Agentes del SEIN quienes deben cumplir con sus decisiones (COES, 2019).

El COES coordina la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN cautelando que sea al mínimo costo; asimismo, preservando la seguridad y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. También debe administrar el Mercado de Corto Plazo y planificar el desarrollo de la transmisión en el sistema (Ley N° 28832, 2006, Capítulo Cuarto).

Las normas que regulan la naturaleza, composición y funciones del COES son la Ley 28832 y los diversos reglamentos (como del COES, de transmisión, del mercado mayorista de electricidad y otros), diversas normas técnicas (como norma técnica de calidad, de coordinación de la operación en tiempo real y otros) y, especialmente, sus Procedimientos Técnicos que son aprobados por OSINERGMIN.

Los órganos de gobierno del COES son: la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva.

Entre sus principales funciones de interés público tenemos:

- Elaborar los procedimientos técnicos para operación del SEIN y para la administración del Mercado de Corto Plazo (MCP), para su aprobación por el OSINERGMIN;
- Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el MINEM;



- Brindar a los agentes e interesados la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del MCP;
- Asegurar que se den condiciones de competencia en el MCP

Entre sus principales funciones operativas tenemos (Ley N° 28832, 2006, art. 14):

- Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución;
- Coordinar la operación en tiempo real del SEIN;
- Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE;
- Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico;
- Determinar y valorizar las Transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES;
- Administrar el Mercado de Corto Plazo;
- Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN

### **1.5. Funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad**

El diseño básico del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) peruano es el denominado “Mandatory Pool” en el cual los generadores inyectan energía al “pool” cumpliendo obligatoriamente un programa de operación de mínimo costo elaborado por una entidad central que en este caso es el COES. La magnitud de estas inyecciones depende de sus costos variables y no tienen relación alguna con los retiros en el MME de sus clientes en aplicación de contratos suscritos por ambos. Las diferencias entre lo producido (inyectado) y lo retirado por sus clientes, se transan en el Mercado de Corto Plazo y son valorizadas al costo marginal del sistema, calculado por el COES.

El MME es administrado por el COES y está compuesto por:

- El Mercado de Corto Plazo (MCP), y
- Los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas.

La Ley 28832 contempla un Mercado de Corto Plazo estableciendo que pueden participar en el mismo tanto los Generadores, los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres, así como los Grandes Usuarios Libres (Ley N° 28832, 2006, art. 11).

Resumiendo, y complementando lo anterior podemos decir que el Mercado Eléctrico en el Perú tiene las siguientes características principales:

- Desintegración vertical: generación, transmisión y distribución
- El Estado otorga las concesiones y autorizaciones para prestar el servicio
- Libre entrada de generadores para promover la competencia
- Precios regulados en las ventas de generador a distribuidor para el servicio público (resultado de licitaciones supervisadas por el regulador o precios máximos a Tarifas en Barra)
- Precios de transmisión regulados que, en algunos casos, son obtenidos en base a licitaciones; así, por ejemplo, para el sistema Garantizado de Transmisión (base VNR y COyM)
- Precios de distribución regulados (base VAD)
- Pago por capacidad a los generadores basado en el costo de expansión.
- El COES es el Operador del Mercado Mayorista y Operador del Sistema y tiene como sus integrantes a generadores, transmisores, distribuidores y clientes libres.
- Despacho independiente de los contratos y en función a orden de mérito por costos variables (CMg)
- Contratos financieros sin implicancias para el despacho. Mercado spot para transacciones entre generadores y, para el caso de clientes libres limitados a un máximo de 10% de su demanda contratada
- No hay comercializadores independientes.
- Distribución monopólica con concesión por área geográfica
- Generadores y distribuidores pueden contratar con clientes libres

## CAPÍTULO II

### INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

Toda la información relacionada a los indicadores se ha considerado a diciembre del 2018, salvo precisión explícita al respecto, y tiene como fuente el COES (COES: Estadística de Operación 2018, 2019). Cabe precisar que este trabajo de investigación se presentó en agosto de 2019 por lo que la información relevante se presenta a diciembre de 2018 y en algunos casos, como en el de experiencias internacionales, previos a dicha fecha.

#### 2.1. Cobertura de la Máxima Demanda y Producción de Energía

En el Cuadro N° 1 se muestra de que manera ha sido cubierta máxima demanda de potencia en el 2018 por tipo de tecnología y área geográfica apreciándose una gran concentración de la generación en el área centro del SEIN.

#### MÁXIMA DEMANDA 2018 (MW)

ÁREA	MÁXIMA DEMANDA 2018 (MW)				
	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL
NORTE	481.0	101.9		56.8	639.7
CENTRO	2,895.1	2,563.4		190.3	5,648.8
SUR	596.1	0.0	0.0		596.1
TOTAL SEIN	3,972.2	2,665.3	0.0	247.1	6,884.6

Fuente: Estadística de Operación 2018 del COES

Cuadro N° 1

En el Cuadro N° 2 se tiene la producción de energía en el 2018 por tipo de tecnología y, en concordancia con la potencia, se tiene que la producción, debido a las centrales hidroeléctricas y a las centrales termoeléctricas con gas natural, también se concentra en el área centro del SEIN.

## PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)

ÁREA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)				
	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL
NORTE	3,083.5	620.4		407.6	4,111.6
CENTRO	22,271.8	18,490.9		1,086.0	41,848.7
SUR	4,002.6	108.7	745.2		4,856.5
TOTAL SEIN	29,357.9	19,220.0	745.2	1,493.6	50,816.8

Fuente: Estadística de Operación 2018 del COES

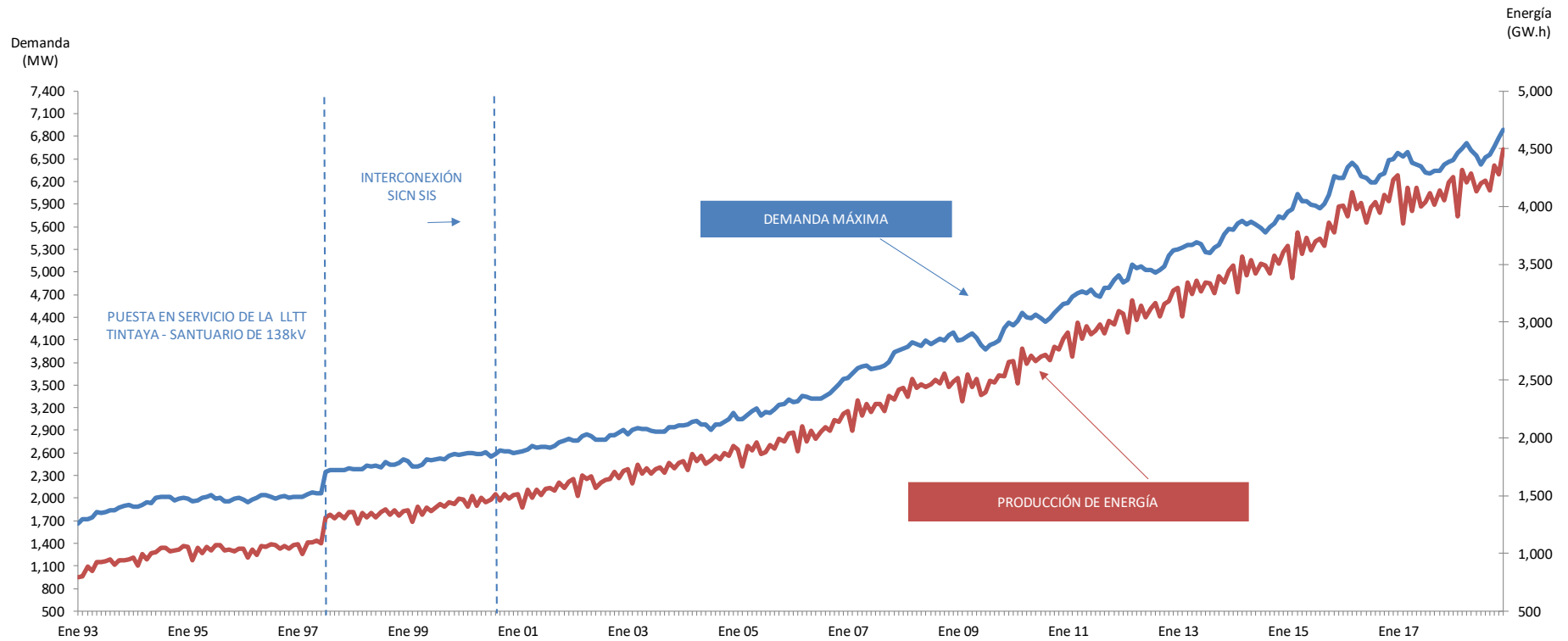
Cuadro N° 2

De la información de la Estadística de Operación 2018 del COES se tiene en el Gráfico N° 1 la Evolución de la Máxima Demanda (MW) y de la Producción de Energía (GWh) desde 1993 hasta el 2018.

Se puede observar que la pendiente siempre es creciente en el tiempo para la demanda y, por consiguiente, para la producción de electricidad; y si bien en los últimos años ha habido un crecimiento moderado por la coyuntura política y económica del país, los grandes proyectos mineros son un “driver” importante para los requerimientos de nueva energía eléctrica eficiente en el sistema.

Cabe indicar que el crecimiento promedio anual de la demanda de potencia de los últimos 10 años supera el 5%.

## EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA Y ENERGÍA (ENERO 1993 - DICIEMBRE 2018)

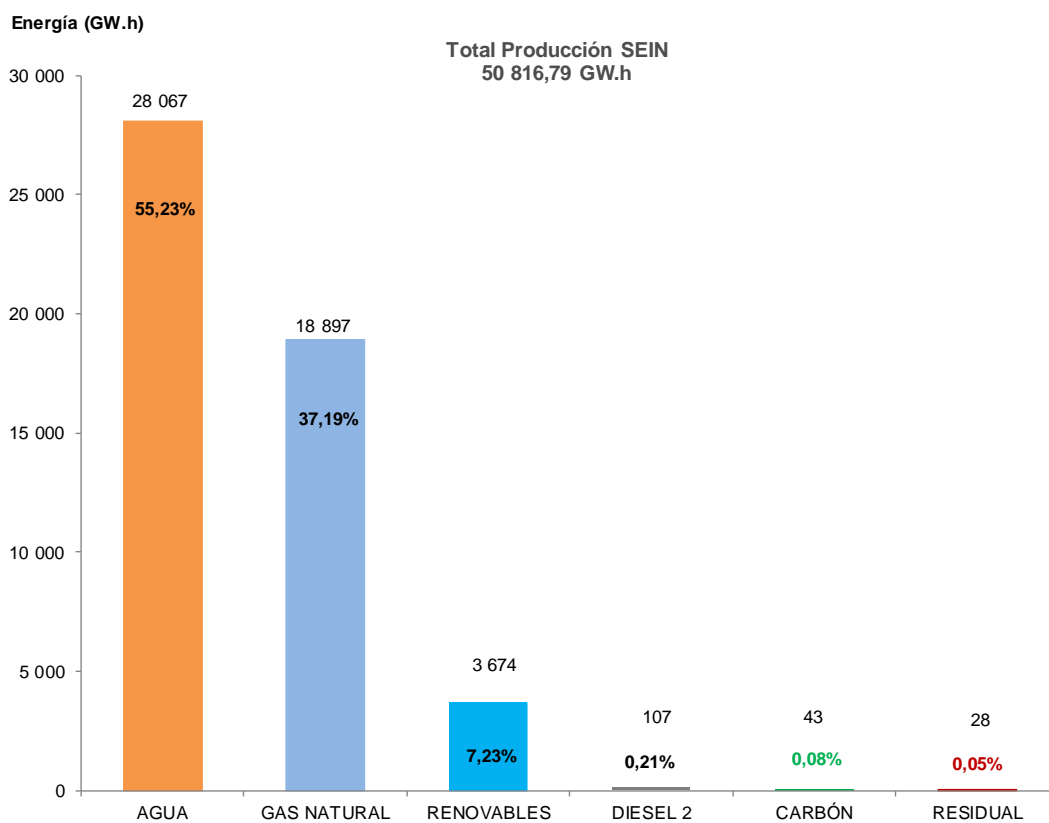


Fuente: Estadística de Operación 2018 del COES

Gráfico N° 1

En el Gráfico N° 2 se muestra la relevancia de la producción de energía tanto de la generación hidroeléctrica como de la generación termoeléctrica con gas natural. Las renovables incluyen, en este caso, las pequeñas hidroeléctricas RER. El gráfico muestra que en líneas generales tenemos una matriz eléctrica bastante limpia, considerando que el gas natural (37.19%) es, de los combustibles fósiles, el menos contaminante en nuestra generación eléctrica.

### DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA EN EL 2018



Fuente: Estadística de Operación 2018 del COES

Gráfico N° 2

Cabe indicar que cuando se analiza la demanda, y en particular su crecimiento, usualmente se tiene en cuenta su crecimiento vegetativo (cuando la tasa de crecimiento de los clientes no supera la tasa de crecimiento poblacional), pero también debe tenerse en cuenta la incorporación de los grandes proyectos mineros e industriales y, en algunos casos en los cuales hay políticas agresivas para mejorar el índice de electrificación, la incorporación de nuevas localidades o poblaciones importantes de nuevos usuarios.

## 2.2. Oferta de Generación Eléctrica

De la Estadística de Operación 2018 del COES se tiene en el Cuadro N° 3, a diciembre de 2018, una Potencia Efectiva de 12 581 MW, de las cuales alrededor de 2 556 MW es generación con líquidos y carbón y por tanto energía ineficiente, más cara y contaminante. La Potencia Efectiva de la generación hidroeléctrica es el 39.28% del total y la generación termoeléctrica es el 55.47%. La Potencia Efectiva de las centrales ERNC (eólica, solar y biomasa) alcanza el 5.35% de la potencia efectiva total.

Sólo con fines didácticos se incluye la tecnología de los diferentes tipos de generación en el SEIN, en donde resalta que se tienen alrededor de 707 MW en ciclo simple en lo que se refiere a centrales termoeléctricas con gas de Camisea.

### CENTRALES DE GENERACIÓN 2018

TIPO DE GENERACIÓN	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Hidroeléctrica	Hidro	PELTON	3,181.64	3,121.90
		FRANCIS	1,791.96	1,799.62
		KAPLAN	16.00	15.24
		TURGO	4.86	4.95
		HÉLICE	0.70	0.70
<b>Hidroeléctrica Total</b>			<b>4,995.16</b>	<b>4,942.41</b>
Termoeléctrica	Gas Natural de Camisea	CCOMB	3,365.98	3,132.97
		TG	760.00	707.22
		MCI	22.93	23.04
	Gas Natural de Aquaytía	TG	191.91	176.05
		Gas Natural de Malacas	TG	330.00
	Diesel 2	TG	2,321.23	2,233.11
		MCI	112.12	102.87
	Residual 500	TV	67.22	62.26
	Residual 6	MCI	18.68	17.55
	Carbón	TV	135.00	140.34
	Bagazo	TV	60.50	28.80
Biogás	MCI	10.40	9.62	
<b>Termoeléctrica Total</b>			<b>7,395.96</b>	<b>6,978.51</b>
Eólico (*)	Eólico	AEROGENERADOR	375.46	375.46
<b>Eólico Total</b>			<b>375.46</b>	<b>375.46</b>
Solar (*)	Solar	PANELES	285.02	285.02
<b>Solar Total</b>			<b>285.02</b>	<b>285.02</b>
<b>Total</b>			<b>13,051.61</b>	<b>12,581.40</b>

(\*) Los registros de potencia para las centrales solares y eólicas corresponden a la Potencia Instalada Nominal.

CCOMB : Ciclo Combinado

TG : Turbina de Gas

TV: Turbina de vapor

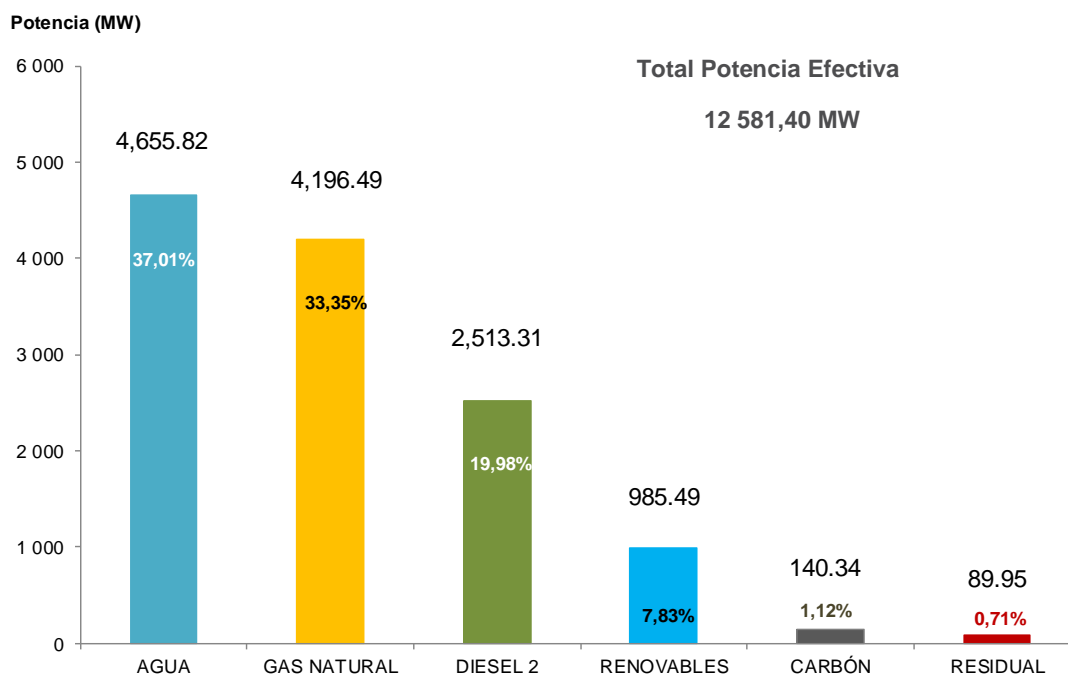
MCI: Motor de combustión interna

Fuente: Estadística de Operación 2018 del COES

Cuadro N° 3

En el Gráfico N° 3 se muestra la distribución de la potencia efectiva por tipo de recurso energético. En este caso, las centrales hidroeléctricas RERs (hasta 20 MW) se incluyen en la columna de Renovables, así como las centrales termoeléctricas a base de biomasa.

### DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO DE LA POTENCIA EFECTIVA 2018



Fuente: Estadística de Operación 2018 del COES

Gráfico N° 3

Asimismo hay que indicar que del total de la nueva generación que ingresó al SEIN en el 2018 con una Potencia Efectiva de 445.27 MW, el 76.75% -esto es 341.32 MW- fueron compromisos RERs de las diversas subastas adjudicadas en años anteriores; sólo uno de los nuevos ingresos correspondió a una libre iniciativa privada de un generador termoeléctrico (aumento de la potencia efectiva de Central de Termochilca debido al ingreso de la Turbina de Vapor de 103.95 MW para operar en modo de ciclo combinado).

Hay que tener en cuenta que la oferta de energía eficiente no es similar a la oferta de potencia, puesto que las centrales hidroeléctricas dependen de la estacionalidad hidrológica (avenida o estiaje) y las centrales eólicas y solares de las condiciones de viento y horas de sol respectivamente.



### 2.3. Balance de Oferta-Demanda de Potencia

En el Gráfico N° 4 se presenta el balance Oferta-Demanda elaborada por el COES para los años 2019 al 2028 en donde se observa que, con una proyección conservadora de la demanda, hacia el año 2025 se acaba la oferta eficiente. Esto implica que el único recurso de generación disponible para atender las necesidades del SEIN sería la generación a base de petróleo diésel, debido a lo cual, los costos marginales del sistema se incrementarían a un promedio de 180 US\$/MWh. Hay mucha incertidumbre sobre el gasoducto, incluso el consultor energético del Banco Mundial, Dante Perea, indica que el principal problema no es el trazo del ducto sino si las reservas son las suficientes para la fuerte inversión, tal como se indica en artículo del Diario La República del 09/06/2019 “Gasoducto del Sur ¿hay reservas para abastecer a regiones? (Diario La República, 2019). Más aún, a junio de 2019, el Ministerio de Energía no ha definido la modalidad de licitación ni cómo va a mantener el esquema de subsidios requerido por el proyecto dado que el compromiso del Estado con las centrales térmicas del Nodo Energético del Sur es que dispongan del gas al mismo precio total (suministro, transporte y distribución) que las similares ubicadas en el centro del país.

Si bien el Ejecutivo a través del ministro de Energía y Minas ha anunciado que es su intención ejecutar el proyecto del gasoducto al sur peruano, solo que ahora con el nombre de Sistema Integrado de Transporte de Gas (SIT Gas), sigue siendo un proyecto que no tiene resueltos sus problemas principales. Existe el tema legal de posibles controversias con el consorcio que ganó la concesión que podría terminar judicializándose, no se ha definido si hay reservas disponibles para contratar para sustentar el proyecto y, finalmente, dado el compromiso del Estado Peruano de asegurar a las centrales del denominado Nodo Energético del Sur que el costo total del gas debe ser igual que las centrales ubicadas en Lima, el transporte necesariamente deberá contar con un subsidio el cual no se sabe de dónde saldrá dado que el Congreso prohibió que los usuarios eléctricos paguen el subsidio al gasoducto.

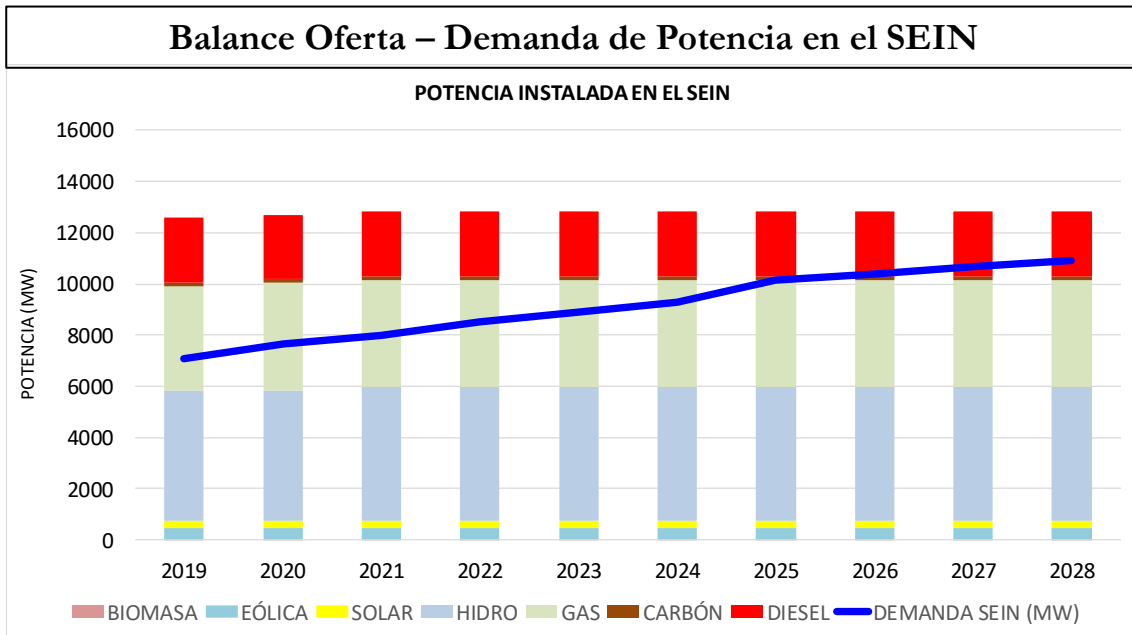
Existen otras alternativas al proyecto original como son: un gasoducto por la costa, como una extensión del gasoducto de CONTUGAS existente en Ica, plantas de regasificación para poder importar gas de cualquier parte del mundo y una variante de este esquema, plantas de regasificación y almacenamiento flotantes (FSRU: Floating Storage and Regasification Units) que puedan atender, inicialmente, la necesidad de las centrales del Nodo Energético del Sur. Sin embargo, todas estas alternativas tienen problemas que las hacen inviables o, en todo caso, confrontan los mismos problemas que el SIT Gas.

El gasoducto por la costa tiene como principal inconveniente que incrementa la dependencia del parque generador en un solo gasoducto y cualquier falla en el tramo de la sierra o de la costa (asumiendo que se construye un ducto paralelo al tramo de la selva que es más afectado por fenómenos climáticos, lluvias y derrumbes, el denominado “loop” de seguridad) afectaría en forma importante la capacidad de generación del sistema. Solamente este factor bastaría para descartarlo.

La alternativa de plantas de regasificación similares a las instaladas en Quintero y Mejillones en Chile definitivamente no es viable por los elevados costos fijos de estas plantas y tamaño mínimo requerido para lo reducido del mercado de consumo de gas en el sur del Perú. No hay que olvidar que todas las proyecciones coinciden en que el consumo de gas para uso doméstico, vehicular e industrial en el sur del país es y será mínimo. Precisamente por ello fue necesario “forzar” el desarrollo de las dos centrales del Nodo Energético del Sur (Mollendo e Ilo) para poder generar consumo de gas que justifique el gasoducto.

Una variante de esta alternativa son las plantas flotantes de almacenamiento y regasificación, que en esencia son barcos construidos para cumplir las dos funciones. El tamaño puede ser menor y adaptable al poco consumo esperado. Sin embargo, las dos alternativas de regasificación enfrentan el mismo problema que el SIT Gas: ¿cómo hacer para subsidiar el costo de transporte en un caso y de licuefacción, transporte y regasificación en el otro dado que ya no puede ser subsidiado por todos los consumidores de electricidad como estuvo previsto inicialmente? Solo quedaría el Tesoro Público como fuente del subsidio requerido, lo cual dificulta y alarga mucho la aprobación del modelo de negocio de cualquiera de estos esquemas.

En conclusión, cualquier alternativa para llevar al gas enfrenta serios problemas de diseño del modelo de negocio para que pueda ser desarrollado por un inversionista privado y, al mismo tiempo, sea objeto de subsidio para cumplir con el compromiso de entregar gas a las centrales del Nodo Energético del Sur al mismo precio que las existentes en la región Lima.



Fuente: COES, Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030

Gráfico N° 4

De otra parte, del gráfico se observa que el sistema está desadaptado ya que hay un exceso de generación eficiente en los primeros años y que lleva a que ciclos combinados ya no sean sólo centrales de base sino inclusive centrales que cubren la punta y las 24 horas del día.

El COES, en su Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030, de febrero de 2019 el cual forma parte de la actualización del Plan de Transmisión, hace una evaluación de la “Generación Eficiente” en el SEIN hacia el Largo Plazo (COES, 2019).

Se define como Generación Eficiente a la disponibilidad de electricidad a partir de fuentes de relativo bajo costo operativo, excluyéndose aquella generación eléctrica en base a combustibles líquidos. La oferta de generación eficiente del SEIN está cubierta hasta el año 2022 con las centrales en operación y con aquellos proyectos que ya están comprometidos para su ejecución.

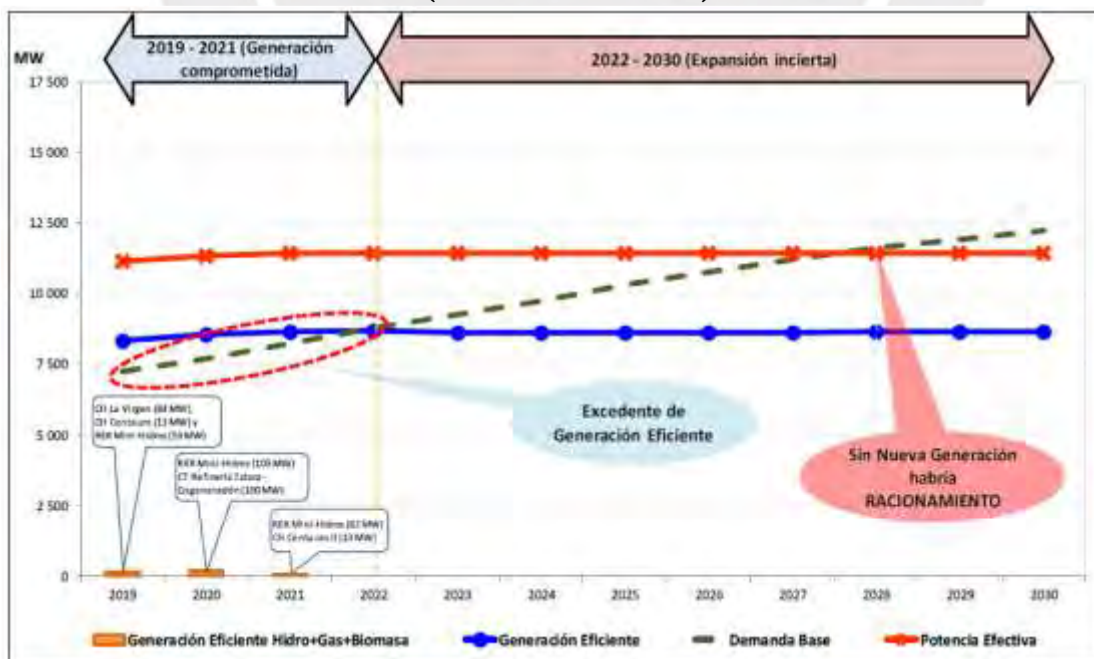
Sin embargo, la fecha de disponibilidad de gas natural en el Nodo Energético del Sur a partir del año 2022 es muy incierta; dado que el Nodo Energético del Sur ha sido considerado como la mayor fuente potencial de generación eficiente del SEIN en el período 2022 – 2030, el COES analizó dos casos: sin disponibilidad y con disponibilidad de gas natural en el Sur a partir del año 2022.

La proyección de la demanda del informe del COES se basa en el análisis de dos componentes, el pronóstico econométrico y la encuesta de grandes cargas (Cargas especiales, Cargas Incorporadas, Proyectos, etc.). El primer componente está basado en estimaciones de PBI de largo plazo, el cual, en dicho diagnóstico considera 5 escenarios: Base, Pesimista, Optimista, Muy Optimista y Muy Pesimista, dando lugar a un igual número de pronósticos econométricos. Y de otro lado se tiene la encuesta que es elaborada en base a la declaración e información actualizada de cada una de las grandes cargas.

Si bien en el informe del COES se analizan todos estos escenarios de demanda, solo con fines de tener una idea de estos escenarios vamos a presentar sólo el escenario con la demanda base con una tasa de crecimiento promedio del periodo 2018 a 2030 de 4.8% y el escenario con la demanda pesimistas con una tasa de crecimiento promedio del periodo 2018 a 2030 de 3.3%.

Para el caso del escenario de demanda base y sin considerar la llegada del gas al Sur, así como tampoco nuevos proyectos para cubrir el déficit de generación eficiente requeridos en el periodo 2023-2025, se estima que sólo se contaría con excedente de generación eficiente hasta el año 2022, y que a partir del año 2028 no solo se presentaría déficit de generación eficiente sino inclusive se presentaría racionamiento, tal como se aprecia en el Gráfico N° 5.

### Generación eficiente en el SEIN-Escenario demanda base (Sin Gas en el Sur)



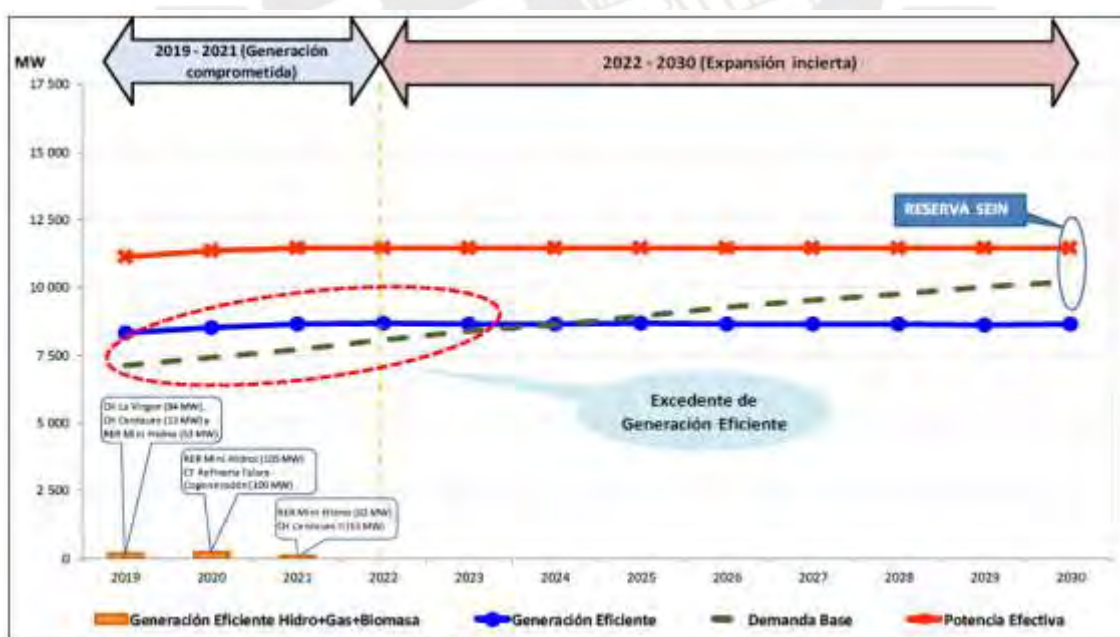
Fuente: COES, Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030

Gráfico N° 5

Sin considerar generación eficiente en el SEIN en el periodo 2022-2030, y ante el escenario de demanda pesimista, el despacho de generación en el SEIN a base de combustible diésel en el periodo 2022 – 2030, da como resultado magnitudes de potencia promedio de generación eficiente requerida en cada época de estiaje del periodo de estudio, resaltando que en el año 2030 se requerirá una potencia de aproximadamente 1 840 MW.

Para el caso del escenario de demanda pesimista, al no considerar la llegada del gas al Sur; así como tampoco los nuevos proyectos para cubrir el déficit de generación eficiente requeridos en el periodo 2024-2025, se observa que en el sistema se contaría con generación eficiente hasta el año 2023. Para el periodo 2024 – 2030 se estima que existirá déficit de generación eficiente en el sistema en caso no se instalen nuevos proyectos; sin embargo, en todo el periodo de análisis se cuenta con suficiente capacidad de generación (“Potencia Efectiva”) que incluye centrales a base de combustible diésel, para cubrir la demanda estimada del sistema hasta el año 2030, tal como se aprecia en el Gráfico N° 6. En este escenario no se presenta, hasta el horizonte del año 2030 situación de racionamiento.

### Generación eficiente en el SEIN-Escenario demanda pesimista (Sin Gas en el Sur)



Fuente: COES, Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030

Gráfico N° 6

Cabe indicar que el caso en que el gas llegue al sur en el 2026, las centrales del Nodo Energético del Sur con gas natural podrían aportar alrededor de 1 400 MW de generación eficiente al sistema en ciclo simple y con la posibilidad de convertirse a ciclo combinado en relativo corto tiempo, con lo cual podrían alcanzar hasta 2 000 MW. Si bien con la Generación Eficiente comprometida y las opciones de oferta a desarrollarse en el periodo 2023-2025, se cubre la demanda con un equilibrio ajustado hasta el año 2025, a partir del año 2026 se requerirá necesariamente la operación del Nodo Energético del Sur con gas natural para seguir manteniendo el equilibrio con la demanda en todo el periodo analizado por el COES, a menos que se pueda desarrollar otro tipo de generación eficiente antes de esa fecha (hidroeléctricas, solares, eólicas, etc.).

#### **2.4. Evolución de Costos Marginales y comparación con Tarifas en Barra**

El Costo Marginal es el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte y es calculado por el COES; mientras que las Tarifas o Precios en Barra son fijadas administrativamente por el OSINERGMIN en mayo de cada año como precio máximo para las ventas de energía de generadores a los distribuidores, destinadas al Servicio Público de Electricidad que no sean resultado de las licitaciones de largo plazo creadas por la Ley N° 28832.

En el Gráfico N° 7 se muestra la evolución de los Costos Marginales desde enero del 2000 a diciembre del 2018 donde se muestra el Costo Marginal promedio anual, el Costo Marginal promedio ponderado y su comparación con la Tarifa en Barra ponderada.

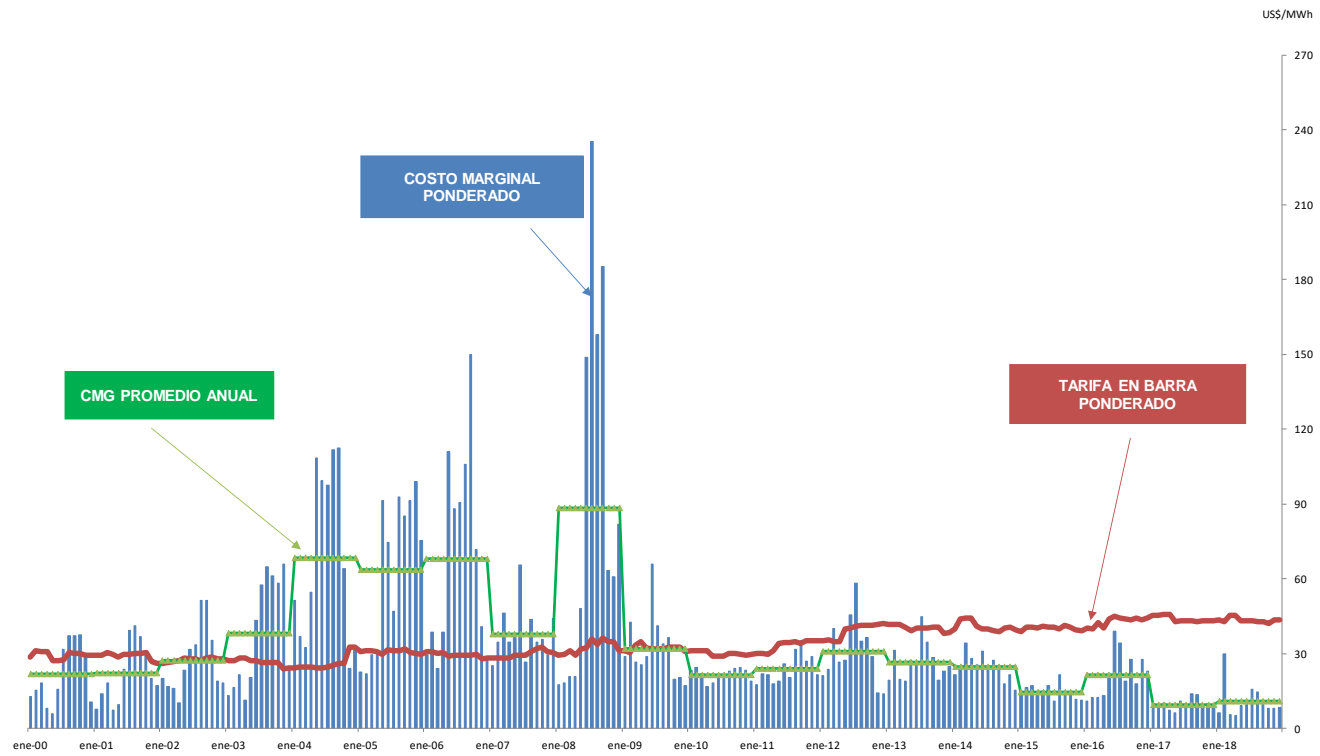
Se observa asimismo que en los últimos años la Tarifa en Barra supera largamente a los Costos Marginales y que éstos últimos están muy por debajo de los costos variables reales de las unidades que marcan el marginal.

Por un lado, tenemos que las Tarifas en Barra están “casi ancladas a los precios de licitación de largo plazo” mientras que los costos marginales, como lo explicaremos más adelante, están deprimidos y artificialmente distorsionados hacia la baja, lo cual no incentiva el ingreso de nuevas centrales de generación. Cabe indicar que las Tarifas o Precios en Barra que fija el OSINERGMIN, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año.

Así, se ha pasado de costos marginales sumamente altos –del 2004 al 2010- por los problemas de congestión y de falta de generación eficiente a costos marginales deprimidos, principalmente por las distorsiones del mercado eléctrico, que reflejan muchas veces problemas en los mercados de los insumos como el gas natural, y que se han agudizado desde el 2017 por el menor crecimiento de la demanda (1.59% en el 2017 y 4.38% en el 2018 en potencia y 1.75% en el 2017 y 3.75% en el 2018 en energía).



## COSTO MARGINAL PONDERADO Y TARIFA EN BARRA MENSUAL SEIN COSTO EQUIVALENTE EN BARRA SANTA ROSA 220 kV



Fuente: Estadística de Operación 2018 del COES

Gráfico N° 7



Al mismo tiempo, los costos marginales tan bajos han provocado que se desate una intensa competencia entre los generadores para captar clientes libres, ya que los contratos de hasta 5 años que se vienen suscribiendo son el único medio para asegurar ingresos en lugar de vender al precio del mercado corto plazo. Es así que los precios a clientes libres han experimentado un continuo descenso desde el año 2014 (45 – 35 US\$/MWh) hasta llegar a precios tan bajos como 20 US\$/MWh el año 2018 como se muestra en el Gráfico N° 8.

## Comparación de Precios del Mercado Libre y el Costo Marginal Promedio Anual

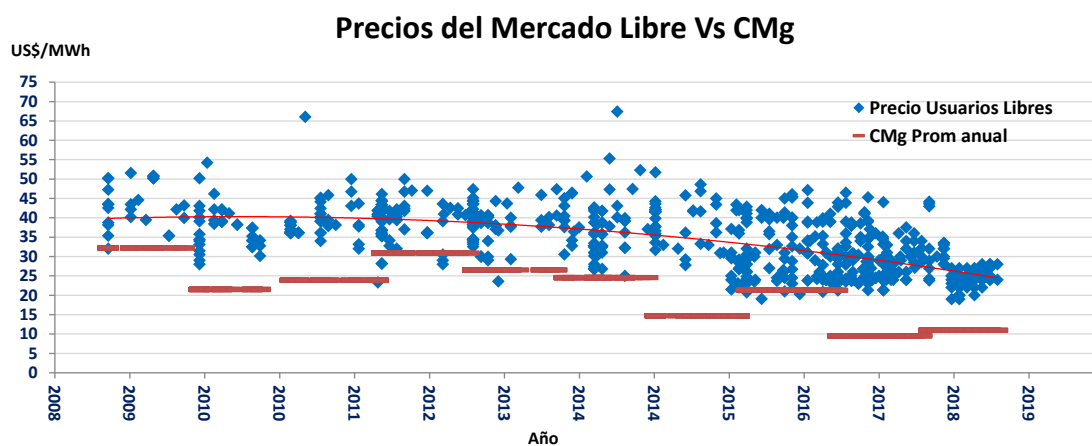


Gráfico N° 8

De este modo, en la actualidad, en el mercado peruano los precios de la energía destinada a los usuarios regulados (es decir, mayormente domésticos) resultan significativamente más altos que los precios a usuarios libres, que están gozando de un periodo de bonanza que durará hasta que crezca la demanda y absorba la sobreoferta existente o si el ejecutivo o el congreso aprueba alguna medida relacionada con el tema del precio del gas.

### 2.5. Influencia del Gas Natural en el Sistema (SEIN)

Cuando el gas natural llegó a la costa el año 2004 modificó radicalmente la estructura del parque generador del SEIN. Hasta entonces, si la generación hidroeléctrica no bastaba, la única otra fuente de energía de la que se disponía era recurrir al petróleo diésel mediante turbinas a gas de ciclo simple o motores recíprocos que utilizaban petróleo residual, lo que elevaba los costos de producción notablemente. Con la conversión de la central térmica de Ventanilla a gas natural y su ampliación de capacidad a ciclo combinado se inició una

carrera de construcción de centrales térmicas a gas que ha llevado a una importante participación actual en el sistema (33.35% en 2018). Resultado de esto, el SEIN presenta las siguientes características particulares:

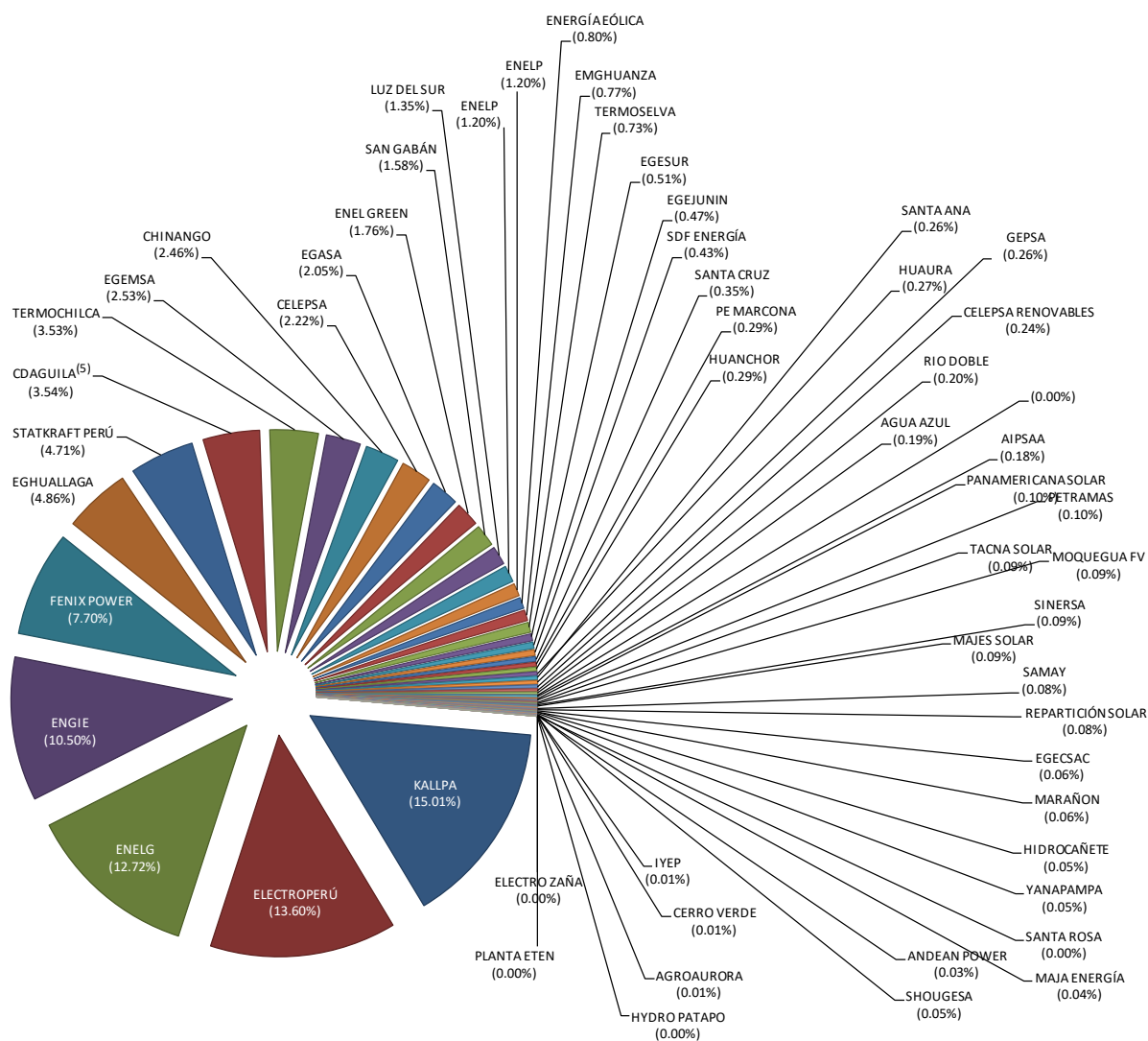
- Alta dependencia de la disponibilidad del suministro y transporte del gas natural concentrados en un solo yacimiento y un único ducto, de tal manera que la falla y consiguiente interrupción total del suministro de gas provocarían inmediatamente el incremento de los costos marginales en el SEIN de 10 a 180 US\$/MWh.
- Concentración geográfica de la nueva capacidad en Lima (distritos de Chilca y Ventanilla) provocando la necesidad de contar con capacidad de transmisión suficiente para atender la demanda en el norte y sur del país, afectando la confiabilidad del servicio en estas zonas dependientes de las fallas en las líneas de transmisión.
- Adicionalmente tuvo un efecto determinante en las nuevas inversiones en generación convirtiéndose en barrera de entrada para inversión en centrales hidroeléctricas o renovables, dado el bajo precio del gas que se tradujo en bajos precios de la electricidad. Esto será explicado en detalle más adelante.
- El proyecto de Camisea estuvo vinculado a contratos con altos componentes “take or pay” en el suministro y transporte, lo cual genera problemas en el mercado spot, pues en un contexto como el actual donde existe sobreoferta, dado el mecanismo de declaración de precios existente para las centrales a gas natural, éstas se ven incentivadas a declarar precios bajos lo cual deprime el CMg.

## **2.6. Composición Empresarial del Parque Generador**

Al finalizar el año 2018 había 59 empresas (razones sociales) generadoras en el mercado mayorista. Tal como se muestra en el Gráfico N° 9 elaborado por el COES, son 5 las empresas que produjeron el 58.93% del total de energía: Kallpa, Electroperú, Enel Generación, Engie y Fénix. Sin embargo, si analizamos por grupo económico, es decir agrupando las empresas o razones sociales que tienen el mismo dueño, los 5 principales grupos económicos alcanzaron el 70.47% del total de producción anual.

Cabe indicar que, como se observa del gráfico, el Estado sigue siendo un actor empresarial importante entre las generadoras del mercado (Electroperú, Egasa, Egesur, Egemsa y San Gabán) con alrededor de 20.27% del total de la producción de energía en el 2018 en el SEIN.

## PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2018 POR EMPRESAS



Fuente: Estadística de Operación 2018 del COES

Gráfico N° 9

En el 2018 hubo una fusión entre Kallpa Generación y Orazul Energy Perú y no se descarta que en el futuro se realicen otras fusiones entre empresas.

## SEGUNDA PARTE: IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

### CAPÍTULO III

#### FALTA DE UN MARCO REGULATORIO QUE INCENTIVE LA INVERSIÓN EFICIENTE EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

En esta sección se analiza la evolución de la capacidad de generación y se presentan las que consideramos las principales causas de la falta de nuevos proyectos de generación eléctrica eficiente que permita poder acompañar al crecimiento de la demanda, particularmente, a partir del 2025; aquí hay que tener en cuenta que desarrollar un proyecto de generación –que requiere de diversas autorizaciones y trámites - pueden tardar 6 años o más en caso de desarrollos hidroeléctricos y no menos de 2 años en caso de centrales con recursos energético renovables no convencionales como solares y eólicas.

El tema no es sencillo porque recordemos que en el pasado, a pesar de presentarse un crecimiento muy importante en la demanda, ello no representó un incentivo importante para la inversión en generación –salvo aquellas que tenían un precio garantizado por las licitaciones de ProInversión- y ello también porque el precio de potencia no resulta suficientemente atractivo y además, al ser determinado administrativamente, no brindaba suficiente predictibilidad ya que podría variar en el corto o mediano plazo.

#### 3.1. Diagnóstico de la situación actual en Generación Eléctrica

Antes de la LCE el país tenía serios problemas de abastecimiento de energía eléctrica, causado precisamente por las tarifas insuficientes para cubrir sus costos totales y al grave problema de un sistema de transmisión eléctrica constantemente afectado por los atentados terroristas y, asimismo, a sistemas de distribución ineficientes y sin la cobertura necesaria para atender a toda la población. Se requería una reforma urgente y, es así que, con la LCE, se desintegra verticalmente el negocio eléctrico y se incentiva la participación del sector privado buscando competencia en la generación eléctrica, entre otros aspectos. Se estableció el modelo marginalista con la finalidad de incentivar inversión basada en los costos marginales del largo plazo del sistema. Adicionalmente, se privatiza gran parte del parque generador existente incluyendo compromisos de inversión para incrementar la capacidad instalada para cubrir el crecimiento de la demanda.

En el Recuadro N° 1 se explica brevemente el Modelo Marginalista.

### **Recuadro N° 1: Modelo Marginalista**

Cabe indicar que los modelos marginalistas se caracterizan por:

- Se tiene desintegración vertical, pero existe un importante grado de centralización y los precios son fijados de manera administrativa.
  - Se usan criterios de planificación estatal
  - El despacho es centralizado
  - Los pagos por capacidad son determinados administrativamente
- Los contratos bilaterales son sólo financieros y sus precios suelen estar regulados o ser un “passthrough” de los precios spot.
- Existe acceso abierto a la transmisión, pero no se tienen instrumentos financieros para protegerse de la congestión ni otros derivados financieros.
- Los precios de energía son determinados en un “pool obligatorio” basado en la declaración de costos.

En teoría, los Costos Marginales, que viene a ser el costo de producir una unidad adicional (en este caso de energía), bajo supuestos de convexidad y costos crecientes, son precios eficientes porque brindan señales adecuadas para la producción y el consumo y maximizan los excedentes económicos, esto es el bienestar de la sociedad.

Así, en el Perú, la generación es un mercado competitivo el cual se basa en un modelo marginalista donde el organismo encargado del despacho económico del sistema (en nuestro país es el COES) determina los costos marginales de energía de corto plazo del sistema eléctrico en función al costo variable de la última unidad de generación que es llamada a despacho. Para determinar dichos costos variables, en el caso de las centrales termoeléctricas, éstos son conformados básicamente por los costos del combustible utilizado para la generación de energía. En el caso de centrales que operan en base a hidrocarburos líquidos los costos son reportados por las empresas de generación al COES, quién los audita. Para el caso de empresas de generación en base a gas natural, las empresas declaran el precio del gas natural.

El nuevo modelo dio buenos resultados y los apagones se convirtieron en cosa del pasado. Sin embargo, a inicios del año 2004 se observó que los costos marginales se desacoplaban del precio regulado; en simultáneo, en dicho año se presentó la sequía más severa en 10 años y si bien no se produjeron restricciones de suministro, los generadores dejaron de suscribir contratos con las distribuidoras para el mercado regulado al entender que éste no reflejaba ni cercanamente los reales costos de producción de la energía. Se presentaron los denominados “retiros sin contrato”, es decir que las distribuidoras seguían consumiendo la energía sin contratos de respaldo y por tanto sin pagar a nadie por esos retiros. Se rompió la cadena de pagos y el sistema entró en crisis que hizo que se cuestionara la validez o vigencia del modelo marginalista de la LCE. El resultado fue una corrección al modelo.

Con el convencimiento de que el origen del problema y la causa de la falta de inversiones, fue la disparidad entre los precios regulados y los costos marginales del sistema se decidió, vía la Ley 28832, que el precio regulado ya no fuera determinado administrativamente por el organismo regulador sino que fuera resultado de la competencia, creándose así las licitaciones de largo plazo que los distribuidores debían convocar para atender sus necesidades futuras de energía. El supuesto básico fue que, si el precio era resultado de la competencia y además se traducían en contratos de largo plazo, éstos servirían para posibilitar el financiamiento de nuevas inversiones. En el Cuadro N° 4 se presenta un resumen de dichas licitaciones.

#### Licitaciones de Largo Plazo Supervisadas por OSINERGMIN

Licitación	Potencia Adjudicada (MW)	Plazo (Años)	Periodo
2015	300	10	2022-2031
2012	161	12	2016-2027
2011/01 1ra	356	10	2018-2027
2011/01 2da	32	10	2018-2027
2010	670	10	2014-2023
2009/01	1213	8	2014-2021
2009/02	662	10	2014-2023
2009/03 1ra	650	12	2014-2025
2009/03 2da	31	12	2014-2025
2009/04 1ra	465	10	2013-2022
2009/04 2da	93	10	2013-2022

Fuente: OSINERGMIN (Elaboración propia)

Cuadro N° 4

Posteriormente, en mayo del año 2008 se promulga el Decreto Legislativo 1002 (DL 1002), de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables que crea un mecanismo de subsidios directos por los consumidores finales para promover el desarrollo de las energías renovables: solar, eólica, mareomotriz, biomasa, geotérmica e hidroeléctrica (éstas hasta 20 MW de potencia instalada). Al año siguiente se lleva a cabo la primera subasta y se consiguen inversiones en centrales eólicas, solares, biomasa e hidroeléctricas a precios promedio superiores a los imperantes en el mercado mayorista (llegándose en el caso de las centrales solares hasta 225 US\$/MWh). Las eólicas y solares aún eran tecnologías cuyos costos todavía estaban altos, aun cuando –al igual que las hidráulicas- tenían incentivos como la recuperación anticipada del IGV (Ley 28876) y depreciación adelantada de hasta el 20% (Decreto Legislativo 1058).

Sin embargo, el nuevo modelo imperante o modelo corregido con licitaciones para los consumos regulados de las distribuidoras y un precio de potencia fijo, determinado por OSINERGMIN, presentaba vacíos y no bastaba para resolver determinados problemas que se presentaban en el sistema:

- La percepción de los generadores de que el pago por potencia determinado por OSINERGMIN era insuficiente provocó que no se hicieran inversiones en centrales de reserva fría en ninguna parte del sistema. Esto empeoró la situación de baja confiabilidad de los subsistemas norte y sur del país, ya de por sí dependiente de las líneas de transmisión debido a la ya descrita concentración de generación en el subsistema centro a través de centrales térmicas a gas natural.
- Las licitaciones de las distribuidoras representaban solo la mitad de la demanda del país (el resto era de los Usuarios Libres) y, por tanto, no bastaban para atraer inversiones que pudieran atender el crecimiento de la demanda total. De alguna manera, solamente el mercado regulado estaba sufragando el costo del desarrollo.
- En cualquier licitación, ya sea de las distribuidoras o las licitaciones privadas de los Usuarios Libres, los precios de gas imperantes en el sistema (3.2 US\$/MMBTU) hacían que ninguna otra tecnología pudiera competir en costos con las centrales a gas de ciclo simple y posteriormente, ciclo combinado. Esto provocó que el crecimiento de la oferta, con muy pocas excepciones, se diera, como ya mencionamos, solamente a base de centrales térmicas a gas y ubicadas en la zona centro del país. Especialmente, detuvo la construcción de centrales hidroeléctricas con embalses, a pesar del enorme potencial técnico existente que

según el Anuario Ejecutivo de Electricidad del 2016 publicado por el MINEM (MINEM-Anuario Ejecutivo de Electricidad 2016, pag. 92) es de 135 377 MW según estudio de US Geological Survey del 2014 y de 65 841 MW según estudio de Halcrow del 2011 (el potencial técnico considera las limitaciones técnicas y económicas a través de un estudio de factibilidad).

- La incorporación de la producción de las centrales con energías renovables mediante las subastas convocadas por el Estado, con costo variable cero de acuerdo con lo determinado por el DL 1002, colaboraba a que el costo marginal del sistema fuera a la baja.

Las condiciones descritas en los párrafos anteriores, obligaron al Estado a tomar una serie de medidas excepcionales por fuera del marco regulatorio de la LCE y la Ley 28832 que se describen a continuación (ProInversión-Procesos Concluidos por Iniciativa Estatal, 2019):

- **Contratos de Concesión de Reserva Fría de Generación (ProInversión):** Estos contratos, sobre la base de lo establecido en el Decreto Urgencia N° 121-2009 y Decreto Urgencia N° 001-2011, fueron resultados de las licitaciones de Reserva Fría de Generación conducidos por ProInversión (Ver Cuadro N° 5).

#### Reserva Fría de Generación

Central	MW	Año Adjudicación
C.T. Ilo	564.00	2010
C.T. Talara (Malacas TG5)	200.00	2010
C.T. Eten	240.50	2011
C.T. Pucallpa	45.63	2012
C.T. Puerto Maldonado	20.08	2012
C.T. Iquitos	77.70	2013
<b>TOTAL</b>	<b>1,147.91</b>	

Fuente: Proinversión (Elaboración propia)

Cuadro N° 5

- **Contratos de Compromisos de Inversión de Proyectos de Generación (ProInversión):** Estos contratos, en el marco del Decreto Legislativo N° 674, la Ley



N° 26440 y Decreto de Urgencia N° 002-2011, fueron conducidos por ProInversión para promover la inversión privada en el desarrollo de la generación de Energía Eléctrica, primero a través de centrales hidroeléctricas y después con centrales térmicas en el sur (Ver Cuadro N° 6).

### Energía Centrales Hidroeléctricas

Central/Proyecto	MW	Año Adjudicación
C.H. Cheves	168.20	2009
C.H. Chaglla	456.00	2011
C.H. Cerro El Aguila	513.00	2011
C.H. Santa Teresa	91.00	2011
C.H. Pucará	178.00	2011
C.H. Molloco	280.00	2013
<b>TOTAL</b>	<b>1,686.20</b>	

Fuente: Proinversión (Elaboración propia)

Cuadro N° 6

- **Contratos de Compromisos de Inversión del Nudo Energético en el Sur del Perú (ProInversión):** En aplicación de la Ley N° 29970 – Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el sur del país (LASE)- ProInversión licitó las centrales termoeléctricas ubicadas en el sur (Arequipa y Moquegua), con la finalidad principal de viabilizar el gasoducto del sur; centrales que actualmente pueden operar con líquidos pero previstos para operar con gas natural en el futuro cuando se disponga en estas centrales de dicho recurso (Ver Cuadro N° 7).

### Nudo Energético del Sur

Central	MW	Año Adjudicación
Puerto Bravo	788.80	2013
Ilo 4 (NEPI)	710.01	2013
<b>TOTAL</b>	<b>1,498.81</b>	

Fuente: Proinversión (Elaboración propia)

Cuadro N° 7

En el Cuadro N° 8 se resume la potencia de nueva generación en el SEIN producto de estas acciones del estado respecto a la inversión en generación eléctrica.

### **Resumen Nueva Generación Licitaciones PROINVERSIÓN**

<b>Licitaciones Pro Inversión</b>	<b>MW</b>	<b>Periodo</b>
<b>Energía Centrales Hidráulicas</b>	1,686.20	2009-2013
<b>Reserva Fría</b>	1,147.91	2010-2013
<b>Nodo Energético del Sur</b>	1,498.81	2013
<b>TOTAL</b>	<b>4,332.92</b>	

Fuente: ProInversión (Elaboración propia)

Cuadro N° 8

Los proyectos C.H. Pucará y C.H. Molloco están actualmente paralizados.

Cabe indicar que la única inversión importante actual en construcción por iniciativa privada, a través de ProInversión, es la central hidroeléctrica C.H. San Gabán III de 205.8 MW cuya concesión definitiva se le otorgó en el 2016; en este caso no hay una tarifa garantizada ni ningún compromiso por parte del Estado.

### **3.2. Marco Regulatorio distorsionado**

Cuando la iniciativa privada no es suficiente para generar los proyectos de generación eléctrica que permitan la cobertura la demanda eléctrica futura (particularmente en el corto y mediano plazo), es el Estado que, en su rol promotor, ha tomado diversas medidas para asegurar dicha cobertura; no siempre con los resultados esperados. La iniciativa privada, por lo general no responde, si no tienen los suficientes incentivos para hacerlo y éste es un problema que se complica cuando se van dando soluciones de compromiso y sin una verdadera política ni planificación seria. Los últimos años se han generado diversos mecanismos para introducir nueva generación en el sistema ya sea para garantizar la oferta ante las proyecciones de la demanda o para la seguridad del sistema y que, vale señalar, ante un crecimiento muy por debajo de las expectativas que se tenían hace algunos pocos años, han devenido en serias distorsiones del mercado eléctrico y del sector en general.

Así, el Estado ha intervenido el mercado, principalmente a través de contratos conducidos por ProInversión, para incorporar nueva generación con precios de potencia y/o energía garantizados que permiten al inversionista la recuperación de su inversión con una tasa de retorno atractiva; como se detalló en los cuadros anteriores

### **3.3. Problemática del Precio del Gas de Camisea**

Este es un tema álgido y de gran impacto en los costos marginales del mercado de corto plazo y en las decisiones de inversiones en generación en centrales eficientes, tanto por el precio del gas en sí como por la forma la declaración no auditada de precios (en el Recuadro N° 2 se explica el mecanismo de declaración de precios del gas) y las estrictas condiciones contractuales que impone el casi único productor de gas para el consumo interno.

#### **Recuadro N° 2: Mecanismo de Declaración de Precios del Gas**

El modelo de despacho imperante en Perú desde la reforma de 1992 es uno por orden de mérito basado en costos variables auditados. Según este mecanismo, los agentes entregan al COES sus costos variables y los sustentos formales de los mismos: contratos, facturas, etc. Con base en ello, el COES optimiza el despacho procurando el mínimo costo dentro de las restricciones de seguridad y mejor uso de los recursos naturales.

Este mecanismo cambió el año 2000 con la publicación del DS-016-2000-EM que estableció que, a partir de la fecha, solo para los generadores que usaran gas natural como combustible “la información a presentar por sus titulares consistirá en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible”. Mas adelante, precisa que el COES deberá respetar este precio único informado y que no deberá superar los costos realmente incurridos en molécula, transporte y distribución. En términos simples, esto significa que este decreto supremo autoriza o habilita que los generadores puedan declarar o informar al COES cualquier valor de precio único de gas entre cero y el valor efectivamente pagado. Esta “declaración de precios” se hace una vez al año y el COES debe usar ese precio único para efectos de la optimización del despacho por el término de 12 meses hasta la siguiente declaración. Todas las transacciones que se realicen en el mercado de corto plazo tomarán en cuenta estos precios declarados. Es decir, no existe la posibilidad que declaren un precio

y luego sean remunerados por los gastos efectivamente incurridos. La remuneración será el precio declarado.

Este mecanismo ha funcionado desde el año 2000 sin sobresaltos hasta llegar el año 2017. En este año, la sobreoferta existente en el SEIN hizo que la atención de la demanda no requiriera el despacho de todas las centrales térmicas a gas natural instaladas. En consecuencia, habría centrales de térmicas que de todos modos iban a operar muy pocas horas al año o no operar. Para estas centrales, no ser despachadas le causaba doble perjuicio: tener que pagar la porción “take or pay” de la molécula de gas sin haberla consumido, así como todo el transporte y distribución sin haberlos utilizado y; tener que comprar en el mercado de corto plazo para poder atender los retiros correspondientes a sus contratos de largo plazo. En consecuencia, tenían todos los incentivos para declarar el menor precio posible con el fin de desplazar a otras unidades y ser despachados. Y efectivamente, eso hicieron, llegando inclusive a declarar cero el precio único de gas. La ya mencionada situación de sobre oferta ocasionó que la mayor parte del año, las centrales que determinaban el costo marginal de corto plazo del sistema fueran las centrales térmicas que usan gas natural. Como el Costo Variable que se utiliza para el despacho es la sumatoria del Costo Variable Combustible y el Costo Variable No Combustible, siendo el primer de ellos cero, el Costo Variable Total resultaba solamente el Costo Variable No Combustible y este costo, es el que fijaba el costo marginal del sistema. Resultado: costos marginales de corto plazo consistentemente bajos, bordeando los 10 US\$/MWh desde entonces hasta la fecha (2019). Se espera que esta situación se mantenga por lo menos hasta 2021 dependiendo de la velocidad de crecimiento de la demanda.

Se han hecho dos intentos de modificar esta situación. El primero, mediante DS-019-2017-EM, mediante el cual se establece que la declaración de precios se hará dos veces al año (mayo y noviembre) en lugar de una con la finalidad de tomar en cuenta las diferencias en el despacho en temporada de avenida y estiaje. El segundo, mediante DS-043-2017-EM, deroga el anterior, vuelve al esquema de una declaración anual única y crea un mecanismo para fijar un mínimo al precio único de gas por central, dependiendo de su porcentaje de “take or pay” bajo el supuesto que las centrales con menor porcentaje, cuentan con mayor flexibilidad para el consumo de gas y por tanto no incurren en el mismo nivel de perjuicio que las que tuvieran el porcentaje muy alto, al no ser despachadas.

El método de cálculo se muestra a continuación:

$$PMGN_i = \left( 1 - \left[ \frac{CDC_i}{24 \times \sum_j^n (Pef_{ij} \times CeC_{ij})} \right] TOP \right) PSG$$

Donde:

PMGN<sub>i</sub>: Precio mínimo de gas natural para el Generador *i* (US\$/MMBTU), entendiéndose por “Generador *i*” al titular de generación.

CDC<sub>i</sub>: Cantidad diaria contractual del Generador “*i*” (MPCD).

Pef<sub>ij</sub>: Potencia Efectiva de la Unidad de Generación “*j*” utilizando gas natural, determinada conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 17 (o el que lo sustituya), perteneciente al Generador “*i*” (kW).

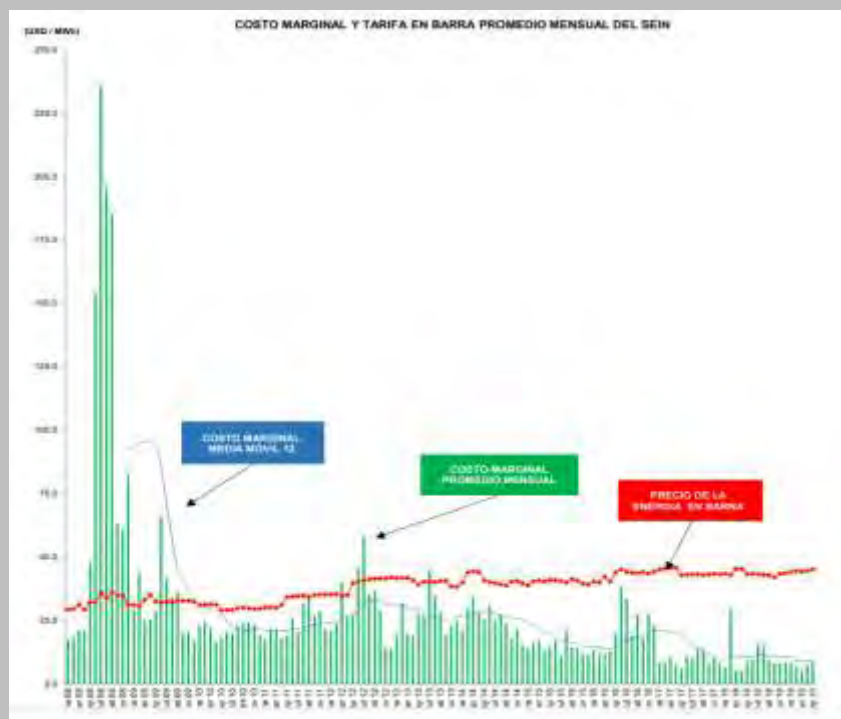
CeC<sub>ij</sub>: Consumo específico de calor de la Unidad de Generación “*j*”, determinado conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 17 (o el que lo sustituya), perteneciente al generador “*i*” (convertido en MPC/kWh). Para estos efectos, el poder calorífico inferior será el registrado en la prueba de potencia efectiva, conforme al procedimiento técnico respectivo.

TOP: Porcentaje del consumo diario contratado sujeto a la condición “take or pay”, o cualquier otra denominación estipulada en el respectivo contrato de suministro, que el generador está obligado a pagar independientemente de su consumo efectivo (%).

PSG: Es el precio de suministro de gas natural (no incluye transporte y distribución) aplicable según el respectivo contrato de suministro de gas natural, incluido los descuentos aplicables. En el caso que las centrales de un mismo generador tengan PSGs diferenciados, se considerará el correspondiente a la central para el cálculo del PMGN<sub>i</sub>.

Ninguno de los mecanismos nuevos tuvo el resultado buscado que era el de elevar los costos marginales del sistema, aunque se puede decir que la determinación de un mínimo evitó que éstos se redujeran por debajo de 10 US\$/MWh.

Finalmente, el Ministerio de Energía y Minas constituyó una Comisión para la Reforma del Sector Eléctrico con la finalidad de estudiar y proponer una serie de cambios en la regulación. Dentro de los objetivos de corto plazo de esta comisión está el de proponer un esquema que atienda el tema de la declaración de precios de gas. El informe que la Comisión ha publicado propone abandonar el esquema de declaración de precios y pasar a un esquema de precios auditados pero que sea muy estricto en la diferenciación entre costos fijos y variables del suministro de gas. La metodología propuesta hace que el COES deba optimizar el uso del gas en la programación de mediano plazo (1 año), tomando en cuenta los costos fijos (transporte, distribución y porción “take or pay” de la molécula) y además los mecanismos de flexibilidad de los contratos de suministro de gas como son los denominados “carry forward” y “make up” que permiten usar en el futuro gas pagado no consumido o aplicar al pago fijo consumos por encima de la porción fija. Luego, con esa programación, se define los precios sombra del gas y esos precios son los que se deberán utilizar en la programación de costo plazo para el despacho diario. En teoría, esto debería asegurar que se despache primero todo el gas que sea componente fija lo que debería eliminar el riesgo de que los generadores incurran en pagos por gas no consumido. El problema que vemos con esta metodología es que introduce demasiada incertidumbre en la proyección anual: proyección de demanda, programa de mantenimiento, hidrología y por tanto pudiera arrojar precios sombra que luego no reflejen la situación del sistema en el presente, renovando el riesgo de gas pagado no consumido.



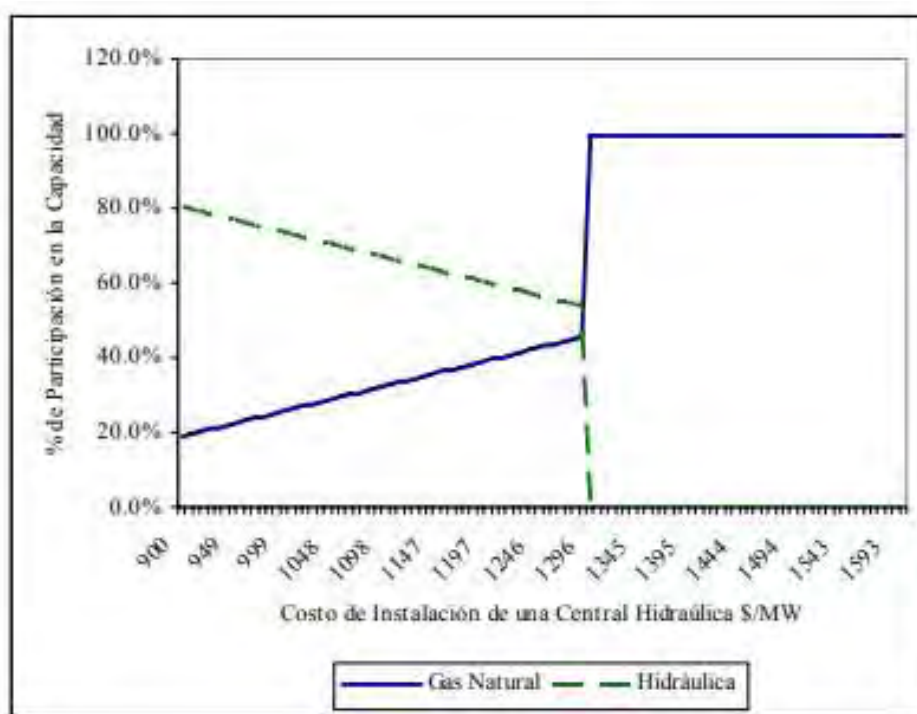
El precio del gas natural de Camisea destinado a la generación de electricidad es estructuralmente bajo (3.2 US\$/MMBTU) y además tiene una fórmula de reajuste que lo desacopla de los precios internacionales de una canasta de petróleos o de gas natural en los mercados existentes. El primer efecto de ese precio bajo y mientras no se tenga que recurrir consistentemente a carbón o petróleo para atender la demanda del país (situación que se quiere evitar a toda costa) es que produce que los costos marginales sean bajos en el presente y sigan siendo bajos en el futuro. En efecto, en una situación de sobreoferta, quienes fijarán el costo marginal del sistema la mayor parte del tiempo serán ciclos combinados utilizando gas de Camisea y, por tanto, el costo marginal será alrededor de 25 US\$/MWh.

En un sistema adaptado, es decir sin sobre oferta y sin escasez, el costo marginal debiera ser fijado por turbinas a gas de ciclo simple utilizando gas natural de Camisea, es decir, no más de 35 - 40 US\$/MWh. En este punto debemos acotar la cada vez mayor participación de centrales con energías renovables con costo variable cero, la tendencia de los costos marginales será de mantenerse bajos.

La consecuencia directa de estos bajos costos marginales esperados en el largo plazo es constituirse en una barrera para el desarrollo del potencial hidroeléctrico del Perú dado que, ningún inversionista se atreverá a construir proyectos hidroeléctricos con reservorios basados y financiados con una proyección de costos marginales bajos, a menos que tengan contratos de largo plazo a precios que permitan su desarrollo.

Gallardo, José et al. (2005), muestran en el Gráfico N° 10 la evolución de la participación en la capacidad instalada óptima de las centrales hidráulicas y las centrales térmicas ante cambios en el costo de inversión de las centrales hidráulicas (Gallardo & García, 2005, pag. 39). Se puede ver claramente como conforme se incrementa el costo de inversión de las centrales hidráulicas de US\$ 900,000 por MW a cerca de US\$ 1.3 millones por MW, la participación del gas natural se va incrementado de cerca de 20% a cerca del 40%, dando un salto al 100% en un nivel cercano a los US\$ 1 300,000. Dado que el sistema marginalista indica que el parque generador óptimo supone el equilibrio financiero de las inversiones al mismo tiempo que minimiza el costo de total, ello implica que los inversionistas privados no deberían invertir en centrales hidráulicas con costos mayores de US\$ 1.3 millones por MW pues estas no serían rentables y que el valor de mercado de las centrales hidráulicas construidas a un costo mayor no debe superar este monto debido a que el sistema tarifario sólo permitiría recuperar estos costos.

## Sensibilidad del Parque Generador ante cambios en el Costo de Instalación de las Centrales Hidráulicas



Fuente: OSINERGMIN-Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano Documento de Trabajo N° 3 (2005)

Gráfico N° 10

Para corroborar esto basta con observar los precios adjudicados a las centrales de Chaglla y Cerro del Águila por ProInversión: 54.11 y 60.59 US\$/MWh en horas punta y 43.64 y 48.68 US\$/MWh en horas fuera de punta respectivamente. Se considera que estos son precios competitivos para la realidad peruana pues son proyectos que cuentan con contratos de compra a largo plazo (15 años) con un precio fijo y protegido y hasta con una cantidad mínima de energía asegurada (“take or pay”). Por tanto, el riesgo es bajo y el costo debiera ser el adecuado. Los costos marginales previstos no podrían servir para el desarrollo de este tipo de centrales.

Por otra parte, las centrales térmicas con base en el gas natural, que tienen contratos tipo “take-or-pay” con el productor de gas y contratos a firme con el transportista de gas, “transforman” lo que debería ser un costo variable de producción de energía eléctrica (el



costo del gas natural) en un costo fijo y hundido de producción. Siendo que este tipo de centrales deben pagar por el gas y el transporte, usen o no usen el gas y transporte contratado, tienen un alto incentivo a declarar precios iguales o cercanos a cero, con el fin de asegurarse ser despachadas.

El DS 016-2000-EM permite que los generadores térmicos que usan gas natural puedan declarar los precios totales del suministro de gas (incluyen molécula, transporte y distribución) para fines de despacho del COES y de valorizaciones de sus entregas al Mercado de Corto Plazo. Esto quiere decir que el generador puede informar al COES, una vez al año, cualquier valor hasta un tope sin tener que sustentar que ese sea su costo verdadero, es decir legalmente pueden sub-declarar como lo vienen haciendo, y con ese precio se determinan sus costos variables que son los que deciden su orden de mérito en el despacho económico.

Este incentivo a la sub-declaración de precios de generación para el despacho se acentúa si la central en cuestión tiene ingresos asegurados en contratos de largo plazo (algunos resultantes de las licitaciones de la Ley 28832 y otros resultantes de las licitaciones convocadas por ProInversión). El efecto de la sub-declaración de precios de generación para el despacho tiene como consecuencia acentuar la presión a la baja en el precio spot. Además, tiene efectos sobre la eficiencia económica del sistema de despacho, puesto que la sub-declaración implica que otras centrales, que no tienen la posibilidad de declarar precios, sean desplazadas del despacho. Esa ineficiencia se agravaba si la central térmica que declara cero es de ciclo simple con gas natural (que es menos eficiente que una central térmica de ciclo combinado y que no ha declarado cero). La opción de declarar un costo de gas natural por debajo de su costo marginal, conjuntamente con la posibilidad de maximizar posiciones por tener bajos precios spot de energía, constituye un problema debido a que distorsiona el mercado spot, dado que sólo algunos generadores tienen esta opción, constituyéndose así en una discriminación para las otras tecnologías (Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes (NEGLI), 2016, pag. 390).

En situación de sobreoferta como se está experimentando desde 2015, los generadores térmicos que usan gas natural, venían declarando valores mínimos, incluso cero (ahora, merced al DS 043-2017-EM, hay un valor mínimo calculado por el COES) con la finalidad de ser incluidos en el despacho y así evitar tener que pagar los costos fijos ("take or pay") del suministro de gas y de los contratos a firme de capacidad de transporte sin haberlos usado.

El resultado de todo ello es que los costos marginales del sistema serán aún menores y esto explica los bajísimos valores actuales de promedio 10 US\$/MWh.

Las centrales térmicas a gas, tienen el dilema del prisionero en el cual las unidades con contratos con una componente “take or pay” declaran precios cero para no quedar fuera del orden de mérito, porque en ese caso deben pagar por gas no consumido sin recibir ingresos por vender en el mercado spot y ello hace que el despacho real en el mercado spot no sea el más eficiente. Como consecuencia se tiene además que las unidades hidráulicas reciben menores ingresos por ventas en el mercado spot, y la prima a los Recursos Energéticos Renovables (RER) se incrementa, lo que hace subir los precios de electricidad a los usuarios. Esta situación, hace que se incrementen los incentivos a arbitrar en el mercado de clientes libres al incrementarse los márgenes entre los precios de esos contratos y el costo marginal (Fischer, 2017).

Cabe indicar que el DS 043-2017-EM (que modifica el DS 016-2000-EM sobre la declaración del precio del gas) estableció que el COES debe verificar que el precio único declarado por el generador no sea inferior a un precio mínimo de gas determinado según se establece en dicho Decreto Supremo (si el valor declarado es menor, el COES considera el precio mínimo calculado) y, si bien no resolvió el problema, permitió que el marginal no se deprima más e hizo subir un poco el marginal promedio esperado de 6 US\$/MWh a 10 US\$/MWh, según estimados del COES. La lógica de dicho precio mínimo es la de establecer un precio mínimo en la declaración del precio del gas por cada generador, el cual corresponde a la componente variable del contrato de gas.

Queda claro pues que esta situación constituye barrera de entrada –principalmente para las centrales hidroeléctricas- y para cualquier otra tecnología, pues inclusive las centrales ERNC tienen costos medios superiores a esos costos marginales deprimidos y, por tanto, en una situación como la actual seguirían necesitando de subsidios para poder recuperar su inversión, ya que en la actualidad su única alternativa en ausencia de un mecanismo de subastas sería ingresar por medio del mercado spot.

Es por ello que en algunos modelos se tienen subastas específicas para centrales como las centrales hidráulicas mayores que requieren de grandes inversiones y de plazos más largos para recuperar su inversión.

En las licitaciones de Largo Plazo en Perú, una forma de incentivar es el porcentaje de descuento que tenían dichos proyectos al evaluarse el precio de adjudicación, sin embargo,

ello no es suficiente y el plazo viene a ser muy corto para este tipo de inversiones los contratos de Largo Plazo con las distribuidoras han sido entre 8 y 12 años; la mayoría, de 10 años).

### **3.4. Diagnóstico de las posibilidades actuales de inversión en Generación Eléctrica**

Si bien en la actualidad se tiene una mayor oferta de generación y, como se indicó antes, un alto margen de reserva, la oferta de generación eficiente se terminaría en el corto plazo por el crecimiento de la demanda; en particular la demanda minera y no hay, en los últimos años inversión relevante en generación; ya sea hidráulica, térmica o renovable no convencional; más allá de los compromisos RER de las subastas adjudicadas en los diferentes procesos entre los años 2010 a 2016.

Esta falta de oferta eficiente origina, ante una situación hidrológica desfavorable o ante ciertos eventos (externalidades) al mercado eléctrico, costos marginales muy altos, por la presencia en el sistema de unidades de generación ineficientes por su operación con combustible diésel, como ya ocurrió en febrero y julio del 2018.

La experiencia de los últimos años en el sistema interconectado peruano nos da la lectura que la regulación vigente para los mecanismos de remuneración de la potencia en el sistema, así como la reserva operativa del sistema y, actualmente, los precios deprimidos del Mercado Mayorista de Electricidad, no han brindado los incentivos adecuados para que los generadores puedan efectuar las inversiones necesarias en generación que permita cubrir la demanda del sistema con seguridad, confiabilidad y eficiencia y en forma oportuna.

Así, la falta de incentivos, en un contexto donde se tienen incertidumbres, costos hundidos e irreversibilidad importante de inversiones, y a los cuales hay que agregar que en algunos casos no es posible la divisibilidad económicamente eficiente de la inversión y una gran cantidad de externalidades negativas (impacto ambiental, dificultad de utilización de espacios públicos y/o problemas de servidumbres, suministro de combustible, gas y/o agua, capacidad limitada de instalaciones de red, etc.); se tienen problemas que ha originado que no se tenga comprometida inversión relevante en generación para los próximos años, en donde se tiene unidades de reserva ineficientes que ante una situación hidrológica desfavorable o ante ciertos eventos al mercado eléctrico originan costos marginales muy altos y por tanto un diferencial de precio igualmente muy altos, respecto a los precios de los contratos, que originan el poco interés de los generadores por hacer inversiones importantes en generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

Por otra parte, si bien los costos de inversión en centrales solares y eólicas se han reducido drásticamente en los últimos años, aún se tienen barreras importantes que permitan financiar este tipo de inversiones, siendo una de las principales su incapacidad de poder contratar con Usuarios Libres o Distribuidoras.

Spiller, Oren et al. (2004) ya identificaban algunos problemas en el diseño del mercado peruano (Spiller, Oren, Abdalá, & Tamayo, 2004):

- Reglas rígidas en la determinación del Costo Marginal
- Pagos por capacidad basados en recuperación de costos históricos
- Generadores son reacios a contratar con distribuidoras cuando los precios spot son mayores que los precios de barra
- No hay comercializadores independientes (para contratar se requieren activos de generación)
- Plantas ineficientes distorsionan los precios spot
- Privatización inconclusa (el estado tiene presencia importante)
- Los consumidores no reciben señal de precios que refleje la escasez de electricidad

Asimismo, ya en el año 2005 Gallardo, García y Pérez-Reyes argumentaban que las señales de precios de potencia y energía del esquema marginalista pueden ser insuficientes como señales para asegurar los niveles adecuados de inversión, lo cual requiere de una creciente necesidad de innovaciones en el marco regulatorio; más aún si han ocurrido distorsiones normativas y/o regulatorias que han afectado al mercado. Todo ello tiene su efecto en la falta de inversión en generación que permita cubrir la demanda del sistema con seguridad, confiabilidad y eficiencia y en forma oportuna (Gallardo, García, & Pérez-Reyes, 2005).

Las señales económicas, en la remuneración de potencia y en particular en los precios en el mercado spot, son, no sólo las principales causas de la falta de nueva inversión en capacidad hidráulica y térmica, sino también las distorsiones en la normativa del sector en los últimos años y problemas muy importantes como el precio del gas natural de Camisea y los contratos de transporte por el gasoducto, entre otros.

El costo marginal promedio mensual desde enero del 2017 a la fecha (apenas superior al 10 US\$/MWh) ha sido escandalosamente más bajo que el precio de barra promedio para la energía (superior a los 43 US\$/MWh). Si bien esta situación se vio agravada por la

desaceleración económica del país y, por consiguiente, la demanda no creció a las tasas esperadas, lo real es que ello no significa ningún incentivo a invertir en generación ya que no habría ninguna racionalidad económica para hacerlo y por ello casi todo el crecimiento de la oferta en los últimos años han sido principalmente producto de los compromisos de inversión promovidos por el Estado a través de ProInversión y de las subastas RERs y que corresponden principalmente a centrales hidroeléctricas menores de 20 MW, centrales eólicas y centrales solares; todas con incentivos de Prima RER.

Esta grave distorsión de los costos marginales por debajo de sus costos reales de producción ha afectado el mercado de diversas formas tales como, entre otros:

- Despacho sub óptimo porque los generadores no tienen la obligación de brindar costos ni información auditada que puedan servir para el despacho real (un ciclo simple puede despachar antes que un ciclo combinado)
- Sobrecontratación de algunos generadores (compran a costo marginal en el COES y venden a precios de contratos), aprovechando potencia firme de unidades ineficientes y/o comprando potencia firme de terceros; ello también origina que dichos generadores son los principales interesados en que el precio spot no suba
- La gran diferencia que hay entre el precio regulado y el precio spot ha originado la migración de clientes regulados al mercado libre para aprovechar los bajos precios del mercado libre; ello dejó a muchas distribuidoras con potencia sobre contratada (ya comprometida con los generadores) con los perjuicios que ello implica
- Resolución de contratos de clientes libres -aun pagando importantes penalidades- para aprovechar los precios deprimidos actuales en contratos de corto y mediano plazo
- Mayores sobrecostos por Prima RER asumidos por los usuarios regulados y libres; cuando menor es el costo marginal mayor es la Prima RER en la tarifa

Para tener una mejor idea de cómo han sido las inversiones en generación (en MW y en millones de dólares) y como han ingresado a operación comercial las diferentes centrales del 2012 a la fecha, considerando los proyectos “garantizados” a través de las licitaciones de ProInversión así como aquellos por iniciativa privada, se muestran los el Cuadro N° 9 (en MW) y el Cuadro N° 10 (en millones de dólares).

### Inversión en Generación Eléctrica del 2012 al 2018 (MW)

Año POC	Reserva Fría	Nodo Energético	Energía CC.HH.	Iniciativa Privada	RER	TOTAL
2012				592	181	<b>773</b>
2013	764			198	22	<b>984</b>
2014				625	197	<b>822</b>
2015	241		259	395	6	<b>901</b>
2016	66	1,499	969	113	129	<b>2,776</b>
2017	78				36	<b>114</b>
2018				100	409	<b>509</b>
Sin Fecha			0	290	282	<b>572</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1,148</b>	<b>1,499</b>	<b>1,228</b>	<b>2,312</b>	<b>1,262</b>	<b>7,449</b>

POC: Puesta en Operación Comercial

Fuente: OSINERGMIN (Elaboración propia)

Cuadro N° 9

### Inversión en Generación Eléctrica del 2012 al 2018 (En MM US\$ aprox.)

Año POC	Reserva Fría	Nodo Energético	Energía CC.HH.	Iniciativa Privada	RER	TOTAL
2012				769	471	<b>1,240</b>
2013	327			129	49	<b>504</b>
2014				1,108	514	<b>1,622</b>
2015	145		661	715	15	<b>1,536</b>
2016	33	822	2,195	140	277	<b>3,467</b>
2017	109				83	<b>192</b>
2018				176	673	<b>849</b>
Sin Fecha			0	578	698	<b>1,276</b>
<b>TOTAL</b>	<b>614</b>	<b>822</b>	<b>2,856</b>	<b>3,615</b>	<b>2,779</b>	<b>10,685</b>

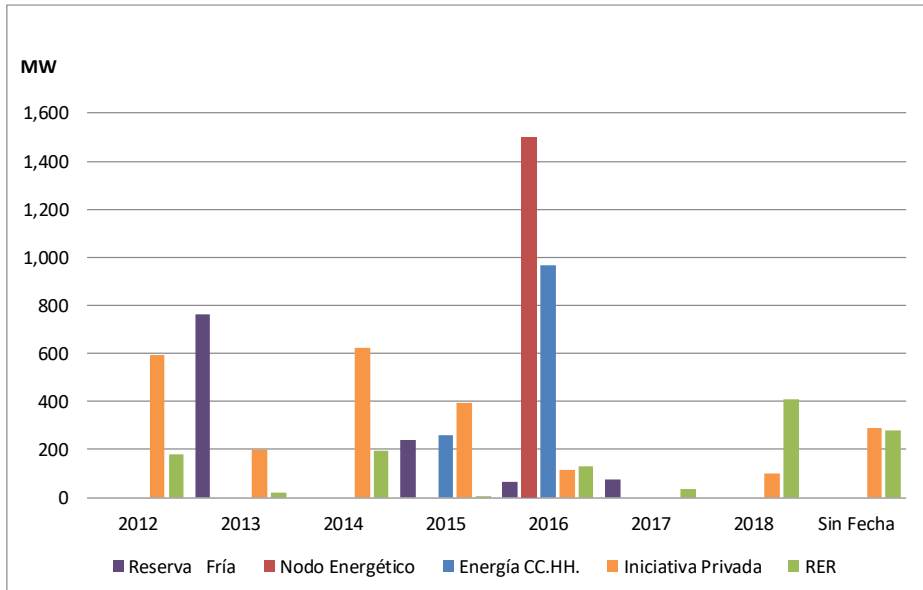
POC: Puesta en Operación Comercial

Fuente: OSINERGMIN (Elaboración propia)

Cuadro N° 10

Asimismo, se muestra la inversión en generación, tanto en MW como en los montos aproximados en millones de dólares, en los Gráficos N° 11 y 12 siguientes:

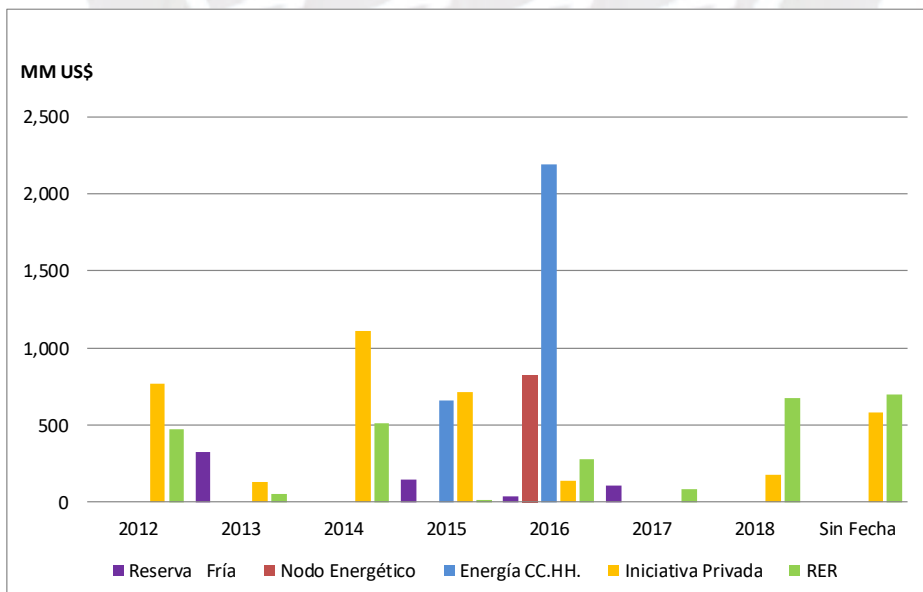
### Inversión en Generación Eléctrica del 2012 al 2018 (MW)



Fuente: OSINERGMIN (Elaboración propia)

Gráfico N° 11

### Inversión en Generación Eléctrica del 2012 al 2018 (En MM US\$ aprox.)



Fuente: OSINERGMIN (Elaboración propia)

Gráfico N° 12

Cabe comentar, de estos cuadros y gráficos, lo siguiente:

- Las inversiones por Reserva Fría, Nodo Energético y Energía CC.HH. (Hidroeléctricas) son inversiones con retornos garantizados licitados por ProInversión. Las Subastas RER, convocadas por OSINERGMIN, también son inversiones con retornos garantizados.
- Las inversiones “Sin Fecha” se refieren a los proyectos hidroeléctricos por iniciativa privada C.H. La Virgen y C.H. San Gabán III que están en construcción y que se estima entrarían en operación comercial en 2019 y 2023 (84 y 206 MW y 140 y 438 MMUS\$ respectivamente).
- No se han incluidos los proyectos hidroeléctricos C.H. Pucará y C.H. Molloco adjudicados por ProInversión hace más de 6 años y que a la fecha se encuentran paralizados y sin ningún avance en su construcción (178 y 280 MW; 360 y 680 MMUS\$ respectivamente)
- Si bien hay proyectos que se adjudicaron Contratos de Largo Plazo de las licitaciones de las distribuidoras, ellas se han incluido en las inversiones por Iniciativa Privada porque fueron dentro de las reglas de juego del mercado. Entre éstas se tienen a las centrales hidroeléctricas Cheves y La Virgen principalmente y a parte importante de las centrales térmicas de Termochilca y Fénix.
- Se han incluido a las RERs de las subastas de OSINERGMIN que significan 1 262 MW (980 MW en operación comercial a fines del 2018).

Se observa que en los años 2017 y 2018 es mínima la nueva generación que se ha incorporado al sistema y que en todo el periodo 2012 al 2018 la mayor capacidad incorporada al sistema es resultado de las Licitaciones de ProInversión (más del 65% de la nueva capacidad sin incluir las RERs).

Considerando los plazos de construcción de las diferentes centrales se deduce que, prácticamente desde el 2010, no hay iniciativa privada que esté construyendo nuevos proyectos de generación eléctrica (salvo la C.H. La Virgen y C.H. San Gabán III y cuyas decisiones de inversión fueron antes del 2009 y en el 2016 respectivamente); lo que evidencia la preocupación de las autoridades y agentes del sector por este tema, más aún con las dificultades del marco regulatorio actual.



El Cuadro N° 11 y el Gráfico N° 13 muestran sólo la inversión por iniciativa privada del 2012 al 2018 tanto en MW como en MM US\$.

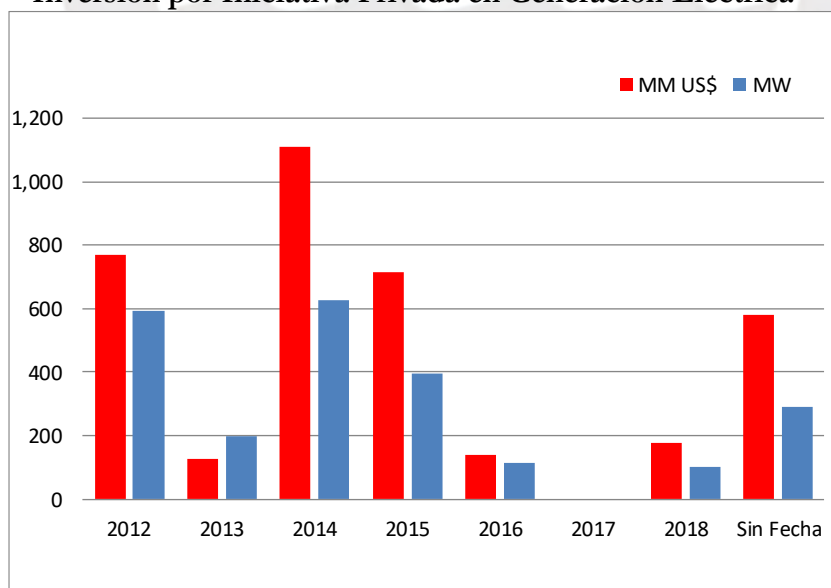
**Inversión por Iniciativa Privada en Generación Eléctrica del 2012 al 2018  
(En MM US\$ aprox.)**

<b>Año POC</b>	<b>MW</b>	<b>MM US\$</b>
<b>2012</b>	592	769
<b>2013</b>	198	129
<b>2014</b>	625	1,108
<b>2015</b>	395	715
<b>2016</b>	113	140
<b>2017</b>	0	0
<b>2018</b>	100	176
<b>Sin Fecha</b>	290	578
<b>TOTAL</b>	<b>2,312</b>	<b>3,615</b>

POC: Puesta en Operación Comercial  
Fuente: OSINERGMIN (Elaboración propia)

Cuadro N° 11

**Inversión por Iniciativa Privada en Generación Eléctrica**



Fuente: OSINERGMIN (Elaboración propia)

Gráfico N° 13

### **3.5. Pago por Potencia**

De acuerdo a nuestra legislación vigente, la tarifa regulada y libre incluye un pago por capacidad denominado precio básico de potencia que es fijado por el OSINERGMIN en mayo de cada año.

Dicho precio básico de potencia se calcula en base a los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento de la central de punta de acuerdo a los estudios de la fijación tarifaria y que considera una turbina a gas que podría producir electricidad con diésel en las horas de punta del sistema; es constante y no varía con la sobreoferta o con la escasez de potencia.

Este precio básico de potencia es propuesto por el Subcomité de Generadores del COES en el Estudio de Precios en Barra y revisado y aprobado por el OSINERGMIN y se convirtió en un ingreso adicional para los generadores sin garantizar a la demanda el suministro de energía ni protegerla de precios altos durante periodos de escasez. También es discutible la forma en que se remunera la potencia y que pueden afectar en sus ingresos a aquellas plantas a quienes realmente correspondan.

La fijación administrativa del precio y los mecanismos de reconocimiento de la potencia firme y el reparto de los ingresos por potencia no aseguran a las centrales de punta la recuperación de todos sus costos.

Actualmente el Pago por Potencia no genera incentivos claros para la inversión en las diferentes tecnologías de generación ni para la inversión en generación de respaldo (se tuvo que utilizar otros mecanismos ad hoc)

Cabe indicar también que el pago por potencia no tiene, a diferencia del Cargo por Confiabilidad en el esquema colombiano, un mecanismo de exigibilidad explícita del producto remunerado; esto es, no hay penalidades por incumplimiento; si bien hay una afectación a la remuneración del generador por la indisponibilidad de la planta.

### **3.6. Energía Renovable No Convencional**

Considerando el Decreto Legislativo N° 1002 que Promueve la Inversión de la Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables (RER), a la fecha se han llevado a cabo 4 Subastas RER con 1 262 MW adjudicados; con precios garantizados, muy altos en las primeras licitaciones, para las RER No Convencionales (ERNC) como las centrales eólicas,

solares y de biomasa y precios más competitivos de solares y eólicas en la cuarta subasta de febrero de 2016. El resumen de dichas subastas se muestra en el Cuadro N° 12.

### Subastas RER – Potencia Instalada (MW)

POC	Hidráulicas	Eólicas	Solares	Biomasa	TOTAL
<b>2012</b>	73.53		80.00	27.40	<b>180.93</b>
<b>2013</b>	22.13				<b>22.13</b>
<b>2014</b>	39.00	142.00	16.00		<b>197.00</b>
<b>2015</b>	3.73			2.00	<b>5.73</b>
<b>2016</b>	39.20	90.00			<b>129.20</b>
<b>2017</b>	36.40				<b>36.40</b>
<b>2018</b>	96.34	126.00	184.48	2.00	<b>408.82</b>
<b>Sin fecha POC</b>	243.77	36.00		2.00	<b>281.77</b>
<b>TOTAL</b>	<b>554.10</b>	<b>394.00</b>	<b>280.48</b>	<b>33.40</b>	<b>1,261.98</b>

POC: Estimado de Puesta en Operación Comercial

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Cuadro N° 12

La producción de energía de las centrales RER tiene prioridad para el despacho diario efectuado por el COES, para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero. Toda la producción de energía de las RERs es valorizada en el Mercado de Corto Plazo, al Costo Marginal correspondiente y, en caso el Costo Marginal resulte menor que la tarifa adjudicada en la Subasta RER sus ingresos se le complementan con una Prima que es fijada por el OSINERGMIN; ello solamente para el volumen anual de energía adjudicada; no por sus excedentes.

En este caso las distorsiones de los Costos Marginales deprimidos afectan al mercado porque ello origina mayores montos a pagarse por las Primas para compensar a las RERs y llegar a los ingresos considerando las tarifas adjudicadas. Hasta el 2018 el monto acumulado por el concepto de la Prima de las RERs fue de aproximadamente 700 millones de dólares (Cuadro N° 13). Sólo en el 2019, sin considerar las nuevas RERs que van a ingresar al sistema y si el costo marginal promedio fuese de alrededor de 10US\$/MWh, el estimado de la Prima RER que viene a ser la diferencia del precio promedio ponderado de la energía RER adjudicada y en operación a diciembre de 2018 –resulta alrededor de 63 US\$/MWh- menos el costo marginal promedio que hemos supuesto por el total de 4100 GWh año de las RERs en operación, sería de alrededor de 200 millones de dólares. En el Cuadro N° 13 se muestra un estimado de la Prima RER del 2010 al 2018; observándose que desde el 2015 el monto de la

Prima supera los 100 MMUS\$/año, ello por los bajos costos marginales y porque ingresaron más centrales RERs en operación.

**Prima RER – 2010 al 2018  
(Estimado)**

<b>Año</b>	<b>Miles US\$</b>
<b>2010</b>	5,418
<b>2011</b>	8,982
<b>2012</b>	11,798
<b>2013</b>	50,661
<b>2014</b>	59,789
<b>2015</b>	117,088
<b>2016</b>	139,910
<b>2017</b>	143,971
<b>2018</b>	180,015
<b>TOTAL</b>	<b>717,630</b>

Fuente: COES (Elaboración propia)

Cuadro N° 13

Es de suponer que el MINEM va a cambiar la forma de las subastas RERs, en particular considerando que los precios ofrecidos en el mercado internacional de las tecnologías eólicas y solares pueden competir en el mercado considerando algunos ajustes que le permitan a dichas tecnologías contratar mediante algún mecanismo.

Otro aspecto que debe tomarse en cuenta en las ERNC es la variabilidad de su producción, el viento en caso de las eólicas y las horas de sol en caso de las solares; lo que no sólo somete al sistema a mayores esfuerzos para compensar dicha variabilidad sino también tener la oferta suficiente para cubrir las horas en que no pueden generar dichas tecnologías. El tema de la variabilidad está ligado con las Inflexibilidades Operativas que actualmente viene discutiéndose en el sector.

Es precisamente por esta variabilidad o intermitencia en su producción que, hasta agosto de 2019, la normativa existente asignaba un valor cero a la potencia firme de las centrales eólicas, solares y mareomotrices. El fundamento de esta decisión se basaba en la Definición 12 (Potencia Firme) del Anexo Definiciones de la LCE: “Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento”. Se asumía entonces, que la variabilidad de estas energías primarias no permite considerarlas como de alta seguridad.

Un resultado no deseado de esta decisión es que la carencia de un valor reconocido de potencia firme se ha convertido en una barrera de acceso al mercado para el desarrollo de estas energías en el sistema peruano. En efecto, como el numeral 3.1 de la Ley N° 28832 establece que los generadores no podrán contratar con distribuidores o clientes libres más allá de su potencia y energía firmes o las que adquieran de terceros y su potencia firme es cero, en la práctica, están prohibidos de vender directamente a distribuidores o clientes libres. De esta manera, la única posibilidad de financiar este tipo de centrales sería mediante el mecanismo de subastas del Decreto Legislativo N° 1002 que les asegura, mediante un contrato con el Estado, una venta por 20 años con un precio monómico (un solo precio que engloba potencia y energía) asegurado sin requerir potencia firme. Y, puesto que el Ministerio de Energía y Minas ha expresado en numerosas ocasiones que ya no se utilizará el mecanismo de subastas, los desarrolladores de este tipo de proyectos se quedarían sin opciones. Es cierto que podrían vender en contratos de largo plazo adquiriendo potencia firme de otros generadores como lo prevé la ley, pero eso implica un egreso adicional que deberán cargar en su precio de venta, con lo cual pierden competitividad.

A raíz de la existencia de esta barrera de mercado y del consiguiente reclamo de los interesados en desarrollar proyectos con ERNC, se suscitó un debate respecto de la conveniencia de asignar un valor de potencia firme a las ERNC intermitentes. Tanto el MINEM como el OSINERGMIN pre-publicaron sendos proyectos de normas que crean metodologías de cálculo para asignar potencia firme a estas centrales. El COES a través de un acuerdo de directorio ha expresado su posición en el sentido que la aplicación de la Definición de la LCE no permite asignar un valor diferente de cero. Algunos generadores convencionales han expresado su oposición manifestando, entre otros argumentos, que las normas son discriminatorias pues a las centrales convencionales se les exige hacer importantes inversiones (construcción de reservorios de gran capacidad para el caso de las hidroeléctricas) y gastos (pago de componentes fijas en los contratos de transporte de gas natural, es decir que se paga por el transporte se use o no se use) para reconocerles potencia firme, mientras que, a las tecnologías intermitentes no se les exige nada de eso e inclusive se descarta el hecho de su variabilidad en el tiempo.

A fines de agosto de 2019, mediante la Resolución 144-2019-OS/CD del OSINERGMIN se modificó el Procedimiento Técnico del COES N°26 “Cálculo de la Potencia Firme” en lo que respecta a la determinación de la potencia firme de las centrales RER. Este procedimiento contiene los criterios, responsabilidades, periodicidad, datos y plazos para el cálculo y determinación de la potencia firme de las unidades generadoras de electricidad.

Dicha modificación establece que la Potencia Firme de centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, se determinará considerando la producción de energía en las Horas de punta del Sistema definidas por el Ministerio de Energía y Minas (actualmente de 17h a 23h).

En setiembre 2019 se aplicó esta modificación en la determinación de la Potencia Firme resultando que las centrales eólicas recibieron el 2.64% del total de la remuneración de potencia en el COES desplazando a algunas centrales térmicas, mientras que la remuneración de las centrales solares fue casi cero; lo que era previsible. La potencia firme de las RER no convencionales representó el 2.15% de la potencia firme total del SEIN.

Todos estos aspectos, antes indicado, refuerzan la hipótesis del Trabajo de Investigación en el sentido que es necesario mejorar el marco regulatorio que incentive la inversión eficiente en generación eléctrica, considerando que actualmente no hay los incentivos suficientes para la inversión en generación para el mediano y largo plazo y que, de iniciarse la reactivación económica del país, podría tenerse no sólo costos marginales altos sino inclusive déficit de generación eficiente en el corto y mediano plazo.

### **3.7. La Independencia o Autonomía del Operador**

Existe un amplio consenso en el mundo académico y en los organismos reguladores y normativos, en países en los cuales existen mercados competitivos de electricidad o aspiran a llegar a ellos, sobre la necesidad de un Operador Independiente del Sistema (ISO por sus siglas en inglés), aspecto que fue discutido particularmente en el marco de las reformas del sector eléctrico de fines de los noventas e inicios del 2000 en Estados Unidos. En efecto, algunas publicaciones como (Hogan, 1998) y (Graniere, 1999) coinciden en la imprescindible necesidad de un ISO para resolver una serie de problemas de los mercados mayoristas de electricidad y para lograr un tratamiento de igualdad a todos los participantes del mercado y donde la ISO proporciona un servicio esencial pero no compite en el mercado. En resumen, un ISO es muy importante para la eficiencia y la competencia en el mercado.

Hogan (1998) describe como objetivos relevantes de un ISO los siguientes:

**Confiabilidad:** Las responsabilidades de ISO deberían incluir la coordinación de las operaciones a corto plazo para garantizar la fiabilidad al tiempo que respalda el competitivo mercado spot

**Independencia:** La estructura de gobierno y los incentivos para la ISO deben diseñarse para garantizar que ningún subconjunto de participantes en el mercado pueda controlar los criterios o procedimientos operativos

**No discriminación:** El acceso y la fijación de precios de los servicios deben aplicarse a todos los participantes del mercado sin distinción del cliente

**Desagregación:** Los servicios deben separarse cuando sea posible para su adquisición desde el mercado competitivo y para la utilización por parte de los participantes del mercado

**Eficiencia:** Los procedimientos operativos y la fijación de precios de los servicios deben respaldar un mercado eficiente y competitivo para la electricidad. Los costos atribuibles deben ser pagados por las partes responsables. No debería haber cambio de costos. Los costos conjuntos deben asignarse de manera justa con un impacto mínimo en incentivos eficientes. Las reglas de precios y acceso deben reforzar los esfuerzos para mitigar el poder del mercado en la generación

y considera que dos aspectos críticos en relación a la eficiencia son:

1. Despacho económico: La complejidad de las interacciones de corto plazo en la red de transmisión requiere que la ISO ajuste el despacho para cumplir con las restricciones de transmisión y mantener el equilibrio en el sistema
2. Precios eficientes: Los costos atribuibles más significativos son el costo directo de la energía y el costo de corto plazo de la congestión en la red de transmisión

Asimismo, Hogan (1998) muestra los principios regulatorios básicos aplicables a los ISOs, establecidos por la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC por sus siglas en inglés) en 1966:

1. La gobernanza de los ISOs debe ser estructurada en una manera justa y no discriminatoria.
2. Un ISO y sus empleados no deben tener interés financiero alguno en el rendimiento económico de cualquier participante en el mercado de energía. Un ISO debe adoptar y velar por el cumplimiento de estrictos estándares de conflicto de intereses.
3. Un ISO debe proveer acceso abierto al sistema de transmisión y todos los servicios bajo su control con cargos tarifarios no apilados que busquen una sola tarifa, desintegrada aplicable a toda la red a todos los usuarios elegibles en una manera no discriminatoria.

4. Un ISO debe tener la responsabilidad primaria para asegurar la confiabilidad de corto plazo de las operaciones de la red. Su rol en esta responsabilidad debe estar bien definido y cumplir con los estándares aplicables aprobados por la NERC (antes National Energy Reliability Council, ahora North American Electric Reliability Corporation) y el Consejo Regional de Confiabilidad.
5. Un ISO debe tener el control sobre las operaciones de las instalaciones de interconexión dentro de su región.
6. Un ISO debe identificar las restricciones en el sistema y ser capaz de tomar acciones operacionales para aliviar esas restricciones dentro de las reglas de intercambio establecidas por el cuerpo gobernante. Estas reglas deben promover el intercambio eficiente.
7. El ISO debe tener los incentivos apropiados para la gestión y administración eficientes y debe de proveerse de los servicios necesarios para tal gestión y administración en un mercado abierto y competitivo.
8. Las políticas para la fijación de precios en transmisión y servicios complementarios deben promover el uso eficiente y la inversión en generación, transmisión y consumo. El ISO o el RTG (Grupo Regional de Transmisión) del cual el ISO sea miembro debe llevar a cabo los estudios que sean necesarios para identificar problemas operacionales o expansiones apropiadas.
9. Un ISO debe poner a disposición pública la información sobre el sistema de transmisión sobre una base de tiempo mediante una red de información electrónica consistente con los requerimientos de la Comisión.
10. Un ISO debe desarrollar mecanismos para coordinar con áreas de control vecinas.
11. Un ISO debe establecer un proceso ADR (Resolución de Controversias Alternativo) para resolver disputas en primera instancia.

Igualmente, Graniere (1999) describe las funciones en un mercado eléctrico mayorista clasificándolas como;

- F1, aquellas que son universalmente aceptadas como funciones del ISO;
- F2, funciones que permiten al ISO mejorar la confiabilidad de la red y sobre las cuales no hay consenso universal que deban ser del ISO y;
- F3, funciones en las cuales hay acuerdo universal que no deben de ser responsabilidad del ISO.



Dichas funciones se detallan de la siguiente manera:

**F1: Funciones universalmente aceptadas como funciones del ISO**

1. Programación de importaciones y exportaciones.
2. Interconexión con otras redes.
3. Coordinación con otros ISOs.
4. Atender pedidos de servicios de transmisión.
5. Mostrar información a los usuarios de la red de transmisión.
6. Compartir información con otros ISOs.
7. Monitorear el cumplimiento de los procedimientos de transmisión por parte de los usuarios de la misma.
8. Penalizar el incumplimiento de estas reglas.
9. Monitorear el tiempo real los flujos en la red de transmisión.
10. Identificar restricciones de transmisión.
11. Despachar la generación contractual o no contractual.
12. Limitar la reprogramación de la generación para mantener la confiabilidad.
13. Despachar los servicios complementarios para aliviar congestiones y asegurar la confiabilidad del sistema.
14. Recortar transacciones específicas de generación para mantener la confiabilidad.
15. Determinar la factibilidad de contratos bilaterales y de transacciones en el mercado spot.
16. Reaccionar ante contratos inviables.

**F2: Funciones para mejorar la confiabilidad de la red; no están universalmente aceptadas para un ISO**

1. Proveer la seguridad del sistema.
2. Proveer reserva rotante.
3. Planificación de los servicios de transmisión.
4. Producir servicios complementarios.
5. Administrar retroalimentación de tipos específicos de información.

**F3: Funciones que de ninguna manera corresponden a un ISO**

1. Programar los intercambios de energía relacionados a contratos bilaterales.
2. Intermediar los intercambios de energía de contratos bilaterales.
3. Organizar los intercambios de energía de contratos bilaterales.

4. Realizar actividades de medición y recolección de datos.
5. Gestionar el proceso de liquidación de transacciones de mercado.
6. Recaudar cargos e impuestos.
7. Asignar derechos de transmisión.
8. Administrar los fondos destinados a objetivos sociales.
9. Disciplinar a generadores incumplidos.

Si bien estos análisis se hicieron en una época en la cual la situación imperante era la integración vertical o, en todo caso, el propietario del sistema de transmisión hacía las funciones de operador del sistema, sus conclusiones centrales son totalmente válidas: el operador del sistema debe contar con independencia total en el cumplimiento de sus funciones.

Si trasladamos lo expuesto al caso peruano encontramos lo siguiente:

Respecto al cumplimiento de los objetivos y funciones del ISO consideramos que efectivamente el COES cumple las principales funciones que según Graniere (1999) debería tener un ISO, aunque se le añade una función que es la de la administración del mercado de corto plazo. En estricto, deberían ser dos instituciones separadas como el caso de España, en donde el ISO es REE (Red Eléctrica de España, que además es el propietario del sistema de transmisión, lo cual no está muy alineado con los postulados expuestos) y el administrador del mercado de corto plazo es OMEL (Operador del Mercado Eléctrico).

Existen algunas funciones de las mencionadas por Graniere (1999) como la reserva rotante y los servicios complementarios que, si bien no están universalmente aceptadas para un ISO, en el diseño del mercado peruano estos servicios los proveen los generadores y el COES los despacha o coordina.

En todo lo demás, en lo que respecta a las funciones mencionadas por Graniere (1999), el COES cumple con las que le corresponden a un ISO y no realiza ninguna de las funciones que se indican como prohibidas para los ISOs.

Corresponde analizar si el COES cumple con los principios determinados por la FERC, en especial, en lo referido a la autonomía o independencia en la ejecución de sus funciones. Vemos que hay dos tipos de principios: los que tienen que ver con la gobernanza en general y aquellos que tienen que ver con las funciones u obligaciones del ISO. Analizaremos primero estas últimas.

De los principios de la FERC para las ISO, indicadas por Hogan (1998), los numerales 3, 4, 5, 6, 8, 9 y 10, tienen que ver con el cumplimiento de las funciones que son inherentes a un operador de sistema como la operación de las redes de transmisión, la confiabilidad de corto plazo, el libre acceso a las mismas, la puesta a disposición de la información, las interconexiones con otros sistemas, el manejo de las restricciones de transmisión, etc. Todas estas funciones, salvo la 8, son cumplidas por el COES como se desprende de su marco legal que ya fue expuesto en el numeral 1.4.3 del Capítulo I. La excepción, como se señaló, la constituye el principio que aparece con el numeral 8 que se refiere a la fijación de precios de servicios de transmisión y complementarios, que es una labor que en el marco regulatorio peruano es totalmente ajena al COES y proviene de la regulación existente.

Por otra parte, analizaremos los principios con los numerales 1, 2, 7 y 11 que son los que interesan con referencia al tema central relacionado con la independencia o autonomía del ISO. Bajo este enfoque, el más importante es el principio número 1 y como tal, dejaremos su análisis para más adelante.

Respecto del principio número 2, referido a que el ISO y sus empleados no tengan conflictos de interés entre su labor y los resultados económicos de cualquier participante del mercado, podríamos decir que el cumplimiento del COES es parcial. Lo es en el sentido que, en la norma, es decir en la regulación, se han tomado todas las previsiones para evitar estos conflictos de interés o formas de que alguien del ISO se beneficie con algunas de las decisiones que tome y el mismo COES cuenta con un detallado código de ética interno, pero siempre queda la posibilidad de que alguien quebrante la norma, por más precisa o exigente que esta sea. La Ley 28832 del 2006 reorganizó la estructura del COES buscando mejorar su proceso de toma de decisiones e independencia y por ello establece, en su artículo 17, que los miembros del directorio del COES no están sujetos al mandato imperativo de los agentes del mercado, y hasta se ha previsto mantener la remuneración de los directores por un año después del cese de sus funciones, así como su prohibición para mantener cualquier relación con cualquier agente a fin de evitar incentivos a la parcialidad de sus decisiones. Sin embargo, siempre existe la posibilidad, como en cualquier otro ISO, de que estas reglas sean quebrantadas.

En lo que respecta al principio número 7, que se refiere a que el ISO cuente con incentivos apropiados para una gestión eficiente y que contrate los servicios que requiera para el cabal cumplimiento de sus funciones, nuevamente, podemos decir que el cumplimiento es parcial. No existe un incentivo claro que premie la eficiencia en la gestión más que la limitación a un

tope definido de los recursos económicos disponibles para atender las necesidades de los recursos humanos, contratación de bienes y servicio y proyectos de inversión. Hay un tope máximo fijado por la Ley 28832 que es el 0.75% de total de las compras y ventas de electricidad de generadores, transmisores y distribuidores, valorizadas al costo marginal correspondiente más los ingresos de los transmisores y, además, el presupuesto anual del COES es aprobado por todos los agentes, quienes tienen todos los incentivos para reducir sus egresos. No hay incentivos a la administración o al directorio que premien la eficiencia de la gestión. En lo que respecta los bienes y servicios que el COES adquiere, lo hace aplicando un procedimiento de adquisiciones que obliga a hacer concursos más allá de ciertos montos, pudieron ser nacionales o internacionales dependiendo del monto involucrado y de la complejidad del servicio. Consideramos que esta parte del principio si es cumplida.

El principio número 11, que establece que el ISO debe contar con un mecanismo alternativo de solución de controversias, es cumplido cabalmente por el COES, ya que la regulación y sus estatutos establecen que cualquier controversia se trata en primera instancia mediante una reconsideración ante la misma administración del COES y en segunda instancia una apelación ante el directorio. El mecanismo alternativo previsto es una tercera instancia que recurre a un tribunal arbitral con lo cual se agota la vía administrativa. Además, queda una instancia mas que es el Poder Judicial.

Analicemos con algo más de detalle el principio número 1, que es el referido a que el ISO debe contar con una gobernanza estructurada de manera que sea justa y no discriminatoria. Consideramos que, en lo que se refiere a las actividades diarias y permanentes, la gobernanza del COES cumple con el principio enunciado pues todas estas actividades están reguladas al detalle por Procedimientos Técnicos que estipulan y regulan como se debe ejecutar cada una de ellas. Adicionalmente, estos procedimientos son aprobados por el ente regulador, el OSINERGMIN, de manera que no habría forma de fueran escritos con algún sesgo hacia algún grupo de agentes y su aplicación es estrictamente fiscalizada por el mismo OSINERGMIN que cuenta con un área dedicada especialmente a la supervisión del COES y sus actividades. Sin embargo, encontramos dos aspectos de la gobernanza del COES que requieren perfeccionamiento para alcanzar a cumplir el principio a cabalidad: la aprobación del presupuesto y la elección de los miembros del directorio.

En lo que se refiere a la aprobación del presupuesto del COES, única fuente de ingresos del organismo, ésta está en manos de los agentes ya que la Ley 28832 establece que el presupuesto operativo y de inversiones para el año siguiente, lo aprueba la Asamblea de

Integrantes cada noviembre. Entonces, en teoría, podrían tratar de ejercer alguna presión para obtener algún tipo de conducta mediante el recorte o no del presupuesto preparado por la administración y aprobado y elevado por el directorio a la Asamblea de Integrantes. Claro que eso requeriría que todos los agentes, que tiene intereses contrapuestos oferta (generadores) – demanda (distribuidores y usuarios libres) logren consenso total, pero la probabilidad existe y es un tema que debe corregirse o perfeccionarse.

El tema más álgido es el de la forma de elección de los miembros del directorio del COES. La Ley 28832 establece que cada subcomité (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres) elige un director cada uno y el presidente es elegido por todos los agentes en Asamblea por mayoría absoluta. Si bien el diseño previsto en la Ley 28832 le pone una serie de candados o protecciones a los directores elegidos para garantizar la autonomía en sus decisiones como son el hecho de que las decisiones en el seno del directorio son por mayoría, que el presidente tiene voto dirimente, que los directores no están sujetos a mandato imperativo por parte los agentes que los eligieron, que los directores están prohibidos de mantener cualquier tipo de relación laboral, comercial o accionaria con cualquiera de los agentes dentro del país y también fuera del país, como es en el caso de los países con los cuales el Perú tenga interconexión eléctrica, que al terminar su mandato siguen sujetos a la misma prohibición por un año más durante el cual seguirán percibiendo la misma remuneración; éstas no bastan para garantizar plenamente la autonomía del directorio en sus decisiones. Claramente, este aspecto debe ser mejorado o perfeccionado para poder cumplir adecuadamente con este principio. En el capítulo V, numeral 5.7, analizaremos algunas experiencias de otros países en este sentido.

Por lo tanto, en lo que respecta a la autonomía o independencia del ISO, consideramos que el esquema de diseño del COES tiene campo para mejorarse o perfeccionarse abordando los dos temas: el mecanismo de asignación de los recursos financieros para garantizar su adecuada operación sin posibilidad de presiones o interferencias a través del mismo y el mecanismo de designación del directorio y la constitución del mismo.

## TERCERA PARTE: MARCO CONCEPTUAL Y PROPUESTAS

### CAPÍTULO IV

#### MARCO CONCEPTUAL Y EXPERIENCIA INTERNACIONAL

La inversión en generación eléctrica en un entorno competitivo se realiza de forma descentralizada; esto es, cada empresa es responsable de sus propias decisiones de inversión. Ello, aun cuando el Estado haga una planificación centralizada la cual, en mercados desregulados, normalmente es indicativa.

En teoría, el modelo marginalista aplicado al sector eléctrico solucionaba el problema de la inversión en generación; como fue al inicio en países como Chile y Perú. Así, el precio marginal del mercado, definido por el costo de suministrar una unidad adicional al sistema, para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda, es la señal adecuada y suficiente para atraer a los inversionistas. Asimismo, si el margen de reserva se reduce, el precio sube y proporciona el incentivo para que lleguen nuevas inversiones (Pérez Arriaga, Batlle, Rivier, & Gómez, 2008).

Cabe indicar que la inversión en generación eléctrica no ocurre de manera inmediata, ello por sus características tecnológicas, económicas y medio ambientales. Asimismo, cuándo invertir, en qué invertir y dónde hacerlo también depende de factores externos que incluyen la proyección del crecimiento de la demanda y la estabilidad regulatoria del sector entre otros. Además, el inversionista analiza todo el entorno, incluyendo a la competencia.

Gran parte de los mercados eléctricos desregulados en Latinoamérica se basan en estos principios conceptuales. Sin embargo, la experiencia de muchos años de los diferentes modelos en los diversos países hacía evidente un problema común y una visión discordante y es que no resultaban suficientes los mecanismos implementados para la inversión en generación eléctrica y se hacía necesario algo más para asegurar que el margen de reserva fuese el adecuado. Esta convicción motivó el diseño de mecanismos adicionales al precio de corto plazo de la energía, a saber, según Pérez Arriaga, José Ignacio et al.:

**Los mercados de capacidad:** Se implementaron para mitigar el impacto negativo que sobre las decisiones de inversión plantea el hecho de que la señal del precio del mercado sea estrictamente de corto plazo. Con el fin de minimizar la aversión al riesgo, tanto de los potenciales inversores en generación, como de los generadores que cubran la demanda de las horas

punta, estabilizando sus ingresos, el regulador obliga a los compradores (grandes clientes libres, distribuidoras) a que adquieran y dispongan en todo momento de suficiente capacidad de generación firme para cubrir su carga máxima esperada más un cierto margen de seguridad que podría ser regulado.

**Los pagos por capacidad:** Pretendían solucionar un problema intrínseco al diseño marginalista de los mercados. Según el modelo marginalista, el costo marginal del sistema (el costo de la unidad más cara produciendo en cada momento) permite a todos los generadores recuperar los costes de inversión, aprovechando la diferencia entre este precio y el costo marginal de cada generador. En el caso de los generadores más caros, los generadores de punta, dado que cuando producen, su costo es el que marca el costo marginal, esta diferencia es en la mayoría de los casos nula. Tan sólo no sería nula, lo que permitiría recuperar la inversión, en períodos de escasez, en los que el precio del mercado sería el definido por el valor que para la demanda tuviera el no sufrir un corte de suministro (esto es, el costo de racionamiento)

**Contratos de largo plazo y subastas:** Los mercados de capacidad han resultado casi superfluos, principalmente debido al corto plazo de los contratos, que suponen muy poca garantía para inversiones cuyo período de amortización es a menudo mucho más largo.

Ha quedado demostrada la enorme dificultad que en la práctica supone la implantación de un pago por capacidad regulado, ya sea porque la remuneración o bien se ha quedado corta, lo que no ha atraído generación alguna, o ha sido excesiva, lo que en algunos sistemas ha resultado en un exceso de oferta de generación de punta extremadamente cara de operar.

Por otro lado, (Vásquez, Ormeño, & Vilches, 2014), hacen un análisis completo de los mercados de capacidad con miras a determinar el mejor esquema para promover inversiones en nueva capacidad que aseguren la confiabilidad del sistema. Concluyen que los mercados de “solo energía” no bastan para asegurar la seguridad y adecuación de la oferta de capacidad y enfoca el análisis en los mercados de capacidad. Descartan también el esquema de pago por capacidad en el cual el regulador fija el precio y el mercado la cantidad por los malos resultados que ha tenido en otros países y en el caso peruano específicamente. Hacen una descripción de los diferentes tipos de mercados de capacidad existentes y por implementarse

describiendo con detalle los mecanismos de Perú, España, Reino Unido, Francia, el mercado de PJM, el mercado de Nueva Inglaterra y Colombia. Los autores concluyen que mecanismos basados en la creación de Mercados de Capacidad y Confiabilidad, contribuyen de mejor manera a estabilizar el flujo de ingresos e incentivar la entrada de nuevos generadores.

Es así que en muchos de los países que introdujeron reformas importantes en su sector eléctrico han tratado de perfeccionar éstas, en lo que a inversión en generación se refiere, introduciendo y/o mejorando la contratación de largo plazo ya sea a través de licitaciones o subastas reguladas como son los casos de Chile, Brasil y Perú; en el caso de Colombia éstas licitaciones se basan en un Cargo por Confiabilidad, todo ello con la finalidad de incentivar la competencia entre generadores, permitir el ingreso de nuevos entrantes y que los precios respondan al mercado.

Por ello consideramos importante conocer las soluciones utilizadas en mercados desregulados tales como los de Chile, Colombia y Brasil. No incluimos países europeos por ser modelos diferentes en muchos casos y sobre todo porque son países que están fuertemente conectados eléctricamente con importantes transacciones entre países y además porque sus requerimientos de inversión de nueva generación se orientan casi en su totalidad a los relacionados a las energías renovables no convencionales.

#### **4.1. Determinantes de la Inversión en Generación Eléctrica**

Las decisiones de inversión en capacidad de generación se toman en función de los beneficios esperados durante el tiempo de vida de los proyectos. Para ello los inversionistas realizan cálculos financieros para evaluar si el proyecto en estudio es rentable y si tienen un retorno lo suficientemente atractivo para decidir invertir, considerando que las inversiones en capacidad de generación tienen un alto componente de incertidumbre y ciertos factores como los siguientes (Alayo Gamarra, 2015):

- Incertidumbre en la evolución de la demanda de electricidad
- Incertidumbre en la evolución de los precios de los combustibles
- Indivisibilidades de las unidades de generación
- Riesgos geológicos en caso de generación hidráulica
- Riesgos ambientales (demora en autorizaciones y/o permisos)
- Riesgos sociales (afectación directa o indirecta a poblaciones y/o comunidades)
- Cambios en los costos de construcción



- Acceso a nuevas tecnologías
- Cambios en la estructura de tasas de interés y el entorno socio-económico.

### **Planificación de la Generación**

La planificación de la generación debe contemplar el desarrollo de proyectos de generación basados en diferentes tecnologías –incluyendo las Energías Renovables No Convencionales- y proyectos de diferentes tamaños y ubicación en el país. Asimismo, en su evaluación deben incluirse, entre otros criterios, el de mínimo costo actualizado de inversión y operación y la verificación de la rentabilidad esperada de las centrales futuras recomendadas en el plan; esto permitirá que dichas centrales tengan una rentabilidad esperada de acuerdo con lo que espera el mercado y a las expectativas del inversionista.

El dejar las decisiones de inversión en generación, principalmente, a las fuerzas del mercado, implica un riesgo de que las inversiones no se realicen en los volúmenes requeridos ni en forma oportuna para abastecer la demanda futura si no hay las señales adecuadas.

En particular, en nuestro país, cada vez más los proyectos de generación –sobre todo los hidroeléctricos- se enfrentan a grandes dificultades de aprobación de permisos y/o autorizaciones ambientales, y en algunos casos también sociales, que retrasan o incluso postergan la realización de los proyectos.

Cabe señalar que, respecto a la planificación de la generación eléctrica, en ninguno de los países considerados en este trabajo se tiene una planificación que sea mandatoria u obligatoria puesto que los modelos se basan en las decisiones privadas orientadas por las señales de precios y los beneficios esperados. Por tanto, si bien las autoridades hacen una planificación no vinculante, ésta es referencial y orientativa y pretende dar las señales de inversión a los privados. En el caso del Perú es el MINEM quien hace esta planificación respecto a la oferta, en Chile es el Ministerio de Energía, en Colombia es la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y en Brasil es la Empresa de Investigación Energética (EPE).

### **Contratos de Largo Plazo**

Los contratos de largo plazo son transacciones financieras que permiten a los generadores obtener un flujo de ingreso predecible, y a los compradores les permite obtener un precio estable y flexible con un suministro más seguro. Este tipo de contratos reducen los riesgos del mercado spot y deberían ser un mecanismo que incentive la inversión en nuevas centrales

de generación, mejorando la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico; sin embargo, en la realidad no sucede así ya sea por intervención del mercado, por comportamientos oportunistas de algunos agentes, etc.

Se tienen diferentes mecanismos de mercado para asignar contratos a largo plazo; así, en Chile y Perú se tienen licitaciones de suministro de largo plazo y en Colombia y Brasil se tienen contratos de opción de compra de energía (Díaz-Pérez, Gómez-Charris, & Silva-Ortega, 2017).

#### **4.2. Experiencia en Chile**

El sector eléctrico chileno sufrió su reforma fundamental 10 años antes que en el Perú. La norma básica es el Decreto de Fuerza Ley N° 1, Ley General de Servicios Eléctricos, promulgada en septiembre de 1982. Esta ley establece la desintegración vertical, participación del sector privado en las inversiones y gestión de las actividades de generación, transmisión y distribución y reserva el rol concedente, regulador y fiscalizador al Estado. Reconoce la existencia de la competencia en generación y monopolio que debe ser regulado en transmisión y distribución. Establece el sistema marginalista para fijar las tarifas de energía a los clientes regulados (consumos menores a 2 MW).

A nivel reglamentario, se definió el requisito de contar con energía firme para poder contratar con distribuidores y clientes libres. Este requisito fue eliminado por el Decreto Supremo N° 327, “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos” (vigente desde el 10.09.1998), que estableció un periodo transitorio hasta el 31 de diciembre de 2001, al término del cual el requisito de energía firme ya no era exigible.

La Ley N° 19.940, “Ley Corta I” del año 2004, modifica la regulación de la transmisión, crea mercado para los servicios complementarios, reduce el límite para clientes libres de 2 MW a 0.5 MW y crea el Panel de Expertos.

La Ley N° 20.018, “Ley Corta II” del año 2005, elimina la fijación administrativa del precio máximo de energía para los usuarios regulados y la reemplaza por precios resultantes de licitaciones de manera que el mercado en competencia sea el que fije el precio; la finalidad principal de esta ley era incentivar la inversión en generación luego de la crisis del gas.

La Ley N° 20.257, del año 2008, crea un mecanismo promotor para las ERNC al obligar incluir un 5% de generación con estos recursos con incrementos graduales a partir del 2010

hasta alcanzar el 10% en 2024. Posteriormente se han fijado metas más ambiciosas como parte de la política energética.

La Ley 20.805, del año 2015, mejora el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios significó una nueva etapa al sector eléctrico en Chile.

A continuación, describiremos brevemente las principales entidades e instituciones del sector.

- El Ministerio de Energía es la autoridad responsable de los planes, políticas y normas para el desarrollo del sector eléctrico y de promover la eficiencia energética. Además, entrega concesiones para centrales hidroeléctricas, líneas de transmisión y zonas de distribución eléctrica.
- La Comisión Nacional de Electricidad (CNE), que es un organismo técnico que depende del Ministerio de Energía, es el encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas del sector, calcular las tarifas mediante los informes técnicos de fijación de precio de nudo y generar el plan de obras, entre otras responsabilidades. También fija las normas técnicas de calidad para el funcionamiento y operación de instalaciones energéticas, además de asesorar al gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas las materias vinculadas al sector energético. Un aspecto igualmente relevante con los objetivos de este trabajo es el Informe Final de Licitaciones que la CNE tiene que publicar cada año y sirve de marco de la preparación de los antecedentes para dar inicio a las Licitaciones en caso se determine la necesidad de realizarlos; incluye entre otros la proyección de la demanda regulada para un horizonte de 20 años, el nivel de contratación de las distribuidoras y la proyección de necesidades de suministro y de licitaciones para los próximos años. Cabe indicar que, si bien la CNE es el órgano regulador del sector energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es el órgano fiscalizador.
- El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es un organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí, velando por la seguridad del sistema y programando el despacho de las centrales de manera de satisfacer siempre la demanda al menor costo posible. Adicionalmente, se hace cargo de la planificación de la expansión de la transmisión y del proceso de

licitación para concesionar estas obras. El Coordinador es una entidad autónoma de derecho público, sin fines de lucro, y no forma parte de la Administración del Estado.

El mercado de la generación en Chile, a diferencia de Perú y Brasil, se encuentra en su totalidad en manos del sector privado, el cual toma las decisiones de inversión en base a las expectativas e intereses particulares de cada empresa y a las señales de precio que se tengan.

Si bien el marco regulatorio del Mercado Mayorista de Chile, y en general de todo el sector eléctrico, son muy parecidos al caso peruano, hemos optado por abordarlo precisamente porque, como veremos más adelante, el modelo marginalista ha seguido funcionando para atraer inversiones en generación lo que no ha ocurrido en el caso del Perú. El análisis nos servirá para corroborar el diagnóstico del marco regulatorio peruano en el sentido que no es que el modelo esté mal, sino que tiene distorsiones significativas que hacen ya no tenga la misma utilidad.

Por ser de importancia, cabe indicar que a fines del 2017 se creó el Sistema Interconectado Nacional con la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING); lo cual ha permitido dar mayor seguridad al suministro eléctrico nacional y aprovechar mejor la energía eficiente en todo el sistema.

El mercado eléctrico en Chile es un mercado de contratos, siendo el mercado spot un mercado residual y de corto plazo donde los generadores buscan cubrir el eventual déficit de oferta comprometida en el mercado de contratos; y de otra parte un mercado de largo plazo o mercado “forward” en donde las condiciones principales de precio y plazo quedan establecidas.

### **Mercado Mayorista**

Conceptualmente, el mercado mayorista de electricidad de Chile funciona igual que en el sistema peruano que, de hecho, nació a imagen y semejanza del primero. El modelo es el de “pool obligatorio” con un operador, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) encargado del despacho económico diario basado en costos variables de las diferentes unidades generadoras. Mediante este despacho económico optimizado, considerando las inflexibilidades operativas y otro tipo de restricciones (disponibilidad de recurso hídrico, por ejemplo), se determina el costo marginal del sistema que es el precio al cual se liquidan las diferencias en el mercado de corto plazo.

Los generadores suscriben contratos de tipo financiero de largo plazo con la demanda: clientes libres y distribuidoras. Existe un cargo por capacidad que remunera la inversión en la unidad de punta.

Los ingresos de los generadores provienen, por tanto, de sus ventas en contratos financieros y al mercado spot o de corto plazo y sus egresos son sus gastos operativos y compras en el mercado de corto plazo. El neto determina la rentabilidad de la empresa. Como vemos, a grandes rasgos, es igual al modelo peruano.

La señal de precios para decidir inversiones proviene de la proyección de los costos marginales de corto plazo. Pero, ¿Cómo podemos afirmar que el modelo ha funcionado si es conocido que el sistema chileno ha sufrido fuertes momentos de escasez? La respuesta es que la escasez no se produjo por falta de inversión o de interesados en invertir sino por factores externos.

El primer factor o condición que hay que tomar en cuenta es que Chile no cuenta con petróleo o gas natural en su territorio. El desarrollo del parque generador se dio inicialmente a base de centrales hidroeléctricas y centrales térmicas a carbón como unidades de base y petróleo diésel en el norte. En esas circunstancias hace su aparición el gas natural de Argentina, abundante y con buenos precios. Se construyen hasta 3 gasoductos para transportar gas de Argentina a Chile y los inversionistas rápidamente construyen centrales térmicas para utilizar ese gas natural. Hasta ahí el modelo estaba funcionando y la demanda crecía rápidamente.

Luego vino la crisis del gas: Argentina empezó a restringir la exportación en 2004 hasta terminar cortándola del todo el 2007. Esto disparó la peor crisis que ha vivido el sistema eléctrico de Chile. El gas tuvo que ser sustituido por petróleo diésel y los precios se dispararon de inmediato. Pero el modelo como tal siguió funcionando, la escasez no fue por falta de inversión sino por esta situación externa. De hecho, la señal de precios resultante motivó que se concreten inversiones en plantas a carbón y que se activen proyectos para grandes centrales hidroeléctricas con reservorios. Por otro lado, el gobierno chileno reaccionó adecuadamente y promovió la inversión en plantas regasificadoras de manera de poder importar Gas Natural Licuefactado (GNL) y así poder comprar gas natural de cualquier parte del mundo y reemplazar de esa manera el gas argentino.

Pero los precios se mantuvieron altos, por varias razones. Por un lado, el precio de GNL que debía ser licuefactado y transportado desde sus puertos de origen y luego regasificado, resultaba más alto que el gas argentino y dependiente de la situación del mercado

internacional. Por otro lado, problemas ambientales y sociales detuvieron de manera definitiva proyectos térmicos e hidroeléctricos, la demanda siguió creciendo y se presentaron varios años seguidos de sequía. Nuevamente, los incentivos para invertir si se estaban dando vía la señal adecuada de precios, pero factores externos impedían que se concreten. Cabe indicar que en Chile el despacho se hace con costos auditados, a diferencia de Perú, en donde se hace una excepción para la declaración del precio del gas. En Chile se les permite a las centrales a gas natural sustentar un costo marginal de cero si demuestran que el gas natural no tiene un costo de oportunidad de acuerdo a las condiciones contractuales y del mercado que estén enfrentando.

Lo que ocurre después es una combinación de factores: la construcción de hidroeléctricas se paraliza por fuerte oposición social y ambiental y el precio de las ERNC empieza a bajar de manera significativa. Los costos marginales de corto plazo terminan siendo superiores al costo de desarrollar la energía solar y eólica, lo cual unido a algunos ajustes que se hacen en la regulación hacen que las ERNC sean muy competitivas, como detallaremos a continuación.

### **Licitaciones de Suministro Eléctrico**

Antes de la Ley Corta II, las distribuidoras contrataban el suministro sin ninguna otra limitación que la de no superar el precio de nudo establecido por la autoridad; con la Ley Corta II, las distribuidoras deberían subastar el suministro mediante procesos transparentes, no discriminatorios y abiertos por bloques de energía fijos en volumen y por plazos definidos, efectuándose la adjudicación por el menor precio de la energía ofrecido. De esta manera, uno de los objetivos perseguidos por la Ley Corta II era incentivar la inversión en generación, garantizando a los inversionistas sus ingresos futuros.

Entre los años 2006 y 2013 se realizaron 17 procesos de licitación con la Ley Corta II para el Sistema Interconectado Central (SIC), de los cuales siete quedaron totalmente desiertos. Diez procesos tuvieron adjudicación completa o parcial. Aspectos relevantes de estas licitaciones fueron (Empresas Eléctricas AG, 2019):

- **Precios:** En los procesos del año 2006 los precios de adjudicación fueron cercanos al precio nudo del momento, lográndose ofertas por debajo de los 55 US\$/MWh; sin embargo, en el año 2008 los precios ofertados sufrieron un drástico aumento, sobrepasando los 100 US\$/MWh en precio promedio de adjudicación, lo cual era reflejo, en cierto modo, de los altos precios del

petróleo a nivel internacional. Los casos más críticos fueron las licitaciones de 2012 y 2013, donde los precios ofertados promedio variaron entre los 128 y 139 US\$/MWh. En la primera licitación de 2012 las ofertas existentes se pegaron al techo máximo y, en las posteriores, los precios adjudicados se hallaban solo marginalmente bajo el precio techo fijado por el regulador.

- **Energía no adjudicada en las licitaciones:** En la segunda licitación del año 2006, del volumen licitado de 14 519 GWh/año, solo se adjudicó un 51% entre ambos llamados. El caso más crítico es la licitación 2012/03 en su segundo llamado, pues a pesar de tener un precio techo de 140 US\$/MWh, el 85% del suministro quedó desierto.
- **Nuevos entrantes:** Del total de energía adjudicada en las licitaciones entre el 2006 y 2013, el 92% corresponde a las mayores tres empresas incumbentes, porcentaje que es igual al que poseían las tres compañías generadoras en el período previo a las licitaciones; es decir no hubo ingresos relevantes de generadores.

En enero de 2015, la Ley 20.805, ley que “Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios”, dio paso a una nueva etapa al sector eléctrico en Chile. La razón principal de este cambio fue el bajo nivel de competencia en las licitaciones; hasta agosto del 2014 había escasa participación de los generadores, se sucedían las licitaciones desiertas y los precios resultantes de las licitaciones eran cercanos o iguales a los precios máximos establecidos. Los aspectos principales derivados de esta ley son (CNE-Comisión Nacional de Energía, 2017):

- Las Licitaciones de Largo Plazo deberán diseñarse, coordinarse, dirigirse y realizarse de modo que medie un plazo no inferior a 5 años entre la fecha de su adjudicación y la fecha de inicio del suministro
- La CNE anualmente, a más tardar en el mes de septiembre, deberá publicar el Informe Final de Licitaciones que determinará las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los Clientes Regulados, sobre la base de la información proporcionada por las Concesionarias

- Una vez aprobado el Informe Final de Licitaciones, y de requerirse, la CNE establecerá en las Bases las condiciones de la Licitación, las cuales especificarán, por lo menos:
  - a) La cantidad de energía a licitar;
  - b) Los Bloques de suministro requeridos;
  - c) El período de suministro que debe cubrir la oferta;
  - d) Los puntos del sistema eléctrico en el cual se efectuará el suministro;
  - e) Las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas; y
  - f) Un contrato tipo de suministro de energía para el servicio público de distribución.
- El período de suministro que cubra la oferta deberá ser aquel que especifique las Bases, el que no podrá ser superior a 20 años
- Cada Bloque de Suministro deberá contener una componente base y podrá contener una componente variable (no mayor al 10% de la componente base)
- El precio ofertado de la potencia será para todos los Proponentes el mismo valor

En la licitación de agosto 2016 (Licitación 2015/01), con la Ley 20.805, se tuvieron resultados muy positivos y cuyos aspectos relevantes son (CNE-Comisión Nacional de Energía, 2017):

- **Precios:** los precios fluctuaron entre 29.1 US\$/MWh y 200 US\$/MWh, con un precio promedio histórico para las licitaciones de 47.6 US\$/MWh (63% por debajo de la licitación anterior); a esa fecha, ésta era la licitación de suministro eléctrico para clientes regulados más grande en la historia de Chile con un total de 12 430 GWh/año, que equivalía a un tercio del consumo regulado de los sistemas interconectados SIC y del SING, distribuidos en cinco bloques con inicios de suministro para los años 2021 y 2022.
- **Energía no adjudicada en las licitaciones:** Se adjudicó el 100% de toda la energía licitada y las ofertas fueron por casi 7 veces la energía licitada.
- **Nuevos entrantes:** También fue un récord por la participación de 64 empresas con 84 ofertas y un hito el hecho que el 50% de la energía adjudicada recayó en ERNC siendo 2/3 de ellas centrales eólicas y solares.



Según autoridades chilenas, este éxito fue posible al cambio de paradigma que imperaba en el sector desde 1982 y que establecía que la conducción del desarrollo del sector eléctrico se encontraba totalmente entregada al mercado; y es con la “Agenda de Energía. Un Desafío País, Progreso para Todos” de mayo 2014, que se hizo una apuesta en el sentido de que los problemas que aquejaban al mercado eléctrico encontraban su origen en la falta de competencia, más que en la demora y judicialización de los permisos necesarios para el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Así, buscar una mayor eficiencia, competencia y diversificación de las fuentes de energía se consideró como uno de los principales aspectos para lograr la reducción de los precios de la energía, teniendo como instrumento relevante con este fin, cambios regulatorios en el diseño de los procesos de licitación de suministro. Para ello fue fundamental una estrategia de trabajo basada en un proceso de diálogo colaborativo y participativo con todos los actores del mercado eléctrico, desde autoridades, pasando por empresas y consumidores. Conforme a la Agenda de Energía, el Estado pasaría a tener un rol más activo en la planificación de largo plazo del sector, conciliando objetivos económicos, ambientales y sociales y que fue la base para el proyecto de la Ley 20.805.

En octubre de 2018, la CNE publicó el “Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico”, el cual prevé necesidades de suministro para clientes regulados por 4 650 GWh/año a partir de 2025, lo que originó un nuevo proceso licitatorio cuyas bases fueron publicadas en abril de 2019. Este culminará con la adjudicación de 3 400 GWh/año en diciembre de 2019.

En los últimos procesos, conforme a lo exigido por la ley, se ha considerado un plazo mínimo de 5 años de anticipación al inicio del periodo de suministro. Además, aunque la CNE ha ido incrementando las exigencias a los nuevos proyectos para incentivar su ejecución, éstas aún son bajas. En particular, las garantías económicas aún representan un porcentaje menor respecto de los costos de inversión. Esto ha condicionado cierta incertidumbre en el mercado respecto a la concreción efectiva y a tiempo de las centrales nuevas que respaldan las ofertas adjudicadas. El tema no es menor, pues en las últimas 4 licitaciones las ofertas adjudicadas implicarían el desarrollo de casi 5 259 MW en nuevos proyectos, donde destaca una gran presencia eólica y solar fotovoltaica.

En las propuestas adjudicadas en la licitación 2013/03, 2º llamado, se declaró 1 879 MW de nueva capacidad a desarrollar, de los cuales 750 MW están atrasados; la licitación 2015/01 está respaldada por 2 572 MW de nuevos proyectos mayoritariamente eólicos, de aquellos que deben iniciar suministro en 2021, hay 2 003 MW que aún no inician su construcción,

mientras que para aquellos que comienzan suministro en 2022 hay 386 MW que no han sido declarados en construcción. Si bien en general se han observado atrasos en la materialización de algunos proyectos, la tendencia general es que las empresas finalmente terminan desarrollando los proyectos comprometidos; los casos emblemáticos de mayores atrasos responden a situaciones particulares como la falta de permisos ambientales.

En el contexto del nuevo proceso de licitación 2019/01, se observa que la CNE ha incrementado las exigencias a nuevos proyectos, ya que se han añadido nuevos requisitos y facultades. El aumento de exigencias va en el sentido correcto de asegurar la concreción de nuevos proyectos, además de crear un ambiente de mayor certidumbre en el sector.

Las licitaciones para clientes regulados no buscan la adjudicación de contratos que aseguren potencia de suficiencia (MW), sino de contratos de compraventa de energía (GWh/año); a diferencia de lo que ocurre en Perú que es por potencia (MW) (SYSTEP, 2019).

Cabe indicar que un aspecto importante de las licitaciones en Chile es que éstas son por Bloques de Suministro; así por ejemplo se tienen:

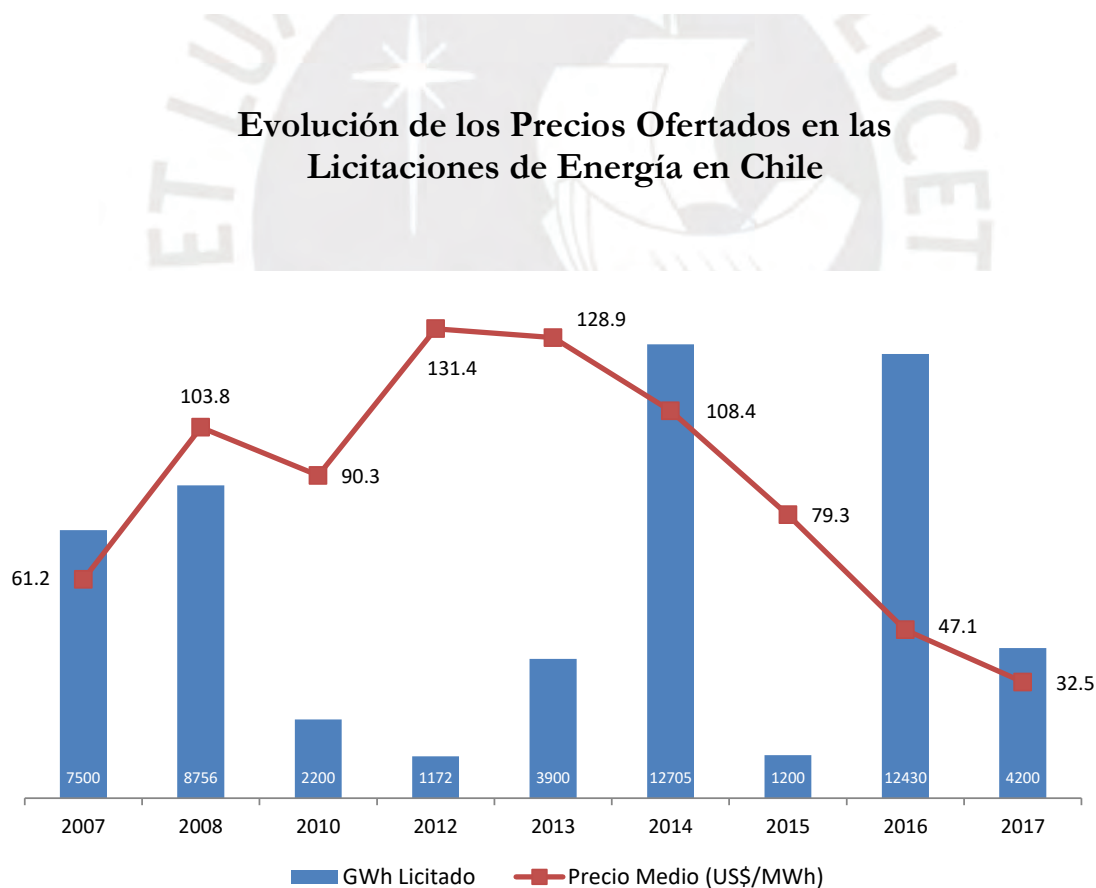
- Bloque por plazo determinado y volumen licitado (las 24 h)
- Bloque por plazo determinado y volumen licitado para abastecer los consumos entre las 00:00 y las 07:59 horas y entre las 23:00 y 23:59 horas
- Bloque por plazo determinado y volumen licitado para abastecer los consumos entre las 08:00 y las 17:59 horas
- Bloque por plazo determinado y volumen licitado para abastecer los consumos entre las 18:00 y las 22:59 horas
- Bloque por plazo determinado y volumen licitado para abastecer los consumos por periodos trimestrales

Como se observa, hay diferentes opciones para los generadores que van desde periodos anuales a periodos trimestrales, además de los diferentes bloques horarios lo cual les ha permitido la flexibilidad necesaria a las nuevas tecnologías de las energías renovables no convencionales (ERNCC) como las eólicas y las solares. Las licitaciones por bloques permiten que las centrales RER no tengan que asumir riesgos de comprar en el “spot” cuando no están disponibles, modificándose el esquema tradicional de contratación de potencia con energía asociada (“full requirement”) y los requisitos de tener potencia disponible (firme) asociado a esta forma de contratación.

También cabe señalar que en estas licitaciones contemplan, como en el Perú, un volumen base más un volumen variable que es como máximo del 10% y que en la licitación actualmente en curso se ha considerado un volumen variable de 5%.

Por otra parte, en las licitaciones adjudicadas los años 2014 y 2016 el volumen licitado ha sido muy relevante e implicaba alrededor del 30% de la demanda regulada total del sistema y la participación de ofertantes y de proyectos se ha ido incrementando en forma importante con cada vez mayor presencia de las ERNC con precios muy competitivos sin requerir de subsidios.

En el Gráfico N° 14 se observa cómo han evolucionado los precios medios de las licitaciones de energía de largo plazo con una tendencia importante a la baja desde el 2013 al 2017, en este último hay una importante participación de las energías renovables no convencionales como son las eólicas y solares, aunque las licitaciones no ponen requerimientos de tecnología.



Fuente: CNE- Anuario Estadístico de Energía 2018

Gráfico N° 14

En el Cuadro N° 14 se resumen las Licitaciones de Largo Plazo luego de la Ley 20.805, ley que “Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios”, y en el que se observan que los precios se han reducido en forma muy importante y aunque en las actas de las licitaciones no se observa, parte importante de esa reducción de precios es por las eólicas y solares (Empresas Eléctricas AG, 2019).

### Licitaciones de Largo Plazo en Chile

Licitación 2017/01 (Nov 2017)					
Bloque de Suministro	GWh/año Licitado	GWh/año Adjudicado	Precio Promedio US\$/MWh	Plazo	Periodo
1A	1100	528	31.80	Ene 2023 a Dic2042	00:00 y 07:59 h y 23:00 y 23:59 h
1B	1620	778	31.64	Ene 2023 a Dic2042	08:00 y 17:59 h
1C	820	394	31.80	Ene 2023 a Dic2042	18:00 y 22:59 h
2A	165	125	35.28	Ene 2023 a Dic2042	Enero a Marzo
2B	165	125	35.28	Ene 2023 a Dic2042	Abril a Junio
2C	165	125	35.28	Ene 2023 a Dic2042	Julio a Septiembre
2D	165	125	35.28	Ene 2023 a Dic2042	Octubre a Diciembre
<b>TOTAL</b>	<b>4200</b>	<b>2200</b>	<b>32.53</b>		
Licitación 2015/01 (Ago 2016)					
Bloque de Suministro	GWh/año Licitado	GWh/año Adjudicado	Precio Promedio US\$/MWh	Plazo	Periodo
1	3080	2800	40.42	Ene 2021 a Dic2040	Anual
2A	680	618	50.55	Ene 2021 a Dic2040	00:00 y 07:59 h y 23:00 y 23:59 h
2B	1000	909	41.89	Ene 2021 a Dic2040	08:00 y 17:59 h
2C	520	473	52.64	Ene 2021 a Dic2040	18:00 y 22:59 h
3	7150	6440	49.99	Ene 2022 a Dic2041	Anual
<b>TOTAL</b>	<b>12430</b>	<b>11240</b>	<b>47.09</b>		
Licitación 2015/02 (Oct 2015)					
Bloque de Suministro	GWh/año Licitado	GWh/año Adjudicado	Precio Promedio US\$/MWh	Plazo	Periodo
4A	370	370	82.09	Ene 2017 a Dic2036	00:00 y 07:59 h y 23:00 y 23:59 h
4B	530	550	74.56	Ene 2017 a Dic2036	08:00 y 17:59 h
4C	280	280	85.09	Ene 2017 a Dic2036	18:00 y 22:59 h
<b>TOTAL</b>	<b>1180</b>	<b>1200</b>	<b>79.34</b>		

Fuente: Licitacioneseléctricas.cl (Elaboración propia)

Cuadro N° 14

## **Energías Renovables No Convencionales**

Antes las grandes dificultades sociales y ambientales para desarrollar grandes proyectos hidroeléctricos en el sur de Chile y el mayor desarrollo de las tecnologías no convencionales como las eólicas y solares con las consiguientes reducciones muy importantes en sus costos de desarrollo, la Leyes 20.257 y 20.698 del 2008 y 2013 le dan un nuevo impulso a las ENRC y se hacen ajustes a la regulación creando, por un lado, un cargo adicional a las empresas generadoras que no cumplan con un determinado porcentaje de ENRC en su cartera; esto es obligándolas a que tengan un porcentaje de generación ENRC (mínimos de 10% al 2024 y 20% al 2025 según los contratos hayan sido suscritos antes o después del 01/07/2013) y, de otro lado, se dan facilidades para que las ofertas de energía ya no cubran obligatoriamente las 24 horas del día (como sigue siendo en el caso de Perú), sino los bloques horarios en los que realmente tengan producción (mecanismo dirigido a permitir la participación de centrales solares fotovoltaicas, que no producen durante la noche).

La Ley 20.257, conocida como la Ley ENRC, obliga a las generadoras con capacidad instalada superior a 200 MW y que efectúen retiros de energía –sea para sus contratos para el mercado regulado o libre- a acreditar que un porcentaje, que es determinado por la ley, de la energía retirada anualmente haya sido inyectada mediante generación ENRC propias o contratadas.

Un cambio regulatorio muy relevante fue la eliminación, el año 2008, del requisito de contar con energía firme (a diferencia de Perú donde se requiere contar con potencia y energía firmes) para poder suscribir contratos de largo plazo con distribuidoras y clientes libres. De esta manera, las centrales de ENRC con energías intermitentes, no tendrían ningún obstáculo formal para poder participar en las licitaciones de largo plazo para el suministro de energía, contratos que luego les servirían para conseguir el financiamiento correspondiente con mucho mayor seguridad y, por ende, menor costo financiero, que una proyección de costos marginales. Luego con la posibilidad de ofertar bloques horarios, se eliminaron por completo para el ingreso masivo de este tipo de energías.

La flexibilidad en las licitaciones de largo plazo ha permitido que las ENRC solares y eólicas puedan participar con gran entusiasmo en las últimas licitaciones y las autoridades chilenas esperan con mucha expectativa su participación en la licitación 2019/01.

Estos hechos hacen que los inversionistas abandonen los grandes proyectos hidroeléctricos y se vuelquen en masa a las ENRC, financiando sus proyectos en algunos casos solamente

con la proyección de costos marginales y con contratos financieros de largo plazo, pero todo basado en la proyección de los costos marginales.

Por ello decimos que el sistema marginalista si ha funcionado en Chile para continuar atrayendo inversiones porque no tiene ningún tipo de subsidio o precio distorsionado.

### **4.3. Experiencia en Colombia**

Mediante la Ley 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios), ley general, y la Ley 143 (Ley Eléctrica) en 1994 se reestructura el sector eléctrico en Colombia y se establece un modelo de libre competencia permitiendo la participación privada en el negocio eléctrico. Dicha reestructuración separa las actividades del sector en generación, transmisión, distribución y comercialización, considerando la generación y comercialización actividades de libre competencia mientras que la transmisión y la distribución son consideradas actividades monopólicas reguladas. Las empresas creadas posteriormente a estas leyes sólo pueden ejercer una de estas actividades, con excepción de la comercialización, la cual puede ejercerse en forma simultánea con la generación y la distribución.

A continuación, describiremos brevemente las principales entidades e instituciones del sector (OLADE, 2013).

- **Ministerio de Minas y Energía:** es la institución que representa la máxima autoridad del sector de energía. Tiene a su cargo la definición de las políticas del sector para lo cual tiene adscritas entidades como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); institutos como el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) y el Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero Ambiental y Nuclear (INGEOMINAS).
- **La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):** es una entidad eminentemente técnica, creada por las Leyes 142 y 143 de 1994, con el objeto de realizar la función de regulación del Estado frente a los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible (gas natural y gas licuado de petróleo), para lo cual es su función promover la competencia donde sea pertinente y regular los monopolios naturales; establecer las fórmulas tarifarias para los usuarios regulados asumiendo criterios de ley; promover que los servicios se presten al menor costo posible para los usuarios,

garantizando la calidad, cobertura y expansión y con una remuneración adecuado para las empresas.

- La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): es una unidad administrativa especial del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Su objetivo general es planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética. Entre otras funciones debe elaborar y actualizar el plan nacional minero, el plan energético nacional, el plan de expansión del sector eléctrico, y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. Adicionalmente a sus funciones, es el administrador del libre acceso al Sistema de Transmisión Nacional. En ese sentido, cuando un agente desea conectarse al sistema presenta a través del transportista dueño del punto de conexión a donde se va a conectar, un estudio técnico y económico para su aprobación. Asimismo, todos los agentes que desean conectar plantas de generación al Sistema Interconectado Nacional, deben seguir un procedimiento similar. Uno de los productos más relevantes que desarrolla esta entidad es el Plan de Expansión Generación Transmisión, el cual se realiza anualmente y es adoptado mediante resolución por el Ministerio de Minas y Energía.
- Expertos del Mercado (XM): es la entidad encargada de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación del sistema interconectado nacional a través del Centro Nacional de Despacho (CND) y de la administración de la operación comercial del Mercado de Energía Mayorista a través del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). XM es una empresa regulada por la CREG y su ingreso es el resultado de una contribución de los agentes que intervienen en el mercado. También es el administrador y encargado de realizar las subastas de energía firme.

Es importante señalar que en Colombia la potencia no conforma un producto transable explícito, y a diferencia de Perú, el producto transado en el mercado mayorista sólo incluye la energía. Los resultados pueden ser equivalentes; sin embargo, el solo considerar la energía simplifica la complejidad del mercado.

Por tanto, en Colombia ha tenido lugar un cambio en el procedimiento para la atribución a los generadores de una remuneración a la capacidad de generación. Anteriormente se pagaba el denominado Cargo por Capacidad, cuyo valor se determinaba administrativamente, y que se atribuía a cada central en función de su contribución al abastecimiento en un despacho simulado en el período de verano, el de condiciones hidráulicas más desfavorables del año. A partir de diciembre de 2006 se crearon las Obligaciones de Energía Firme (OEF), por las que el sistema remunera en un mecanismo de largo plazo, mediante un Cargo por Confiabilidad, la capacidad de generación firme durante condiciones críticas de abastecimiento.

Para determinar qué centrales reciben el Cargo por Confiabilidad, se realiza una subasta en la que participan los generadores, que presentan precios para hacerse cargo de las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le ha asignado una OEF como resultado de una subasta, se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supere un umbral previamente establecido por el regulador. El período de vigencia de la obligación adquirida con las OEF, comienza cuatro años después de realizada la subasta, lo que permite la participación en la misma de proyectos a construirse.

El Cargo por Confiabilidad tiene, como lo precisa XM (XM: Cargo por Confiabilidad, 2016), dos fines principales; por un lado la expansión del parque de generación eléctrica para garantizar el suministro de la demanda y de otro lado, cubrir a la demanda de precios altos ante condiciones críticas en el mercado; ello a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador.

La generación de energía eléctrica, esto es la producción de la energía eléctrica, tiene dos modalidades de transacción: i) mediante contratos bilaterales y ii) como resultado de las fuerzas del mercado (bolsa de energía).

### **Mercado de Energía Mayorista**

De acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, el mercado mayorista es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos; esto es, el mercado se divide en dos segmentos: Mercado de Contratos bilaterales (largo plazo) y la Bolsa de Energía (corto plazo).



Los agentes que pueden establecer contratos son los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados. No obstante, en el mercado mayorista el responsable frente a la bolsa siempre será un generador o un comercializador, puesto que los usuarios no pueden comprar directamente en la bolsa.

**Mercado de Contratos:** En este mercado tenemos, principalmente, los contratos bilaterales los cuales son de carácter financiero, una cobertura de precio; por tanto, la entrega física la realiza el mercado spot. Los contratos deben ser registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales por las partes involucradas. Las condiciones de entrega las definen los agentes involucrados, no obstante, se deben tener en cuenta ciertos aspectos establecidos por la CREG.

**Mercado Spot o Bolsa de Energía:** El mercado de energía de corto plazo o bolsa de energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente y donde los comercializadores compran la energía requerida para suministrar a sus usuarios, mientras que los generadores declaran su disponibilidad de energía y el precio al cual están dispuestos a vender esta energía. Esto es, la bolsa de energía es el mercado de corto plazo manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y es lo que se conoce como un mercado “day-ahead” (día anticipado) donde los generadores ofertan la energía que están dispuestos a vender y a qué precio y el operador del sistema establece un precio horario según las ofertas hechas por los agentes y la demanda horaria esperada; por tanto, los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora.

Los generadores presentan sus ofertas de precios y declaran su capacidad disponible y son despachados hora a hora en virtud de la competitividad de las mismas, en la medida en que la red física lo permita. Con base en las ofertas de los generadores y la demanda horaria real, posteriormente a la operación se establece el precio de bolsa horario, el cual es igual al valor de la oferta marginal que cubre el último bloque de demanda.

El precio de bolsa tiene en cuenta como piso la remuneración de la confiabilidad (prima del cargo por confiabilidad) y la contribución para financiar el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas. Con el precio de bolsa horario se liquidan las compras y ventas horarias en la bolsa. Los recursos de las transacciones en bolsa son recaudados y distribuidos por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

### **Cargo por Confiabilidad**

En línea con los objetivos de este trabajo, el tema relevante del caso colombiano viene a ser el denominado Cargo por Confiabilidad, por lo que vamos a describir y a analizar en mayor detalle su experiencia al respecto.

En el caso de Colombia la regulación determinó que el mercado spot fuera una bolsa de energía en el cual los agentes hacen ofertas y el precio de bolsa, equivalente al costo marginal en el Perú, se determina con base en dichas ofertas. Adicionalmente, existía el cargo por capacidad (desde 1996 hasta el 2006), equivalente al pago de potencia en el caso peruano.

Pues bien, el regulador colombiano llegó a la conclusión que el esquema de un cargo por capacidad no había conseguido su objetivo, que era el de asegurar que el sistema cuente siempre con suficiente capacidad instalada para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía. Dado que el sistema colombiano tiene una elevada participación de energía de origen hidroeléctrico (70% aproximadamente según el sistema de información de XM), es muy vulnerable a los efectos del fenómeno El Niño y en varias ocasiones ha estado muy cerca o ha tenido que recurrir al racionamiento debido a la sequía. Y es que no solamente se debía garantizar una capacidad instalada sino una determinada cantidad de energía con un precio máximo cuando esta fuera requerida.

Es así que en el 2006 la CREG estableció el Cargo por Confiabilidad que no es otra cosa que un pago o remuneración -independientemente del despacho- que se da a aquellos generadores que adquieren el compromiso de poner a disposición del mercado determinada cantidad de energía, denominada Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), cuando los precios de bolsa superan un valor techo denominado el precio de escasez. El máximo valor que remunera la demanda a la energía firme (ENFICC) si esta es requerida es el precio de escasez; esto es, se hace efectivo en el presente para asegurar en el futuro la entrega de una energía comprometida para garantizar el suministro permanente de energía eléctrica en el país, especialmente en momentos de escasez. La ENFICC es definida como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales.

En otras palabras, con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema, se subastan entre los generadores las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda del sistema en condiciones de escasez. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida durante un plazo determinado, y se compromete a entregar la Energía Firme comprometida en OEF cuando el precio de bolsa supera el umbral

previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y pagada por los usuarios del Sistema Interconectado Nacional, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Cabe indicar que la diferencia entre ENFICC y OEF es que la ENFICC es la máxima energía que puede ser comprometida en la subasta, mientras que la OEF es la obligación que se adquirió efectivamente en la subasta.

En el mundo de los instrumentos financieros es que lo que se denomina una opción tipo “call” u opción de compra, es decir, se remunera a los inversionistas a cambio de que el sistema ejerza la opción cuando la necesite y estos cumplan con entregar su producto, que es una energía comprometida. Esta remuneración es pagada por la demanda que es la beneficiada ya que esta generación comprometida servirá de respaldo cuando se presenten situaciones de escasez o suboferta. La opción se ejerce cuando el Precio de Bolsa excede al Precio de Escasez o Precio “Strike”, determinado por la CREG.

Para financiar este esquema, todos los usuarios deben pagar en sus facturas del servicio público de energía eléctrica, a través del componente de generación, el valor del Cargo por Confiabilidad, mediante el cual se remunera a los generadores que voluntariamente decidieron comprometerse a estar disponibles para suministrar energía eléctrica cuando se presenten momentos de escasez.

Debe quedar claro que los agentes, además de tener una remuneración por concepto de Cargo por Confiabilidad, podrán participar en el mercado de energía mayorista para vender su energía en el día a día.

### **Mecanismo de Asignación de la Obligación de Proveer Energía Firme (OEF)**

La Resolución CREG 071 del 3 de octubre de 2006 establece la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista.

En el esquema adoptado, los generadores declaran cuál es su ENFICC, esto es, de la energía firme que tienen, cuanta están dispuestos a comprometer para garantizar la confiabilidad del sistema en condición crítica, para que en contraparte se les remunere por este concepto. No obstante, es probable que para un año determinado se presenten excesos o déficits de energía firme disponible para el sistema, en consecuencia, se definió un mecanismo que permite asignar a cada generador, o futuro generador, la cantidad de energía firme con que se va a comprometer con el sistema, a tales cantidades se les denomina Obligaciones de Energía

Firme (OEF). La CREG hace una proyección de la demanda y determina la OEF. Para determinar qué centrales reciben el Cargo por Confiabilidad, se tienen dos mecanismos (Bedoya & Rodas, 2016):

- Asignación administrada a prorrata de la demanda, la cual se aplica cuando no se requiere nueva oferta; se aplicó también para el periodo de transición hasta el 30 de noviembre de 2012
- Mecanismo de subastas, el cual se aplica desde el 1 de diciembre de 2012, y cuando se requiere de nueva oferta de generación en el sistema. En las subastas los generadores presentan precios para hacerse cargo de las OEF que se requieren para cubrir la demanda del sistema en años futuros.

Así, para cubrir la necesidad de las OEF se convocan las Subastas Cargo por Confiabilidad tipo reloj descendente que son para aquellas centrales que pueden iniciar el cumplimiento de su obligación a los 4 años de la subasta, periodo denominado de planeación. El compromiso y, por tanto, la remuneración, son por 20 años.

Para las centrales que requieren más tiempo que los 4 años y no alcanzaron la subasta primaria, se usan las Subastas Cargo por Confiabilidad tipo GPPS (Generadores con Periodo de Construcción Superior al de Planeación); éstas están destinadas a cubrir el crecimiento de la demanda. Las ofertas se hacen a sobre cerrado, el precio tope es el resultante de la Subasta Cargo por Confiabilidad, por lo tanto, estas subastas se hacen después de conocido los resultados de la subasta en la modalidad de reloj descendente. La finalidad de estas subastas GPPS es reducir la incertidumbre en los ingresos de aquellos proyectos cuya construcción supera los años del Período de Planeación (tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la subasta y la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación asignada en dicha subasta), por lo que la CREG incorporó un mecanismo que le permite al inversionista vender parte de su energía firme futura, bajo este tipo de subastas de sobre cerrado, durante las subastas que ocurren diez, nueve, ocho, siete, seis y cinco años antes de que la energía firme del proyecto esté disponible.

Finalmente, existen las subastas de reconfiguración que sirven para ajustar y balancear las OEF de las generadoras. Usan el mecanismo de reloj ascendente para asignar la OEF y la remuneración.

Para el caso de las Subastas Cargo por Confiabilidad, el período de vigencia de la obligación adquirida con las OEF, comienza cuatro años después de realizada la subasta y los generadores que pueden participar son:

- Plantas Nuevas: el número de años con compromiso de OEF, la decide el generador y al tratarse de un activo nuevo (al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción del mismo) la obligación que respalde puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de veinte años
- Plantas Especiales: el número de años con compromiso de OEF, la decide el generador y al tratarse de un activo especial (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación), la obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de diez años
- Plantas Existentes con Obras: si se considera un activo existente con obras (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en operación comercial, pero con obras en ejecución que incrementarían su oferta de ENFICC más de un 20%), la obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de cinco años
- Plantas Existentes: si es un activo existente (que se encuentra en operación comercial al momento de ejecutarse la subasta), la vigencia de la OEF es de un año

Así, en el Cuadro N° 15 se resumen los diferentes tipos de subastas por Cargo por Confiabilidad en Colombia y los correspondientes plazos de asignación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF).

### **Tipos de Subastas en Colombia por Cargo por Confiabilidad**

<b>Generadores</b>	<b>Asignación de OEF</b>
Plantas Nuevas (nuevas que no han iniciado la construcción)	hasta 20 años
Plantas Especiales (nuevas en construcción)	hasta 10 años
Plantas Existentes con Obras	hasta 5 años
Plantas Existentes	hasta 1 año

Fuente: XM (Elaboración propia)

Cuadro N° 15

Es importante señalar que existe un mecanismo de penalidad, similar a cualquier opción financiera del mercado de capitales; así, si las obligaciones de energía se ejercen y un generador no está disponible o no tiene la totalidad de la energía a la que se comprometió, deberá pagar al agente que cubrió ésta OEF una penalidad que es la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez multiplicado por la cantidad de energía comprometida que no generó. Este es un mecanismo de exigibilidad del producto remunerado por concepto de Cargo por Confiabilidad, de la energía firme y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Recompensa o Penalidad} = (Q_{\text{despacho}} - Q_{\text{obligación}}) (P_{\text{spot}} - P_{\text{escasez}})$$

Donde:

$Q_{\text{despacho}}$ : es la cantidad de energía despachada o efectivamente inyectada

$Q_{\text{obligación}}$ : es la cantidad de energía comprometida o de obligación

$P_{\text{spot}}$ : es el Precio del mercado spot

$P_{\text{escasez}}$ : es el Precio de Escasez o precio strike

En general, se considera que el Cargo por Confiabilidad ha sido exitoso en cumplir su objetivo de asegurar suministro a un precio definido en momentos de escasez, específicamente cuando se presenta el fenómeno El Niño.

Sin embargo, en unos pocos casos un beneficiario de esta remuneración no ha cumplido con entregar la energía comprometida a pesar de estar disponible como fue el caso de la generadora Termocandelaria (en marzo 2017 la Superintendencia de Servicios Públicos multó a Termocandelaria con 35,000 millones de pesos; aproximadamente 12 millones USD) (Diario El Tiempo, 2017). En este caso la generadora alegó que el Precio de Escasez no cubriría sus costos operativos y declaró indisponibles sus unidades por periodos de 27 y 28 días respectivas, en pleno Fenómeno El Niño.

Este caso es muy ilustrativo para analizar una posible falla de diseño de este esquema regulatorio. Y es que, la definición del Precio de Escasez, que será el que recibirá el agente

que comprometió su energía a futuro es definido de manera administrativa por el regulador y, como tal, puede tener errores o puede no reflejar la realidad del momento. En el ejemplo citado, efectivamente la generadora alegó que los indicadores de precios internacionales de petróleo vigente cuando la CREG calculó y determinó el Precio de Escasez tuvieron una baja y que el precio real de suministro de combustible en el momento en que necesitó de su producción era más alto, con lo cual, no iba a cubrir sus costos variables y eso le iba a provocar desequilibrio financiero.

Entendemos que sería muy difícil encontrar una solución en la que un mercado de ofertas defina el precio que se pagaría al generador que entrega su energía comprometida pues habría demasiados incentivos para inflar ese precio e incrementar márgenes. Lo conveniente podría ser, revisar la metodología de cálculo o la frecuencia de actualización del Precio de Escasez. Otras posibles mejoras podrían ser incorporar en la regulación una disposición que le permita a la CREG hacer correcciones cuasi en tiempo real al referido precio para poder adaptarlo a circunstancias excepcionales o incrementar la penalidad por fallar con la energía comprometida afectándola de un factor ya no solamente compensatorio como es ahora, sino punitivo.

Cabe precisar que las subastas son principalmente para adquirir nueva energía firme, éstas solo tienen lugar cuando se estima que la demanda de energía para el cuarto año siguiente no puede ser cubierta con la Energía Firme de los activos de generación existentes y la de los que entrarán en operación para la fecha en la cual se inicia el periodo de obligación que se subasta.

En la Cuadro N° 16 se presenta un resumen de las subastas realizadas en Colombia desde que se estableció el Cargo por Confiabilidad en donde podemos observar que en las primeras subastas no hay presencia de ERNC, lo que si ocurre en la tercera subasta; primera subasta desde que se promulgó la ley para promover las fuentes de energía renovables no convencionales (XM Subastas de Energía Firme, 2019).

Además, el número de participantes y de proyectos se han incrementado en forma importante y las plantas nuevas, con 4 010 MW, significan un incremento del orden del 23% respecto al parque de generación eléctrica actual y con 1 398 MW que corresponden a fuentes de generación renovable no convencional (1 160 MW en plantas eólicas y 238 MW en plantas solares).

Asimismo, cabe indicar que de la información del Administrador del Mercado, la asignación de la OEF en la subasta de marzo de 2019 se presenta en GWh-día a diferencia de las subastas anteriores en donde la OEF se presentaba como GWh-año.

### Subastas Cargo por Confiabilidad en Colombia

Tercera Subasta - Tipo Reloj Descendente (Mar 2019)		
<b>Obligaciones de OEF</b>	Dic 2022 a Nov 2023 (para Plantas nuevas hasta Nov 2042)	<b>Tecnología de las Nuevas Plantas:</b>
<b>Precio:</b>	<b>15.1 US\$/MWh</b>	<b>Hidroeléctrica</b> 1372 MW
<b>Asignación:</b>	127.02 GWh-día    Existentes	<b>Térmica</b> 1240 MW
	37.52 GWh-día    Nuevos	<b>Eólico</b> 1160 MW
	<b>164.54 GWh-día    Total</b>	<b>Solar</b> 238 MW
Participantes: 33 empresas - Proyectos Nuevos y Especiales: 23		<b>TOTAL</b> 4010 MW
Segunda Subasta - Tipo Reloj Descendente (Dic 2011)		
<b>Obligaciones de OEF</b>	Dic 2015 a Nov 2016 (para Plantas nuevas hasta Nov 2035)	<b>Tecnología de las Nuevas Plantas:</b>
<b>Precio:</b>	<b>15.7 US\$/MWh</b>	<b>Hidroeléctrica</b> 165 MW
<b>Asignación:</b>	64200 GWh-año    Existentes	<b>Térmico</b> 410 MW
	3700 GWh-año    Nuevos	<b>Eólico</b> MW
	<b>67900 GWh-año    Total</b>	<b>Solar</b> MW
Participantes: 7 empresas - Proyectos Nuevos: 5		<b>TOTAL</b> 575 MW
Segunda Subasta - Tipo GPPS (Ene 2012)		
<b>Obligaciones de OEF</b>	Operación Comercial entre 2017 a 2022	<b>Tecnología de las Nuevas Plantas:</b>
<b>Precio:</b>	<b>15.7 US\$/MWh</b>	<b>Hidroeléctrica</b> 352 MW
Proyectos Nuevos: 2		<b>Térmica</b> 88 MW
		<b>Eólico</b> MW
		<b>Solar</b> MW
		<b>TOTAL</b> 440 MW
Primera Subasta - Tipo Reloj Descendente (May 2008)		
<b>Obligaciones de OEF</b>	Dic 2012 a Nov 2013 (para Plantas nuevas hasta Nov 2033)	<b>Tecnología de las Nuevas Plantas:</b>
<b>Precio:</b>	<b>13.998 US\$/MWh</b>	<b>Hidroeléctrica</b> 39 MW
<b>Asignación:</b>	62860 GWh-año    Existentes	<b>Térmico</b> 360 MW
	3009 GWh-año    Nuevos	<b>Eólico</b> MW
	<b>65869 GWh-año    Total</b>	<b>Solar</b> MW
Participantes: 7 empresas - Proyectos Nuevos: 3		<b>TOTAL</b> 399 MW
Primera Subasta - Tipo GPPS (Jun 2008)		
<b>Obligaciones de OEF</b>	Operación Comercial entre 2014 a 2019	<b>Tecnología de las Nuevas Plantas:</b>
<b>Precio:</b>	<b>13.998 US\$/MWh</b>	<b>Hidroeléctrica</b> 3015.2 MW
Proyectos Nuevos: 6		<b>Térmica</b> MW
<b>Nota:</b> Por problemas sociales se suspendió Proyecto Hydro de 400 MW		<b>Eólico</b> MW
		<b>Solar</b> MW
		<b>TOTAL</b> 3015.2 MW

Fuente: XM (Elaboración propia)



## **Energías Renovables No Convencionales**

Colombia mantuvo durante mucho tiempo el principio de “neutralidad tecnológica”, es decir, dejar que el mercado decida por sí solo las tecnologías que fueren competitivas, sin favorecer, promover o subsidiar a ningún tipo de tecnología. Pero, el año 2014, esa política dio un giro de 180°, motivado tanto por la tendencia mundial como por la preocupación de dotar de mayor diversidad a la matriz de generación de electricidad en el país, fuertemente dependiente de la generación hidroeléctrica y, por lo mismo, extremadamente vulnerable al cambio climático en general y al fenómeno El Niño, en particular. Es así que en el 2014 se promulga la Ley 1715 destinada a promover la sostenibilidad, la eficiencia energética y las Energías Renovables No Convencionales. Dicha ley define como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FERNC o ERNC), aquellos recursos de energía renovable disponibles que son ambientalmente sostenibles pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotermia, la solar y del mar.

Esta ley crea una serie de incentivos para los proyectos que hayan sido calificados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), a saber:

- Deducción especial en el impuesto a la renta, hasta 50% y por los 5 primeros años de operación.
- Depreciación acelerada, 20% cada año.
- Exclusión del Impuesto al Valor Agregado para sus adquisiciones de bienes o servicios, nacionales o importados.
- Exoneración de aranceles para los bienes importados para la ejecución del proyecto.

Al parecer, las medidas promocionales de la Ley 1715 no fueron suficientes para alcanzar las metas previstas o deseadas por el gobierno de manera que, en julio de 2018 Colombia, mediante Resolución MME 40791 optó por lanzar unas subastas destinadas a promover la contratación de largo plazo para proyectos de generación como mecanismo complementario a los existentes en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Estas subastas pueden resultar en contratos de largo de plazo de 10, 15 y 20 años, está a cargo de la UPME y los compradores son los Comercializadores del MEM. Los contratos

son del tipo “take or pay”, es decir, por el plazo del contrato, el comercializador comprador tiene la obligación de pagar la energía media anual contratada, independientemente de que esta sea consumida o no. Las subastas son a sobre cerrado a dos puntas (es decir comprador y vendedor) y el cronograma de las mismas, lo define el Ministerio de Minas y Energía. El precio del contrato en pesos colombianos por kWh (COP\$/kWh) será de los que resulten ganadores, los que deben constituir garantías de pago y cumplimiento y existe un tope fijado por la CREG.

Lo más interesante en este diseño de subastas es que la única limitación es que la potencia instalada sea de 10 MW o superior ya que pueden participar proyectos existentes o nuevos y no solamente proyectos de ERNC sino también hidroeléctricos y térmicos. Es de resaltar que este diseño no tiene un subsidio directo incluido, sino que deja que sean los comercializadores los que asuman los costos que puedan resultar de la subasta. Evidentemente, si estos costos son superiores a los imperantes en el mercado, los comercializadores los trasladarán eventualmente a sus consumidores finales.

La primera subasta ERNC convocada en febrero de 2019 con requerimiento de 3 443 GWh-año, con fecha de inicio el 1 de diciembre de 2022 y plazo de 10 años resultó desierta, pero no por falta de ofertas sino por los exigentes requisitos de verificación del nivel de competencia incluidos en las bases que trataban de evitar concentración de mercado. Así, de las 4 condiciones de competencia a cumplirse, sólo se cumplieron 2 que fueron los indicadores de participación y los precios que fueron favorables para la subasta; no así los indicadores de concentración (índice HHI máximo de 2 800 fijado por la CREG; se llegó a un índice de 7 836,22) y el de dominancia (el vendedor con mayor participación en la oferta era ampliamente superior al resto).

Según Newsletter del diario Dinero del 26 de febrero de 2019, se presentaron 22 ofertas de venta de energía, todas para proyectos nuevos con ERNC y 20 ofertas de compra (Newsletter del diario Dinero, 2019). El Ministerio de Minas y Energía ya ha anunciado una segunda subasta para el segundo semestre de 2019.

#### **4.4. Experiencia en Brasil**

El sector eléctrico del Brasil, el más grande de la región y uno de los últimos en desregularse, sufrió una grave crisis de abastecimiento en el año 2001 que originó en el país un prolongado racionamiento de energía eléctrica de alrededor del 20% del consumo durante 8 meses; causado por una de las peores sequías en Brasil en decenas de años. Según algunos expertos,

contribuyeron a dicha crisis el mal manejo de los embalses de las centrales hidroeléctricas, así como errores en la determinación del precio del gas natural para las centrales termoeléctricas; asimismo, a la falta de incentivos para inversiones en nueva generación (Factor, 2017).

Ello llevó a una serie de reformas en el 2004 con el fin de establecer un nuevo modelo del mercado eléctrico a través de la Ley N° 10.848 y el Decreto N° 5163 y que tuvieron como finalidad garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica, promover tarifas bajas y a la universalidad del servicio eléctrico, para lo cual se tienen una serie de entidades e instituciones que describiremos en forma breve:

- El Consejo Nacional de Política Energética (CNPE): es un consejo consultivo interministerial del presidente de la República. Sus principales responsabilidades son la formulación de políticas relacionadas con la energía, promover el uso racional de los recursos energéticos en el país, garantizar el suministro de materias primas utilizadas en la generación de energía en zonas remotas o de difícil acceso, revisión periódica de la matriz energética y sugerir la adopción de las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento de la demanda eléctrica nacional, teniendo en cuenta la planificación a largo, medio y corto plazo.
- El Ministerio de Minas y Energía: es responsable de la formulación e implementación de políticas energéticas en Brasil de acuerdo con las directrices establecidas por el CNPE, sus principales atribuciones incluyen la gestión de estudios de inventarios y de subastas de proyectos, además de la monitorización de obras.
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL): es el organismo que regula y supervisa la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, garantizando la calidad de los servicios prestados y el acceso universal a la electricidad. Es responsable también por determinar las tarifas para los consumidores finales, para que sean preservadas las viabilidades económica y financiera de los actores del sector energético y de la industria en Brasil, así como estimular la competencia entre los agentes. Es el regulador del sector eléctrico.
- La Empresa de Investigación Energética (EPE): es una entidad estatal encargada del planeamiento del sector energético, proporcionando

información necesaria para las actividades de planificación del sector energético brasileño. También es responsable de la coordinación de esfuerzos para la obtención de licencias previas ambientales para la construcción de las plantas hidroeléctricas y líneas de transmisión.

- El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS): es una entidad privada sin fines de lucro, constituido por miembros asociados y miembros participantes, y que es responsable de la coordinación y control de la operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para garantizar la seguridad, la continuidad y la economía del suministro de energía eléctrica en el país, bajo la fiscalización y regulación de la ANEEL.
- La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE): es una organización no gubernamental integrada por agentes de generación, de distribución y de comercialización, y tiene la función de viabilizar las operaciones de compra y venta de energía eléctrica, registrando y administrando contratos firmados entre generadores, comercializadores, distribuidores y consumidores libres, además de efectuar la contabilización y la liquidación financiera de las operaciones realizadas en el mercado a corto plazo. También implementa y difunde las normas y procedimientos de comercialización de electricidad y, por delegación de ANEEL, lleva a cabo subastas de compra y venta de energía.

Para los contratos se tiene el Ambiente de Contratación Regulado (ACR) donde los precios son resultado de subastas reguladas y el Ambiente de Contratación Libre (ACL) donde los precios son libremente negociados en generación y comercialización. Adicionalmente a los dos entornos mencionados, existe el mercado a corto plazo, también conocido como mercado de diferencias, en el que se promueve el ajuste entre los volúmenes contratados y los volúmenes de electricidad medidos. Se tiene competencia en generación y comercialización.

### **Sistema de Subastas**

La realización de subastas para expansión de la oferta de energía eléctrica fue un mecanismo introducido en la reforma del sector eléctrico y consolidado con la efectiva participación de varias instituciones del Sector Eléctrico Brasileño, incluida la EPE. Estas subastas

constituyen pilares del arreglo institucional introducido en 2004. Desde la primera subasta, ha sido fundamental la participación de la EPE, ya sea contribuyendo al perfeccionamiento de las reglas y de los parámetros básicos definidos en las ordenanzas de directrices del Ministerio de Minas y Energía, sea conduciendo todo el proceso de habilitación técnica de los emprendimientos de generación participantes. La conducción del proceso lo lleva a cabo la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica.

El diseño del mercado eléctrico brasileño tiene por base: (a) la obligación de contratar el 100% del consumo para todos los consumidores; y (b) la obligación para las distribuidoras de contratar el suministro mediante subastas públicas de contratos de suministro

Es un esquema regulatorio de definición de precios de mediano y largo plazo que no está basado en los precios spot de corto plazo, sino en un esquema de subastas públicas reguladas convocadas por las empresas distribuidoras de electricidad. En estas subastas se licitan contratos “forward” o “energy call options” obligatorios con respaldo físico, los cuales aseguran a los inversores una fuente de ingresos estable vía precios indexados, independiente de la incertidumbre del precio spot.

Estos contratos pretenden resolver el problema de aversión al riesgo de los inversores, a través de la citada indexación, e incluso fijando el precio de los peajes de red para los primeros diez años de funcionamiento, pero sobre todo gracias al largo plazo del compromiso (de hasta treinta años, con compromiso de entrega de entre tres y cinco años con posterioridad a la subasta).

En Brasil no existe pago alguno por capacidad firme.

Una característica muy importante dentro de la operación de contratos a largo plazo, consiste en las subastas de opción y compra de energía. Lo que permite una mayor flexibilidad dentro de las transacciones internas del mercado.

Contratos de largo plazo:

- Subastas de contratos de Energía: los contratos a largo plazo para atender a los clientes regulados en empresas de distribución son subastados por la autoridad
- Subastas de contratos de opción de compra de energía: aquí se refleja cantidad, tiempo, lugar y precio, por la opción de compra de energía, en el cual el que tiene derecho puede obtener la cantidad de energía, al precio de ejercicio especificado

La principal diferencia existente entre estos contratos a largo plazo, es que, en los contratos de energía, el generador es aquel que asume todo lo relacionado al riesgo de precios y cantidad del mercado spot (el generador está obligado a entregar un bloque establecido de energía), mientras que en los contratos de opción de compra se caracterizan porque el riesgo spot es asumido por el cliente (el generador no está obligado a entregar el bloque de energía comprometido).

### **Tipos de Subastas**

Los principales tipos de subastas de generación de energía eléctrica en Brasil son (Factor, 2017):

- **De energía nueva:** tiene como objetivo satisfacer el aumento futuro de demanda de las distribuidoras, a partir de proyectos que no han entrado en operación comercial. Esta subasta puede ser de tipos: A-5, realizadas cinco años antes del inicio del suministro, A-3, realizadas tres años antes del inicio del suministro y así, de acuerdo a la anticipación.
- **De energía existente:** destinadas a reemplazar los contratos que vencen, a partir de plantas cuyas inversiones ya se han amortizado y por lo tanto tienen un costo más bajo. El inicio de la entrega de la energía es a principios del año siguiente.
- **De energía de reserva:** la contratación de energía de reserva fue creada para aumentar la seguridad del suministro de energía eléctrica en el SIN, con la energía de las plantas, especialmente contratados para este fin, ya sea para nuevos proyectos o proyectos de generación existente.
- **De ajuste:** tienen como objetivo complementar la energía necesaria para atender el mercado consumidor de los agentes de distribución, hasta el límite de 1% del mercado de cada distribuidora. Las subastas de ajuste están diseñadas para adaptar la contratación de la energía por parte de los distribuidores a las desviaciones resultantes de la diferencia entre las predicciones hechas para la subasta y el comportamiento del mercado. Son contratos generalmente de plazos cortos (3 meses a 2 años).

- **A partir de fuentes alternativas:** tienen como objetivo incentivar la diversificación de la matriz energética, introduciendo proyectos nuevos de fuentes renovables como la energía eólica, solar y de la biomasa.
- **Proyectos Estructurales:** son para la compra de energía a partir de proyectos de generación indicados por resolución del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y aprobados por el presidente de la República. Son proyectos de carácter estratégico y de interés público, generalmente grandes centrales hidroeléctricas, que aseguran la optimización del binomio: tarifa y confiabilidad del sistema eléctrico, así como garantizan atender a la demanda nacional de electricidad, teniendo en cuenta la planificación a largo plazo.

Respecto a las energías renovables, además de las subastas específicas de fuentes alternativas, los proyectos de energías renovables han sido adjudicados habitualmente en subastas de energía nueva, típicamente gran hidráulica, biomasa y eólica en subastas del subtipo A-5 y eólica, biomasa y pequeña hidráulica en subastas del subtipo A-5 y A-3.

En el Cuadro N° 17 se muestran los resultados de las últimas subastas en Brasil, en donde se observa que para las subastas de energía existente no es relevante la tecnología y que son para 2 años; en caso de las subastas de energía nueva si hay requerimientos de energía por cada tecnología y los plazos dependen del tipo de tecnología, asimismo se observa la gran diferencia entre las hidroeléctricas y biomasa respecto a solares y más aún con las eólicas.

## Últimas Subastas en Brasil a Junio 2019

<b>Subasta de Energía Nueva A-4 (28/06/2019)</b>			
<b>Tecnología</b>	<b>Precio Promedio</b>		<b>Plazo</b>
	<b>R\$/MWh</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>Años</b>
Hidroeléctrica	198.11	51.73	30
Biomasa	179.87	46.96	20
Solar	67.48	17.62	20
Eólico	79.98	20.88	20
TC:	3.830	R\$/US\$	

<b>28° Subasta de Energía Nueva A-6 (31/08/2018)</b>			
<b>Tecnología</b>	<b>Precio Promedio</b>		<b>Plazo</b>
	<b>R\$/MWh</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>Años</b>
Hidroeléctrica	191.08	47.11	30
Eólico	90.22	22.24	20
Térmoeléctrica	178.05	43.90	25
TC:	4.0559	R\$/US\$	

<b>27° Subasta de Energía Nueva A-4 (04/04/2018)</b>			
<b>Tecnología</b>	<b>Precio Promedio</b>		<b>Plazo</b>
	<b>R\$/MWh</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>Años</b>
Hidroeléctrica	197.89	59.44	30
Biomasa	198.94	59.76	20
Solar	118.04	35.46	20
Eólico	67.60	20.31	20
TC:	3.3291	R\$/US\$	

<b>20° Subasta de Energía Existente A-2 (07/12/2018)</b>			
<b>Tecnología</b>	<b>Precio Promedio</b>		<b>Plazo</b>
	<b>R\$/MWh</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>Años</b>
No relevante	161.12	41.23	2
TC:	3.9074	R\$/US\$	

<b>19° Subasta de Energía Existente A-1 (07/12/2018)</b>			
<b>Tecnología</b>	<b>Precio Promedio</b>		<b>Plazo</b>
	<b>R\$/MWh</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>Años</b>
No relevante	142.99	36.59	2
TC:	3.9074	R\$/US\$	

Fuente: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE)  
(Elaboración propia)

Cuadro N° 17



Actualmente está en proceso la 30° Subasta de compra de Energía Nueva A-6, del 2019. La fecha prevista para la realización de la subasta es el 26 de septiembre de 2019 y el inicio del suministro de energía eléctrica deberá ocurrir el 1 de enero de 2025. Podrán participar del certamen emprendimientos de las fuentes eólica, solar fotovoltaica, hidroeléctrica y termoeléctrica (Empresa de Investigación Energética (EPE), 2019).

### **Energías Renovables No Convencionales**

En Brasil los objetivos indicativos de capacidad instalada de energías renovables para producción eléctrica de Brasil se plantean dentro de los Planes Decenales de Expansión de Energía (PDEE), actualizados por la EPE anualmente.

El apoyo al desarrollo de las energías renovables se inició con el programa denominado PROINFA en donde para cada tecnología se establecía un volumen y cuya energía era vendida a Electrobras (empresa del Estado) con contratos a 20 años; esta energía era luego revendida a todos los consumidores en proporción al consumo del momento. PROINFA requiere que al menos el 60% del equipamiento de cada proyecto se suministrado por empresas locales.

También se han puesto en acción otros sistemas y mecanismos de apoyo para la promoción de las energías renovables como es el caso del financiamiento preferente para proyectos de energía renovable por parte del Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES). El BNDES financia la inversión de energías renovables aportando, en el caso de la eólica hasta un 70% del coste de la inversión, y hasta un 80% en el caso de la tecnología fotovoltaica. Los créditos son concedidos a una tasa de interés preferencial, para aquellos proyectos que cumplan con requisitos específicos de contenido local.

Asimismo, otro incentivo es el descuento en los peajes de acceso de al menos el 50% para hidroeléctricas, solar, eólica y biomasa de hasta 30 MW.

Desde el año 2008 también se ha establecido que las ERNC puedan participar en los procesos de subastas de grandes bloques de energía. En este esquema, el costo fijo de estas tecnologías es pagado por todos los usuarios, pero en este caso las distribuidoras no deben tener esta energía –que es considerada como reserva física del sistema- como parte de sus contratos, a diferencia del PROINFA.

## CAPÍTULO V

### PROPUESTAS PARA UN MARCO REGULATORIO QUE INCENTIVE LA INVERSIÓN EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Este trabajo de investigación, como su título lo indica, presenta propuestas para resolver el principal problema que se observa en el mercado eléctrico peruano y es que el marco regulatorio vigente no ofrece los mecanismos adecuados para incentivar inversiones en nueva capacidad de generación eficiente que asegure la atención del crecimiento esperado de la demanda con seguridad y calidad en un ambiente de competencia.

En los capítulos II y III se ha revisado la regulación y la situación actual del Mercado Eléctrico Mayorista en el Perú describiendo las características por las cuales, la regulación actual, basada en un modelo marginalista, ya no es efectiva para incentivar inversiones que no sean centrales térmicas a gas ubicadas en el centro del país precisamente por la existencia de un único ducto de gas natural disponible y además con un precio controlado por contrato, lo suficientemente reducido como para desincentivar el ingreso de centrales hidroeléctricas convencionales y el ingreso de centrales con ERNC sin subsidios. Es precisamente el precio del gas natural disponible del yacimiento del Lote 88 de Camisea en la región Cusco, la principal fuente de distorsión del mecanismo marginalista y que nos obliga a buscar una reforma del marco regulatorio.

Cabe indicar que en la oferta, la falta de inversión juega un rol de escasez y por ello es importante que la regulación brinde las señales de escasez al consumidor y que por tanto éste tenga que asumir mayores precios ante una crisis. En el pasado, a pesar de tenerse un crecimiento muy importante en la demanda, la regulación vigente no resultaba en incentivos importantes para la inversión en generación –salvo aquellas que tenían un precio garantizado por las licitaciones de ProInversión- y ello también porque el precio de potencia no resulta suficientemente atractivo y, además, al ser determinado administrativamente, podría significar un riesgo en el corto o mediano plazo ante cambios regulatorios.

De acuerdo a Cambridge Economic Policy Associates:

“Como consecuencia de la intensa intervención no estructurada del mercado eléctrico por parte del Estado Peruano, el universo de normas que regulan las actividades eléctricas en el Perú tiene una muy alta e innecesaria complejidad y presenta altos grados de contradicción e incoherencia, reducidos espacios de interacción entre los agentes y baja predictibilidad para éstos. Por ello,

consideran que seguir la perniciosa costumbre de regular “para el momento” sólo agravaría las diversas distorsiones existentes en el mercado; regular “para el momento” y no en base a un diagnóstico integral, con objetivos a largo plazo claros, transparentes y medibles sigue siendo la peor receta para el inorgánico crecimiento del SEIN y sobre todo para seguir con las graves distorsiones en el sector. La principal consecuencia de la intervención estatal que reemplaza al mercado es que el precio deja de ser una señal para la inversión (Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes (NEGLI), 2016)”.

Si bien es muy importante solucionar la grave distorsión del costo marginal del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados al precio del gas y su declaración de precios; también es importante, como lo señalan Dammert & García, que se tengan de parte del estado diversas medidas para promocionar el desarrollo de centrales de generación, tales como (Dammert Lira & García Carpio, pags. 181-182):

- “Desarrollar un catálogo de proyectos que incluya los respectivos estudios de pre-inversión (estudios de factibilidad), con sus correspondientes requerimientos de compromisos ambientales. Poner dicho catálogo a disposición de los inversionistas interesados a través de licitaciones para el otorgamiento de las concesiones.
- Determinar, en particular con las hidroeléctricas, la localización de los proyectos con menor impacto ambiental (hay que ser realistas en el sentido que los grandes proyectos hidroeléctricos –con grandes represas- son cada vez más controversiales)
- Facilitar las posibilidades de financiamiento a largo plazo de los proyectos de generación, mediante contratos y subastas de largo plazo.
- Reducir la discrecionalidad en la regulación ambiental. Sistematizar los mecanismos para la protección del medio ambiente y para determinar los beneficios y costos de los proyectos para las comunidades vecinas.
- Mejorar la comunicación y elaborar planes de compensación en el caso de las comunidades afectadas por inversiones en hidroeléctricas.

- En el caso de hidroeléctricas, mejorar la coordinación entre entidades estatales (Ministerio del Ambiente y Autoridad Nacional del Agua principalmente).
- Facilidades para la generación de energía con fuentes renovables no convencionales; no a través de subsidios sino facilitando su participación competitiva”

El desarrollo de tecnologías como las eólicas y solares y su impresionante reducción de costos, que las hacen muy competitivas, hacen ineludible la cada vez mayor presencia de dichas tecnologías en nuestra matriz energética; han llegado para quedarse. Por ello, cualquier política o marco regulatorio que incentive la inversión en generación no puede dejar de lado las ERNC, en particular eólicas y solares en la actualidad; no son el futuro, ya son una realidad y ello se ve en su rápido crecimiento en las nuevas inversiones en generación eléctrica a nivel mundial.

Precisamente con referencia a la necesidad de cambios en el marco regulatorio a fin de promover las ERNC, hemos identificado en el numeral 3.6 anterior así como en la descripción de marco normativo de Chile, la necesidad de hacer dos cambios fundamentales: Permitir ofertas por bloques horarios en las licitaciones de largo plazo convocadas por las distribuidoras al amparo del marco de la Ley N° 28832 y, permitir que las centrales con ERNC intermitentes puedan vender su energía directamente a distribuidoras y clientes libres, algo que es imposible en la actualidad para las solares (algo se hizo recientemente para las eólicas) debido a que su potencia firme es casi cero, habiéndose constituido estas dos limitaciones en infranqueables barreras de entrada al mercado.

En el caso de los bloques horarios, se trata de una modificación puntual en el Capítulo II de la Ley N° 28832, capítulo que establece las reglas básicas para las licitaciones de largo plazo que las distribuidoras debieran convocar para atender sus necesidades futuras.

En lo que se refiere a la imposibilidad de contratar con clientes libres y distribuidoras, la solución es más compleja. Por un lado, existe una fuerte corriente compartida por el MINEM y OSINERGMIN y por supuesto, los desarrolladores de este tipo de proyectos, en el sentido que la solución es asignar un valor de potencia firme a las ERNC intermitentes con lo cual se eliminaría esta barrera de accesos al mercado (se ha dado una solución parcial al problema para las eólicas). Por otro, algunas generadoras están en contra de este planteamiento pues lo encuentran discriminatorio, como ya lo hemos explicado en el numeral 3.6.

Consideramos que es conceptualmente incorrecto “forzar” un pago por potencia firme a tecnologías que, por su naturaleza de intermitentes, simplemente no cuentan con la “firmeza” requerida por la ley, solo con la finalidad de eliminar esa barrera de acceso al mercado. Creemos que lo correcto es analizar si este requisito, para poder suscribir contratos de largo plazo, es válido o necesario.

Es evidente que la intención del legislador al imponer este requisito fue prevenir la especulación a través de contratos de suministro que, en la regulación del sistema peruano, son contratos de carácter financiero y no físico, en el entendido que se podría disfrazar y ocultar escasez al haber contratos suficientes para atender toda la demanda presente y prevista en los plazos de los contratos sin que existiera un respaldo físico con la adecuada capacidad o suficiencia de generación. De allí que se limita la capacidad de contratación a la potencia y energía que podía ser realmente entregada por cada generador en condiciones muy severas de hidrología para el caso de las hidroeléctricas y con disponibilidad asegurada de combustible para las térmicas. La pregunta que surge es si esta medida es eficaz y necesaria.

En lo que respecta su eficacia, encontramos que, si bien el requerimiento existe en la ley, no existe ni en la misma ley ni en el correspondiente reglamento ninguna sanción explícita por no cumplir con la limitación. El art. 104 del Reglamento de la LCE establece la obligación del COES de verificar que la suma de los requerimientos de los contratos que los generadores le declaren no supere la energía firme de cada uno de ellos antes del 30 de noviembre de cada año; sin embargo, no establece ninguna verificación para la potencia firme ni para liquidación anual y tampoco ninguna penalidad por no cumplir estos requisitos. En consecuencia, no se sabe con exactitud si el requisito es realmente cumplido.

Entonces, una forma de eliminar esta barrera de acceso a las ENRC sería eliminar el requisito con una modificación del art. 3.1 de la Ley N° 28832. De hecho, en la revisión de la regulación de otros países con sistemas similares al peruano encontramos que en Chile, que es el más parecido, esta limitación (referida solamente a la energía firme pues el requerimiento de potencia firme para poder contratar nunca existió) ya no existe desde el año 2001, de manera que cualquier generador en operación comercial puede suscribir contratos de largo plazo con distribuidoras y clientes libres y, a pesar las difíciles circunstancias que le ha tocado a ese sistema entre sequías, interrupción total del suministro de gas de Argentina, dificultades muy grandes para la construcción de centrales hidroeléctricas, no han enfrentado un problema debido a la especulación. Por ello consideramos que esta es la mejor solución,

conceptualmente correcta y menos conflictiva de eliminar esta barrera de mercado a las ERNC.

Pero, para estar seguros de que la propuesta es la adecuada debemos analizar si existe algo en la normativa que pueda conjurar el peligro de la especulación, origen mismo de la restricción. De hecho, existen ya en la regulación peruana, dos normas diferentes que establecen mecanismos para detectar y alertar al MINEM, ente rector del sistema y encargado de promover inversiones para asegurar la suficiencia de generación para mantener la seguridad de suministro, a saber:

- Ley 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (LASE), y su reglamento, mediante los cuales, el Ministerio de Energía y Minas puede encargar, a través de Pro-Inversión, cualquier tipo de proyecto de generación y asegurarle una remuneración garantizada que serán pagada por la demanda. Para este fin, el COES debe realizar, cada dos años, las evaluaciones respectivas en un horizonte de planeamiento de 10 años e informar los resultados al MINEM.
- Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, que dispone que el COES elabore el estudio correspondiente a la verificación anual del cumplimiento del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) para los siguientes cuatro años.

Con lo expuesto, consideramos que no existe peligro alguno de que una posible especulación, que tendría que ser de varios generadores al mismo tiempo, disfrace u oculte una situación de escasez y, por tanto, la mejor manera de eliminar la barrera de acceso al mercado creada por la carencia de potencia firme de las ERNC intermitentes, es eliminar ese requisito y no asignar una potencia firme espuria.

Aunque mencionamos a las ERNC, debemos estar preparados para aprovechar los nuevos desarrollos tecnológicos, no solo en relación a nuevas fuentes de generación eléctrica sino inclusive a tecnologías relacionadas a las posibilidades de almacenamiento de grandes volúmenes de energía como podrían ser baterías, volantes, centrales de bombeo, etc. Sin embargo, los mecanismos para tomar estas tecnologías en consideración están directamente relacionados con el desarrollo de un mercado de servicios complementarios que es un tema en sí mismo y sale fuera de los alcances del presente trabajo.

En principio consideramos que poner límites por tecnología va en contra de la eficiencia de los resultados de las subastas, salvo que en alguna tecnología se tengan restricciones técnicas en el sistema insalvables por ahora.

Además, las ERNC tienen importantes ventajas en plazos de construcción, en riesgos geológicos, en riesgos ambientales y sociales, etc. e incluso en costos de inversión, frente al desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos.

Se debe tener claramente definido que el pago por capacidad es básicamente proporcionar confiabilidad al suministro de la demanda y consideramos que la remuneración del Cargo por Confiabilidad en Colombia es una experiencia importante a analizar con mayor detalle y a tenerse en cuenta.

Justamente Vásquez, Ormeño, & Vilches (2014) concluyen que un mercado de “solo energía” y un pago por capacidad que es determinado administrativamente por el regulador dejando al mercado la cantidad a ser instalada no han funcionado para asegurar la confiabilidad presente y futura del suministro de energía a la demanda atendida por el SEIN y plantea que la solución debe venir por medio de los mercados competitivos de capacidad, incluyendo el mercado por confiabilidad del esquema colombiano en los cuales el precio a reconocer por capacidad son determinados en competencia.

Dichos autores concluyen haciendo una serie de recomendaciones a tomar en cuenta para el diseño de un mercado de capacidad para el caso peruano, siendo la más importante la de la definición del producto. Efectivamente, si el producto a ser entregado y remunerado con el precio que obtuvo en competencia no está adecuadamente definido, existen una probabilidad alta de que no sea fácil determinar si cumplió o no con lo ofrecido cuando el sistema lo necesitó.

Desde ese punto de vista, creemos que resulta más conveniente y adecuado al sistema hidrotérmico, como es el sistema peruano, el esquema colombiano que lo que requiere y remunera es más bien una energía firme, recogiendo adecuadamente que el problema de confiabilidad en un sistema hidrotérmico no es solamente un problema de falta de capacidad sino también de falta de energía.

## 5.1. Principios Básicos a considerar ante una reforma

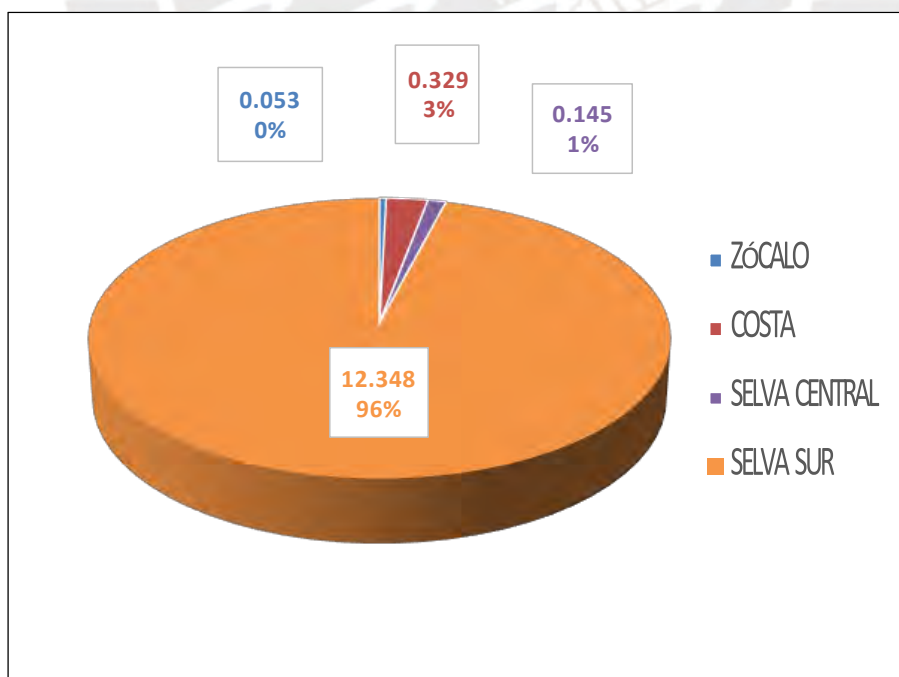
Hay ciertos principios básicos que se deben respetar para proponer e implementar esta reforma:

- **Participación del Gas Natural**

El gas natural es un recurso finito y no resulta conveniente o factible basar el desarrollo del parque generador sólo en este recurso.

De acuerdo con publicación del MINEM sobre recursos de hidrocarburos, y tal como se muestra en el Gráfico N° 15, Reservas Probadas de Gas (MINEM Libro Recursos Hidrocarburos 2017, 2018, pag. 26), el gas natural del lote 88 en Camisea, que es determinante para atender las necesidades del mercado nacional, es un recurso finito y no resulta razonable o no brinda seguridad, basar el crecimiento de la generación sobre un solo tipo de recurso primario de energía (las otras dos zonas en explotación de gas natural en Talara y Aguaytía son bastante menores en comparación a Camisea; mientras que en la Selva Norte no hay reservas probadas).

### Reservas Probadas de Gas (TCF)



Fuente: Libro de Reservas de Hidrocarburos al 31.12.2017 – MINEM

Gráfico N° 15



El consorcio productor titular del Lote 88 en Camisea, encabezado por la empresa Pluspetrol, no ha informado sobre nuevos planes de exploración y desarrollo de más pozos porque no tiene mercado definido para las nuevas reservas de gas que pudiera desarrollar (Caro, 2019).

- **Neutralidad Tecnológica**

Hemos visto como la decisión de introducir ERNC en la matriz de generación antes de tiempo y sin tener necesidad alguna (no había escasez o precios altos como en el caso de otros países como Chile o Uruguay) ha significado que los usuarios finales hayan pagado más de 700 millones de US\$ adicionales hasta 2018 (Ver Cuadro N° 13) en sus consumos de energía para poder remunerar las centrales de ERNC instaladas en el país al amparo de las 4 subastas llevadas a cabo en aplicación del DL 1002. La lección es que no se debería repetir un diseño que implique algún subsidio para alguna tecnología en especial.

Es necesario precisar que este no es el caso de las ERNC para la electrificación rural cuyo objetivo, el acceso universal y por tanto reducir la brecha en la atención del servicio público de electricidad es, por definición, parte del rol subsidiario del Estado en su actuación de redistribución de la riqueza.

Por otro lado, es un hecho mundialmente conocido, que las ERNC más difundidas, solar fotovoltaica y eólica, han tenido una tremenda reducción de costos de inversión en los últimos años por lo que consideramos que deberían competir en igualdad de condiciones, sin ayudas ni subsidios.

- **El costo de desarrollo no debe ser asumido solo por los usuarios regulados**

Como hemos visto en los capítulos precedentes, el mecanismo establecido en la Ley 28832 para incentivar inversión, fueron las licitaciones de largo plazo convocadas por las distribuidoras y eso implica que el costo resultante, lo pagan solo los usuarios regulados. Mientras que los clientes libres negocian directamente con las generadoras y, por lo general, sólo prefieren contratos de 3 – 5 años justamente para no estar atados a contratos de largo plazo y poder aprovechar las coyunturas del mercado.

El mejor ejemplo de esta distorsión, poco equitativa, es la ya descrita situación de sobreoferta en el mercado peruano que viene desde 2016 y se espera se prolongue por lo menos hasta el 2022 que ha motivado que, en promedio, los usuarios libres que están contratando o renegociando sus contratos en los últimos años estén pagando precios de energía del orden de 20 – 25 US\$/MWh mientras que los usuarios regulados pagan alrededor de 40 – 45 US\$/MWh (OSINERGMIN, 2019). Es decir, el costo de largo plazo lo pagan los regulados y el costo de corto plazo –actualmente deprimido- lo pagan los libres. Inclusive esta situación ha originado problemas adicionales por la alta migración de clientes regulados que, ejerciendo la opción que la normativa les permite, han migrado al mercado libre e inclusive, algunos clientes libres han preferido resolver sus contratos pagando penalidades importantes para poder aprovechar la coyuntura de precios actuales.

- **La modificación regulatoria propuesta se debería poder aplicar en corto plazo y no debería causar costos encallados (“stranded costs”)**

Como se ha visto, la regulación del mercado mayorista peruano, se basa en un diseño primigenio marginalista pero que, a lo largo del tiempo, ha venido sufriendo una serie de modificaciones coyunturales o “parches” y requiere una modificación mayor para cambiar a un nuevo modelo.

Pero, hay otra circunstancia referida a la ya existente falta de incentivos para el desarrollo de nueva generación eficiente y es que el crecimiento de la demanda y la incertidumbre respecto de la concreción del proyecto que llevaría gas natural al sur del país pueden ocasionar que se presente el problema de escasez de generación eficiente tan pronto como el 2022 o el 2025 dependiendo de la velocidad de crecimiento de la demanda y un cambio radical de modelo requiere de mayor estudio y de hecho, el MINEM, ente rector del subsector electricidad ha anunciado que va a requerir de consultorías para fundamentar ese cambio. Por tanto, no hay tiempo para desarrollar un nuevo modelo y dar tiempo al mercado para que se adapte y se puedan concretar las inversiones necesarias. Es por ello, que la premisa es no acometer una reforma fundamental, como por ejemplo pasar a un mercado tipo bolsa como Colombia o hacia un modelo más complejo sino buscar soluciones que puedan aplicarse en el corto plazo.

La idea es mejorar el marco actual y añadir algún componente nuevo que subsane las distorsiones o fallas detectadas con el mínimo efecto en los incumbentes y que se pueda aplicar en muy corto tiempo.

- **Mercado y Competencia**

El esquema que se proponga debe estar diseñado para que sea la competencia por el mercado el mecanismo que incentive inversiones en nueva capacidad. Ya por 1890, la Corte Suprema de Estados Unidos de Norteamérica llamó al Acta Sherman: (Hunt, 2002)

“...una exhaustiva carta de libertad económica dirigida a preservar la libre y sin restricciones competencia como la regla de comercio, apoyada en la premisa de que la irrestricta interacción de las fuerzas competitivas producirá la mejor asignación de nuestros recursos económicos, los precios más bajos, la más alta calidad y el más grande progreso material, proveyendo al mismo tiempo un ambiente conducente a la preservación de nuestras instituciones políticas y sociales...”.

En la revisión del caso peruano hemos comprobado cómo es que la intervención directa del Estado a través de licitaciones internacionales de ProInversión, “forzó” inversiones en nuevas centrales eléctricas para diferentes fines y que, los resultados no fueron óptimos en varios casos. Un claro ejemplo fue la decisión de incorporar las ERNC en la matriz energética cuando los precios de estas tecnologías eran significativamente superiores a los costos marginales del SEIN y no había situación de escasez; es decir, no había necesidad urgente de nueva capacidad de generación. Evidentemente, la única manera de incentivar esas inversiones era ofreciéndoles volumen e ingresos asegurados sin que tuvieran que competir con otras tecnologías convencionales. El mecanismo para lograr esto no es otro que algún tipo de subsidio. En este caso, el Estado decidió que el subsidio sea pagado por todos los consumidores finales, libres y regulados. Esta decisión ha ocasionado que, desde que existe el mecanismo, año 2009 hasta el año 2018 incluido, los consumidores peruanos hayan tenido que pagar 700

millones dólares adicionales al costo de la energía que no hubieran tenido que sufragar si no se forzaban estas inversiones.

Otro ejemplo lo constituyen las dos centrales térmicas del denominado Nodo Energético del Sur Peruano. La inversión en estas dos centrales se forzó a través de una licitación de ProInversión con la única finalidad de constituirse en la demanda de gas natural que hiciera viable el Gasoducto del Sur Peruano; no fue por necesidad de generación efectiva ni reserva del sistema. Por tanto, mantienen un pago en el cargo por capacidad adicional al del resto de generadores y ese subsidio es pagado por todos los consumidores finales vía el peaje de transmisión.

Por tanto, consideramos que la propuesta de cambio regulatorio del presente trabajo, debe respetar escrupulosamente el principio de que sea la competencia la que defina las inversiones y precio resultante.

## **5.2. Análisis de la Experiencia Internacional (Chile, Colombia y Brasil)**

Los diversos países, en particular las experiencias analizadas en este trabajo, consideran los contratos y subastas de largo plazo como medios para incentivar la inversión en generación y asegurar así el suministro de electricidad ante el crecimiento de la demanda y ello viene a convertirse en un mecanismo muy valorado por los inversionistas ya que les permite asegurar el financiamiento de sus proyectos con contratos a firme.

En general, el mercado de contratos y, en particular los de contratos de suministro eléctrico de largo plazo son esenciales para incentivar la inversión en generación eléctrica ya que permite a los generadores enfrentar el riesgo de variabilidad del precio spot o de corto plazo. También, y ello es importante para promover la competencia, permite obtener financiamiento para hacer viable la inversión en la construcción de nueva generación de diferentes tecnologías.

Por consiguiente, los contratos de largo plazo son necesarios para diversificar el riesgo de generación en el mercado spot ante la incertidumbre de los precios spot en el mediano y largo plazo ya sean por cambios tecnológicos u otros motivos. Asimismo, también son importantes para la demanda para cubrirse ante situaciones de escasez ya sea por el riesgo hidrológico, variabilidad de los precios de los combustibles fósiles, etc.

Si bien los contratos de las licitaciones en nuestro país son por potencia y energía asociada, consideramos que debe analizarse en detalle las experiencias en Chile, Colombia y Brasil donde las licitaciones o subastas son por energía e inclusive, en algunos casos por bloques horarios y/o también para energía diferenciada entre energía existente (que no aporta al crecimiento de la oferta) o energía nueva y/o energías provenientes de ERNC.

## **Chile**

Encontramos que, conceptualmente, el modelo chileno es el que mejor funcionaría para un caso como el peruano si no fuera por la distorsión creada por el precio del gas natural en nuestro sistema. A esta distorsión estructural se debe añadir el efecto de tratar de incorporar al sistema eléctrico, las inflexibilidades de la forma de contratación de suministro, transporte y distribución del gas natural, que presentan elevados porcentajes de costos fijos, que tienen que ser pagados por los generadores sin importar si consumen efectivamente gas o no.

Para incentivar la inversión en generación, en Chile –al igual que en Perú- se hicieron modificaciones para que las distribuidoras licitaran con anticipación sus contratos de suministro de largo plazo entre los generadores considerando además precios resultantes de las licitaciones en lugar de los precios regulados determinados administrativamente; aunque estableciendo precios máximos para evitar efectos perjudiciales a los consumidores finales resultado de probables colusiones entre generadores.

Chile ha mantenido la neutralidad tecnológica y su instrumento de desarrollo son las licitaciones de largo plazo para las distribuidoras que son convocadas por la CNE y como tienen costos marginales de largo plazo determinados por el carbón, estos bastan para incentivar inversión en plantas térmicas de carbón, de gas natural o de ERNC. Si bien los generadores deben cumplir una cuota mínima de producción con ERNC, ésta ha sido largamente superada por los resultados de las mencionadas licitaciones de largo plazo.

Esto ha sido gracias a que, en su esquema regulatorio, las ERNC no tienen barreras para poder contratar con distribuidoras (mercado regulado) o usuarios libres (grandes usuarios) y se modificó la legislación para que las ofertas en estas licitaciones ya no tuvieran que cubrir las 24 horas del día con producción propia, permitiéndose ofertas en diversos bloques horarios sin más compromiso que el bloque ofertado.

Esto sirvió principalmente para abrir el mercado a las centrales solares fotovoltaicas que, de otra forma, no podrían competir con las centrales eólicas, cambio totalmente justificado dado

que el norte de Chile es un de las mejores zonas a nivel mundial en cantidad de radiación solar por unidad de superficie.

Lo único que no resuelve el esquema chileno, es que el costo de desarrollo viene financiado solamente por los usuarios regulados de las distribuidoras.

### **Colombia**

Como todos, Colombia reconoció que las licitaciones de largo plazo por energía, no bastaban para asegurar inversiones en suficiente capacidad de generación y, por tanto, diseñó el esquema de cargo por confiabilidad que es un pago permanente por adelantado con el fin de asegurar una energía comprometida, como si fuera un seguro. Y, por otro lado, si bien han sido publicitadas sus licitaciones para ERNC, lo cierto es que en las bases de licitación se permite la participación de centrales nuevas o existentes, renovables o convencionales. Es decir, mantiene la neutralidad tecnológica.

La debilidad que presenta el esquema de cargo por confiabilidad es la posibilidad de incumplimiento de alguno o algunos de los generadores ganadores de las subastas. De hecho, ha ocurrido en una ocasión. Para subsanar esta debilidad proponemos mejoras al esquema.

Creemos por tanto que la propuesta más conveniente para nuestro país, dentro de las restricciones definidas, es la de mantener el esquema de las licitaciones de largo plazo de la Ley 28832 con mejoras y neutralidad tecnológica y la posibilidad de adicionar, luego de un análisis más detallado y que incluya análisis de riesgo regulatorio, un esquema de cargo por confiabilidad similar al de Colombia con mejoras.

### **Brasil**

El mecanismo de licitaciones de largo plazo de Brasil, específicamente, las denominadas para Energía Nueva, tiene el mismo problema que las de la Ley 28832: como están destinadas solo para distribuidoras, el que termina pagando el costo de desarrollo es el usuario regulado. Cuenta además con licitaciones específicas para ERNC que tienen fin promotor y de diversificación de la matriz de generación más no para asegurar la seguridad y confiabilidad de suministro. Como estos dos tipos de licitaciones no han resuelto el problema, entonces han desarrollado otras dos modalidades de licitaciones: de Energía de Reserva y las destinadas a los denominados Proyectos Estructurales, que son para proyectos que el gobierno decide que deben hacerse por cuestiones estratégicas o por seguridad de suministro. Es decir, Brasil cuenta con un recurso disponible para arreglar cualquier falta de inversión.

El problema es que se trata de una intervención estatal directa y no es un mecanismo de mercado y como tal, puede tener errores que terminen en subinversión o sobreinversión. No hay un incentivo a la optimización del recurso inversión o de los costos operativos. Si el Estado yerra, no quiebra y traslada todos los sobrecostos a la demanda o a los incumbentes. Finalmente, el precio resultante, deja de ser una señal de inversión. Por tanto, encontramos que el modelo de Brasil no es recomendable para resolver el problema planteado.

Revisando la experiencia internacional en Chile, Colombia y Brasil, que se resume en el Cuadro N° 18, y respetando las premisas antedichas podemos resumir éstas en:

### Resumen de Experiencias en Chile, Colombia y Brasil

	PERU	CHILE	COLOMBIA	BRASIL
<b>Empresas</b>	Generación Transmisión Distribución (Comercialización)	Generación Transmisión Distribución	Generación Transmisión Distribución Comercialización	Generación Transmisión Distribución Comercialización
<b>Titularidad de Empresas</b>	Privadas y Estado	Privadas	Privadas y Estado	Privadas y Estado
<b>Competencia Mercado</b>	Generación	Generación	Generación y Comercialización	Generación y Comercialización
<b>Mecanismos Generación</b>	Licitaciones LP Subastas RER (Licit.ProInversión)	Licitaciones LP (con participación de ERNC)	Contratos LP Bolsa de Energía Cargo x Confiabilidad	Subastas LP
<b>Planificación Generación</b>	Indicativa (MINEM)	Indicativa (Ministerio de Energía)	Indicativa (Unidad de Planeación Minero Energética-UPME)	Indicativa (Empresa de Investigaciones Energéticas-EPE)
<b>Responsables de Subastas</b>	LP: Distribuidoras, supervisadas por Osinergmin RER: Osinergmin	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Contratos LP y ERNC: UPME Subastas Energía: XM	Agencia Nacional Reguladora de la Electricidad (ANEEL)
<b>Plazos</b>	Lic. LP: hasta 20 años RER: 20 años	Hasta 20 años	Hasta 20 años	Nueva Energía: 15 a 30 años ERNC: 20 años
<b>Tecnología</b>	Subasta separada para renovables	Compiten todas las tecnologías	Compiten todas las tecnologías	Específico por tecnología
<b>Frecuencia de Subastas</b>	LP: Decisión de Distribuidoras RER: el MINEM	CNE, según Informe Final de Licitaciones con información de los distribuidores	A discreción de UPME si hay una brecha entre la demanda y oferta futura del sistema	Subastas regulares para nuevas plantas; el gobierno puede organizar subastas adicionales

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 18

### 5.3. Propuestas de cambios a nivel de Ley

En teoría el Estado Peruano cuenta con un marco legal que es la Ley 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (LASE), mediante el cual, el Ministerio de Energía y Minas puede encargar, a través de Pro Inversión, cualquier tipo de proyecto de generación y asegurarle una remuneración garantizada que serán pagada por la demanda, como establece la antedicha ley en el numeral 1.2 del artículo 1. Justamente, el objeto de dicha ley es, según el numeral 1.1 del artículo 1, “el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía”. Esta ley le permite elegir al Estado, la ubicación, tamaño, tecnología y, asegurar la remuneración de la inversión.

Como se indicó al analizar el caso de las licitaciones para los denominados Proyectos Estructurales en Brasil, este no es un mecanismo conveniente porque depende que el Estado sea totalmente imparcial y no yerre en las proyecciones de oferta y demanda además de que no sea presa, ya sea por el poder político o de los agentes, de manera que termine produciendo subinversión o sobreinversión, que dado lo establecido en la Ley, termina siendo pagada por la demanda. No es un mecanismo de mercado y por ello no lo consideramos en la propuesta.

La propuesta contiene los cambios a nivel de Ley:

- Agregar un capítulo a la Ley 28832, para desarrollar un esquema de subastas de un cargo por confiabilidad (que es pagado por todos los usuarios finales, libres y regulados) como el descrito en la experiencia de Colombia, y en el cual se tendría en cuenta lo siguiente:
  - Será el MINEM, en ejercicio de su función de entidad rectora del sector y responsable de velar por la seguridad energética del país, quien defina la oportunidad y magnitud de la Obligación de Energía Firme (OEF) para que sea licitada entre los agentes nuevos y existentes.
  - Para tal fin, el COES deberá mantener informado cada dos años al MINEM de las necesidades futuras de capacidad de generación y energía firme en un horizonte de planificación de 10 años.



- EL MINEM determinará los principios básicos para calcular y actualizar el precio de escasez o precio “strike” y será el OSINERGMIN el encargado de calcularlo y aplicarlo. En forma similar se hará lo mismo con el factor punitivo a la penalidad por incumplir con la obligación adquirida por los generadores ganadores de las subastas.
- Una vez definida la magnitud y la oportunidad de cada subasta, será el OSINERGMIN quien defina y apruebe las bases de licitación para cada ocasión y conduzca la misma, así como el cálculo de precio “strike”.
- El MINEM definirá la metodología básica para trasladar los precios resultantes de las subastas a un cargo en la tarifa que deberán pagar todos los consumidores finales, libres y regulados, y será el OSINERGMIN el encargado de desarrollar los procedimientos respectivos para su aplicación.
- La modificación a la Ley deberá incluir una Disposición Transitoria que establezca un período de transición durante el cual se convocará la primera subasta para el Cargo por Confiabilidad que se restringirá exclusivamente a nuevas centrales. Mientras tanto, las centrales existentes seguirán percibiendo un pago por capacidad. La justificación para esto es la situación ya descrita por la cual, la actual reserva eficiente del SEIN se consume entre los años 2022 – 2025 dependiendo de la velocidad de crecimiento de la demanda, por tanto, se requiere de nueva capacidad de generación eficiente que llegue a tiempo. La fecha de ingreso a operación la define el MINEM. Adicionalmente, se dispondrá de una actualización masiva de la energía firme de las centrales en operación o a punto de ingresar, con criterios similares a los de la determinación de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) que se usa en Colombia (CREG, 2006). En las siguientes subastas ya podrán participar las centrales existentes como las nuevas y el cargo por capacidad desaparecerá.
- El MINEM desarrollará y pre publicará el respectivo Reglamento para definir los detalles de los tipos, plazos y demás condiciones de las subastas.

A este mecanismo, basado en el descrito en el caso colombiano se le harían las dos siguientes mejoras:

- o Multiplicar la penalidad por la energía no atendida por incumplimiento de su compromiso utilizando un factor de carácter punitivo.
- o Crear un mecanismo de ajuste rápido del “precio strike” o precio de escasez por parte del regulador de manera de poder adaptarse a cualquier cambio imprevisto de los precios de petróleo (dado que el “precio strike” se fija en base los precios de un petróleo en específico o una canasta de petróleos) o en las facilidades logísticas para el suministro de combustibles.

Este mecanismo es el destinado a asegurar que se produzcan las inversiones necesarias para dotar al sistema de la reserva adecuada para atender el continuo crecimiento de la demanda con precios competitivos y evitar la aparición de restricciones en el suministro por cuestiones hidrológicas (sequías extremas), interrupciones en el suministro de gas natural por fallas en cualquier de las etapas de producción, transporte o distribución y, finalmente, falta de inversión que se haya producido por cualquier otra causa.

- Modificar el capítulo II de la Ley 28832, referido a las licitaciones de largo plazo, con los siguientes cambios:
  - o Permitir que las ofertas puedan ser por bloques horarios de manera de que determinadas tecnologías puedan ofertar por un subconjunto de las 24 horas. Esta medida está principalmente dirigida a eliminar una barrera de entrada para las centrales solares fotovoltaicas que únicamente producen mientras hay radiación solar.

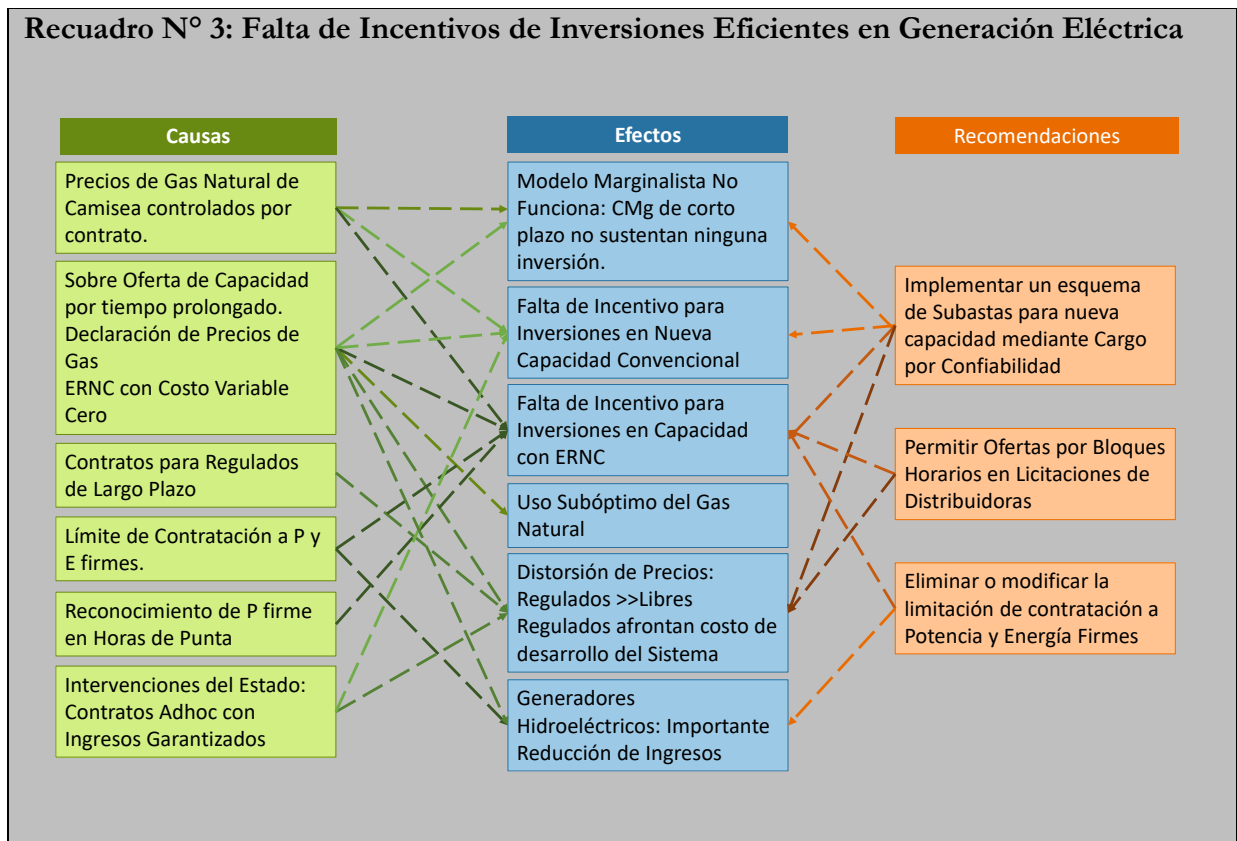
Actualmente la Ley 28832 obliga que cualquier oferta en las licitaciones de largo plazo convocadas por las distribuidoras cubra el periodo completo de las 24 h del día durante el plazo ofertado. Esto, como se ha indicado, se constituye en una barrera de acceso para nuevos generadores basados únicamente en la tecnología solar más difundida, la fotovoltaica. En efecto, este tipo de centrales, por definición, solo pueden entregar energía durante las horas de radiación solar, en promedio de 8-9 h diarias.

Entonces para poder ofertar, solo pueden hacerlo si se asocian con centrales de otras tecnologías que si pueden producir las 24 horas del día. Por tanto, su precio promedio ofertado será mayor que el verdadero costo de la energía solar. Esto las hace menos competitivas.

La propuesta pretende resolver ese problema y permitir que las ofertas de todos los generadores se puedan hacer por el total o por bloques horarios dentro de las 24 horas del día, conforme lo establezca la autoridad. De esta manera, una central solar fotovoltaica, podrá ofertar solo durante las horas que produce y con un precio en directa relación con su costo de producción. También se puede aplicar a centrales eólicas con un patrón de vientos conocido que permita producción solo una parte de las 24 horas

- o Incrementar el plazo de anticipación con el cual las distribuidoras están obligadas a lanzar las licitaciones de suministro de largo plazo. El motivo es brindar la suficiente holgura para la construcción de centrales considerando los notables incrementos en los tiempos requeridos para conseguir aprobaciones ambientales, de uso de recursos naturales y de obtención de la licencia social.
- Modificar numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley 28832 a fin de eliminar el requisito, de disponer potencia firme propia o comprada a terceros como tope para poder suscribir contratos de suministro de largo plazo ya sea con Usuarios Libres o con Distribuidoras dado que, al determinarse como cero o valores muy bajos para el caso de las energías intermitentes, éstas quedan impedidas de contratar. Para evitar una posible especulación y que se vaya a disfrazar una falta de capacidad en el sistema, se podría establecer que el máximo de contratación sea la potencia instalada o ésta afectada por un factor de disponibilidad o dejar que el reglamento defina la metodología para calcular una potencia firme solo con fines de controlar el límite de contratación, no para generar un pago por una firmeza que no tienen o son valores muy bajos (caso de eólicas, solares fotovoltaicas y mareomotrices que son las contempladas como ERNC en el DL 1002).

En el Recuadro N° 3 se presentan en forma esquemática las causas, efectos y recomendaciones para resolver esta situación.



#### 5.4. Plazo o Etapas para la Implementación del Cambio y posibilidad de Costos Encallados

Como se puede ver, todas las modificaciones planteadas son a la Ley 28832. Por tanto, se pueden hacer en una sola oportunidad y no generan ninguna afectación directa negativa a los generadores incumbentes como pasamos a explicar.

Lo primero que hay que decir es que luego de la modificación a la ley se deberán hacer modificaciones reglamentarias que tomaran su tiempo desarrollar, lo cual deberá hacerse socializando los cambios para que los generadores existentes y posibles nuevos inversionistas entiendan la finalidad de los cambios y propongan mejoras de ser el caso. Esto hará que haya tiempo para cualquier adaptación requerida.

El cambio que se puede aplicar de inmediato es el de la posibilidad de contratar directamente con Usuarios Libres o Distribuidoras para los generadores con ERNC, posibilidad negada hasta el presente por carecer de reconocimiento de potencia firme.

Al día siguiente de publicados los ajustes reglamentarios, este tipo de generadores podrá buscar contratos en el mercado mayorista al precio que puedan pactar con usuarios libres. Si, además, vemos que ya estaría disponible la posibilidad de ofertar por bloques horarios, estarían en la capacidad de participar en las licitaciones de largo plazo que vayan a convocar las distribuidoras.

Esta posibilidad no representa ningún efecto negativo o costo encallado para los generadores incumbentes. El único efecto será el de mayor competencia en general en el mercado de contratos con Usuarios Libres o con Distribuidoras.

El cambio que tomará más tiempo es reglamentar y organizar las subastas para el cargo por confiabilidad. Nuevamente, no afecta negativamente a los generadores incumbentes, los cuales, además, no estarán impedidos de participar en estas subastas excepto en la primera, pero seguirán percibiendo el pago por capacidad.

### **5.5. Análisis del Cumplimiento de Premisas y de Riesgos**

Ya vimos que los cambios propuestos no generan afectación negativa o costos encallados en los generadores existentes, de modo que esta premisa estaría cumplida.

Los cambios propuestos a la Ley 28832 permiten que las ERNC compitan por sí solas, sin necesidad de subsidio alguno y financien su desarrollo mediante contratos de largo plazo, por tanto, se cumple con la premisa de la neutralidad tecnológica.

La combinación de licitaciones de las distribuidoras más las subastas de cargo por confiabilidad permiten que el costo de desarrollo no sea asumido solamente por los usuarios regulados con lo cual se cumple también esta premisa.

Del mismo modo, estos dos cambios permiten que las nuevas inversiones se financien mediante contratos de largo plazo y, por tanto, la señal de costos marginales ya no es determinante en las decisiones de inversión con lo cual queda resuelta la distorsión creada por el bajo precio del gas natural.

Claramente, el mecanismo propuesto es uno de mercado que permite que sea la competencia la que fije la remuneración por un mejor producto (energía firme) y las inversiones.

### **5.6. Riesgo de Sobreestimación de la Demanda por parte de las Distribuidoras**

El análisis indica que no existiría el riesgo de sobreestimación de la demanda por parte de los distribuidores porque, si bien la proyección de la demanda que puedan hacer los distribuidores podría ser tomado como un insumo, deberá ser otra entidad independiente la responsable de hacer la proyección de la demanda que serviría para dimensionar las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda en condiciones de escasez del sistema y que se van a subastar entre los generadores y van a permitir garantizar la confiabilidad del sistema.

En la propuesta, debería ser el COES, el operador del sistema, quien haga la proyección y la someta al Ministerio de Energía y Minas; también podría ser revisada o validada por el regulador.

Siempre existirá el riesgo de errar en la proyección de la demanda, al igual que en otras variables como la hidrología, pero al menos se asegura que quien haga la proyección definitiva de la demanda no tenga incentivos para sesgarla hacia arriba o hacia abajo.

### **5.7. Sobre la Independencia o Autonomía del Operador**

Aunque no es el objetivo central del presente trabajo de investigación hacer un análisis detallado de la independencia o autonomía del ISO y proponer un esquema alternativo, creemos que en nuestro país el esquema de diseño del COES tiene campo para mejorarse o perfeccionarse abordando los dos temas: el mecanismo de asignación de los recursos financieros para garantizar su adecuada operación sin posibilidad de presiones o interferencias a través del mismo y el mecanismo de designación del directorio y la constitución del mismo. En consecuencia, haremos una somera revisión de los esquemas utilizados en los países de la región, a cuya experiencia internacional nos hemos referido en este trabajo de investigación, con referencia a los dos temas antes señalados.

Así, de las experiencias internacionales de Chile, Colombia y Brasil, se observa que en Chile, cuyo operador fue reformado en el 2016, el CEN (Coordinador Eléctrico Nacional) realiza las funciones de ISO y operador del mercado; en Colombia tanto el ISO como el operador

del mercado pertenecen al Grupo ISA (ISA es la principal empresa de transmisión) y se realiza a través de XM (Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.), y en Brasil la ONS (Operador Nacional del Sistema Eléctrico) realiza las funciones de ISO y la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica) tiene la función de la administración del mercado.

Asimismo, considerando la información de la legislación cada país, publicada en los portales de sus páginas Web, con relación a los organismos correspondientes, encontramos que, con referencia al mecanismo de asignación de recursos financieros se tiene que en Chile y en Colombia los presupuestos del operador son aprobados por el regulador; la CNE (Comisión Nacional de Energía) de Chile y la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) de Colombia. En el caso de Brasil, es íntegramente presupuesto público.

En ningún caso son los propios agentes del sistema los que aprueban el presupuesto. El caso de Chile es interesante pues la Ley 20.936 del 2016 establece, además, que los recursos para el presupuesto aprobado del operador (el CEN) se obtienen de un cargo especial en la tarifa al consumidor, es decir, lo paga la demanda directamente, no los agentes.

Una propuesta para el caso del COES sería similar al caso de Chile, partiendo de que no sean los agentes los que aprueban el presupuesto, lo que, como ya vimos, abriría la posibilidad a afectar la autonomía del operador y que los recursos provengan de la demanda. Quedaría por resolver quien aprueba el presupuesto anual. La elección más a la mano sería el regulador, el OSINERGMIN, pero ese camino trae dos problemas a los cuales no es fácil encontrar solución: ¿qué pasaría con el presupuesto del COES, sería cubierto con parte del aporte por regulación del regulador o por un cargo en la tarifa?

El otro problema es si el hecho de que los recursos provengan de la demanda haría que los fondos del COES tengan la naturaleza de fondos públicos con lo cual se perdería la calidad de entidad privada y, por tanto, las ventajas de la gestión privada, sin las ineficiencias propias de la frondosa regulación estatal para adquisición de bienes y servicios, remuneraciones al personal, etc. Claramente, encontrar un mecanismo funcional y adecuado a la realidad peruana requiere de mayor análisis y estudio.

En lo que se refiere a la modalidad de elección de los miembros del directorio, que parece ser una de las objeciones más significativas en cuanto a la autonomía del operador, no se considera como referencia la experiencia de Brasil puesto que, si bien el ONS es una entidad privada sin fines de lucro, tres de los cinco miembros del directorio son nombrados por el

Poder Ejecutivo, incluido el presidente. Por tanto, la posibilidad de injerencia del poder político es significativa.

El caso de Colombia es particular. Si bien se ha puesto énfasis sobre la autonomía del operador al diseñar la regulación del mercado, lo cierto es que el accionista principal del operador, del administrador del mercado y de la principal red de transmisión del país es el mismo, ISA, empresa que nombra dos de los cinco miembros del consejo directivo de XM. Consideramos que este diseño no es el más apropiado, desde el punto de vista de gobernanza.

Una vez más, el caso de Chile se aproxima más a la propuesta que podría ser la más adecuada a nuestra realidad, donde los cinco miembros del consejo directivo del CEN (Coordinador Eléctrico Nacional), equivalente del COES en Perú, son elegidos por un comité especial conformado por el Secretario Ejecutivo de la CNE, el presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, el presidente del Panel de Expertos y el Director Nacional del Servicio Civil.

Para hacer el equivalente en el caso del Perú, ese comité especial tendría que estar conformado por: el presidente del Consejo Directivo del OSINERGMIN o en todo caso el Viceministro de Electricidad (MINEM), el presidente de INDECOPI (Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual) y el presidente de SERVIR (Autoridad Nacional del Servicio Civil). En Perú no hay un equivalente al Panel de Expertos de Chile.

Sin embargo, en este símil también surgen interrogantes como: ¿puede el presidente de OSINERGMIN participar en la elección del directorio de una institución que es supervisada y fiscalizada por el mismo OSINERGMIN?

En todos los casos de los organismos mencionados, el nombramiento de sus presidentes es totalmente político y por tanto ellos serán funcionarios de un gobierno determinado o hasta de un consejo de ministros determinado; ¿no es eso peligro de demasiada injerencia política en un organismo que debe ser técnico y autónomo del poder político por excelencia?

Un cambio en la gobernabilidad del COES debería venir con un rediseño completo de la regulación del mercado mayorista de electricidad, no puede ser una reforma separada y aislada y, por tanto, requiere de mucho mayor análisis y estudio, alcances que exceden los propuestos en el presente trabajo de investigación.



Por lo tanto, ninguno de estos casos es perfecto e incluso algunos de ellos no son aplicables al caso peruano y, como ya se precisó antes, sí bien este tema no se trata en detalle en este trabajo de investigación, es un tema pendiente de un análisis y evaluación detallada en la agenda del sector eléctrico.



## CONCLUSIONES

Luego de revisar la situación actual del sector eléctrico y analizar en detalle la normativa y problemática del sector que viene afectando el nivel de inversiones en generación eléctrica en el Perú, el objetivo del presente trabajo de investigación es presentar propuestas para resolver este problema y que el marco regulatorio ofrezca, prontamente, los mecanismos adecuados para incentivar inversiones en nueva capacidad de generación eficiente que asegure la atención del crecimiento esperado de la demanda con seguridad y calidad en un ambiente de competencia.

El precio del gas que, de acuerdo a contrato, no tiene posibilidades de ajustarse con las variaciones de los precios en el mercado internacional, distorsiona el modelo marginalista y, por tanto, se ha constituido en una barrera de entrada a otras tecnologías como las ERNC y las centrales hidroeléctricas convencionales como no sea con subsidios que, finalmente, los termina pagando la demanda. El Estado se ha visto obligado a intervenir en el mercado, “forzando” inversiones a través de licitaciones convocadas por ProInversión, con ingresos garantizados.

Igualmente, debe tenerse en cuenta que cualquier política o marco regulatorio que incentive la inversión en generación no puede dejar de lado las ERNC, en particular eólicas y solares, que por su desarrollo tecnológicos tienen costos de inversión muy competitivos.

Asimismo, consideramos que el pago por capacidad ha fracasado como incentivo para la inversión en generación eléctrica y en ese sentido resultan importantes las experiencias internacionales para buscar solución al tema.

Existen ciertos principios básicos que creemos debemos respetar al formular la propuesta de solución.

- Gas Natural: No se puede considerar al gas natural como el recurso de energía primario que sirva de base para el desarrollo del parque generador por ser un recurso finito además de producir CO<sub>2</sub> en su combustión.
- Neutralidad Tecnológica: No se debería desarrollar alguna tecnología con base en subsidios sino en ambiente de competencia.
- Costo de desarrollo no debe ser asumido solo por los usuarios regulados.
- La modificación regulatoria propuesta se debería poder aplicar en corto plazo y no debería causar costos encallados (“stranded costs”).

- El mecanismo propuesto debe respetar el principio de que sea la libre competencia por el mercado la que defina las inversiones requeridas.

Tomando en consideración que la teoría para el diseño de mercados eléctricos competitivos es uniforme en señalar que la competencia produce mejores resultados que la intervención estatal, optamos por analizar como diferentes países con mercados similares al peruano han abordado el problema y las soluciones aplicadas.

Así, se analizaron las experiencias en Chile, Colombia y Brasil donde las licitaciones o subastas son por energía e inclusive, en algunos casos por bloques horarios como en Chile y también para energía diferenciada entre energía existente o energía nueva y/o energías provenientes de ERNC como en el caso de Brasil. También ha sido un aspecto importante la experiencia de Colombia con el Cargo por Confiabilidad para asegurar inversiones en suficiente capacidad de generación y que es un pago permanente por adelantado (por regulados y libres) con el fin de asegurar una energía comprometida.

#### **Propuestas de Cambio a nivel de Ley**

Como consecuencia del análisis del problema de las inversiones con el actual marco regulatorio y con las experiencias de países de la región con mercados liberalizados, hemos elaborado las siguientes propuestas que pueden hacerse, en el corto plazo, con modificaciones a nivel de ley y que corresponden a:

- Agregar un capítulo a la Ley 28832, para desarrollar un esquema de subastas de un cargo por confiabilidad (a ser pagado por todos los usuarios regulados y libres); similar al de Colombia, pero con dos mejoras:
  - Multiplicar la penalidad por la energía no atendida por incumplimiento de su compromiso utilizando un factor de carácter punitivo.
  - Crear un mecanismo de ajuste rápido del precio “strike” o precio de escasez por parte del regulador de manera de poder adaptarse a cualquier cambio imprevisto que afecte el mercado.
- Modificar el capítulo II de la Ley 28832, referido a las licitaciones de largo plazo, con los siguientes cambios:
  - Permitir que las ofertas puedan ser por bloques horarios de manera de dar flexibilidad a determinadas tecnologías y generar mayor

competencia; eliminando una barrera de entrada, principalmente, para las plantas solares.

- o Incrementar el plazo de anticipación con el cual las distribuidoras están obligadas a lanzar las licitaciones de suministro de largo plazo; lo cual facilitaría la holgura necesaria para las aprobaciones ambientales, licencias sociales y otros de los nuevos proyectos.
- Modificar numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley 28832, a fin de eliminar el requisito, de disponer potencia firme para poder suscribir contratos de suministro; hecho que actualmente afecta a las ERNC solares y eólicas.

Como se puede ver, todas las modificaciones planteadas son a la Ley 28832, lo cual permite que los cambios puedan hacerse en una sola oportunidad. Además, no generan ninguna afectación directa negativa a los generadores incumbentes.

Los cambios propuestos no generan afectación negativa o costos encallados en los generadores existentes. Permiten que las ERNC sin necesidad de subsidio alguno y financien su desarrollo mediante contratos de largo plazo. La combinación de licitaciones de las distribuidoras más las subastas de cargo por confiabilidad permiten que el costo de desarrollo no sea asumido solamente por los usuarios regulados. Del mismo modo, estos cambios permiten que las nuevas inversiones se financien mediante contratos de largo plazo y, por tanto, la señal de costos marginales ya no es determinante en las decisiones de inversión con lo cual queda resuelta la distorsión creada por el bajo precio del gas natural.

Finalmente, pero no menos importante, el mecanismo propuesto es uno de mercado, mediante el cual, será la competencia entre inversionistas la que determinará el costo de desarrollo y no un proceso administrativo. Para ello se deberán tomar las previsiones necesarias para asegurar que el tipo de subastas a utilizar controle o mitigue el poder de mercado.

### **Temas pendientes**

Queda muy claro que esta propuesta se debe complementar con un análisis más detallado sobre conveniencia o necesidad de migrar el marco regulatorio del mercado mayorista peruano a un esquema de bolsa de energía con mercado del día previo y el desarrollo de un mercado de servicios complementarios. Se deberán abordar y resolver los temas de tamaño

de mercado, nivel de competencia, grado de penetración de energías renovables intermitentes y otros relevantes para el análisis.

Finalmente, se debería analizar el tema de la gobernanza del COES, desde el punto de vista de los mecanismos de elección de miembros del directorio y aprobación presupuestal en relación con la autonomía que se requiere de un operador independiente del sistema.



## REFERENCIAS

- Alayo Gamarra, J. H. (2015). Modelos para la evaluación de la inversión en capacidad de generación de energía eléctrica en mercados competitivos: aplicación al caso peruano. PUCP - Tesis de la Escuela de Posgrado. Lima, Perú.
- Bedoya, J. C., & Rodas, E. A. (marzo de 2016). Descripción de los Aspectos Comerciales del Esquema del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Eléctrico Colombiano. *Scientia et Technica* Año XXI, Vol. 21, No. 1, Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia: <http://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/10171>.
- Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes (NEGLI). (2 de diciembre de 2016). Revisión del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano (Informe 4-Versión Final). Obtenido de OSINERGMIN (CEPA-NEGLI) : [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/publicaciones/informe-cepa.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/publicaciones/informe-cepa.pdf)
- Caro, R. (6 de junio de 2019). Gasoducto del sur no tiene asegurada ni la oferta ni la demanda. *Diario Gestión*. Lima, Perú: <https://gestion.pe/blog/atalayaeconomica/2019/06/ministerio-de-energia-gasoducto-al-sur-no-tiene-asegurada-ni-la-oferta-ni-la-demanda.html>.
- CNE-Comisión Nacional de Energía. (junio de 2017). Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para clientes regulados: Un caso de éxito. CNE. Chile: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>.
- COES. (2019). ¿Quiénes somos? Obtenido de Comité de Operación Económica del Sistema: <http://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>
- COES. (2019). Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN Periodo 2021-2030. Obtenido de COES-Dirección de Planificación de la Transmisión: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG>
- COES: Estadística de Operación 2018. (2019). Estadística de Operación 2018. Obtenido de COES: <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>
- CREG. (3 de octubre de 2006). Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía (Colombia). Obtenido de CREG Resolución N° 071: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75?OpenDocument>
- Dammert Lira, A., & García Carpio, R. (2012). Abastecimiento y confiabilidad de suministro del sector eléctrico peruano - Capítulo 14 del libro "El Regulador ante los nuevos desafíos de la energía en Iberoamérica". Obtenido de ARIAE.ORG: <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/Confiabilidad%20suministro%20Dammert%20.pdf>
- Decreto Ley N° 25844. (19 de noviembre de 1992). Ley de Concesiones Eléctricas. *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Ley%20N%C2%B0%2025844%20-%20LCE.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Ley%20N%C2%B0%2025844%20-%20LCE.pdf).

- Diario El Tiempo. (8 de marzo de 2017). Superservicios multa a Termocandelaria con \$ 35.000 millones. Obtenido de El Tiempo: <https://www.eltiempo.com/economia/empresas/multan-a-termocandelaria-por-conducta-durante-fenomeno-de-el-nino-65504>
- Diario La República. (9 de junio de 2019). Gasoducto del Sur: ¿hay reservas para abastecer a regiones? Obtenido de La República: <https://larepublica.pe/politica/1484760-gasoducto-sur-hay-reservas-abastecer-regiones/>
- Díaz-Pérez, S., Gómez-Charris, Y., & Silva-Ortega, J. &.-A. (2017). Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de América Latina. Obtenido de Revista Espacios (Vol. 39 N° 58): <https://www.revistaespacios.com/a17v38n58/a17v38n58p22.pdf>
- Empresa de Investigación Energética (EPE). (junio de 2019). Subastas de Energía en Brasil. EPE: Subastas de Energía . Brasil: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>.
- Empresas Eléctricas AG. (2019). Licitaciones Eléctricas (Licitaciones anteriores). Licitaciones Eléctricas. Chile: <http://www.licitacioneselectricas.cl/licitaciones-anteriores/licitacion-suministro-sic-2013-01/>.
- Factor. (2017). Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe.Caso de Estudio: Brasil. Factor (Banco Interamericano de Desarrollo-BID). España: <http://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/1.-Estudio-de-Caso-Subastas-Brasil.pdf>.
- Fischer, R. (2017). Tratamiento de las cláusulas TOP en las declaraciones de precio de gas en el mercado eléctrico peruano. U. de Chile.
- Gallardo, J., García, R., & Pérez-Reyes, R. (Junio de 2005). Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico. Documento de Trabajo N° 3. Obtenido de OSINERGMIN: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento\\_de\\_Trabajo\\_03.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_03.pdf)
- Graniere, Robert J. (March 1999). Responsibilities of an Independent System Operator in a Market with Bilateral Contracts for Electric Power. The National Regulatory Research Institute. Obtenido de: <http://ipu.msu.edu/wp-content/uploads/2016/12/Graniere-Ind-System-Operator-99-06-Mar-99.pdf>
- Hogan, William W. (February 1998). Independent System Operator: Pricing and Flexibility in a Competitive Electricity Market. Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government. Harvard University - Cambridge, Massachusetts. Obtenido de: [https://pdfs.semanticscholar.org/a332/ebda2c4e2dfa49ec278424da99ec019e2001.pdf?\\_ga=2.156145203.907447950.1590347547-1382189425.1590347547](https://pdfs.semanticscholar.org/a332/ebda2c4e2dfa49ec278424da99ec019e2001.pdf?_ga=2.156145203.907447950.1590347547-1382189425.1590347547)
- Hunt, S. (2002). Making Competition Work in Electricity. John Wiley & Sons, Inc.
- Ley N° 28832. (26 de julio de 2006). Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Diario Oficial El Peruano. Lima, Perú: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley-28832.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley-28832.pdf).

- Ley N° 29970. (22 de diciembre de 2012). Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país. Diario Oficial El Peruano. Lima, Perú: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/LEY-29970-CONCORDADO.pdf>.
- MINEM. (2019). Quienes somos. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas: [http://www.minem.gob.pe/\\_detalle.php?idSector=10&idTitular=268&idMenu=sub266&idCateg=222](http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=10&idTitular=268&idMenu=sub266&idCateg=222)
- MINEM Libro Recursos Hidrocarburos 2017. (2018). Libro Recursos Hidrocarburos 2017. Obtenido de [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/LARH\\_2017.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/LARH_2017.pdf)
- MINEM-Anuario Ejecutivo de Electricidad 2016. (s.f.). Obtenido de MINEM: [http://www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=571](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=571)
- Newsletter del diario Dinero. (26 de febrero de 2019). ¿Fracasó la subasta de energías renovables? Newsletter del diario Dinero. Colombia: <https://www.dinero.com/pais/articulo/resultados-de-la-subasta-de-energias-renovables/267638>.
- OLADE. (marzo de 2013). Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe-Colombia. Obtenido de OLADE: <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Informe-final-COLOMBIA.pdf>
- OSINERGMIN. (2019). ¿Qué es Osinergmin? Obtenido de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería: [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/quienes\\_somos](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/quienes_somos)
- OSINERGMIN. (abril de 2019). Informe Técnico N° 183-2019-GRT que sustenta la Fijación de Precios en Barra (Periodo mayo 2019-abril 2020). Obtenido de OSINERGMIN: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Informe-Tecnico-183-2019-GRT.pdf>
- Pérez Arriaga, J. I., Batlle, C., Rivier, M., & Gómez, T. (2008). Expansión de la oferta e Infraestructura eléctrica: Generación, Transmisión y Distribución. En U. C. Instituto de Investigación Tecnológica, Libro sobre la energía y regulación en Iberoamérica, Comisión Nacional de Energía, Madrid. Madrid: [https://www.iit.comillas.edu/batlle/Publications/2008%20Expansi%C3%B3n%20de%20la%20oferta%20e%20infraestructura%20el%C3%A9ctrica%20\\_%20P%C3%A9rez-Arriaga.pdf](https://www.iit.comillas.edu/batlle/Publications/2008%20Expansi%C3%B3n%20de%20la%20oferta%20e%20infraestructura%20el%C3%A9ctrica%20_%20P%C3%A9rez-Arriaga.pdf).
- ProInversión-Processos Concluídos por Iniciativa Estatal. (junio de 2019). ProInversión. Obtenido de ProInversión: <https://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaStandard.aspx?are=0&prf=2&jer=7649&sec=22>
- Spiller, P., Oren, S., Abdalá, M., & Tamayo, G. (2004). Revisión del marco regulatorio del sector eléctrico peruano. Lima: OSINERGMIN.
- SYSTEP. (junio de 2019). Reporte Mensual del Sector Eléctrico- Mayo 2019. Obtenido de SYSTEP (Chile): [http://www.systep.cl/documents/reportes/052019\\_Systep\\_Reporte\\_Sector\\_Electrico.pdf](http://www.systep.cl/documents/reportes/052019_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf)



Vásquez, A., & Ormeño, V. &. (2014). Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico. Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales. Lima: OSINERGMIN. Obtenido de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf)

XM Subastas de Energía Firme. (junio de 2019). Subastas de Energía Firme (Colombia). Obtenido de XM: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/Subasta-de-energia-firme.aspx>

XM: Cargo por Confiabilidad. (Noviembre de 2016). Cargo por Confiabilidad (Colombia). Obtenido de XM: [http://www.xm.com.co/corporativo/Memorias%20Seminarios/05\\_Cargo\\_por\\_confiabilidad.pdf](http://www.xm.com.co/corporativo/Memorias%20Seminarios/05_Cargo_por_confiabilidad.pdf)



## Glosario de Términos y Abreviaturas

**Bloques horarios:** Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función a las características técnicas y económicas del sistema.

**Coordinador:** El término se encuentra definido en el Reglamento del COES: Es el responsable de asumir la función de coordinación de la operación en tiempo real del sistema.

**Costo marginal de corto plazo (CMg):** Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte; varía por barra o nodo.

**Costos variables (CV):** Costos de operación de una Unidad de Generación que dependen de su nivel de producción, los cuales son determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos COES. Comprenden los Costos Variables Combustibles (CVC) y los Costos Variables No Combustibles (CVNC).

**Distribuidor:** Titular de una concesión de distribución de energía eléctrica (cuando la demanda supere los 500 kW) con carácter de Servicio Público de Electricidad.

**Energía Firme:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

**Generación Eficiente:** El COES la define como la disponibilidad de electricidad a partir de fuentes de relativo bajo costo operativo, excluyéndose aquella generación eléctrica en base a combustibles líquidos.

**Generador:** Titular de una concesión o autorización de generación.

**Horas de punta del Sistema:** Son las definidas por el MEM.

**Indisponibilidad:** Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con dicha unidad.

**Inflexibilidades Operativas:** Restricción operativa de una unidad de generación derivada de sus características estructurales de diseño, para todos los modos operativos de la unidad de generación: i) tiempo de arranque, ii) potencia mínima, iii) tiempo mínimo de operación iv) tiempo mínimo entre arranques.

**Máxima Demanda:** Suma de las demandas coincidentes de potencia para el intervalo de 15 minutos en que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

**Mercado Spot o Mercado de Corto Plazo:** Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.

**Modelo Marginalista:** En el negocio eléctrico asume que, si una inversión es remunerada con la sumatoria de los costos marginales de potencia y los costos marginales de energía, debe alcanzar una rentabilidad que incentive nuevas inversiones.

**Operación Comercial:** Calificación que el COES otorga a una Unidad o una Central de Generación que se encuentra a disposición del COES para su operación en el SEIN.

**Potencia efectiva:** Valor de la Potencia aprobado por el COES, resultante de los ensayos de potencia efectiva determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos N°17 y N°18.

**Potencia firme:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento.

**Precio Básico de Potencia de Punta:** Se calcula en base a los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento de la central de punta de acuerdo a los estudios de la fijación tarifaria aprobado por el OSINERGMIN y que considera una turbina a gas que podría producir electricidad con diésel en las horas de punta del sistema. Tiene el significado a que se refiere el artículo 47 de la LCE.

**Precios Firmes:** Corresponden a los precios que resulten de los procesos de las Licitaciones de la Ley 28832 y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador; por tanto, garantiza que los precios establecidos no podrán ser modificados por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN.

**Prima RER:** Mecanismo de subsidios directos -por los consumidores finales- para promover el desarrollo de las energías renovables: solar, eólica, mareomotriz, biomasa, geotérmica e hidroeléctrica (éstas hasta 20 MW de potencia instalada).

**Racionamiento o Racionamiento de Carga:** El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el Sistema o Área Operativa como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos o escasez de combustibles.

**RER:** Recursos Energéticos Renovables, conforme a lo establecido en el artículo 3 del Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.

**Seguridad:** Se refiere a la capacidad del SEIN de garantizar el suministro de energía eléctrica a los Usuarios del SEIN.

**Servicios Complementarios:** Los servicios complementarios son aquéllos que permiten establecer un determinado nivel de seguridad, calidad y eficiencia en el suministro de energía eléctrica. Los principales son el control de frecuencia, control de tensión y el de arranque autónomo.

**SEIN:** Es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y corresponde al conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como los respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación en el Perú.

**“Stranded costs” o Costos encallados:** Con relación al negocio eléctrico, éstos son costos en los que la empresa de servicios públicos ha incurrido y sobre los cuales no tiene una oportunidad razonable para recuperar, dado un cambio regulatorio o de mercado sustancial e imprevisto.

**“Take or Pay (ToP)”:** Tipo de contrato o cláusula bastante rígida que en el caso de un generador eléctrico que utiliza gas natural le asegura el suministro de gas (molécula). En el caso de transporte y distribución se denominan “Ship or Pay”. Ello obliga al pago del gas o del transporte, se use o no.

**Tarifas o Precios en Barra:** Son tarifas fijadas administrativamente por el OSINERGMIN en mayo de cada año como precio máximo para las ventas de energía de generadores a los distribuidores, destinadas al Servicio Público de Electricidad que no sean resultado de las licitaciones de largo plazo creadas por la Ley N° 28832 (dichas tarifas no podrán diferir en más de 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año)

**Transmisor:** Titular de una concesión de transmisión de energía eléctrica y/o requieran la imposición de servidumbre por parte del estado.

**Usuarios Libres:** Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

**Usuarios Regulados:** Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

## Abreviaturas

**COES:** Comité de Operación Económica del Sistema

**COyM:** Costos de Operación y Mantenimiento

**ERNC:** Energías Renovables No Convencionales (por ejemplo: eólica, solar, biomasa, geotermia, mareomotriz, etc.)

**GWh:** Gigavatio-hora

**LCE:** Decreto Ley 25844 Ley de Concesiones Eléctricas

**Ley 28832:** Ley para el Desarrollo de la Generación Eficiente

**Ley 29970 o Ley LASE:** Ley que Afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo de Polo Petroquímico en el sur del país

**MCP:** Mercado de Corto Plazo

**MINEM o MEM:** Ministerio de Energía y Minas

**MME:** Mercado Mayorista de Electricidad

**MW:** Megavatio

**MWh:** Megavatio-hora

**OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

**ProInversión:** Agencia de Promoción de la Inversión Privada (organismo técnico especializado, adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas)

**RER:** Recursos Energéticos Renovables

**SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

**VAD:** Valor Agregado de Distribución

**VNR:** Valor Nuevo de Reemplazo