



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA PARA MEJORAR EL DISEÑO DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO,
PARA EL SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGÍA UTILIZADAS POR LAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

Josué Alejandro Figueroa Nimatuj
Asesorado por el Ing. Carlos Fernando Rodas

Guatemala, septiembre de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA PARA MEJORAR EL DISEÑO DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO,
PARA EL SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGÍA UTILIZADAS POR LAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSUÉ ALEJANDRO FIGUEROA NIMATUJ
ASESORADO POR EL ING. CARLOS FERNANDO RODAS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|--|
| DECANO | Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco |
| VOCAL I | Ing. Angel Roberto Sic García |
| VOCAL II | Ing. Pablo Christian de León Rodríguez |
| VOCAL III | Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa |
| VOCAL IV | Br. Narda Lucía Pacay Barrientos |
| VOCAL V | Br. Walter Rafael Véliz Muñoz |
| SECRETARIA | Inga. Lesbia Magalí Herrera López |

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

| | |
|------------|--|
| DECANO | Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos |
| EXAMINADOR | Ing. Marvin Marino Hernández Fernández |
| EXAMINADOR | Ing. Francisco Javier González López |
| EXAMINADOR | Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**PROPUESTA PARA MEJORAR EL DISEÑO DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO,
PARA EL SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGÍA UTILIZADAS POR LAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 27 de mayo de 2015.



Josué Alejandro Figueroa Nimatuj

Guatemala, 20 de julio de 2015

Ingeniero
Francisco Javier González
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González:

Tras haber asesorado al estudiante universitario JOSUÉ ALEJANDRO FIGUEROA NIMATUJ, con carné 2000 – 11556, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: **"PROPUESTA PARA MEJORAR EL DISEÑO DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO, PARA EL SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGÍA UTILIZADAS POR LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA"** y tras haber revisado y corregido su contenido, sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo de graduación.

El autor de este trabajo de graduación y su asesor son responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Rodas
Ingeniero Electricista
Asesor

Carlos Fernando Rodas
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 2846



Ref. EIME 52 2015

Guatemala, 23 de JULIO 2015.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
PROPUESTA PARA MEJORAR EL DISEÑO DE LAS
LICITACIONES DE LARGO PLAZO, PARA EL SUMINISTRO
DE POTENCIA Y ENERGÍA UTILIZADAS POR LAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
GUATEMALA, del estudiante Josué Alejandro Figueroa Nimatuj,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑADA A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SRO



REF. EIME 55 2015.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JOSUÉ ALEJANDRO FIGUEROA NIMATUJ titulado: PROPUESTA PARA MEJORAR EL DISEÑO DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO, PARA EL SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGÍA UTILIZADAS POR LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 7 DE AGOSTO 2015.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **PROPUESTA PARA MEJORAR EL DISEÑO DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO, PARA EL SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGÍA UTILIZADAS POR LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Josué Alejandro Figueroa Nimatuj**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Peláez
Decano



Guatemala, septiembre de 2015

ACTO QUE DEDICO A:

| | |
|----------------------------|---|
| Dios | Por la oportunidad de vivir cada día en este mundo, contemplando la belleza de la creación. |
| Mis padres | Edgar Figueroa y Alicia Nimatuj, por ser mis maestros en el camino de la vida, por su infinita paciencia y su amor incondicional. |
| Mi esposa | Cinthia Hidalgo, por tu amor, fortaleza, dedicación y por todos los momentos de felicidad que hemos vivido. |
| Mi hija | Elah Abigail Figueroa Hidalgo, por ser el ángel que inspira a superarme constantemente. |
| Mis hermanos | Edgar y Héctor Figueroa, por todo su apoyo y consejos a lo largo de nuestra vida. |
| Mis tíos y tías | Por su sincero cariño en todo este tiempo. |
| Mis primos y primas | Por su simpatía y su dedicación a los estudios. |

AGRADECIMIENTOS A:

| | |
|---|--|
| Dios | Por guiarme cada día en el sendero del éxito. |
| Universidad de San Carlos de Guatemala | Por permitirme estudiar en esta maravillosa casa de estudios. |
| Facultad de Ingeniería | Por darme la oportunidad de conocer excelentes profesores en cada uno de los cursos. |
| Mis amigos | Con mucho aprecio. |
| Mi familia completa | Por el gran apoyo brindado. |
| Mi asesor | Ing. Carlos Rodas, por su apoyo incondicional y ejemplo de liderazgo. |

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES..... | VII |
| LISTA DE SÍMBOLOS | IX |
| GLOSARIO | XI |
| RESUMEN..... | XV |
| OBJETIVOS..... | XVII |
| INTRODUCCIÓN | XIX |
| | |
| 1. MERCADOS REGULADOS DE ELECTRICIDAD | 1 |
| 1.1. Tipos de mercados de electricidad | 1 |
| 1.1.1. Modelo de mercado eléctrico tradicional | 3 |
| 1.1.2. Los mercados regulados | 6 |
| 1.2. Formación del precio en los mercados eléctricos..... | 8 |
| 1.2.1. El riesgo..... | 9 |
| 1.2.2. El nivel de competencia en el negocio de generación..... | 10 |
| 1.3. Mercado a término y mercado de oportunidad | 11 |
| 1.3.1. Mercado a término..... | 11 |
| 1.3.2. Mercado de oportunidad..... | 12 |
| 1.3.2.1. Determinación del precio de oportunidad..... | 12 |
| 1.4. Marco regulatorio del subsector eléctrico en Guatemala..... | 14 |
| 1.4.1. Documentación general..... | 14 |
| 1.4.2. Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala.. | 16 |
| | |
| 2. LICITACIONES PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA..... | 21 |

| | | |
|----------|---|----|
| 2.1. | Tipos de subasta | 23 |
| 2.1.1. | Subasta Inglesa..... | 23 |
| 2.1.2. | Subasta Holandesa | 24 |
| 2.1.3. | Subasta de Primer Precio..... | 24 |
| 2.1.4. | Subasta Vickrey o de Segundo Precio | 25 |
| 2.1.5. | Subastas en reversa | 26 |
| 2.1.5.1. | Subasta Inglesa en reversa..... | 26 |
| 2.1.5.2. | Subasta Holandesa en reversa | 26 |
| 2.1.5.3. | Subasta de Primer Precio en reversa... | 27 |
| 2.1.5.4. | Subasta Vickrey en reversa..... | 27 |
| 2.2. | Transparencia en los procesos de subasta | 28 |
| 2.2.1. | Selección de un adecuado proceso de compra..... | 28 |
| 2.2.2. | Aumentar la competencia..... | 29 |
| 2.2.3. | Cronograma eficiente | 29 |
| 2.2.4. | Reglas claras del proceso de licitación | 30 |
| 2.2.5. | Información pública de resultados..... | 31 |
| 2.2.6. | Aclaraciones de las bases de licitación | 31 |
| 2.2.7. | Criterios de evaluación explícitos | 32 |
| 2.2.8. | Adjudicación y finalización de la subasta | 32 |
| 2.3. | Utilización de subastas en el sector eléctrico..... | 33 |
| 2.4. | Objetivos sectoriales obtenidos con las licitaciones..... | 36 |
| 3. | LICITACIONES DE POTENCIA Y ENERGÍA EN GUATEMALA | 41 |
| 3.1. | Descripción del sistema eléctrico de Guatemala..... | 41 |
| 3.2. | Cubrimiento de la demanda por parte de los distribuidores | 43 |
| 3.3. | Descripción general de los procesos de licitación a nivel nacional..... | 45 |
| 3.3.1. | Primer proceso: Licitación Abierta PEG-1-2010..... | 46 |
| 3.3.1.1. | Diseño de producto a licitar | 49 |

| | | |
|-----------|--|----|
| 3.3.1.2. | Participación de otros agentes en la licitación..... | 49 |
| 3.3.1.3. | Plazos e hitos del proceso | 50 |
| 3.3.1.4. | Garantías de cumplimiento | 52 |
| 3.3.1.5. | Diseño de contratos..... | 53 |
| 3.3.1.6. | Existencia de incentivos a tecnologías | 53 |
| 3.3.1.7. | Mecanismo de adjudicación..... | 54 |
| 3.3.1.8. | Existencia de precios máximos..... | 55 |
| 3.3.1.9. | Elementos de indexación..... | 56 |
| 3.3.1.10. | Resultados de la licitación | 57 |
| 3.3.2. | Segundo proceso: Licitación Abierta PEG-2-2012..... | 58 |
| 3.3.2.1. | Diseño de producto a licitar | 59 |
| 3.3.2.2. | Participación de otros agentes en la licitación..... | 60 |
| 3.3.2.3. | Plazos e hitos del proceso | 60 |
| 3.3.2.4. | Garantías de cumplimiento | 61 |
| 3.3.2.5. | Diseño de contratos..... | 63 |
| 3.3.2.6. | Existencia de incentivos a tecnologías | 63 |
| 3.3.2.7. | Mecanismo de adjudicación..... | 64 |
| 3.3.2.8. | Existencia de precios máximos..... | 65 |
| 3.3.2.9. | Elementos de indexación..... | 66 |
| 3.3.2.10. | Resultados de la licitación | 66 |
| 3.3.3. | Tercer proceso: Licitación Abierta PEG-3-2013..... | 69 |
| 3.3.3.1. | Diseño de producto a licitar | 71 |
| 3.3.3.2. | Participación de otros agentes en la licitación..... | 71 |

| | | |
|-----------|--|----|
| 3.3.3.3. | Plazos e hitos del proceso..... | 72 |
| 3.3.3.4. | Garantías de cumplimiento..... | 73 |
| 3.3.3.5. | Diseño de contratos | 74 |
| 3.3.3.6. | Existencia de incentivos a tecnologías | 74 |
| 3.3.3.7. | Mecanismo de adjudicación | 74 |
| 3.3.3.8. | Existencia de precios máximos | 77 |
| 3.3.3.9. | Elementos de indexación | 77 |
| 3.3.3.10. | Resultados de la licitación | 77 |
| 4. | EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LICITACIONES DE POTENCIA Y ENERGÍA | 83 |
| 4.1. | Brasil | 83 |
| 4.1.1. | Información general y de mercado eléctrico..... | 83 |
| 4.1.1.1. | Licitaciones para el cubrimiento del suministro | 86 |
| 4.1.1.2. | Diseño de licitaciones..... | 87 |
| 4.1.1.3. | Plazos e hitos de la licitación..... | 88 |
| 4.1.1.4. | Estimación de la demanda | 88 |
| 4.1.1.5. | Tipos de contratos..... | 88 |
| 4.1.1.6. | Fórmulas de indexación | 89 |
| 4.1.1.7. | Política energética | 89 |
| 4.1.2. | Brasil: resultados obtenidos en las licitaciones | 89 |
| 4.2. | Colombia | 91 |
| 4.2.1. | Información general y de mercado eléctrico..... | 92 |
| 4.2.1.1. | Licitaciones para el cubrimiento del suministro | 95 |
| 4.2.1.2. | Cargo por confiabilidad | 96 |
| 4.2.1.3. | Plazos e hitos de la licitación..... | 97 |

| | | | |
|-----------------------|--|--|-----|
| | 4.2.1.4. | Estimación de la demanda | 98 |
| | 4.2.1.5. | Tipos de contratos | 99 |
| | 4.2.1.6. | Política energética | 99 |
| | 4.2.2. | Colombia: resultados obtenidos en licitaciones | 99 |
| 4.3. | Perú | | 100 |
| | 4.3.1. | Información general y de mercado eléctrico | 101 |
| | 4.3.1.1. | Licitaciones para el cubrimiento del suministro | 103 |
| | 4.3.1.2. | Diseño de licitaciones | 105 |
| | 4.3.1.3. | Plazos e hitos de la licitación | 106 |
| | 4.3.1.4. | Estimación de la demanda | 106 |
| | 4.3.1.5. | Tipos de contratos | 106 |
| | 4.3.1.6. | Precio máximo reconocido en licitaciones | 107 |
| | 4.3.2. | Perú: resultados obtenidos en licitaciones..... | 107 |
| 5. | ANÁLISIS DE LAS LICITACIONES DE GUATEMALA Y LAS LICITACIONES INTERNACIONALES..... | | 109 |
| | 5.1. | Características relevantes de los procesos de licitación | 109 |
| | 5.2. | Aspectos positivos y negativos de los procesos de licitación..... | 112 |
| 6. | PROPUESTA DE DISEÑO PARA LAS LICITACIONES DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LARGO PLAZO DE GUATEMALA | | 115 |
| | 6.1. | Mejoras en el diseño actual del proceso de licitación de potencia y energía | 118 |
| CONCLUSIONES | | | 123 |
| RECOMENDACIONES | | | 125 |

BIBLIOGRAFÍA..... 127
ANEXOS..... 129

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|-----|--|-----|
| 1. | Instituciones que regulan el subsector eléctrico | 15 |
| 2. | Actividades del Mercado Mayorista..... | 18 |
| 3. | Cronograma e hitos de la Licitación PEG-1-2010 | 51 |
| 4. | Ofertas económicas adjudicadas en PEG-2-2012 | 68 |
| 5. | Cronograma e hitos de la Licitación PEG-3-2013 | 72 |
| 6. | Ofertas económicas adjudicadas en PEG-3-2013 | 79 |
| 7. | Porcentaje de reducción entre rondas inicial y final | 80 |
| 8. | Resultados de licitaciones de energía nueva | 90 |
| 9. | Resultados de licitaciones de energía existente | 90 |
| 10. | Resultados de licitaciones de energía de ajuste | 91 |
| 11. | Primera subasta de cargo por confiabilidad | 100 |

TABLAS

| | | |
|-------|--|----|
| I. | Producción de energía por tipo de tecnología..... | 42 |
| II. | Consumo de energía por tipo de participante | 43 |
| III. | Cobertura de la garantía preoperativa..... | 52 |
| IV. | Cuotas de contratación de la Licitación PEG-1-2010 | 54 |
| V. | Cuotas de contratación de la Licitación PEG-2-2012 | 64 |
| VI. | Precios máximos revelados en la licitación | 67 |
| VII. | Potencia adjudicada en PEG-2-2012 por tecnología | 69 |
| VIII. | Potencia adjudicada en PEG-3-2013 por tecnología | 78 |
| IX. | Matriz energética de Brasil..... | 84 |

| | | |
|-------|--|-----|
| X. | Capacidad instalada por tipo de tecnología | 92 |
| XI. | Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología..... | 101 |
| XII. | Resultados de licitaciones de energía | 108 |
| XIII. | Características de las licitaciones en Guatemala y Brasil..... | 110 |
| XIV. | Características de las licitaciones en Colombia y Perú..... | 111 |
| XV. | Aspectos a considerar en los procesos de licitación..... | 113 |

LISTA DE SÍMBOLOS

| Símbolo | Significado |
|----------------|----------------------|
| CO2 | Dióxido de carbono |
| \$ | Dólar estadounidense |
| GWh | Gigavatio hora |
| KW | Kilovatio |
| KWh | Kilovatio hora |
| MW | Megavatio |
| MWh | Megavatio hora |
| % | Porcentaje |
| PG | Potencia garantizada |

GLOSARIO

| | |
|-----------------------|--|
| AMM | Administrador del Mercado Mayorista. Se encarga de las transacciones comerciales entre los agentes participantes en el mercado de electricidad de Guatemala. |
| Año estacional | Período de doce meses que inicia el uno de mayo y finaliza el treinta de abril del año siguiente. |
| Central | Es el conjunto de una o más unidades generadoras de energía eléctrica, localizadas en una misma ubicación. |
| CNEE | Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. El órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, quién se encarga de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos. |
| Demanda firme | Es la demanda de potencia calculada por el AMM, que debe ser contratada por cada distribuidor en el año estacional correspondiente. |
| Distribuidor | Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica. |

| | |
|---------------------------|---|
| Energía eléctrica | Resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos. Permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico. |
| Estado | Conjunto de órganos de gobierno de un país soberano. |
| Generador | Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad. |
| Licitación | Mecanismo de mercado para la adjudicación de un producto o servicio al participante que haya otorgado una mejor valoración económica, a través de reglas previamente establecidas. |
| Mercado Mayorista | Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a la largo plazo entre agentes del mercado. |
| Potencia eléctrica | Es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un período de tiempo. |
| Precio monómico | Es el monto total equivalente a un precio único por concepto de compra de energía y potencia. |

Transparencia

Acciones que generan confianza a través del cumplimiento de la normativa vigente, obteniendo al final, una mayor competencia en un proceso.

Usuario

Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

RESUMEN

Las licitaciones en el sector eléctrico son el mecanismo que permite la adición de nuevas instalaciones de generación al mercado existente. Las distribuidoras de energía eléctrica utilizan una modalidad de subasta para obtener el menor costo de abastecimiento para los usuarios finales del servicio. Su importancia radica en el correcto diseño, para que en el largo plazo, el generador pueda suministrar la energía eléctrica a los usuarios.

Las licitaciones han surgido desde la reforma energética que han tenido la mayoría de países de Latinoamérica y Guatemala. También a adoptado esta práctica para obtener precios óptimos trasladables a la tarifa del consumidor final.

En Guatemala se han realizado tres procesos de licitación para el cubrimiento de la demanda en el largo plazo con resultados positivos. Sin embargo, se han tenido que hacer modificaciones al proceso los cuales han resultado favorables para la adjudicación de los contratos. En el primer proceso únicamente se adjudicó el 25 % del objetivo, en el segundo proceso, fueron adjudicados el 65 % del objetivo total y en el último proceso se logró la adjudicación del 100 % del objetivo. Esto indica que el diseño puede mejorarse para una cuarta licitación con contratación a largo plazo y se necesitan cambios dentro de la legislación vigente para desarrollar procesos más dinámicos y de interés para los inversionistas en la actividad de generación.

En Latinoamérica, varios países realizan subastas para establecer contratos de largo plazo, Brasil es un país que ha obtenido más de 22 000 MW de potencia instalada para suministrar a la demanda regulada y no regulada, con un diseño que tuvo que ser modificado mediante la legislación. Por otro lado, Colombia ha trabajado en la confiabilidad de su sistema eléctrico nacional para evitar alguna situación crítica de desabastecimiento en el futuro a través de la implementación del cargo por confiabilidad a largo plazo que disminuye el riesgo de la nueva generación para el desarrollo de los proyectos.

Por último, Perú que ha demostrado que la falta de resultados positivos en las primeras licitaciones fueron necesarias para analizar y desarrollar un modelo óptimo que le ha permitido garantizar el suministro por muchos años más. Incluso han realizado licitaciones de tecnologías específicas para inyectar energía en su sistema nacional a través de subastas.

La Ley General de Electricidad de Guatemala establece claramente los procedimientos de licitaciones a largo plazo. Sin embargo, deja sin definir las licitaciones de corto y mediano plazo asignándole la responsabilidad al regulador de turno para autorizar dichos procesos. Además, resulta importante para un distribuidor que la misma legislación reconozca un incentivo para la realización de las subastas de forma anticipada con cargos trasladables para la tarifa. De esta forma, la demanda regulada estaría cubierta por una mayor cantidad de tiempo que la que se tiene actualmente.

OBJETIVOS

General

Determinar mejoras en el diseño de licitación de largo plazo para el suministro de potencia y energía eléctrica, para el cubrimiento de la demanda de los usuarios regulados, a través del perfeccionamiento del esquema actual utilizado por las distribuidoras de energía eléctrica.

Específicos

1. Comprender las razones de las reformas en el sector eléctrico que dieron lugar a las licitaciones para el aseguramiento del suministro eléctrico en Latinoamérica.
2. Identificar las características del mercado eléctrico local que hacen único el esquema de licitaciones a utilizar, para el suministro de energía a largo plazo.
3. Analizar las ventajas y las desventajas de los mecanismos de licitación utilizados en Brasil, Colombia y Perú que han asegurado el suministro de energía por un largo plazo.
4. Proporcionar las modificaciones necesarias al esquema actual de licitación utilizado en Guatemala a través de la incorporación de las mejores prácticas de otros países con el fin de alcanzar un proceso confiable para el vendedor y el comprador.

INTRODUCCIÓN

Las licitaciones para el suministro de energía son mecanismos de mercado que permiten alcanzar varios objetivos, entre ellos: aumentar la capacidad de generación del sistema nacional, aumentar las inversiones de capitales extranjeros, diversificación de la matriz energética y otros.

Sea cual fuera la razón por la que sea utilizada la licitación, ha permitido un cambio en la forma que tradicionalmente se aseguraba el suministro de energía dejando atrás aquellas negociaciones bilaterales. Sobre todo entre partes de forma privada impulsadas en su mayoría por los organismos públicos que manejaban el tema de la energía eléctrica de forma centralizada. La teoría general de los mercados eléctricos bajo estudio y las modalidades de licitaciones o subastas se estudiarán en el capítulo uno y dos respectivamente.

En Guatemala se han llevado a cabo varias licitaciones para la expansión de la generación, con diferentes modalidades y se ha obtenido un producto final que ha tenido un impacto positivo en la tarifa del usuario. Sin embargo, dado que los esquemas utilizados en cada una de las licitaciones llevadas a cabo desde el 2010 han sido distintas, cabe la posibilidad de perfeccionar el método. Esto porque existen lecciones aprendidas en cada proceso que permite la incorporación de cambios sustanciales que provean al final mejores resultados a los obtenidos hasta el momento. Las experiencias obtenidas de los procesos realizados en Guatemala se estudian en el capítulo número tres.

La forma de llevar a cabo las licitaciones públicas para la expansión de la generación en los mercados energéticos es tan variada que es difícil determinar, aún con la teoría actual, que un esquema será completamente exitoso y la razón fundamental radica específicamente en la diversidad de mercados que se manejan. Considerando las limitaciones y oportunidades locales de cada uno de los países se debe permanecer constante en este tipo de mecanismos.

Deben proporcionar bases para que exista una competencia con igualdad de oportunidades para todos los participantes conservando siempre la transparencia en el proceso, lo cual asegurará el desarrollo del sector energético local y la correcta asignación de riesgos en las nuevas inversiones. Las experiencias internacionales de Brasil, Colombia y Perú en la realización de contrataciones de energía a largo plazo se incluyen en el capítulo cuatro.

La posibilidad de mejora resultará entonces, del estudio de las experiencias y características de procesos similares, adaptando las mejores prácticas al mecanismo utilizado en Guatemala y de esta manera convertir el mecanismo en una referencia entre los mercados energéticos. En el capítulo cinco se establecen cuadros comparativos de las características de los procesos de licitación para el suministro de largo plazo realizado en Guatemala, Brasil, Colombia y Perú identificando los elementos positivos y negativos del proceso.

Por último, en el capítulo seis se establece un listado de las modificaciones en el diseño utilizado actualmente por las distribuidoras de energía de Guatemala en los próximos procesos, para la contratación de potencia y energía en el largo plazo para los usuarios regulados.

1. MERCADOS REGULADOS DE ELECTRICIDAD

El sector eléctrico de los países de Latinoamérica fue afectado, en la mayoría de países. Esto por una reforma económica que surgió producto de la deficiencia en el modelo utilizado cuyo principal actor era el Estado.

A principios de los años noventa, el Estado se dio cuenta que el cambio en las políticas económicas era necesaria para lograr el desarrollo de los países. Lo anterior porque en ese tiempo se presentaron crecimientos bajos y moderados de las producciones nacionales. Era necesario un cambio en los lineamientos y el sector eléctrico fue uno de los primeros mercados en adoptar tales cambios.

1.1. Tipos de mercados de electricidad

Durante los años setenta, y tras un largo estudio académico acerca del futuro en la economía de los países, se llegó a la conclusión de que las intervenciones del Estado en el tema económico conduciría a resultados pobres. Esto en comparación con los resultados que se pudiesen obtener con la iniciativa privada a cargo del enfoque económico en mercados de libre competencia. El mercado fue el primer afectado por la constante manipulación ejercida por el Estado que demostraba un interés más privado, particularmente asociado con los intereses de las autoridades de turno.

Una premisa fundamental en el concepto de mercado es que su diseño debe satisfacer a los intereses generales, tanto de la oferta como la de la demanda. Se busca siempre la eficiencia y la equidad en las transacciones para fortalecer las relaciones entre las partes.

Los países en donde se tenía una economía centralizada carecía de los incentivos adecuados para las inversiones necesarias en el desarrollo de los mercados. Sin embargo, el rol de tenencia de poder del Estado no desaparecerá del modelo económico adaptado, al contrario, es complementario a la evolución de los mercados.

En lo que respecta al mercado eléctrico se presentó el problema de la ineficiencia del Estado y los escasos resultados en donde él era el centralizador de todas las actividades del sector al encargarse de las actividades de generación, transporte y distribución. A esto debe sumársele el hecho de que la creciente demanda del servicio eléctrico corría el riesgo de ser desabastecido en el largo plazo por las escasas inversiones en nuevos activos que garantizaran el servicio de forma confiable.

Por otro lado, en el aspecto social, el suministro de energía eléctrica para todos los habitantes de los países era un estímulo que superaría, a mediano plazo, los niveles de pobreza presentes de los años ochenta.

Los elementos que influenciaron a las reformas en los mercados eléctricos fueron comúnmente identificados como el aumento a la calidad del servicio de los consumidores, el abastecimiento del servicio a regiones alejadas de las ciudades principales que representaban altos costos de suministro y las ventajas fiscales que se podrían obtener al delegar los negocios a manos de inversionistas privados.

Por las razones antes mencionadas, el mercado eléctrico, en algunos países, se reformó modificando el esquema de mercado tradicional, creando el marco legal correspondiente a través de una Ley General de Electricidad. Una nueva asignación de roles a los participantes de los mercados y al propio Estado. Además, la creación de los mecanismos para que pudiesen establecerse transacciones comerciales entre agentes.

1.1.1. Modelo de mercado eléctrico tradicional

Las características de dichos mercados eléctricos tradicionales sostienen que el sector eléctrico es un monopolio natural. Además se establece que la competencia en las áreas de generación, transmisión y distribución son inexistentes al constituir empresas verticalmente integradas. Por último, una entidad encargada de tomar las decisiones del tema, como lo era el Estado, otorga el poder suficiente para beneficiar a intereses particulares utilizando al servicio como un bien estratégico del que todos desean obtener ganancias.

El modelo de una institución estatal integrada verticalmente, donde las actividades de generación, transporte y distribución son dirigidas bajo un mismo grupo directivo, marcan la principal diferencia con otros modelos que en la actualidad han tenido auge. Sin embargo, debe aclararse que algunos países actualmente cuentan con un esquema de mercado tradicional que ha funcionado por años, permitiendo la apertura a nuevas tendencias económicas. Este es el caso de Costa Rica dirigido por el Instituto Costarricense de Electricidad y que aún no contempla reforma alguna de su sector eléctrico.

En la dimensión de los costos, en una empresa integrada verticalmente para prestar el servicio eléctrico, se necesita del reconocimiento de una tarifa regulada que, en principio, logra la recuperación del monto correspondiente. Sin

embargo, pueden existir subsidios cruzados entre las actividades dentro de la cadena de suministro de la energía. Estos subsidios representarían ineficiencias en el modelo que al ocurrir una reforma sectorial, fácilmente serían identificados como errores en el modelo.

Es importante mencionar también el rol del Estado en este modelo. Este representa que la decisión de las inversiones a realizar en el futuro y el momento en que serán realizadas dependen únicamente del Estado en funciones.

En el modelo tradicional existe una planificación centralizada por el Estado que se basa en una expansión de activos al mínimo costo con una excesiva burocracia en la gestión administrativa. Además, se presentan con frecuencia los problemas en el desacierto de la previsión del suministro a largo plazo, la carencia de la información o la información limitada. Estos provocaban atrasos que afectaban en la toma de decisiones para reaccionar ante cualquier contingencia que surgiera en el sector.

El gobierno central adquiere una importancia fundamental en el esquema ya que se necesita la autorización para los planes de expansión, así como la obligatoriedad de la ejecución de las obras incluidas en dichos planes.

El modelo tradicional mostró señales de debilitamiento al momento de presentarse escases de financiamiento público para el desarrollo de las nuevas instalaciones. Esto provocó, por los años ochentas, un riesgo de desabastecimiento ante la incipiente demanda, dando lugar a racionamiento del servicio eléctrico. Lo anterior obligó al Estado a modificar el esquema original permitiendo una participación forzada de productores independientes que

pasaron a tomar parte importante en el mercado eléctrico, por medio de contratos con una duración entre 10 y 20 años.

Por otro lado, el productor independiente provee de las inversiones necesarias para cubrir las necesidades. Además obliga a su contraparte, que representa a la demanda, a comprarle la energía y recuperar los costos de inversión y una rentabilidad de acuerdo al riesgo del negocio de cada país.

La elección de los productores independientes, más que un proceso abierto de libre competencia, obedecía a la obligación del Estado de contar con el abastecimiento de la demanda en todo momento. Sin estos actores, seguramente se hubiesen presentado una mayor cantidad de apagones y falta de suministro en las horas de máxima demanda del servicio.

Algunos elementos que valen la pena mencionar, presentes en el modelo tradicional, son la limitación en la calidad durante la prestación del servicio y la tarifa que reflejaba un valor inferior al costo real de la energía. Aunque de forma limitada y burocrática este modelo logró llegar, con redes de suministro de baja calidad a todos los usuarios del sector y aunque algunos usuarios, a través de redes ilegales, recibían el servicio ocasionando pérdidas al sistema, dejaron de recibir el servicio al reformarse el sector. Se aumentaron los controles e indicadores de gestión de las redes por parte de agentes privados que se enfocaban en la optimización de las instalaciones.

En algunos países como México y Costa Rica, el modelo sigue vigente y con alto grado de madurez en la gestión. Esto implica que el modelo es correcto y aplicable a algunos mercados con características propias y concretas de cada país. Para otros países, la reforma en el modelo de mercado utilizado era

necesaria con tal de conseguir mejorar la calidad y la equidad en el suministro de energía a través de una tarifa representativa del servicio.

1.1.2. Los mercados regulados

La gran cantidad de privatizaciones de empresas públicas y las reformas de los sectores económicos trajo consigo la obligatoriedad de la regulación en el sector, dando como resultado un balance entre los intereses de las iniciativas privadas y los intereses del sector público.

El papel fundamental de la regulación es establecer una distribución eficiente entre las ganancias que desea obtener el sector privado y la calidad del servicio que será pagado por la demanda pública.

El Estado, que en el esquema tradicional desempeñaba el rol de productor y tomaba las decisiones determinantes en el ámbito económico, en el mercado regulado, asume un rol de regulador. Esto porque replantea sus acciones para promover los nuevos mercados e incentivar la competencia entre los participantes.

En el sector eléctrico y de gas, al igual que el de las telecomunicaciones, las reformas en el mercado tradicional incluyeron un marco regulatorio como base para reglamentar y sustentar todas las actividades de los nuevos participantes privados.

Los marcos regulatorios del mercado eléctrico, aunque son parecidos, poseen elementos diferenciadores propios de cada país. Algunas prácticas realizadas en Chile que resultaron convenientes en el motor económico local no son posibles reproducirlas en otras economías. Como ejemplo se

mencionan: la centroamericana, ya que se presentan limitaciones en los recursos productivos y la diferencia en la dependencia de materias primas internacionales para la producción.

Las características compartidas por todos los mercados regulados se listan a continuación:

- La reforma del sector se realiza a través de la aprobación de un marco regulatorio que incentiva la competencia y le permite el acceso al mercado a nuevos participantes.
- Se definen un ente regulador perteneciente al Estado que normaliza la actividad eléctrica y a una entidad independiente que administra y opera el mercado eléctrico.
- Se elimina la arquitectura de las instituciones verticalmente integradas, separando las actividades de generación, transporte y distribución en figuras independientes. Esto permite el acceso a la competencia de nuevos agentes productivos con normas claras de funcionamiento.
- Se promueve la competencia en el segmento de la generación y la comercialización, es decir, en las actividades donde no exista monopolio natural, como lo que ocurre en las actividades de distribución y transmisión de electricidad.
- La reforma provoca la creación de mercados a término, mediante contratos bilaterales entre los productores, consumidores y los mercados de oportunidad para liquidar las diferencias entre lo pactado y las diferencias reales entre participantes.

- El regulador establece un modelo tarifario representativo de la actividad del distribuidor para recuperar los costos de abastecimiento y los costos adicionales por la gestión en el mercado de electricidad.
- El plan de expansión de la generación, comúnmente, se alcanza a través distribuidoras que atraen inversiones en nuevas instalaciones. Esto porque se establecen procesos de licitación, con mecanismos transparentes y competitivos, para satisfacer a la demanda futura.

El proceso de reforma del sector económico, particularmente de la industria eléctrica, necesita cumplir etapas que sirvan para la transición de un modelo a otro. Es importante descartar la idea que la transformación ocurre únicamente al emitir el marco regulatorio y ponerlo en vigencia, dado que deben integrarse elementos que incentiven la participación y la competencia dentro de una estructura ordenada y confiable.

1.2. Formación del precio en los mercados eléctricos

En el sector eléctrico, el precio al que un generador estará dispuesto a vender la energía eléctrica, se basa en escenarios con las cuales se realizan estimaciones que posiblemente pudieran afectar el valor elegido. Las dos variables determinantes para el establecimiento del precio son:

- El riesgo
- Los niveles de competencia en el negocio

1.2.1. El riesgo

Se encuentra asociado a las actividades del negocio a largo plazo y tiene variables externas que influyen o contribuyen a elevar el nivel de incertidumbre en los mercados en el futuro. Esto provoca una variación en los precios de compra y venta de la electricidad. Las variables a considerar para evaluar el riesgo son:

- La demanda: asociada con la compleja predicción del crecimiento.
- Combustibles: relacionado con la disponibilidad, costos y distribución del mismo.
- El clima: al referirse a la probabilidad de disponibilidad de suficiente hidrología en el largo plazo.
- Los costos de inversión: cuyo cálculo inicial queda muy lejos del costo final al terminar de construir las nuevas instalaciones.
- La fecha de puesta en servicio de la instalación: inicialmente es un estimado de entrega del proyecto, pero en la realidad, durante el desarrollo pueden presentarse situaciones que atrasen el proyecto por un determinado tiempo.
- Red de transporte de energía cercana al proyecto: se debe considerar desarrollar proyectos cuya ubicación se encuentre cerca de líneas de transmisión, o, que sea conocido a través de los planes indicativos de expansión del transporte. El trayecto por donde será instalado el sistema de transporte principal del sistema eléctrico.

- Riesgo país: una variable ampliamente estudiada por los inversionistas extranjeros que determinan una dimensión de la estabilidad económica y social del país en el que se desean realizar las inversiones.

La práctica común, que el generador utiliza como paliativo del riesgo asociado al negocio es incrementar o agregarle una prima al precio de venta de la energía. Esto le será de utilidad como respaldo para contrarrestar situaciones futuras que afecten al precio, como las incluidas anteriormente.

Otros elementos presentes, que ayudan a la toma de decisión de invertir en un país o en otro, son las relacionadas con el crecimiento macroeconómico del país, la situación fiscal, la estabilidad monetaria y el cumplimiento del marco jurídico que traslade seguridad al extranjero, durante y después de la construcción de una nueva instalación.

1.2.2. El nivel de competencia en el negocio de generación

El nivel de competencia se relaciona directamente a la cantidad de agentes económicos que participan en el sector. Principalmente se asocia con el precio final con el que se adjudica a un proyecto durante un proceso de licitación para nueva generación.

Resulta claro entonces, que la cantidad de oferentes es directamente proporcional al precio final. Esto es que a menor cantidad de participantes es muy probable que se obtenga un precio mayor que el que se obtendría al tener más participantes en la licitación.

Las distribuidoras deberán obtener, durante un proceso de licitación, la mayor cantidad oferentes para obtener mejores precios de compra a futuro.

Esto diseñando un mecanismo que permita disminuir la posible colusión o incluso barreras de entrada a nuevos agentes participantes.

1.3. Mercado a término y mercado de oportunidad

El mercado eléctrico, como cualquier otro mercado, se rige bajo los principios de oferta y demanda. Sin embargo, existen particularidades que lo hacen especial, por ejemplo, debe existir un balance instantáneo entre la oferta y la demanda. Esto porque se debe encontrar la forma de ajustar los excesos o faltantes que se presentan en la realidad de los acuerdos pactados entre productores y consumidores en contratos a término, dando lugar a la creación de mercados de oportunidad.

1.3.1. Mercado a término

Se refiere a la obligación de los generadores, o participantes productores, de suministrar una cantidad de energía a un gran usuario, o participante consumidor. Regularmente la relación comercial queda establecida a través de un contrato en donde se incluyen las condiciones generales del suministro, por ejemplo:

- Plazo del suministro: fecha inicial y final del suministro.
- Producto a contratar: descripción de la cantidad de energía a suministrar o a adquirir por cada una de las partes.
- Precios del producto adquirido: estableciendo las fórmulas de indexación correspondientes, cuando apliquen, o los indicadores de los combustibles a utilizar durante la duración del contrato.

El mercado a término necesita de un administrador de las transacciones realizadas para que lleve el control de la generación suministrada y que aplique la normativa correspondiente, en el caso de faltantes o excedentes en la generación. El precio pactado en el contrato únicamente es conocido por las partes que acordaron la relación comercial con este instrumento.

1.3.2. Mercado de oportunidad

Se forma a partir de la necesidad de obtener el balance de la oferta con la demanda en un mercado eléctrico que se diseñó con contratos, es decir se realizan compras y ventas de los excedentes o faltantes con todos los participantes del mercado.

Una característica del mercado de oportunidad es la volatilidad en el precio al que se puede adquirir la energía, ya que depende del despacho económico el horario definido por el operador del mercado. En el mercado de oportunidad participan todos aquellos consumidores que carezcan de un contrato con un generador y que tengan oferta disponible para suministrar a los usuarios.

1.3.2.1. Determinación del precio de oportunidad

Se determina a través de la utilización de todas las instalaciones de generación disponibles en el sistema, manteniendo el objetivo de minimizar el costo de suministro de la energía eléctrica.

El mínimo costo de suministro se obtiene despachando o convocando a las unidades de menor costo de generación, una a la vez, hasta suministrar toda la energía requerida por la demanda.

A la central generadora que fija el valor del precio de oportunidad, comúnmente se la llama unidad marginal.

Al participar en un mercado de oportunidad se debe considerar que el precio de oportunidad puede cambiar en cualquier momento. Esto se convierte en un riesgo para los participantes consumidores, ya que el precio muy probablemente aumentaría de valor ante algún evento inesperado. Esto podría ocurrir en alguna falla de las centrales de costo de generación menor, el operador del sistema deberá convocar a otra central de mayor costo para cubrir a la unidad bajo falla.

El precio de oportunidad depende de variables como los precios de los combustibles, sequías prolongadas que disminuyan la generación hidroeléctrica, aumento considerable en la cantidad de la demanda que requiera convocar o despachar centrales de mayor costo variable, y otros. Por ello, se recomienda realizar la mayor cantidad de transacciones a través de un mercado a término con condiciones pactadas de común acuerdo entre las partes.

Frecuentemente al analizar los mercados de oportunidad de diferentes mercados de electricidad se observará, que en su mayor parte, el precio de oportunidad es fijada por las unidades térmicas. Mientras que las unidades hidráulicas fijan el precio de oportunidad durante la época de invierno, cuando la mayoría de la demanda es cubierta por hidroeléctricas a punto de vertimiento.

Debido a la competencia que pueda existir entre los agentes generadores, el precio de oportunidad podrá disminuir. Sin embargo, será mayor que un precio pactado en un mercado a término.

1.4. Marco regulatorio del subsector eléctrico en Guatemala

Se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de costos que refleja equilibrios libres de oferta y demanda.

1.4.1. Documentación general

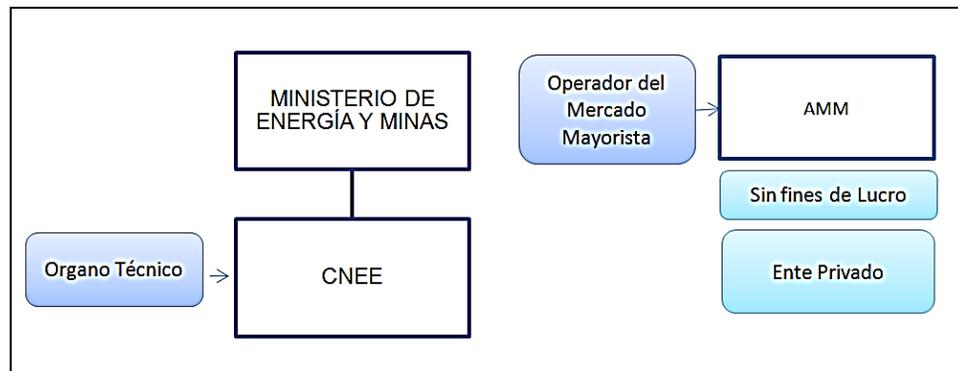
Los documentos legales que rigen al subsector eléctrico de Guatemala son:

- Ley General de Electricidad, según Decreto No. 93-96 del Congreso de la República.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad, según el Acuerdo Gubernativo número 256-97 y sus modificaciones contenidas en los Acuerdos Gubernativos números 787-2003 y 68-2007.
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo número 299-98 y sus modificaciones contenidas en los Acuerdos Gubernativos números 657-2005 y 69-2007.
- Normas de Coordinación Comercial y Normas de Coordinación Operativa, emitidas por el AMM.

El sector energético de Guatemala se compone por el subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos, regidos por el Ministerio de Energía y Minas.

A nivel de instituciones el subsector eléctrico se encuentra integrado por: el Ministerio de Energía y Minas (MEM), como el ente rector, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como el ente técnico y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), como el ente operador del sistema y del mercado eléctrico, tal y como se puede apreciar en la figura 1:

Figura 1. **Instituciones que regulan el subsector eléctrico**



Fuente: elaboración propia.

En el subsector eléctrico, la Ley General de Electricidad rige todo lo relacionado con las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica que se llevan a cabo en el Mercado Mayorista de Guatemala. De la Ley General de Electricidad surgen la formación del Reglamento a la ley General de Electricidad y el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.

1.4.2. Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala

Se rige por el Reglamento del Mercado Mayorista y según la Ley General de Electricidad estará a cargo de un ente privado, denominado Administrador del Mercado Mayorista – AMM, cuyas funciones principales son:

- Coordinar la operación del sistema al mínimo costo de parte de todos los participantes.
- Operar eficientemente el mercado de oportunidad estableciendo el precio de oportunidad de acuerdo al despacho económico.
- Garantizar en todo momento, la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Con el fin de operar el sistema eléctrico nacional de una forma óptima y con el mínimo costo, el Administrador del Mercado Mayorista elaboró las Normas de Coordinación Comercial y las Normas de Coordinación Operativa para operar y realizar las liquidaciones de las transacciones comerciales entre agentes participantes.

Las Normas de Coordinación Comercial tienen por objeto:

- Definir las obligaciones de los agentes para participar en el Mercado Mayorista.
- Garantizar, de una forma transparente, la correcta liquidación de las transacciones comerciales en el Mercado Mayorista.

Las Normas de Coordinación Operativa tienen por objeto:

- Establecer los procedimientos para operar el Sistema Eléctrico Nacional.
- Establecer los niveles de calidad y requerimientos de seguridad en el sistema para garantizar la continuidad en el servicio.
- Establecer los requisitos técnicos que deben de cumplir los agentes participantes en el Mercado Mayorista que permitan operar óptimamente el sistema nacional.

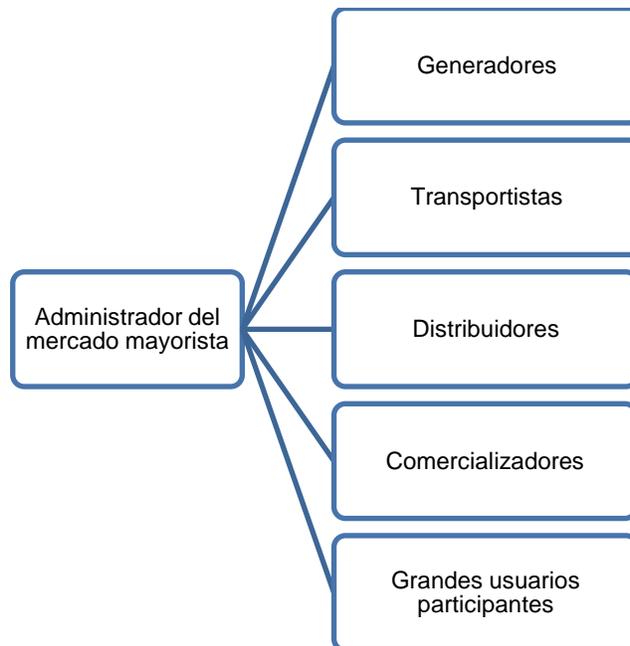
Los participantes o agentes que integran el Mercado Mayorista son los definidos en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (artículo 39 del capítulo I, título IV):

- Generadores: con una potencia mayor a cinco megavatios (5 MW).
- Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de por lo menos dos megavatios (2 MW).
- Distribuidores: tener un mínimo de quince mil usuarios (15 000).
- Transportistas: tener capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW).

El administrador del Mercado Mayorista se encarga de las transacciones comerciales realizadas por los agentes del Mercado Mayorista, (véase figura 2).

Según las funciones, obligaciones establecidas en el Reglamento del Mercado mayorista.

Figura 2. **Actividades del Mercado Mayorista**



Fuente: elaboración propia.

Los productos que se venden o comercializan en el Mercado Mayorista son:

- Energía eléctrica: a través del mercado a término o en el mercado de oportunidad.
- Potencia eléctrica: a través de los desvíos de potencia.

- Servicio de transporte de energía eléctrica: peaje en el sistema principal o en el sistema secundario según sea el caso.
- Servicios complementarios: servicios necesarios dentro del mercado para mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional, como los servicios de reserva rápida o de reserva rodante operativa.

Las transacciones comerciales en el Mercado Mayorista se realizan en dos posibles mercados:

- El mercado a término: es un mercado de contratos, en donde las condiciones de plazo, precio, cantidad son pactadas entre las partes.
- El mercado de oportunidad: es el mercado en donde los agentes productores venden la energía disponible no contratada en el mercado a término y los agentes consumidores compran la energía no cubierta a través de contratos a término.

Los tipos de contratos permitidos, en el mercado a término, se establecen en la Norma de Coordinación Comercial número 13 en el numeral 13.4, definiendo los siguientes tipos:

- Por diferencia con curva de carga
- De potencia sin energía asociada
- De opción de compra de energía
- Por diferencias por la demanda faltante
- Existentes
- De energía generada

Debido a la cantidad de modalidades de contratación en el Mercado Mayorista se asegura cubrir las necesidades de venta para los agentes productores y necesidades de compra para los agentes consumidores.

La mayoría de tipos de contratos listados anteriormente son tomados en consideración al realizar las licitaciones de potencia y energía en Guatemala, para el suministro de los usuarios regulados del servicio de distribución.

2. LICITACIONES PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA

La necesidad de cubrir el suministro de energía de los usuarios finales del servicio, da origen a la búsqueda de la manera óptima de las distribuidoras de obtener la energía de los generadores con precios favorables a la tarifa de los usuarios. El mercado de la electricidad tiene características específicas que la diferencian de otros mercados, dado que debe existir el balance entre oferta y demanda.

Sin embargo, si se visualiza como un producto que un comprador desea adquirir y un vendedor desea proporcionar, se llega a la conclusión de que pueden utilizarse diferentes maneras de obtener el producto. Las licitaciones son el mecanismo adoptado por la mayoría de distribuidores, sean públicos o privados.

El mecanismo adoptado para adquirir productos en los mercados ha sido la licitación o subasta, en sus diferentes modalidades. Estos proporcionan una adecuada forma de realizar la transacción de compra y venta de un producto, proporcionando un ambiente de competencia con iguales oportunidades para todos los participantes.

La subasta es un mecanismo de mercado diseñado con reglas claras y específicas para asignar un producto o un servicio a un precio determinado. Esto a través de ofertas, de precios del producto o servicio, efectuadas por los participantes.

En las subastas realizadas para adquirir electricidad, dado que pueden adquirirse indistintamente energía o potencia, se debe incluir dentro del diseño de la licitación la serie de criterios para la selección de la mejor oferta.

Al realizar una subasta por un único producto, el criterio de decisión es el precio. Sin embargo, cuando se trata de productos heterogéneos, como lo son la energía y la potencia, se necesita algún tipo de equivalencia entre los productos, como los megavatios medios utilizados en Brasil, o un precio equivalente representativo de la energía y potencia como las subastas en Chile. Todo esto para alcanzar la eficiencia en la asignación final de la subasta.

El diseño de una subasta tradicional establece la transacción comercial entre el vendedor y un comprador que ofrece un precio por un producto y lo adquiere entre muchos otros participantes, dando finalizada la transacción como tal. En las subastas de energía eléctrica, más que un producto que se requiere por parte de las distribuidoras, es un compromiso a largo plazo del generador de cubrir la demanda de sus usuarios.

Por esto, el riesgo de ocurrencia de algo inesperado que provoque algún cambio en sus condiciones normales. Durante ese largo plazo deberá incluirse en el precio ofertado y el distribuidor tendrá la obligación de reconocerlo en la oferta recibida.

En este capítulo serán descritas las generalidades de las subastas más utilizadas para vender o para comprar productos y servicios. Debido a que existen diferentes tipos de subastas

2.1. Tipos de subasta

Las subastas son el mecanismo donde, un vendedor ofrece sus productos o servicios. Los compradores tienen la oportunidad de ofrecer una cantidad económica por adquirir dicho producto o el servicio. Quien ofrezca una cantidad mayor se quedará con el producto o servicio subastado.

Las subastas, en donde se vende un producto, son las más antiguas. En este tipo de subasta, muchos compradores compiten entre sí y regularmente el subastador, con un martillo, adjudica el producto a aquel comprador que ofreció un mayor precio. Cumpliéndose así el objetivo del vendedor de obtener el precio más alto por la venta.

Las subastas se llevan a cabo vendiendo un solo producto o varios productos diferentes. También, se pueden adquirir una o más unidades del mismo producto.

2.1.1. Subasta Inglesa

En esta modalidad de subasta, los compradores emiten los precios en orden ascendente empezando en un precio bajo. Regularmente, la subasta tiene un tiempo de duración y termina después de que un comprador emite un precio lo suficientemente elevado que los demás competidores no pueden igualar, por lo tanto se hace ganador de la subasta, adquiriendo el producto.

En este tipo de subasta, existe asimetría en la información ya que cada uno de los compradores conoce el valor del producto subastado, sin embargo, desconoce los precios de los otros compradores. Como una práctica adoptada, el subastador le asigna un valor de reserva al producto subastado, cuya función

es la de limitar el precio mínimo por el que el producto será vendido. La subasta comienza por debajo del valor de reserva del producto, y el precio sube en función de las ofertas de los competidores dejando por debajo el valor de reserva del vendedor.

2.1.2. Subasta Holandesa

Se caracteriza en que el vendedor establece un precio elevado al cual vender el producto y en cada una de las rondas, el precio disminuye, hasta que uno de los compradores indica que se encuentra de acuerdo con el precio ofrecido por lo que adquiere el producto. De igual forma que el anterior, el vendedor establece un precio de reserva como mínimo de venta. En este caso existe asimetría en la información, dado que los compradores únicamente conocen su propio valor del producto, desconociendo por completo el valor que pudiesen tener los otros compradores.

Al inicio el vendedor utiliza un precio muy elevado del valor real que pudiese tener el producto y disminuye lentamente el precio procurando obtener el precio más elevado de venta. Esto constituye el mínimo precio exitoso, obteniendo entonces, la mejor venta posible.

El precio de reserva del vendedor es utilizado como último precio al cual ofertar su producto para ser adquirido por los compradores. Sobrepasado ese valor, la venta significaría pérdida para el subastador.

2.1.3. Subasta de Primer Precio

La característica principal de esta modalidad de subasta, radica en que el comprador realiza únicamente una oferta, al igual que los demás,

desconociendo el valor ofertado entre ellos. El producto es adjudicado a aquel comprador que haya ofrecido la oferta más alta por el producto. Se le conoce comúnmente como subasta de sobre cerrado.

2.1.4. Subasta Vickrey o de Segundo Precio

Tal como su nombre lo indica, el valor del producto es igual al precio colocado en la segunda oferta más alta. La modalidad de esta subasta consiste en que todos los compradores ofrecen una sola vez un precio por el bien subastado y gana aquel comprador que haya ofertado el precio más alto. Sin embargo, el precio final al que será vendido el producto es el segundo precio que más alto ha ofertado.

Esta consideración elimina lo que se le conoce tradicionalmente como la maldición al ganador. Sucede cuando el ganador, en el momento en el que propone la oferta y si estuviese muy por arriba de los precios colocados por los demás compradores de la subasta. El segundo precio más alto viene a mitigar, de cierta manera, el riesgo al que incurrió el ganador al colocar la oferta adjudicada.

Este tipo de subasta induce a los participantes a conocer los precios de todos los consumidores ya que al asignarse el segundo valor más alto, los participantes se sienten confiados de que su oferta será la más alta y que terminarán pagando un precio menor al máximo que hubiesen podido pagar.

Se debe tener presente generalmente no es utilizada para la adquisición de energía, ya que regularmente los competidores son conocidos entre sí y existe el riesgo de que la subasta cierre con precios muy elevados. Esto trae

repercusiones negativas para la tarifa de los usuarios regulados de las distribuidoras.

2.1.5. Subastas en reversa

Son una modalidad especializada de subasta en donde se invierten los papeles de los participantes. Los compradores son los que desean adquirir un producto o servicio y generan las subastas en reversa para que los posibles vendedores participen ofreciendo el menor precio de adjudicación.

2.1.5.1. Subasta Inglesa en reversa

La característica de esta modalidad es que el comprador es el subastador y al surgir el interés por un producto o servicio, el vendedor realiza las ofertas correspondientes al mejor precio posible de compra. Se adjudica la compra al vendedor con la oferta de precio menor. El objetivo es que el comprador minimice el costo de compra del bien o servicio.

2.1.5.2. Subasta Holandesa en reversa

En esta modalidad, el comprador especifica un precio máximo de compra que se considera la oferta inicial. Los vendedores colocan una oferta en ese nivel máximo de compra o por debajo del mismo con el que se encuentran de acuerdo a vender el producto. Al terminarse el tiempo, el ganador es aquel vendedor que haya colocado la oferta menor.

Si los vendedores colocan ofertas menores a la oferta inicial, colocada por el comprador, el precio final de compra se reducirá significativamente. Se

considera que entre más competidores participen en la subasta se obtendrán mejores precios de compra.

2.1.5.3. Subasta de Primer Precio en reversa

Es similar a la subasta de sobre cerrado que realizan los compradores de un producto. Únicamente que en este caso, los compradores esperan recibir una oferta con el mejor precio posible de venta de los vendedores y adjudicarán aquella oferta con el menor precio de entre todas las ofertas.

2.1.5.4. Subasta Vickrey en reversa

En este tipo de subasta, el ganador es aquel vendedor que ofrece el menor precio de venta. Sin embargo, paga el precio ofertado por el segundo precio más bajo por encima de la oferta ganadora.

Las modalidades de subasta en Reversa son las ampliamente utilizadas por los distribuidores al requerir energía eléctrica. Esto para cubrir el suministro a largo plazo de los generadores dentro de un Mercado Mayorista de electricidad.

Los participantes en este tipo de subasta compiten en los procesos de licitación para que los distribuidores adquieran su producto por un plazo determinado dentro de las especificaciones de la subasta.

Se obtendrán beneficios por parte de las distribuidoras al diseñar adecuadamente una licitación con reglas claras que permitan la competencia entre los generadores y obtener un precio menor de abastecimiento para sus usuarios.

2.2. Transparencia en los procesos de subasta

El factor más importante en el diseño de la subasta es la transparencia que se logre trasladar a los participantes. Esto les dará la certeza de que todos tienen iguales condiciones de competencia y los mismos riesgos.

En el mercado eléctrico, la transparencia es un tema que se considera desde que surge la necesidad de elaborar nuevos procesos de licitación. Un buen esquema de licitación garantizará el menor precio de compra de potencia.

Los elementos que se deben incluir dentro del diseño de la subasta, independientemente de la modalidad que sea elegida para la adjudicación del producto, o incluso elementos que deben incluirse en cualquier proceso de compra para fortalecer la transparencia, se describen en las siguientes secciones.

2.2.1. Selección de un adecuado proceso de compra

Cada vez que se requiera realizar una compra o contratación de un servicio es primordial hacerlo a través de licitaciones públicas y deberá elegirse este procedimiento en la mayoría de los casos. Otros tipos de procesos que pueden seleccionarse son las licitaciones privadas con algunos vendedores, compra mediante algunas cotizaciones previas o directamente realizar la compra con algún proveedor, en función de la necesidad que haya originado la compra. Si se desea obtener el mejor beneficio de compra se deberá elegir siempre la licitación pública con reglas claras del proceso.

2.2.2. Aumentar la competencia

Los procesos de licitación deben ser, en su mayoría, públicos y abiertos a todos los participantes que así lo deseen. Pueden ser empresas locales o extranjeras, pequeñas o grandes y en el caso que las distribuidoras deseen adquirir potencia y energía eléctrica, podrán participar plantas de generación nuevas o plantas de generación en operación para suministrar el producto requerido. Todo esto para obtener mejores condiciones de compra.

Algunos errores comunes que son cometidos al momento de elaborar las bases de licitación y que restringen la competencia son:

- Requisitos de tamaño: esto se refleja en la cantidad de trabajadores que tiene la empresa o en la capacidad financiera.
- Localización y experiencia del proveedor.
- Garantías de sostenimiento de ofertas desproporcionadas al valor posible de la transacción.

2.2.3. Cronograma eficiente

Surge la necesidad de conceder, a los proveedores, un plazo de tiempo lo suficientemente extenso entre la convocatoria a la participación del proceso hasta el cierre de las ofertas. El objetivo es elevar la publicidad, incrementar la participación de interesados y de la competencia entre los mismos.

El proveedor necesita un tiempo suficiente para preparar una oferta óptima que considere aspectos que puedan afectar al precio de la oferta en

función de la complejidad del servicio a prestar. Los tiempos establecidos para presentar las ofertas deberán ser, por tanto, mayores a los límites de tiempo establecidos en las normativas que rigen los procesos de compras.

Un proceso de licitación, con un corto plazo de tiempo para la preparación de la oferta, regularmente produce una disminución en la cantidad de participantes. Esta disminución afecta en la calidad de la oferta presentada y hay un aumento en la cantidad de omisiones de requisitos solicitados debido a la premura del proceso.

El plazo óptimo de tiempo para la recepción de ofertas, depende del tipo de subasta que se desea realizar. Debe analizarse muy bien el tiempo entre la primera convocatoria o reunión informativa y la fecha de la recepción de ofertas de la licitación.

2.2.4. Reglas claras del proceso de licitación

Los términos de referencia o bases de la licitación realizada deben de contener reglas claras que permitan al proveedor identificar los elementos siguientes:

- Etapas del proceso de licitación, por ejemplo: reuniones informativas, presentación de ofertas, firmas de contratos, y otros.
- Requisitos para presentar una oferta: se refiere a la cantidad de información que debe presentar un interesado a la junta evaluadora para que su oferta sea considerada en la subasta. Entre estos pueden encontrarse los requisitos legales, técnicos, financieros, entre otros.

- Criterios de evaluación para la adjudicación: el mecanismo que se utilizará para elegir el ganador debe de ser incluida dentro de las bases de licitación y la información pública disponible. Esta fue centralizada en el sistema después de la finalización de la subasta y deberá ser suficiente para reproducir los resultados obtenidos durante la subasta.
- Condiciones de contratación: define las condiciones del producto subastado y adquiere un mayor análisis si la subasta fue realizada para la contratación de un servicio, ya que se definen los plazos, cantidades y precios en la información incluida en esta sección.

2.2.5. Información pública de resultados

Dentro de los términos de referencia de la subasta, debe indicarse el procedimiento que sigue después de elegir a los ganadores. Esto mediante un medio de comunicación, refinando los resultados de aquellos ganadores y las cantidades adjudicadas. Además se debe incluir la información general a los ganadores de las entregas de los productos o el procedimiento a seguir para la firma de los contratos respectivos, entre otros.

2.2.6. Aclaraciones de las bases de licitación

En algunas oportunidades existen dudas por parte de los participantes de la subasta. Por ello, las bases deberán contener el mecanismo para que la información adicional que necesite el proveedor sea suministrada a todos los participantes. Esto sin otorgar ninguna ventaja adicional de información sobre los demás competidores.

2.2.7. Criterios de evaluación explícitos

Los criterios de evaluación que serán considerados por el comprador de los productos, deben ser incluidos en las bases de la licitación y ser formulados de una forma que sea comprensible por el oferente. Además sin dejar lugar a ambigüedades que permita cometer errores durante la preparación de las ofertas.

La evaluación deberá ser objetiva, contener una evaluación numérica y de simple determinación para una fácil selección de la oferta ganadora. Para evaluar los requerimientos subjetivos, tales como: la experiencia, calidad del diseño o metodología propuesta en la oferta, el comprador hace uso de un grupo de evaluadores expertos en las áreas de análisis que emiten sus comentarios o realizan una ponderación por cada área. El objetivo es determinar al ganador.

Entre mayor sea la cantidad y la complejidad del producto o servicio a adquirir, mayor análisis y especificación de los criterios a evaluar es necesaria. Entonces la evaluación de las ofertas se llevará a cabo de forma transparente.

2.2.8. Adjudicación y finalización de la subasta

La subasta finaliza con la decisión de adjudicación o no de la oferta presentada, las cuales deben estar debidamente argumentadas. Los argumentos de selección, de una oferta sobre otra, deben ser completamente objetivos que permitan la comparación entre ofertas y siempre llegar al mismo resultado. Para los participantes en una subasta, conocer las justificaciones de la adjudicación o no adjudicación de una oferta, determina la transparencia del proceso.

2.3. Utilización de subastas en el sector eléctrico

Muchos países en el mundo adoptaron la subasta como mecanismo para la asignación de proyectos de generación, después de realizado el cambio regulatorio en sus mercados eléctricos. Dado que las decisiones acerca de que las inversiones surgen de los propios participantes, las inversiones son función de las señales de mercado. Con este esquema se quedan atrás los inconvenientes de la planificación centralizada obligada y se alcanza la eficiencia en las operaciones a través del mercado.

En las reformas a los mercados eléctricos, algunos países, como Guatemala, Salvador, Perú y Chile realizaron los cambios de una forma transitoria. Por el contrario el mercado de Brasil cambió por completo rápidamente. Por otro lado, los mercados de Argentina o Venezuela cambiaron, pero con vistas a regresar al Estado benefactor producto del momento político que rige a los países.

El esquema tradicional de mercado no fue capaz de promover eficientemente las inversiones en generación, dando como resultado, expansiones en la generación de bajo costo de inversión, pero alto costo variable como las generadoras térmicas.

El caso más representativo de un país que incursionó con la utilización de subastas, por los años noventa, es Brasil. Este rompió el concepto de mercado único local con base en transacciones por el costo marginal de la oferta y crea un mercado a término. Aquí a través de subastas, los ganadores obtienen un contrato a largo plazo.

Luego, otros países empezaron a utilizar las diferentes modalidades de subastas. Ejemplo, la holandesa en reversa utilizada en Colombia para la determinación del cargo por confiabilidad y la panameña con licitaciones de corto plazo y largo plazo para el suministro de energía.

Las subastas en el sector eléctrico han logrado obtener:

- La promoción de inversiones privadas en el área de generación: asegurando los ingresos dentro de ciertos límites y trasladando equitativamente los riesgos asociados a las nuevas inversiones al comprador, a través del precio ofertado.
- Estabilidad en los precios de la energía: dado que son menos dependientes de las variables exógenas que afectan el precio de los combustibles.
- Contratos por una cantidad de energía: surge de proyecciones formales de la demanda futura, considerando información que en el mecanismo tradicional se desconocía.
- Traslada la señal adecuada para inversiones extranjeras en el sector.
- Disminuye la volatilidad del precio de energéticos, que se presentaba en las plantas de Centroamérica y Chile.
- Disminuye la volatilidad por los cambios climáticos que pudiesen afectar la hidrología y por lo tanto, a las centrales hidroeléctricas presentes en Brasil y Colombia.

Son tantos los beneficios positivos al utilizar las subastas que en países en donde se ha llevado una reforma energética más pasiva, o en los países en donde no se ha llevado a cabo reforma alguna, fueron adoptados para obtener energía de generadores a través de un contrato de largo plazo. Algunos de estos países fueron: México, Costa Rica, Honduras y Jamaica.

Países de América que han utilizado el mecanismo de la licitación para promover inversiones de generación son: Perú, Guatemala, El Salvador, Chile y Estados Unidos.

En Europa también se han empleado algunas modalidades de subasta, dentro del esquema de mercado utilizado, como en el Reino Unido y en los países nórdicos.

Las subastas son utilizadas, sin embargo, todas son distintas y están delimitadas a las condiciones particulares de cada país.

Las anteriores son un mecanismo usado ya sea por distribuidores privados o por entidades públicas, para promover la inversión privada en infraestructura de generación eléctrica. A los proveedores se les asigna un compromiso y derechos a largo plazo y los compradores reciben un suministro pactado, también a largo plazo.

En el sector eléctrico, las subastas reasignan riesgos de la actividad de generación entre el comprador y vendedor a través de los compromisos.

Es importante, que la subasta para el mercado eléctrico, sea lo suficientemente competitiva para minimizar los precios de compra del suministro a largo plazo. Una vez finalizada la subasta ya no existirá más

competencia y se deberá esperar una cantidad considerable de años donde se vuelvan a tener procesos de asignación de potencia, para el cubrimiento de demanda a largo plazo.

Al elaborar subastas, se debe considerar que todos los países, así como las economías y los accesos a los créditos son distintos; todos los aspectos que permitan diseñar un esquema de subasta por muy complicado que sea al inicio, permitirá obtener los mejores resultados posibles y trasladará al participante, la certeza del proceso y más aún, la transparencia con la que fue llevada a cabo. Las licitaciones pueden ser de diferentes plazos, las más comunes son de corto plazo de hasta un año o de largo plazo entre 10 y 20 años de compromiso para el suministro.

2.4. Objetivos sectoriales obtenidos con las licitaciones

Las licitaciones deben responder con las políticas del sector eléctrico propio de cada país. Esto puede interpretarse con que obtienen diferentes resultados que se encuentren alineados o ayuden a llevar al sector eléctrico en una dirección o hacia otra dirección. Aunque estos son beneficios paralelos al objetivo final de la licitación, es decir, son un medio, no son la solución idónea para alinear objetivos sectoriales energéticos.

Algunos objetivos del subsector eléctrico que podrían obtenerse de las licitaciones a largo plazo, realizadas en Guatemala, se listan a continuación:

- Diversificación de la matriz energética: en el esquema de la licitación comúnmente se establecen criterios de selección de los recursos energéticos que se buscan obtener. Se asignan una cantidad o un

porcentaje de energía asociada a cierto tipo de recurso renovable o no renovable.

Dependiendo del diseño de la licitación se puede cambiar considerablemente la matriz energética a generación con tecnología más amigable con el medio ambiente como la generación solar fotovoltaica, o la generación eólica. Estas antes de las licitaciones en el mercado eléctrico, no estaban presentes y fue la licitación el mecanismo que las incorporo al mercado. La diversificación de la matriz energética permitiría el abastecimiento de la demanda, con recursos locales independientes a las importaciones energéticas, disponibilidad de otros combustibles y a las variaciones impredecibles de los precios de los combustibles derivados del petróleo.

- Promover inversiones en infraestructura para el subsector eléctrico: las licitaciones envían las señales de mercado adecuadas a los inversionistas privados y si el diseño distribuye razonablemente los riesgos asociados a la actividad de generación, seguramente habrá participación de inversiones que hagan crecer el parque de generación nacional.
- Promover la implementación de acciones para el desarrollo de la generación geotérmica: en función de la demanda y de la gran cantidad de recurso geotérmico presente en Guatemala aún sin explotar, podría diseñarse una licitación que propicie el aprovechamiento del recurso. Pero aunque se tiene presente los altos costos de inversión asociados con la construcción, operación y administración de este tipo de centrales de generación, estarían de alguna manera incluidos dentro de las bases de licitación.

- Reducción de los costos del suministro de energía eléctrica en términos de inversión y operación: se refiere a que la licitación sea exitosa, y los beneficios serán trasladados directamente a los usuarios finales del servicio de energía eléctrica. Es decir, al comprar óptimamente el suministro de energía y de potencia eléctrica, los costos de abastecimiento disminuirían, trasladándose esta disminución a la tarifa regulada del usuario final. Actualmente se ha demostrado que las tarifas eléctricas han disminuido debido a las compras eficientes, en corto plazo y largo plazo, realizadas por las distribuidoras en los últimos cinco años.
- Minimizar el impacto en el medio ambiente de las emisiones de dióxido de carbono: este objetivo o beneficio se encuentra asociado a la diversificación a la matriz energética, ya que se estarían reduciendo los gases nocivos al ambiente, al utilizar tecnología de generación renovable.
- Impulsar la integración energética regional: al realizar una licitación que fomente la competencia, con la suficiente publicidad y que sea de interés para otros generadores de la región. Probablemente competirían en la asignación del producto si se les asegurará la certeza técnica y jurídica que el sistema de transporte eléctrico regional encuentre habilitado para realizar transacciones comerciales.

Debido a los atrasos en la construcción de la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y el desarrollo del marco procedimental del cálculo de algunos factores en la red regional, es difícil lograr colocar una oferta de una planta en otro país que garantice el suministro en Guatemala a través de la línea de transporte regional.

- Fuentes energéticas que requiere el país para el futuro: el objetivo es depender cada vez más de los combustibles derivados del petróleo, las licitaciones proveen las ventajas suficientes para obtener generación eléctrica para un largo plazo a un precio óptimo.
- Atraer inversiones para el suministro de combustibles de las distintas centrales: en el caso de construcción de infraestructura asociada a plantas nuevas, con contratos de largo plazo, será necesario contar con un proveedor de fuente primaria de energía. Por ello, las instalaciones nuevas o existentes de generación pueden ser abastecidas por un nuevo proveedor de combustibles que ponga en mayor competencia el mercado de combustibles actual.

3. LICITACIONES DE POTENCIA Y ENERGÍA EN GUATEMALA

3.1. Descripción del sistema eléctrico de Guatemala

Guatemala pertenece al grupo de países que integran la región centroamericana, con una extensión territorial de 108 889 km² de superficie. El producto interno bruto aproximadamente es del 4,2 % para el 2014 y una población aproximada de quince millones de habitantes.

En el subsector de energía, según el Administrador del Mercado Mayorista, para 2014 se tuvo una generación de energía de 10 490,46 GWh en total, de los cuales el 93 % fue generado localmente y el restante 7 % fue producto de las importaciones mediante transacciones internacionales.

En el país pueden encontrarse generadores que utilizan diferentes tecnologías para producir electricidad, de igual forma, la fuente primaria son recursos renovables y no renovable. El 2014 marcó una gran diferencia con los años anteriores, ya que comenzaron a operar plantas con fuentes de energía renovables no convencionales como la solar fotovoltaica, con una central de 58 MW y un parque eólico de 50 MW. En la tabla I se observan los porcentajes de generación según el tipo de tecnología.

Tabla I. **Producción de energía por tipo de tecnología**

| PRODUCCIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA | GWh | % |
|--|------------------|---------------|
| Cogeneradores | 1 612,06 | 15,40 |
| Turbinas de Gas | 3,68 | 0,03 |
| Geotérmicas | 246,60 | 2,30 |
| Plantas Hidráulicas | 4 825,15 | 46,00 |
| Turbinas de Vapor | 1 863,02 | 17,80 |
| Motores Reciprocantes | 1 224,65 | 11,70 |
| Solar Fotovoltaica | 7,10 | 0,07 |
| Importaciones | 708,20 | 6,70 |
| Total | 10 490,46 | 100,00 |

Fuente: AMM. *Informe estadístico 2014.*

Respecto a la potencia, la capacidad instalada operable del sistema, calculada al final del año fue de 2 626,07 MW para el período de zafra. La demanda máxima de potencia registrada para el sistema nacional interconectado fue de 1 635,90 MW.

El promedio anual del precio de oportunidad de la energía del Mercado Mayorista fue de 103,66 US\$/MWh durante el 2014.

En lo que se refiere al consumo, en el Mercado Mayorista se puede observar que la mayor parte de la energía es consumida por la demanda de las distribuidoras. Seguida por el consumo de los comercializadores y el restante se divide en los otros participantes consumidores: exportaciones, desviaciones, consumos propios, pérdidas y grandes usuarios participantes. En la tabla II se observan los porcentajes resultantes del ejercicio del 2014.

Tabla II. **Consumo de energía por tipo de participante**

| PARTICIPANTE CONSUMIDOR | GWh | % |
|--------------------------------|------------------|---------------|
| Comercializadores | 2 396,90 | 22,90 |
| Distribuidores | 6 445,46 | 61,40 |
| Grandes Usuarios Participantes | 72,80 | 0,70 |
| Pérdidas | 330,16 | 3,10 |
| Consumos Propios | 38,29 | 0,40 |
| Exportaciones | 986,43 | 9,40 |
| Desviaciones | 220,42 | 2,10 |
| Total | 10 490,46 | 100,00 |

Fuente: AMM, Informe estadístico 2014.

Todos los participantes consumidores del Mercado Mayorista tienen la obligación de contratar su demanda firme, de cada año estacional, a través de la oferta firme eficiente asignada a los participantes generadores para el correspondiente año.

Las distribuidoras tienen por obligación cubrir el suministro de energía eléctrica de sus usuarios a través de los generadores. Sin embargo, es necesario cumplir con lo establecido en la Ley General de Electricidad indicando que la única forma de contratar el suministro es a través de licitaciones.

3.2. Cubrimiento de la demanda por parte de los distribuidores

La Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. También

la aplicación se extiende a todas las personas que desarrollen las actividades mencionadas, ya sean estas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal.

El artículo 53 de la Ley General de Electricidad establece que las entidades que prestan el servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras. Estas garantizarán, su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario. Además, el artículo 62 de la misma ley señala que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del servicio de distribución final se realizarán mediante licitación abierta, en un proceso transparente y toda la información será, finalizado el proceso de acceso público.

Adicionalmente el artículo 65 Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que las distribuidoras deberán realizar licitación abierta para contratar el suministro que garantice sus requerimientos de potencia y energía. Debe disponer además que conforme a las necesidades de las distribuidoras y el Plan de expansión indicativo de generación, la comisión elaborará los términos de referencia que definan los criterios que las distribuidoras deberán cumplir para elaborar las bases de licitación abierta, que llevará a cabo los procesos de adquisición de potencia y energía.

La licitación deberá efectuarse con un mínimo de 5 años de anticipación al inicio del suministro y la CNEE podrá reducir el plazo en caso sea necesario. El plazo para la entrega de ofertas no debe ser menor de 6 meses, ni mayor de 12 meses.

Las bases de licitación que las distribuidoras elaboren deberán ser presentadas a la Comisión para su aprobación. Esta resolverá sobre su procedencia o improcedencia. Una vez aprobadas las bases, las distribuidoras deberán convocar a licitación abierta.

Además, dado la existencia de la tarifa social que debe ser cubierta por el distribuidor, la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía, Decreto No. 96-2000 del Congreso de la República de Guatemala establece también en su artículo 2 que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la tarifa social para el suministro de energía eléctrica.

El artículo 3 indica que las empresas distribuidoras deberán realizar licitación abierta para la adquisición de potencia y energía, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Su destino será abastecer a los consumidores de la tarifa social, conforme los términos de referencia que elaborará la Comisión. En su artículo 4 señala que el precio de compra de energía por parte de las distribuidoras que se reconozcan en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta, según lo establece el artículo 3 de la Ley de Tarifa Social.

3.3. Descripción general de los procesos de licitación a nivel nacional

En Guatemala se han llevado a cabo, 3 procesos de licitación de largo plazo para la contratación del suministro de los usuarios finales de las distribuidoras de energía.

En este capítulo se analizarán los elementos ya enunciados, que servirán de partida para analizar tanto la experiencia nacional como las experiencias internacionales. Esto en el proceso de las subastas para el cubrimiento de la demanda.

Los elementos a considerar, cuando apliquen, se listan a continuación:

- Mecanismo de adjudicación
- Fiscalización y participación de otros agentes en la licitación
- Existencia de precios máximos
- Diseño de contratos
- Definición de producto a licitar
- Existencia de incentivos a tecnologías
- Elementos de indexación
- Tiempos y calendarios del proceso
- Garantías de cumplimiento

3.3.1. Primer proceso: Licitación Abierta PEG-1-2010

La primera licitación a largo plazo, después de la reforma regulatoria y la implementación de la Ley de Electricidad, tuvo como nombre PEG-1-2010 y tal como su nombre lo indica, se hizo pública en el 2010. En esa oportunidad, por primera vez en la historia del sector eléctrico, las tres distribuidoras más grandes de Guatemala: Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA) y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA), quienes representaban la mayoría del consumo del Mercado Mayorista, llevaron a cabo de forma conjunta la contratación de potencia y energía para los usuarios del servicio de distribución final.

Fue la primera vez, en el subsector eléctrico, que se organizaba un evento de esta magnitud e importancia, aunque existía también cierto grado de incertidumbre debido al poco conocimiento en el diseño de la licitación.

El objetivo que se pretendía obtener, al participar las distribuidoras de forma conjunta, era el de obtener precios competitivos en la compra de potencia y energía que beneficiaran a los usuarios finales del servicio. Esto independientemente de la tarifa, pues se lograría a través de compra unificada, las necesidades de contratación de potencia y energía.

La definición de un producto a gran escala, representaría también otro elemento que vendría a ser beneficioso para el proceso, ya que aumentaría la cantidad de participantes en la licitación.

Un elemento adicional, que se incorporó dentro del diseño de la licitación, fue un segmento de la política energética del país contenida en el Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2014 - 2022, el cual se resume de la siguiente forma:

- El Plan de expansión indicativo del sistema de generación constituye una actualización de los planes de generación antiguos siguiendo con los lineamientos dictados en la política energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.
- El Plan resulta de un análisis a largo plazo para la identificación de los recursos de generación óptimos para suministrar la demanda de energía eléctrica, con el menor impacto al medio ambiente. Además buscando además, la diversificación de la matriz energética y el aumento en las

exportaciones a la región centroamericana utilizando la red de transmisión regional.

- Diversificar la composición de la matriz energética, priorizando el desarrollo de los proyectos con energías renovables. Optimiza la utilización de los recursos naturales del país, para que al menos en el 2022 la generación de energía eléctrica sea como mínimo el 60 % con recursos renovables.
- Promover las inversiones en generación eléctrica que introduzcan eficiencia en el sector eléctrico.
- Promover la implementación de procedimientos para incorporar en el subsector eléctrico medidas de eficiencia energética.
- Promover la implementación de acciones para el desarrollo de la generación geotérmica.
- Reducir los costos del suministro de energía eléctrica en términos de inversión y operación.
- Minimizar el impacto en el medio ambiente de las emisiones de CO² cambiando la composición de la matriz energética.
- Impulsar la integración energética regional, considerando en la evaluación económica y optimización la generación proveniente de las interconexiones internacionales.

- Dar una indicación de las fuentes energéticas necesarias para la contratación del suministro de electricidad de los usuarios a quienes se les presta el servicio de Distribución Final.

Los primeros términos de referencia fueron aprobados por la CNEE mediante la resolución CNEE-185-2010. Aquí fue establecido que los distribuidores elaboraran las bases de Licitación Abierta PEG-1-2010 para contratar potencia y energía en forma conjunta. Además, se estableció el mecanismo para modificar las propias bases al encontrarse posibles mejoras en el transcurso del proceso. Las bases de licitación fueron aprobadas mediante la resolución CNEE-207-2010.

3.3.1.1. Diseño de producto a licitar

La Licitación Abierta PEG-1-2010 tuvo como objetivo contratar potencia y energía eléctrica para el suministro de los usuarios del servicio de distribución final de EEGSA, Deocsa y Deorsa hasta por un monto de 800 MW. Esto con una energía asociada a una curva que cubría las necesidades de las distribuidoras incluida dentro de las bases de licitación.

3.3.1.2. Participación de otros agentes en la licitación

El regulador es el único ente fiscalizador del proceso, aunque la responsabilidad de la actividad de la licitación es únicamente de los distribuidores. Al finalizar la licitación, la junta designada por las distribuidoras como responsables del proceso, elaboran un dictamen, el cual, deberá ser aprobado por la CNEE para adjudicar la compra a los ganadores.

3.3.1.3. Plazos e hitos del proceso

Los participantes de esta licitación tenían la posibilidad de que se les adjudicará un contrato desde 1 año hasta 15 años, con las siguientes restricciones:

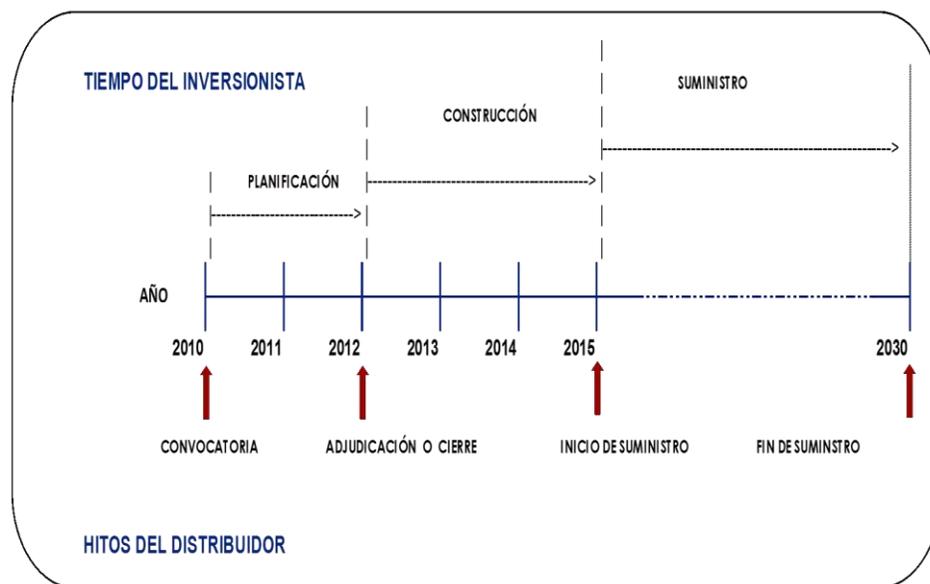
- Las plantas de generación nuevas, que hayan iniciado operación comercial en el Mercado Mayorista de electricidad, podrían iniciar a suministrar en cualesquiera de las siguientes fechas: el 1 de mayo de 2015, el 1 de mayo de 2016, el 1 de mayo de 2017, el 1 de mayo de 2018 o el 1 de mayo 2019, por el período correspondiente entre la fecha de inicio de suministro ofrecida y el 30/04/2030, o sea, un contrato con un plazo desde 11 hasta 15 años.
- Para las plantas de generación en operación con recursos renovables o no renovables que hayan ofrecido un cambio en la fuente energética, el plazo es por 15 años iniciando el 1 de mayo de 2015.
- Para las plantas de generación en operación con recursos no renovables que no ofrezcan un cambio en la fuente energética, el plazo va desde 1 año hasta 5 años.

Respecto a las actividades en la licitación, en la figura 3 se puede identificar, los hitos relacionados directamente con las distribuidoras. Estas son la apertura del proceso de licitación, fecha de cierre del proceso de licitación y el inicio de suministro.

Por otro lado, los tiempos que debe de considerar el inversionista para planificar, construir y operar su planta, se encuentran relacionados con los hitos de las distribuidoras de la siguiente manera: una central grande, necesita del tiempo necesario para planificarse óptimamente y definitivamente.

En función de la tecnología, deberá de contarse con el tiempo suficiente para construir todos los elementos de la nueva central. El plazo de contratación se relaciona con el inversionista respecto al riesgo en el que se incurre por la actividad de generación de la central en construcción. La adjudicación se llevó a cabo en el 2012.

Figura 3. **Cronograma e hitos de la Licitación PEG-1-2010**



Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Excel.

3.3.1.4. Garantías de cumplimiento

Las garantías que se utilizaron en este proceso fueron de dos tipos:

- Garantía de sostenimiento de la oferta: tiene como objeto asegurar el sostenimiento de la oferta para las distribuidoras. Se calcula en función de la potencia garantizada máxima (MW) del oferente por cincuenta mil dólares (US\$ 50 000,00). Se hace efectiva al momento de que el oferente retira la oferta durante el período que debe mantener su vigencia, en el caso de no constituir la sociedad pactada, que no se suscriban el o los contratos correspondientes en la fecha señalada y que no sustituya la garantía de sostenimiento por la garantía preoperativa.
- Garantía preoperativa: tiene el objetivo de garantizar el cumplimiento de las obligaciones que le correspondan al oferente adjudicado, desde la fecha de suscripción del contrato hasta la fecha de inicio de suministro. Relaciona la cantidad de mega watts de la potencia garantizada máxima con una cantidad de dólares fija y un multiplicador. En la tabla III se establece la fórmula de cálculo.

Tabla III. Cobertura de la garantía preoperativa

| Rango de potencia Garantizada Adjudicada | Monto Fijo + Multiplicador |
|--|---|
| $PG \leq 5$ | US\$ 50 000,00 por MW de PG adjudicada |
| $5 < PG \leq 50$ | US\$ 250 000,00 por los primeros 5 MW + US\$ 100 000,00 por MW de PG |
| $50 < PG \leq 100$ | US\$ 4 750 000,00 por los primeros 50 MW + US\$ 150 000,00 por MW de PG adjudicada adicional a los 50 MW |
| $PG > 100$ | US\$ 12 250 000,00 por los primeros 100 MW + US\$ 200 000,00 por MW de PG adjudicada adicional a los 100 MW |

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA). *Bases de Licitación*, PEG-1-2010, p.

Los montos de las garantías, de sostenimiento o preoperativa se utilizarán para cubrir los incumplimientos a las obligaciones establecidas en las bases de licitación.

3.3.1.5. Diseño de contratos

Los contratos a los cuales los participantes podrían optar, están definidos en el numeral 13.4.1 de la Norma Coordinación Comercial número 13- Mercado a término, elaborados por el AMM. Los contratos son: por diferencia con curva de carga, de opción de compra de energía y de energía generada.

3.3.1.6. Existencia de incentivos a tecnologías

En la Licitación PEG-1-2010 se asignaron cuotas de diferentes tipos de tecnologías, incentivando a nuevas plantas de generación con tecnología renovable a formar parte de la capacidad instalada del Mercado Nacional. Se establecen las restricciones respecto a la contratación de potencia y energía a plantas de generación en operación y plantas de generación nuevas. También se limita la componente de plantas de generación con recursos no renovables. Las cuotas requeridas se incluyen en la tabla IV siguiente:

Tabla IV. **Cuotas de contratación de la Licitación PEG-1-2010**

| Tipo de tecnología de generación | Cuota de contratación | Aclaración |
|---|-------------------------------|--|
| Recursos renovables | Como mínimo 480MW | La contratación puede ser de 480 MW. |
| Recursos no renovables | Hasta 320 MW | Se puede contratar entre 0 y 320 MW. |
| Tipo de plantas de generación | Cuotas de contratación | Aclaración |
| Plantas de generación nuevas | Como mínimo 480 MW | La contratación puede ser de 480 MW hasta 80 MW. |
| Plantas de generación en operación | Hasta 320 MW | Contratación ente cero y 320 MW. |
| Transacción internacional | Hasta 160 MW | Contratación entre cero y 160MW. |

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA). *Bases de Licitación*, PEG-1-2010, p. 32.

3.3.1.7. Mecanismo de adjudicación

El mecanismo utilizado en esta licitación consistió en una subasta de sobre cerrado. Los oferentes entregaron como parte de su oferta, la información suficiente para determinar el precio por la potencia y la energía eléctrica, bajo las condiciones solicitadas en las bases correspondientes. La cantidad de megavatios adjudicados se encontraban entre un rango, definido por el generador, dentro de la parte de la oferta técnica.

Para adjudicar la potencia y energía eléctrica a cada oferente, se identificaron aquellas ofertas con el que se obtenía el menor costo de suministro para los usuarios del Servicio de Distribución Final de cada distribuidora. Esto utilizando una función objetivo, la cual, se muestra a continuación:

$$\text{minimizar } \left\{ \sum [(PG_{ik} \times PPG_k) + (EG_{jk} \times PEO_{jk})] \right\}$$

Donde:

PG_{ik} = potencia garantizada (MW) para el año estacional “*i*” y la Planta de generación “*k*”, de acuerdo al formato establecido en las bases de licitación.

PPG_k = precio de la potencia ofertado en US\$/kW-mes para la Planta de Generación “*k*”, de acuerdo a las especificaciones de las bases de licitación.

EG_{jk} = energía eléctrica mensual garantizada (MWh) del mes “*j*” y la Planta de Generación “*k*”, de acuerdo al formato establecido en las bases de licitación.

PEO_{jk} = precio de la energía en US\$/MWh del mes “*j*” y la Planta de Generación “*k*”, de acuerdo a las especificaciones de las bases de licitación.

Las restricciones a la fórmula de optimización se incluyeron dentro de las bases de licitación y se consideraron todos los elementos especificados por el regulador. Esto para obtener un beneficio final para la tarifa eléctrica de los usuarios regulados.

3.3.1.8. Existencia de precios máximos

Precios máximos definidos públicamente antes de la evaluación económica de las ofertas no existieron. Sin embargo, se introdujo el concepto de oferta virtual, que fue conocido durante el proceso y cuyas características se incluyen dentro de las bases de Licitación PEG-1-2010, como:

- La cantidad de potencia y energía eléctrica a suministrar por parte de la oferta virtual será la suficiente para cubrir la totalidad de la demanda establecida en las bases de licitación.
- La oferta virtual podrá adjudicársele independientemente potencia o energía eléctrica según sea el caso, y la misma no se le aplicarán las cuotas de contratación.
- La oferta virtual se produce automáticamente una vez se cargan todas las ofertas durante la evaluación y ejecución de la rutina de optimización. Esta oferta tiene como objetivo hacer factible el problema de optimización en el eventual caso que no existan suficientes ofertas para cubrir el suministro de potencia y energía eléctrica.
- Tendrá un precio referencial establecido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica después de la fecha de recepción de las Ofertas.

La CNEE estableció un valor de oferta virtual para el proceso, que dejó fuera de la competencia a algunos oferentes que habían ofertado por encima de la oferta virtual. Se cumple entonces el objetivo de ser un precio máximo a adjudicar por parte de las distribuidoras.

3.3.1.9. Elementos de indexación

En la primera Licitación a Largo Plazo PEG-1-2010 se establecieron fórmulas de indexación a los precios ofertados por las plantas con tecnologías no renovables y también para los precios ofertados de las plantas con tecnologías renovables. Básicamente el precio ofertado estaba compuesto por

dos componentes, una asociada a la eficiencia de la central y otra componente asociada a los costos de operación y mantenimiento.

Estos precios fueron ajustados según la tendencia del índice de precios al productor para bienes industriales sin combustibles (*Annual Producer Price Index Industrial commodities less fuels –WPU03T15M05*) de Estados Unidos de América. Este fue publicado por el *U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics*, según lo establecido en las bases de licitación.

3.3.1.10. Resultados de la licitación

En función de los tiempos entre la convocatoria a la licitación y la recepción de ofertas, 48 oferentes participaron en la licitación, de los cuales 43 resultaron ser centrales nuevas y 5 fueron oferentes con centrales en operación participando activamente en el Mercado Mayorista. La oferta de todos los oferentes alcanzó un valor aproximado de 1 200 MW entre centrales con tecnologías renovables y no renovables.

Los precios monómicos de las centrales estuvieron desde los por megavatio hora (89,00 US\$/MWh) hasta los doscientos dieciséis dólares por megavatio hora (216,00 US\$/MWh).

La CNEE incluyó una oferta virtual de ciento diecisiete con cincuenta centavos de dólar por megavatio hora (117,50 US\$/MWh), que descalificó algunas ofertas debido al sobreprecio ofertado.

Algunas otras ofertas fueron desestimadas debido a errores en la información suministrada que contradecían a las bases de licitación. Por ello fueron retiradas de la competencia.

Se adjudican 16 plantas, de las cuales, 14 son nuevas con un precio monómico menor al de la oferta virtual. Tiene una potencia total garantizada de 196 megavatios de los 800 posibles de la licitación. Todas las ofertas adjudicadas con potencia fueron centrales de generación con tecnología renovable.

Plantas de tecnología no renovable no fueron adjudicadas por las distribuidoras, debido a diferentes factores relacionados con los combustibles. Estos podrían resultar en una situación económica no beneficiosa para los usuarios de la tarifa final de las distribuidoras al existir incertidumbre en los precios futuros de la fuente primaria.

3.3.2. Segundo proceso: Licitación Abierta PEG-2-2012

El segundo proceso de licitación de potencia y energía a largo plazo para cubrir el suministro de energía eléctrica y potencia de las distribuidoras EEGSA, Deocsa y Deorsa, fue realizada para completar la cantidad de megavatios propuestos para la primera licitación de largo plazo PEG-1-2010. De este número depende del cubrimiento del suministro de los usuarios de cada distribuidora por los siguientes quince años. La CNEE aprobó los términos de referencia vía resolución identificados como CNEE guión ochenta y dos guión dos mil doce (CNEE-82-2012), para que las distribuidoras elaboraran las bases de licitación. Estas fueron aprobadas resolución CNEE guión doscientos dos guion dos mil doce (CNEE-202-2012).

Las licitaciones de largo plazo pretenden abastecer a la mayor cantidad de demanda, de las distribuidoras, con precios competitivos por kilovatio hora de energía. Mientras que el crecimiento anual de la demanda, debiese de abastecerse con licitaciones de corto plazo o de mediano plazo. En la

actualidad, únicamente se han realizado licitaciones de corto plazo dejando por un lado la posibilidad de realizar licitaciones con otro esquema que proporcionen potencia y energía asociada a mediano plazo.

Con las lecciones aprendidas de la Licitación Abierta PEG-1-2010, para la Licitación Abierta PEG-2-2012 se trabajó en el diseño de un proceso que redujera la incertidumbre de los precios de los combustibles. Entonces las indexaciones en las fórmulas fueron analizadas y mejoradas y las condiciones de participación de los interesados en el proceso fueron modificadas para dar mejores resultados que los obtenidos en la primera oportunidad.

Esta licitación tuvo mayor dinamismo que la primera, ya que fue lanzada el 2012 y fue adjudicada en el mismo. Seis meses después se tomó ventaja de la inercia que se ganó durante la primera licitación a largo plazo.

El esquema en general fue bastante parecido a la primera licitación, con algunos cambios fundamentales que se explicarán más adelante.

3.3.2.1. Diseño de producto a licitar

En esta nueva licitación abierta de largo plazo, además de obtener el precio mínimo de compra para satisfacer la demanda de los usuarios finales del servicio de distribución, se tuvo un objetivo de contratar 600 MW es decir, la diferencia entre los 800 MW de la primera licitación. Estos son los aproximadamente 200 MW adjudicados a plantas con tecnologías renovables, con una curva de energía con una distribución similar a la de la primera licitación.

En esta oportunidad le fue posible participar a plantas de generación en operación y a plantas de generación nuevas para incentivar la competencia.

3.3.2.2. Participación de otros agentes en la licitación

Nuevamente, el regulador es el responsable de emitir los términos de referencia, con los cuales las distribuidoras deberán de partir para elaborar las bases de la licitación para el nuevo ejercicio, siendo las distribuidoras, las únicas responsables por el proceso. Al finalizar el proceso, el regulador deberá de autorizar mediante resolución de la CNEE, el acta final de adjudicación de los oferentes que hayan ofertado los menores precios. También que hayan sido considerados como parte de la solución de la función de optimización utilizada en este proceso.

El regulador, después de terminado el proceso de la licitación, recibe los contratos individuales entre el distribuidor y el generador para la correspondiente fiscalización de costos de abastecimiento de los usuarios.

3.3.2.3. Plazos e hitos del proceso

El plazo de esta licitación también es por 15 años, la diferencia radica en que es variable la fecha de inicio de suministro, pudiendo ser el 1 de mayo de 2015, el 1 de mayo de 2016, el 1 de mayo de 2017, el 1 de mayo de 2018, el 1 de mayo de 2019 o el 1 de mayo de 2020.

Para cumplir con los hitos, la CNEE aprobó las bases de licitación, las cuales fueron aprobadas resolución CNEE guión doscientos dos guion dos mil doce (CNEE-202-2012). Esto dio como resultado 6 meses para que los

interesados presentarán sus ofertas y que fueran adjudicadas las ofertas con mejores precios.

El plazo, aunque correspondía a 15 años, estuvo sujeto a las siguientes condiciones:

- Las plantas de generación nuevas o transacciones internacionales tuvieron la oportunidad de ofrecer iniciar el suministro el 1 de mayo de 2015, el 1 de mayo de 2016, el 1 de mayo de 2017, el 1 de mayo de 2018, el 1 de mayo de 2019 o el 1 de mayo de 2020 y por un período de 15 años.
- Para el caso de las plantas de generación en operación con recursos renovables o plantas de generación en operación con recursos no renovables, que ofrecieron un cambio de fuente energética, pudieron ofrecer iniciar el suministro de la potencia garantizada el 1 de mayo de 2015 por un período de 15 años.
- Las plantas de generación en operación con recursos no renovables, que no ofrecieron cambio de fuente energética, debieron ofrecer iniciar el suministro de la potencia garantizada el 1 de mayo de 2015, para adjudicarse hasta por un máximo de 5 años.

3.3.2.4. Garantías de cumplimiento

Las garantías que se utilizaron en este proceso fueron de dos tipos:

- Garantía de sostenimiento de la oferta: tiene como objeto asegurar el sostenimiento de la oferta para las distribuidoras. Se calcula en función de la potencia garantizada máxima (MW) por treinta mil dólares (US\$ 30 000,00). Se hace efectiva al momento de que el oferente retira la oferta durante el período que debe mantener su vigencia.
- En el caso de no constituir la sociedad pactada, que no se suscriban la o los contratos correspondientes en la fecha señalada y que no sustituya la garantía de sostenimiento por la garantía preoperativa. En esta licitación, el monto a pagar por concepto de la garantía de sostenimiento de la oferta se redujo en un 40 % por megavatios de la potencia garantizada ofertada, debido a que en la primera licitación fue innecesaria la aplicación del cobro a alguno de los oferentes.
- La reducción en el valor garantizado trajo resultados positivos, ya que el interés en la participación de la licitación significó un aumento, respecto a la primera licitación, mejorando el nivel de competitividad en el proceso.
- Garantía preoperativa: tiene el objetivo de garantizar el cumplimiento de las obligaciones que le correspondan al oferente adjudicado, desde la fecha de suscripción del contrato hasta la fecha de inicio de suministro. Relaciona la cantidad de megavatios de la potencia garantizada máxima con una cantidad de dólares fija y un multiplicador. Se utilizaron los mismos valores por megavatio de potencia garantizada propuestos en la Licitación Abierta PEG-1-2010.

Los montos de las garantías de sostenimiento o preoperativa serán utilizados para cubrir los incumplimientos a las obligaciones establecidas en las bases de licitación.

3.3.2.5. Diseño de contratos

Para la Licitación Abierta PEG-2-2012, los oferentes podían participar para suscribir los siguientes tipos de contratos comerciales:

- Contrato por diferencias con curva de carga
- Contrato de opción de compra
- Contrato de energía generada

Los tipos de contratos son los mismos que los utilizados para la primera licitación.

3.3.2.6. Existencia de incentivos a tecnologías

En este proceso de licitación se tuvo el objetivo de diversificar la matriz energética logrando adjudicar las cuotas mínimas indicadas dentro de las bases para las centrales con tecnologías de tipo renovable. Aunque se consideraban otros aspectos como la limitación establecida por el precio máximo tope, incluido en la oferta virtual emitida por el regulador.

Las cuotas de esta licitación se incluyen en la tabla V, donde se aprecia el objetivo de instalar nuevas plantas de generación con tecnología de tipo renovable.

Tabla V. **Cuotas de contratación de la Licitación PEG-2-2012**

| Tipo de tecnología de generación | Cuota de contratación de potencia Máxima garantizada | Observación |
|----------------------------------|--|---|
| Recursos renovables | Como mínimo 300 MW | Se podrá adjudicar como mínimo 300MW y como maximo 600 MW. Con las siguientes condiciones: Hidráulica: Mínimo 200 MW Mixta que califique Renovable(período mínimo de seis meses de generación con Biomasa en cada año estacional) : Mínimo 70 MW Otras Energías Renovables: Mínimo 30 MW |
| Recursos no renovables | Hasta 300 MW | Se podrá adjudicar entre cero y 300 MW de Centrales con Recursos no Renovables. Con las siguientes condiciones: Bunker: Máximo 20 MW Carbón: Máximo 80 MW Gas Natural: Máximo 200 MW |

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA). *Bases de Licitación*, PEG-1-2010, p. 35.

Se mantuvo el esquema de competencia entre centrales de generación en operación y centrales de generación nuevas para participar en la licitación. Se les asignó una cuota de contratación si resultaban económicamente favorables.

3.3.2.7. Mecanismo de adjudicación

Nuevamente, el objetivo de la licitación es el de adjudicar a todos aquellos oferentes que representen el menor costo de suministro para los usuarios del servicio de distribución final de cada una de las distribuidoras.

El tipo de subasta utilizada fue el de sobre cerrado. Cada oferente incluyó el mejor precio por la potencia garantizada a suministrar de cada planta. Esto

para cubrir la demanda de las distribuidoras y al ser adjudicado, se pagaba el precio ofertado.

Una de las particularidades en esta licitación son las cuotas mínimas establecidas para lograr la diversificación en la matriz energética.

Para determinar el menor costo de abastecimiento para los usuarios se utilizó la misma fórmula de optimización empleada en la Licitación PEG-1-210, que minimizaba el costo de compra de los participantes. La fórmula de optimización consideró las cantidades de potencia y energía adjudicada, así como los precios de potencia y energía para cada bloque determinando a todas aquellas que forman parte de la solución al problema y adjudicando a todas aquellas plantas de generación con precios competitivos.

3.3.2.8. Existencia de precios máximos

En esta licitación, si hubo un cambio sustancial respecto al establecimiento de precios máximos. Dado que el objetivo era diversificar la matriz energética se presentaron durante la evaluación económica las ofertas virtuales que resultaron aplicables a todas las centrales con diferentes tipos de tecnología de generación. Atrás quedó el caso en donde en la primera licitación fue abierta una oferta virtual o precio máximo de \$117,50, en esta oportunidad se abrieron y compartieron 9 ofertas en función de la tecnología de generación que limitaron la adjudicación a aquellas centrales que ofertaron por arriba de los precios máximos.

3.3.2.9. Elementos de indexación

El equipo técnico de las distribuidoras en conjunto con el equipo técnico del regulador, trabajaron para mejorar las condiciones de evaluación y minimizar la incertidumbre. Esta se presentó durante la primera experiencia de los precios de los combustibles en el futuro.

Se incluyeron mejores fórmulas que incluían algunos costos que anteriormente no se habían considerado limitándolos o fijándolos para el plazo de suministro establecido en el contrato.

Los cambios más importantes, relacionados con los precios fueron:

- La indexación de la potencia al índice de precios al productor (PPI).
- Indexación del precio de la energía de los contratos de energía generada también al índice de precios al productor.
- Fórmulas más completas para la presentación de ofertas para aquellas centrales con tecnologías no renovables, incluyendo costos de transporte y costos de internación del combustible.

3.3.2.10. Resultados de la licitación

Aunque la licitación se llevó a cabo en menos de un año, la respuesta de los inversionistas por participar no se hizo esperar. La cantidad de oferentes para adjudicar 600 MW, ascendió de 42 asociadas 57 centrales de diferentes tecnologías.

Los resultados de la adjudicación de los ganadores de esta licitación se pueden encontrar en la resolución CNEE guión doscientos sesenta y seis guion dos mil doce (CNEE-266-2012). En la tabla VI se muestran los precios máximos contenidos en la resolución publicada por la comisión por tipo de combustible.

Tabla VI. **Precios máximos revelados en la licitación**

| Oferta Virtual por tipo de fuente primaria | Precio Máximo (US\$ / MWh) |
|--|-----------------------------------|
| Gas Natural | 135,80 |
| Bunker | 221,80 |
| Carbón | 111,90 |
| Biomasa | 124,50 |
| Hidráulica | 131,40 |
| Eólica | 136,50 |
| Solar | 203,90 |
| Mixta (Biomasa / carbón) | 94,80 |
| Para plantas catalogadas como Generación Distribuida Renovable | 125,00 |

Fuente: CNEE, Resolución CNEE-266-2012. p. 25.

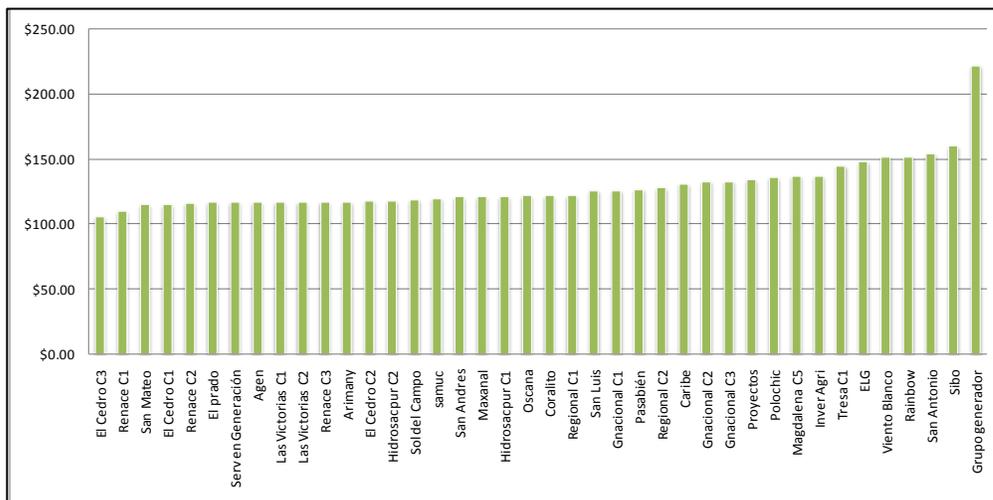
Las centrales en conjunto llegaron a sumar 895 MW de potencia garantizada más aquellas centrales que únicamente ofertaron energía. La cantidad de potencia garantizada adjudicada en ese proceso suman 421,16 MW. Lo que significa que únicamente fueron adjudicados el 70 % del objetivo inicial.

De las 57 centrales que ofertaron en el proceso, 1 central fue descartada por errores en la forma de presentación de la oferta, 10 ofertas superaron el precio máximo a reconocer superando la oferta virtual calculada por el regulador. Por lo tanto, 46 centrales fueron consideradas para el proceso de optimización para determinar a las centrales que minimicen el costo de abastecimiento en el suministro de los usuarios de las distribuidoras.

El procedimiento de optimización determinó que 40 centrales minimizaban el costo de suministro y 6 centrales quedaron descartadas debido a características técnicas y económicas de sus correspondientes ofertas.

En la figura 4 se observan los precios ofertados por las centrales adjudicadas durante el proceso de licitación.

Figura 4. **Ofertas económicas adjudicadas en PEG-2-2012**



Fuente: elaboración propia.

En la tabla VII se observa la cantidad de megavatios asignados por tipo de tecnología.

Tabla VII. **Potencia adjudicada en PEG-2-2012 por tecnología**

| Tipo de combustible primario | Potencia adjudicada (MW) |
|-------------------------------------|---------------------------------|
| Búnker | 36 |
| Viento | 101 |
| Gas Natural | 120 |
| Agua | 311 |
| Sol | 55 |

Fuente: elaboración propia.

En general, si se logró cumplir el objetivo de la diversificación energética a través de la adjudicación de centrales que se encontrarán dentro de la cuota establecida dentro de las bases de licitación. La Licitación PEG-2-2012, aunque se llevo a cabo en un período corto de tiempo desde la convocatoria hasta la entrega de ofertas, se obtuvo buena cantidad de participación y se cumplieron parcialmente los objetivos.

3.3.3. Tercer proceso: Licitación Abierta PEG-3-2013

El tercer proceso de licitación de potencia y energía eléctrica de largo plazo realizado en Guatemala fue autorizado por la CNEE. Se emitieron términos de referencia para que las distribuidoras elaboraran las bases de licitación, según lo indicado en la resolución CNEE guión doce guión dos mil trece (CNEE-12-2013). Una vez más, las tres distribuidoras más grandes del país, de manera conjunta, buscan realizar una licitación donde se obtengan los

mínimos costos de abastecimiento. Esto para la tarifa de los usuarios finales del servicio.

En esta licitación se buscaba adjudicar 250 MW que correspondían a la última parte de los 800 MW que se buscaron adjudicar en la primera licitación de largo plazo. Además de una cantidad de megavatios adicional para mitigar los atrasos que se presentaron en los proyectos que fueron adjudicados en las dos licitaciones de largo plazo anteriores.

El objetivo plasmado en esta licitación era obtener el menor costo de suministro, sin ninguna cuota y sin limitaciones de ningún tipo. Entonces cualquier central generadora, en operación o nueva, podía participar, de la misma manera. Siendo indiferente el hecho de que el oferente participara con una central con tecnología renovable o no renovable.

Otro elemento importante fue el mecanismo utilizado, es decir el sobre cerrado utilizado durante las dos primeras licitaciones. En la Licitación Abierta PEG-3-2013 se utilizó una subasta con rondas sucesivas descendentes. Los oferentes en cada una de las rondas presentaron diferentes ofertas con menores precios en cada oportunidad hasta que en la ronda final. Estas fueron adjudicadas las centrales con los precios más bajos y que sus características técnicas formaran parte del conjunto que minimizaba el costo de compra del suministro.

Para la realización de la subasta inversa de rondas sucesivas se desarrolló una aplicación informática que fue utilizada como el subastador. Por ellos lo que los oferentes ingresaban sus ofertas en el formulario electrónico a su disposición en cada una de las rondas y en cada una de ellas, el precio promedio de compra del suministro disminuía su magnitud. De igual forma, la

cantidad de oferta disminuía ya que el postor abandonaba la subasta al momento de alcanzar el mínimo precio posible de venta a las distribuidoras.

Este tipo de subasta inversa llegó a modificar la forma en la que los oferentes resultaban adjudicados en la licitación. Las distribuidoras contrataron los servicios de expertos asesores que desarrollaron la interfaz del oferente con el sistema. Estos realizaban la evaluación de las ofertas económicas, y con la ronda final se alcanzó el objetivo de las distribuidoras.

3.3.3.1. Diseño de producto a licitar

La Licitación PEG-3-2013 fue realizada para contratar 250 MW de potencia garantizada y energía eléctrica, para cubrir la demanda por 15 años de los usuarios del servicio de distribución final. La condición era adjudicar a los oferentes cuyas ofertas técnicas y económicas fueran las óptimas y representaran el menor costo de abastecimiento.

Centrales en operación y nuevas centrales participaron sin ninguna limitación.

3.3.3.2. Participación de otros agentes en la licitación

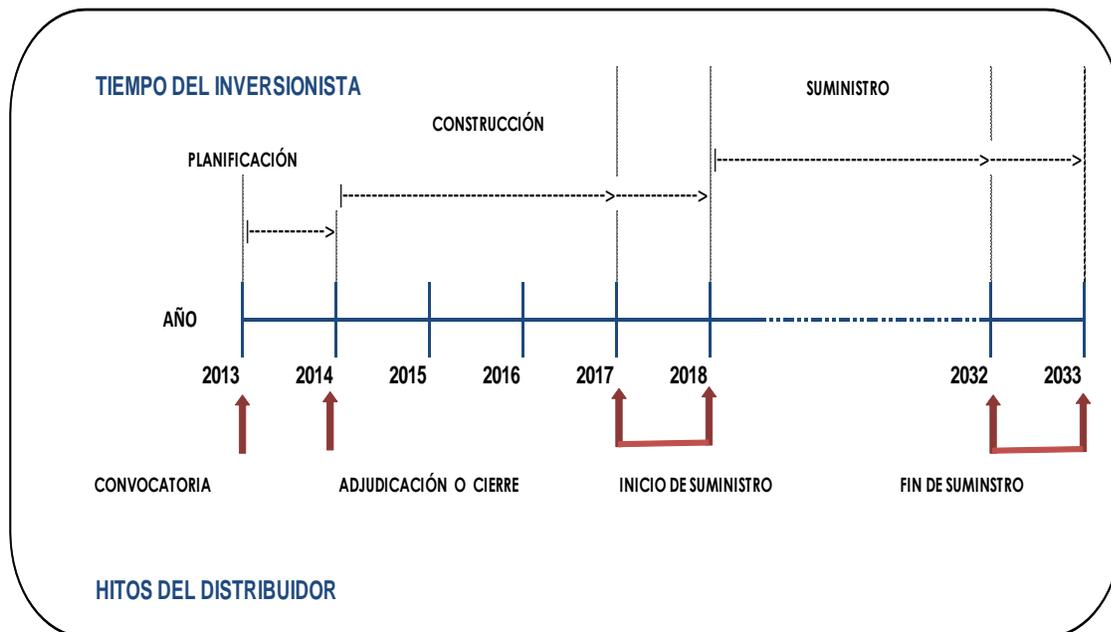
Basado en la normativa vigente, el regulador emitió los términos de referencia que servirían de guía para las distribuidoras en la elaboración de las bases de licitación. Esto para su revisión y aprobación correspondiente antes de lanzar el proceso de licitación, aclarando que los distribuidores tendrán toda la responsabilidad por el cumplimiento de los objetivos del proceso de licitación.

3.3.3.3. Plazos e hitos del proceso

La resolución CNEE guión doce guión dos mil trece (CNEE-12-2013) estableció los términos de referencia en enero del 2013 y el proceso de evaluación económica de las ofertas fue realizada en agosto del 2014. Teniendo más de un año para que las distribuidoras diseñaran el proceso de la subasta, se hace pública la información de las bases y resolver cualquier interrogante que se diera de parte de los oferentes. A su vez, los oferentes contaron con igual cantidad de tiempo para preparar las ofertas para ser competitivos dentro de este proceso.

La figura 5 resume los hitos más importantes de la licitación.

Figura 5. **Cronograma e hitos de la Licitación PEG-3-2013**



Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Visio.

El plazo de contratación para este proceso es de 15 años, pudiéndose ofertar centrales que inicien el suministro el 1 de mayo del 2017 o el 1 de mayo del 2018.

3.3.3.4. Garantías de cumplimiento

Dos tipos de garantías les fueron solicitadas a los oferentes, una de sostenimiento de la oferta y una garantía preoperativa. La última debía sustituir la garantía de sostenimiento después de firmados los contratos correspondientes.

- Garantía de sostenimiento de la oferta: tiene como objeto asegurar el sostenimiento de la oferta para las distribuidoras. Se calcula en función de la potencia garantizada máxima (MW) ofrecida por cada oferente por (US\$ 30 000,00). Se hace efectiva al momento de que el oferente retira la oferta durante el período que debe mantener su vigencia. En el caso de no constituir la sociedad pactada, que no se suscriban la o los contratos correspondientes en la fecha señalada y que no sustituya la garantía de sostenimiento por la garantía preoperativa.
- Garantía preoperativa: tiene el objetivo de garantizar el cumplimiento de las obligaciones que le correspondan al oferente adjudicado, desde la fecha de suscripción del contrato hasta la fecha de inicio de suministro. Relaciona la cantidad de megavatios de la potencia garantizada máxima con una cantidad de dólares fija y un multiplicador. Se utilizaron los mismos valores por megavatio de potencia garantizada propuestos en las dos licitaciones de largo plazo anteriores.

3.3.3.5. Diseño de contratos

Los oferentes tuvieron la oportunidad de participar en la licitación para adjudicar contratos por diferencia con curva de carga: de opción de compra de energía, de energía generada y, por primera vez, de potencia sin energía asociada para largo plazo. Esto de acuerdo a la regulación vigente y a las Normas de Coordinación Comercial y Operativa del AMM.

3.3.3.6. Existencia de incentivos a tecnologías

La Licitación PEG-3-2013 se caracterizó por darle un enfoque distinto al de las licitaciones realizadas anteriormente. Dado que fue eliminado el concepto de las cuotas mínimas para tecnologías renovables o cuotas máximas para tecnologías no renovables o plantas en operación. Esta licitación se caracterizó por buscar las ofertas que se adaptaran técnicamente al requerimiento a los mejores precios posibles.

3.3.3.7. Mecanismo de adjudicación

El mecanismo de adjudicación para esta licitación es una subasta inversa de varias rondas realizadas de forma electrónica, es decir, un sistema fue diseñado exclusivamente para representar el papel del subastador y mediante una red local, bajo un ambiente controlado. Los oferentes realizaron ofertas en cada una de las rondas para obtener la adjudicación de las centrales bajo su representación.

Esta licitación contó, además de la gestión de las distribuidoras, con un administrador del sistema y un auditor del proceso, los cuales son elementos necesarios para trasladar los resultados obtenidos y respaldar la transparencia del proceso.

Básicamente, al inicio se tuvo una cantidad de oferta mayor a la cantidad de demanda objetivo, por lo que a través de un valor determinado por el regulador en función de la relación entre oferta y demanda, fue definida la condición para habilitar la última ronda de la subasta. Mientras esa condición estuviera ausente, los oferentes continuaban ofertando cada vez menores precios. La condición de la última ronda se basaba en que la oferta debiese ser una cantidad muy parecida a la demanda, independientemente del precio ofertado.

Cada oferente, en cada ronda, tuvo la oportunidad de pertenecer al conjunto de ofertas que minimizaban el precio de compra en función de su oferta técnica y económica.

La función objetivo de la minimización es la misma utilizada en las licitaciones de largo plazo llevadas a cabo con anterioridad.

Otro elemento importante del diseño de la subasta fue la elaboración de reglas y procedimientos establecidos dentro de un manual incluido en las bases de licitación. El manual tenía por objeto definir la manera en la que las ofertas económicas, de los oferentes, serían evaluadas y transmitir a los participantes la tranquilidad por la confiabilidad en el sistema subastador.

En cada una de las rondas, el oferente ingresaba los parámetros para el cálculo de los nuevos precios de sus ofertas en un tiempo establecido por el administrador. Luego se realizaba el proceso de optimización para la determinación de las centrales con las que se alcanzaba el objetivo de la licitación, para pasar por último a una publicación de resultados de manera individual.

Todo aquel oferente que haya salido asignado con una parte de la demanda de las distribuidoras tuvo la posibilidad, pero no la obligación, de ofertar precios más bajos, ya que formaba parte solución en la subasta. Por otro lado, los oferentes que no hubieran sido asignados con alguna cantidad de potencia, continuarían participando dentro de la subasta sí y solo sí su siguiente oferta fuera menor a la anterior, en función de un porcentaje de disminución calculado por el sistema.

El sistema proporcionaba una regla muy importante relacionada con la forma permitida de disminución del precio. Este le indicaba a cada uno de los oferentes, el porcentaje a reducir entre cada una de las rondas en función de la oferta y el precio monómico de cada una de las rondas. Este porcentaje representó el mínimo que el oferente debió disminuir entre las rondas para continuar en la subasta.

En la subasta únicamente participaron los oferentes cuyas ofertas técnicas fueron declaradas como técnicamente solvente.

3.3.3.8. Existencia de precios máximos

La CNEE fue la encargada de elaborar la oferta virtual o precio máximo que limitara la compra en esta licitación. Sin embargo, fue innecesaria su aplicación, dado que los propios oferentes bajaban los precios de sus ofertas en cada una de las rondas.

3.3.3.9. Elementos de indexación

En cada proceso de licitación de largo plazo, las fórmulas del cálculo de precio fueron perfeccionándose. De igual forma, la indexación a referencias internacionales de los diferentes combustibles se fueron diversificando para darle mayor apertura a nuevos participantes que pertenecieran a otra región distinta a la centroamericana.

3.3.3.10. Resultados de la licitación

La Licitación Abierta PEG-3-2013 tuvo como objetivo contratar potencia y energía eléctrica para cubrir el suministro de los usuarios del servicio de distribución final de cada una de las distribuidoras EEGSA, Deocsa y Deorsa hasta por una cantidad de 250 MW por un plazo de 15 años iniciando el 1 de mayo de 2017 o el 1 de mayo de 2018 con el mínimo costo de abastecimiento para los usuarios.

Para que las distribuidoras elaboraran las bases de licitación y se realizaran las publicaciones correspondientes con el fin de atraer mayor cantidad de competidores, el día de recepción de ofertas, acudieron 65 oferentes, representando a 103 centrales de diferentes tipos de tecnología.

En la resolución CNEE guión doscientos treinta guión dos mil catorce (CNEE-230-2014), pueden observarse los resultados de la adjudicación de las distribuidoras, así como la aprobación de los resultados obtenidos por parte de la CNEE.

De los 65 oferentes fueron seleccionadas 25 centrales como parte de la solución óptima que representó el menor costo de suministro.

En la tabla VIII se puede observar la cantidad de megavatios asignados por tipo de tecnología de generación y sin que los objetivos de la licitación se lo hubieran propuesto. Los resultados están compuestos por diferentes tecnologías, en su mayoría con centrales de generación con tecnologías renovables.

Tabla VIII. **Potencia adjudicada en PEG-3-2013 por tecnología**

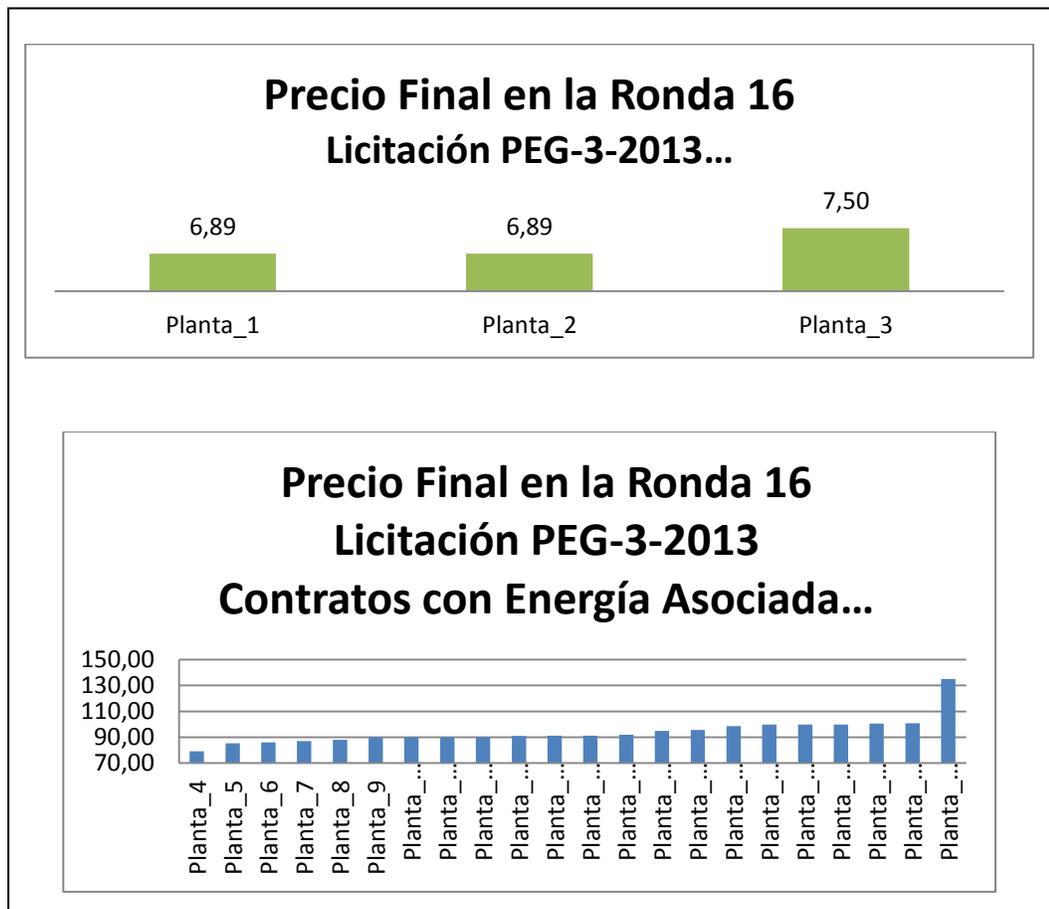
| Tipo de combustible | Potencia adjudicada (MW) |
|----------------------------|---------------------------------|
| Solar | 32,50 |
| Agua | 184,10 |
| Carbón | 47,28 |
| Bunker/Biomasa | 15,00 |
| Búnker | 14,17 |
| Biomasa | 28,70 |

Fuente: elaboración propia.

En la figura 6 se observan los precios finales que los oferentes adjudicados ofrecieron en la última ronda de la subasta. Los precios que les permitieron formar parte del grupo de generadores firmarían contratos con las

distribuidoras por 15 años. Tanto para los generadores que ofertaron potencia y energía, así como los generadores que ofertaron únicamente potencia.

Figura 6. Ofertas económicas adjudicadas en PEG-3-2013

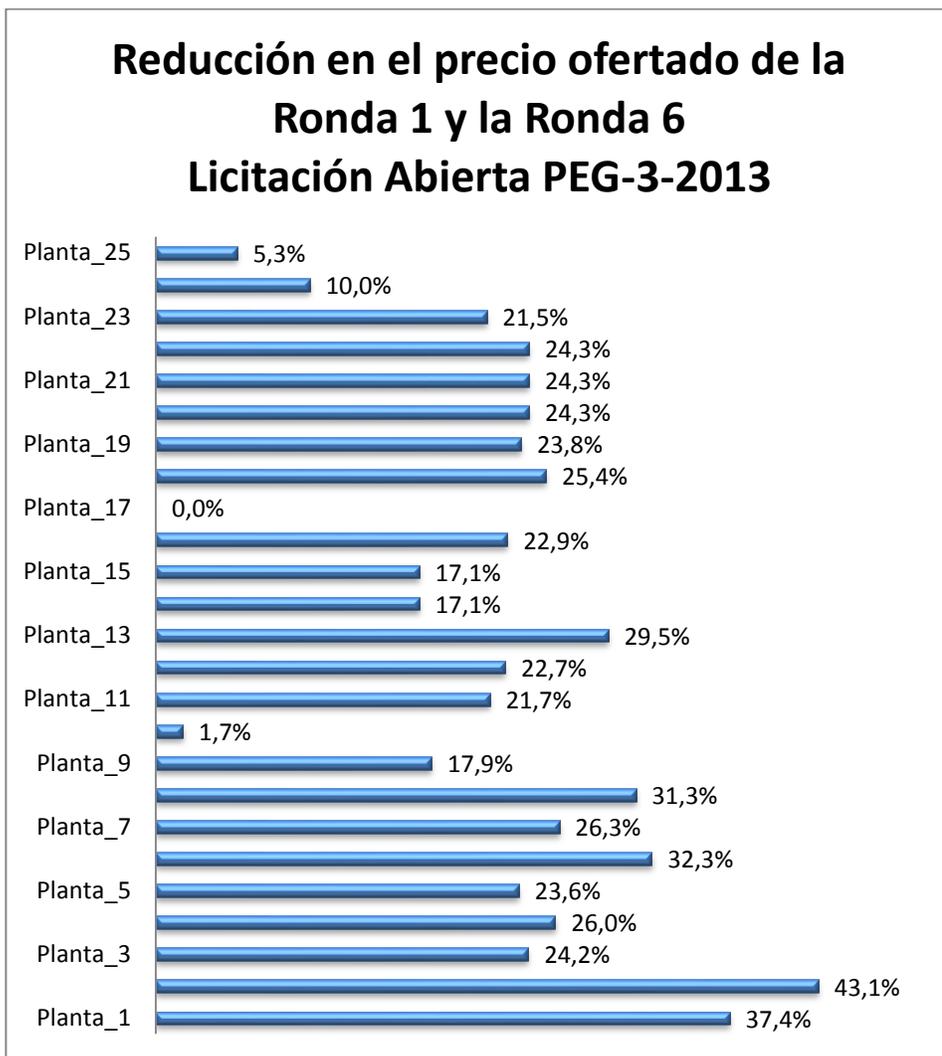


Fuente: CNEE, resolución CNEE-230-2014. p. 46.

En el proceso de la licitación, al presentarse 103 centrales a competir por contratos de largo plazo con las distribuidoras, se demostró que el subsector eléctrico es atractivo para los inversionistas extranjeros.

En la figura 7 se presenta el porcentaje de reducción respecto al precio inicial. Se llevaron a seleccionar a las centrales para adjudicarles la compra al mínimo costo de los distribuidores.

Figura 7. **Porcentaje de reducción entre rondas inicial y final**



Fuente: CNEE, resolución CNEE-230-2014. p. 49.

La Licitación PEG-3-2013 demostró que los generadores pueden disminuir el precio de mercado de oportunidad actual aproximadamente un 20 % para conseguir un contrato de largo plazo. Además, se demostró con el mecanismo de subasta inversa, una mayor nivel de competencia entre los mismos generadores.

La planta identificada como 17 fue la única planta que sostuvo su precio inicial hasta la finalización del evento. Durante todas las rondas fue parte del grupo de ofertas que minimizaron el costo de suministro de los usuarios de las distribuidoras.

4. EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LICITACIONES DE POTENCIA Y ENERGÍA

4.1. Brasil

El organismo Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tramitó la inscripción previa para 649 proyectos fotovoltaicos que suman una potencia de 20,953 MW para una licitación de reserva que se celebra el 13 de noviembre, según informó EPE en un comunicado.

4.1.1. Información general y de mercado eléctrico

Brasil es un país ubicado en Suramérica con una extensión territorial aproximada de 8,5 millones Km² y 200 millones de personas habitan en el país.

En el 2014, según la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel), tuvo un consumo de energía de 542 068 GWh, una potencia instalada de 133 635 MW y un crecimiento aproximado de la demanda del 3,95 % anual.

En la tabla IX se observa la composición de la matriz energética de Brasil para el 2014.

Tabla IX. **Matriz energética de Brasil**

| Tipo de Tecnología | Porcentaje de participación (%) |
|---------------------------|--|
| Hidráulica | 74,1 |
| Biomasa | 0,1 |
| Eólica | 1,2 |
| Gas Natural | 13,5 |
| Diesel | 4,3 |
| Carbón | 2,7 |
| Nuclear | 2,9 |
| Otras | 1,1 |

Fuente: ANEEL. *Informe estadístico 2014*. p. 74.

Brasil cuenta con un mercado integrado por aproximadamente 2 715 agentes, entre comercializadores, importadores, generadores, consumidores libres, distribuidoras, y otras.

En 1996 empieza a través del Proyecto de reestructuración del sector eléctrico brasileño, coordinado por el Ministerio de Minas y Energía, y la separación de funciones de las empresas de energía eléctrica.

Respecto al mercado, en el 2004, el gobierno promulga la Ley (Lei No. 10,848) que rige actualmente el mercado eléctrico brasileño. Está relacionado con licitaciones de energía nueva, buscando reordenar el sector energético de Brasil, principalmente:

- Incentivar a la inversión, pública y privada, en la construcción de nuevas desplazamientos de generación en el país.

- Garantizar el suministro de energía eléctrica de Brasil con tarifas razonables a través de licitaciones, para obtener el menor costo de suministro posible.

El mercado, básicamente se encuentra formado por un segmento con contratación regulada, refiriéndose a todos los distribuidores, la demanda cautiva y otro segmento con la opción de contratos libres pactados entre las partes.

Además, la ley estableció otras características de cumplimiento dentro del sector, tales como: la obligatoriedad del cubrimiento total de la demanda de las distribuidoras, cumplimiento de los compromisos contractuales adquiridos antes de promulgarse la ley, restricciones en la actividad de distribución, separación del segmento de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica.

La Aneel establece las licitaciones públicas, en las cuales las distribuidoras, dentro del sector regulado de contratación, compran la energía para cubrir su demanda. Fundamentalmente existen dos tipos de contratos:

- Contratos de cantidades de energía: en donde los generadores tienen la obligación de suministrar un bloque adjudicado de energía al comprador.
- Contratos de disponibilidad de energía: en donde el generador se compromete con un bloque de energía. Sin embargo, el comprador tiene la opción de comprar la energía faltante al mercado de oportunidad.

4.1.1.1. Licitaciones para el cubrimiento del suministro

Todos los participantes consumidores deben tener contratada su demanda por lo que se obliga a las distribuidoras a contratar la energía a precios óptimos. Sin embargo, en el caso que se presente una sobrecontratación, tampoco será trasladada a la tarifa del consumidor final.

En Brasil se llevan a cabo dos licitaciones anuales para incorporar nueva capacidad de generación. Además otras licitaciones más en el año, para contratar el suministro a corto plazo.

Las licitaciones de largo plazo, establecen fechas de inicio de suministro de 3 y 5 años a partir de realizada la licitación. Esto para que proyectos de diferente tecnología tengan el tiempo suficiente para construir y habilitar la central.

Regularmente estos tipos de contratos son firmados con los generadores por 15 años para las térmicas y 30 años para las hidroeléctricas. En este tipo de licitaciones únicamente participan centrales nuevas.

Las licitaciones de ajuste (corto plazo) sirven para igualar a la demanda real de las distribuidoras con las cantidades comprometidas en los contratos de suministro vigentes. Regularmente son de 1 o 2 años de duración. En este tipo de licitación únicamente participan centrales en operación o existentes. Básicamente en estas licitaciones se renuevan los contratos con los generadores en operación.

Los tipos de contratos a los que se optan las distribuidoras son: el tipo *forward*: contratos de cantidad, en donde se asigna una cantidad de energía a un precio determinado en la licitación. El segundo sería de tipo *call options*: de disponibilidad, que le dan al comprador el derecho, pero no la obligación, a comprar la energía a un precio predeterminado.

4.1.1.2. Diseño de licitaciones

El mercado de licitaciones se encuentra controlado por el gobierno de una forma centralizada, ya que ellos se encargan del proceso. Las distribuidoras aportan sus proyecciones de demanda y el regulador se encarga de unificarlas en un solo bloque para aprovechar las economías de escala que se producen al reunir toda la demanda. Después de la adjudicación, las distribuidoras se encargan de establecer los contratos con los adjudicados en proporción a su demanda.

El mecanismo de la subasta utilizado se divide en dos partes. La primera parte es una subasta de reloj descendente (subasta tipo Holandesa) en donde básicamente se determina al grupo que competirá. En la segunda parte es a través de una oferta de un sobre cerrado, que es la oferta con la que se adjudica finalmente la licitación. Todo esto se desarrolla en función de reglas claras establecidas desde el inicio del proceso por parte del regulador.

Una característica fundamental de este esquema, es que la energía a licitar se mantiene en reserva y se revela hasta finalizada la subasta.

Los cargos por peajes son trasladados a la demanda en función de la diferencia entre el cargo real y el proyectado de la red de transporte nueva, con anterioridad a la ejecución de la licitación.

4.1.1.3. Plazos e hitos de la licitación

Las licitaciones llevadas a cabo en Brasil tienen una frecuencia constante. De esta forma, los generadores, nuevos entrantes y existentes se preparan anualmente para las licitaciones.

Como se mencionó anteriormente, las licitaciones de largo plazo se realizan para 3 y 5 años para la construcción de las centrales adjudicadas.

4.1.1.4. Estimación de la demanda

El regulador asume el rol de coordinador en el proceso. La responsabilidad de la estimación de la demanda recae en las distribuidoras y se forma un solo bloque de energía homogéneo que se distribuirá en función de la demanda declarada inicial. El regulador se abstiene de realizar el cálculo de la proyección de la demanda, ya que los distribuidores son los que mejor conocen el comportamiento de la demanda. Además, existe una penalidad que funciona como incentivo para proyectar correctamente a la demanda.

4.1.1.5. Tipos de contratos

Son dos básicamente, uno de precio fijo y obligación de entrega, tipo *forward* y el otro de opción, tipo *call*, que establece una opción que el comprador decide ejecutar o no. Estas opciones de contrato permiten distribuir el riesgo en la actividad de generación de una forma más equitativa entre el generador y el distribuidor.

4.1.1.6. Fórmulas de indexación

Se utilizan como un multiplicador a los diferentes combustibles para determinar efectivamente el menor costo de suministro en la subasta.

4.1.1.7. Política energética

En función de la política energética de Brasil se han realizado licitaciones que buscan el desarrollo de determinada tecnología. Por ejemplo de energías renovables no convencionales, realizando procesos para instalación de parques eólicos y fotovoltaicos.

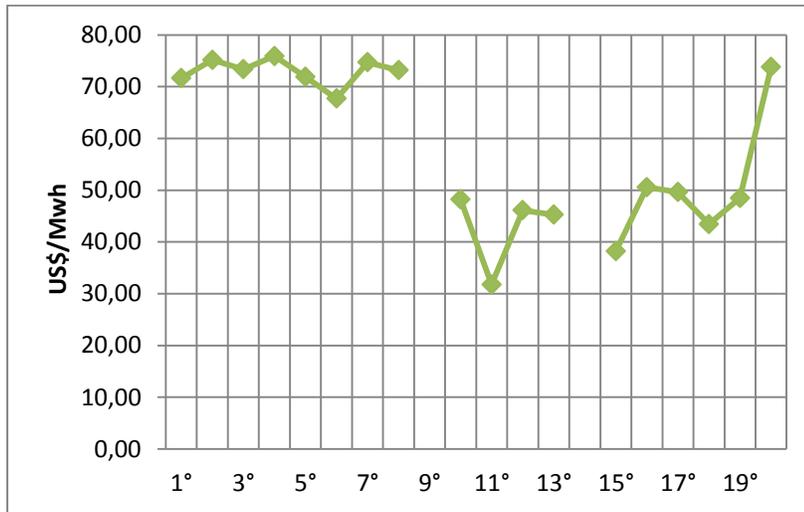
4.1.2. Brasil: resultados obtenidos en las licitaciones

Brasil es el país que más experiencia posee en el desarrollo de subastas, para contrataciones a largo plazo. Se implementando un esquema de subasta de varias rondas.

Desde la reforma del sector eléctrico en Brasil, para el 2014, han realizado 20 licitaciones de energía nueva, 13 licitaciones de energía existente, 17 licitaciones de energía de ajuste, 6 licitaciones de reserva, 2 licitaciones de fuentes alternativas y 3 licitaciones de proyectos de infraestructura del país.

Los resultados para las licitaciones de energía nueva se observan en la Figura 8, en donde aparecen los 20 procesos de licitación y los precios medios adjudicados, 2 procesos fueron cancelados.

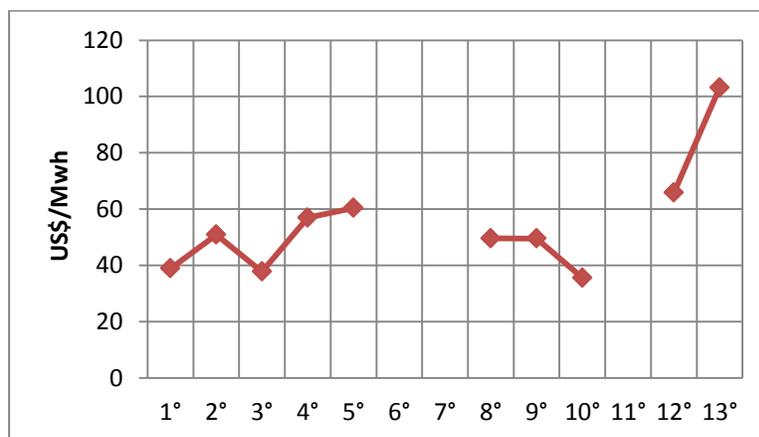
Figura 8. **Resultados de licitaciones de energía nueva**



Fuente: CCEE, No. 010-20° *Leilao de Energia Nova (A-5)* – 28 de noviembre de 2014.

Los resultados para las licitaciones de energía existente se observa en la Figura 9 y los precios medios obtenidos, de los cuales 1 proceso fue cancelado.

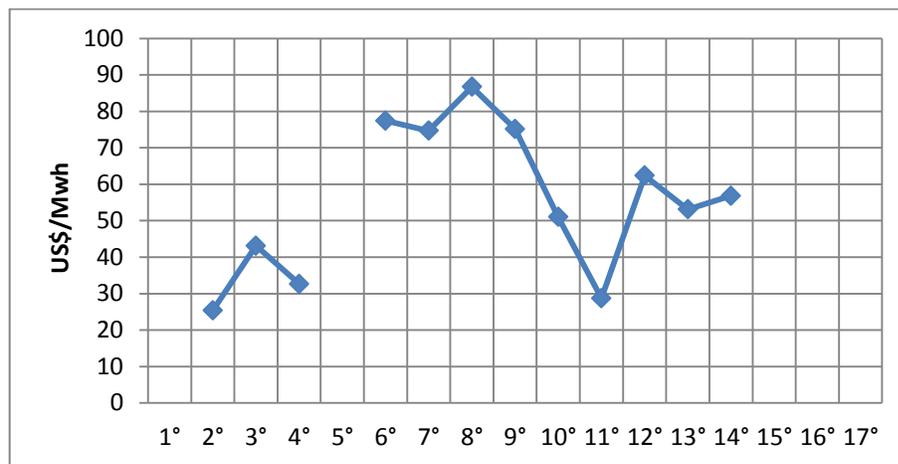
Figura 9. **Resultados de licitaciones de energía existente**



Fuente: CCEE, No. 010-20° *Leilao de Energia Nova (A-5)* – 28 de noviembre de 2014.

Para las licitaciones de ajuste se observan en la figura 10, los valores correspondientes a los precios adjudicados. De la misma forma se han presentado cancelaciones de este tipo de procesos.

Figura 10. **Resultados de licitaciones de energía de ajuste**



Fuente: CCEE, No. 010-20° *Leilao de Energia Nova (A-5)* – 28 de noviembre de 2014.

4.2. Colombia

En el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrico 2013 – 2027 actualmente vigente, para 2013 se esperaba una demanda de potencia de 629 MW y 3,866 GWh de energía, lo cual equivale aproximadamente a un factor de carga del sistema interconectado del 70 %. Se trata de un mercado relativamente pequeño, si se compara con otros países y con tamaños de plantas con ciertas economías de escala.

4.2.1. Información general y de mercado eléctrico

Colombia se encuentra ubicada en parte norte de América del Sur, es un país con una extensión territorial de 1 141 748 km² con una población aproximada de 48 millones de habitantes.

La demanda de energía eléctrica para Colombia, según XM, fue de 63 571 GWh y se presentó un crecimiento de la demanda de cuatro coma 4,4 % durante el 2014.

Respecto a la demanda máxima de potencia, para el 2014, fue de 9 551 megavatios con un crecimiento, respecto al año anterior de 1,8 %. La capacidad instalada aproximada, para el 2014 fue de 14 600 MW. En la Tabla X, se observa la distribución de las centrales por tipo de tecnología.

Tabla X. **Capacidad instalada por tipo de tecnología**

| Tipo de Tecnología | Porcentaje de participación (%) |
|---------------------------|--|
| Hidráulica | 67,69 |
| Gas | 26,88 |
| Carbón | 4,80 |
| Eólica | 0,12 |
| Biomasa | 0,40 |
| Fuel oil | 0,10 |

Fuente: CREG. *Informe estadístico 2014*. p. 30.

Respecto a la reforma de mercado, tal y como se presentó en la mayoría de mercados eléctricos en Latinoamérica; en Colombia, se buscaba un esquema adecuado para la libre competencia, una matriz energética eficiente y confiable para suministrar de electricidad al país. Básicamente contaba con un esquema altamente dependiente de la hidrología del país aunque, cuentan con reservas de gas natural con limitaciones por el transporte del combustible.

A raíz de los problemas de desabastecimiento por el efecto prolongado del fenómeno de El Niño, Colombia desarrollo planes para el desarrollo y aprovechamiento del recurso del gas natural.

Antes de la reforma eléctrica, el esquema que se manejaba era el monopolio estatal, a raíz de la reforma se liberalizó el sector eliminando el monopolio eléctrico. Fueron separadas las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización. Fue creada la bolsa de energía cuyo objetivo es el de administrar y operar el mercado de electricidad mediante un esquema libre de oferta y demanda. El estado únicamente quedo desempeñando el rol del regulador.

Fueron creadas las instituciones encargadas de la dirección, planificación, regulación y control diferenciadas en su objeto de creación. Se construyeron: Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética, la Comisión de Regulación de Energía y gas y la Superintendencia de Servicios Públicos y Privados, y por último, la Compañía de Expertos en Mercado (XM), quienes fungen como la institución encargada de la administración y la operación del Mercado Mayorista.

El Mercado Mayorista de Electricidad fue creado a través de la Ley No. 142 y Ley No. 143 emitidas en 1994. En este mercado participan los

generadores, distribuidores, transportistas, comercializadores y los usuarios no regulados o libres. Se crea la figura del ente regulador a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual emite las leyes que aplican al mercado mayorista.

El Mercado Mayorista se divide en dos grandes áreas: el mercado de contratos a largo plazo a través de contratos bilaterales y el mercado de corto plazo a través de las transacciones en la bolsa de energía. Los contratos de energía se presentan entre generadores, comercializadores o con los grandes usuarios a través de contratos bilaterales o de la bolsa de energía.

El mercado de corto plazo es un mercado de un día de duración, en donde todos los generadores tienen la obligación de participar bajo una normativa establecida para cotizar el precio de la energía.

Los comercializadores son los encargados de facturar a los usuarios regulados y establecer contratos bilaterales con los grandes usuarios pactando precios libres. A los usuarios regulados les venden energía a precios regulados por la CREG.

Los generadores reciben un pago adicional a través del cargo por confiabilidad asignado. Este pago depende de la cantidad de energía firme que aporta al sistema nacional.

4.2.1.1. Licitaciones para el cubrimiento del suministro

En Colombia se llevan a cabo procesos de licitación para el cubrimiento del suministro de los usuarios. Este puede ser a través de contratos bilaterales considerando la normativa correspondiente respecto a las condiciones de competencia entre los generadores, para obtener los mejores precios de compra del abastecimiento de los usuarios regulados. También a través de licitaciones por el cargo de confiabilidad.

Los contratos bilaterales resultan de las licitaciones convocadas por los comercializadores para el mercado regulado, realizándose a través de subastas de sobre cerrado con libre participación de los generadores.

La segunda forma de contratar el suministro de los usuarios regulados es a través de las licitaciones por el cargo por confiabilidad. Se realiza a través de una subasta de reloj descendente u Holandesa.

El modelo de contrato utilizado por Colombia para los compromisos bilaterales recibe el nombre de OTC (*over the counter*). Son compromisos bilaterales adquiridos por comercializadores y generadores para comprar y vender energía a precios, cantidades y condiciones establecidas libremente por las partes. La entrega de energía se realiza a través de la bolsa de energía de acuerdo al despacho diario. Los plazos para este tipo de contrato van desde los dos meses en adelante, no existe una limitación de tiempo para dichos contratos.

4.2.1.2. Cargo por confiabilidad

Los generadores están propensos a riesgos que repercuten en la recuperación de sus inversiones cuando instalan centrales nuevas. Por esta razón, la regulación colombiana dio origen a las licitaciones por cargo por confiabilidad.

Este cargo surgió para evitar cualquier racionamiento de energía que pudiese presentarse en el caso que se presentaran problemas con la hidrología colombiana. Esto si se imposibilitase la generación con tecnología hidráulica, y surgió una necesidad de garantizar la confiabilidad del sistema.

En el 2006 entró en vigencia el esquema del Cargo por Confiabilidad. Para garantizar la expansión en la generación existente y el cubrimiento de la demanda futura.

Estas licitaciones están organizadas por la CREG para cubrir un suministro proyectado por la UPME. En función de que el regulador organiza dichas licitaciones, el comercializador no participa. Sin embargo, el cargo es transferido al usuario final en función de los precios obtenidos del generador al momento de inicio de operación de la planta o en el inicio del suministro pactado con anterioridad.

Para la implementación del cargo por confiabilidad fueron creadas las obligaciones de energía firme (OEF), que son un compromiso adquirido por los generadores respaldados por activos de generación capaces de generar energía firme en momentos de escasez. El precio de escasez es el indicador que el sistema utiliza para determinar que el sistema se encuentra desabastecido. Llegado a este valor se convocan a los generadores a quienes

se les reconoce el cargo por confiabilidad para suministrar el compromiso de energía.

El objetivo de este cargo es otorgar un incentivo a los generadores para aumentar la disponibilidad de generación a largo plazo.

La licitación es de tipo reloj descendente en donde los generadores ofertan en cada una de las rondas. La demanda está representada por una función de precio y cantidad determinada por la CREG. El precio que resulta, cuando se iguala la oferta con la demanda, es el precio de cierre de la licitación con el que se adjudican todas las OEF.

4.2.1.3. Plazos e hitos de la licitación

Para las licitaciones con contratos bilaterales, no existe un plazo para iniciar el suministro ni una duración determinada. El suministro puede ser por dos meses o cantidades de años pactadas de común acuerdo entre el generador y el comercializador.

Para las licitaciones de cargo por confiabilidad, los contratos se fijan como mínimo un año hasta un plazo máximo, determinado por el tipo de planta generadora, de la siguiente forma:

- Para las plantas existentes: al momento de llevada a cabo la licitación, un año de vigencia, durante el proceso de licitación, participan con su obligación de energía firme y no ofertan precio, llegado determinado precio pueden modificar su oferta de energía.

- Para las plantas que están en construcción: durante la licitación, 10 años máximo de vigencia del contrato.
- Para las plantas nuevas inexistentes: durante la licitación, 20 años. Este tipo de generadoras ofertan precio y cantidad durante la subasta.

Las licitaciones se llevan a cabo 4 años antes de que se requiera la energía firme. Este plazo lo define la CREG, la cual puede variarse en función de requerimientos particulares.

4.2.1.4. Estimación de la demanda

La demanda la calcula la UPME y es validada por la CREG. La función de demanda cambia en cada nueva licitación. La demanda objetivo resulta de los pronósticos de crecimiento de la demanda. La Unidad de Planeación Minero Energética tendrá entre otras las siguientes funciones (según la Ley 143- 1994):

- Establecer los requerimientos energéticos de la población, con base en proyecciones de demanda. Tomando en consideración las variables demográficas, económicas y de precios de los recursos energéticos.
- Satisfacer a la demanda en función de los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales.
- Elaborar y actualizar el Plan de expansión del sector eléctrico en concordancia con la normativa vigente.

4.2.1.5. Tipos de contratos

Para los contratos bilaterales son tipo OTC, y para los cargos por confiabilidad son tipo *call* con la opción del comprador de ejercer la compra. En los contratos de opción da al comprador el derecho a comprar un activo a un precio determinado y cuando sea ejercida la opción, el vendedor tiene la obligación de vender el producto según lo pactado.

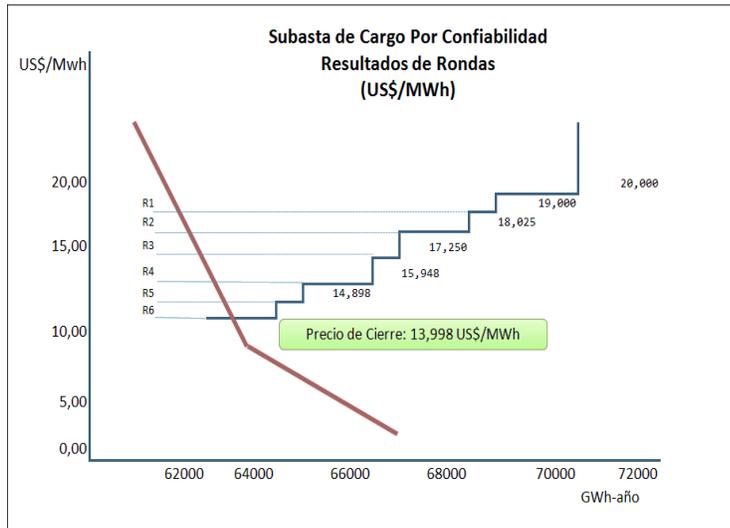
4.2.1.6. Política energética

Las licitaciones son desarrolladas considerando los planes de expansión de la nueva generación determinada por el ministerio. Con esto los procesos se vuelven complementarios con el único fin de aumentar la firmeza energética y la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano.

4.2.2. Colombia: resultados obtenidos en licitaciones

La primera licitación de Colombia de Cargo por Confiabilidad fue realizada en 2008, asignándose una Obligación de Energía Firme (OEF) a nuevos generadores por 3 008 GWh firmes al año. Esto representaba una capacidad instalada de 430 MW. Tres nuevas generadoras fueron adjudicadas: Gecelca 3 con 150 MW, TermoCol con 202 MW y Amoyá con 78 MW. El precio de cierre obtenido, (ver figura 11), durante las rondas de la subasta llego a US\$13,998 MW/h.

Figura 11. **Primera subasta de cargo por confiabilidad**



Fuente: CREG, 2012.

La segunda licitación de Colombia de Cargo por Confiabilidad se llevó a cabo en 2011, adjudicando una OEF por un total de 575 MW de nueva capacidad instalada. Fueron cinco nuevos proyectos los que fueron adjudicados para esta nueva licitación: Río Ambeima con 45 MW, Carlos Lleras Restrepa con 78 MW, San Miguel con 42 MW, Gegelca 3 2 con 32 MW y Tasajera II con 160 MW adjudicados.

4.3. Perú

El 2004, ante un incremento notable de precios de corto plazo producto de un incremento no previsto de demanda y baja afluencia hidrológica, no se renuevan los contratos y se produce una crisis. No es posible cortar el suministro de los Usuarios Regulados, quienes pagan por sus consumos pero

ningún generador estaba interesado en cobrar el precio regulado pues el precio de corto plazo resultaba más atractivo.

4.3.1. Información general y de mercado eléctrico

Perú es un país ubicado en la parte norte de América del Sur, tiene una extensión territorial de 1,2 millones de km² y una población aproximada de 30 millones de habitantes.

Respecto a la producción de energía eléctrica, Perú produjo 41 795 Gwh para el 2014. Esto representa un incremento del 5,36 % respecto de la producción del año anterior.

En la tabla XI, se observa la producción de energía por tipo de tecnología.

Tabla XI. **Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología**

| TIPO DE TECNOLOGÍA | PORCENTAJE (%) |
|---------------------------|-----------------------|
| AGUA | 50,25 |
| GAS NATURAL | 47,64 |
| DIESEL | 0,21 |
| CARBÓN | 0,39 |
| BAGAZO | 0,35 |
| BIOGÁS | 0,07 |
| SOLAR | 0,48 |
| EÓLICO | 0,61 |

Fuente: Osinergmin. *Informe estadístico año 2014.*

Perú es un país con grandes reservas probadas y probables de gas natural, así como una dependencia de los recursos hídricos con las centrales hidroeléctricas instaladas. A grandes rasgos, la demanda de energía se encuentra cubierta por plantas térmicas y plantas hidroeléctricas debido a la cantidad de recursos disponibles.

Mientras que la demanda máxima de potencia tuvo el orden de los 5 737 MW representando un incremento del 2,9 % respecto al 2013.

Las reformas al sector eléctrico de Perú inician en 1992 con la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas a través del Decreto ley No. 25844. Los cambios más importantes estaban dirigidos hacia la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, además de la creación de los mercados, tanto para los usuarios libres como para los usuarios regulados. De la misma manera se estructura un nuevo modelo tarifario para las diferentes actividades reguladas. Cabe destacar que en este mercado no existen comercializadores independientes, las transacciones únicamente se dan entre generadores, distribuidores y usuarios libres.

El regulador del sector eléctrico peruano, creado mediante la Ley No. 26734 es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan con la normativa vigente. El Osinergmin determina los precios de referencia en función de lo establecido en la ley, además, supervisa y fiscaliza el cumplimiento de las obligaciones de los contratos de suministro, normando la actividad y ejerciendo las sanciones correspondientes.

El organismo técnico encargado de la coordinación de la operación de las centrales de generación eléctrica y de los sistemas de transporte al mínimo costo recibió el nombre de Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). Este organismo técnico se encarga de garantizar la seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.

Por otro lado, la Ley No. 28832, para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, tiene los objetivos siguientes:

- Fortalecer al sistema eléctrico peruano ante la volatilidad de precios y situaciones críticas de abastecimiento mediante el desarrollo de la actividad de generación.
- Buscar la forma de que los precios de generación resulten de las soluciones de mercado entre oferta y demanda.
- Propiciar la libre competencia en la actividad de generación.

Además, se establece que los generadores tienen prohibido tener contratos con usuarios libres y con distribuidoras por un monto mayor a su potencia y energía firme.

4.3.1.1. Licitaciones para el cubrimiento del suministro

En la Ley No. 28832 se establece que, para abastecer oportunamente y manera eficiente de energía eléctrica a los usuarios regulados, se llevarán a cabo licitaciones que resultaran en contratos de suministro de largo plazo con precios fijos.

Las licitaciones son llevadas a cabo con suficiente antelación al inicio de suministro, con el objetivo de:

- Promover y facilitar el desarrollo de nuevas centrales de generación, asegurando el abastecimiento de la demanda.
- Aprovechar las economías de escala, al unificar todas las demandas, de distribuidoras y de usuarios libres.
- Promover la libre competencia por el mercado.

Los distribuidores están obligados a hacer público el interés de llevar a cabo una licitación. Esto para que otros distribuidores y usuarios libres puedan integrar la demanda y obtener beneficios por economías de escala.

De igual forma, los distribuidores establecen sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos a licitar. Sin embargo, existen limitaciones al producto a licitar: para licitaciones con un plazo de contratación menor a 5 años, únicamente se podrá licitar el 25 % de la demanda proyectada como máximo.

Un elemento diferenciador, entre las otras normativas incluidas en este trabajo, es que en la normativa de Perú se establece un factor de descuento para los precios de las centrales hidroeléctricas durante el proceso de evaluación económica de las ofertas. Sin embargo, en el supuesto que la central hidroeléctrica haya sido adjudicada, los precios a reconocer al generador son los precios de las ofertas emitidas en la licitación, los cuales serán trasladados a la tarifa regulada.

4.3.1.2. Diseño de licitaciones

La cantidad de demanda a licitar deberá incluir las necesidades de las distribuidoras y de los usuarios libres en forma conjunta. Las licitaciones deberán cumplir con la normativa vigente respecto a plazos y restricciones de participación. La modalidad de subasta es un sobre cerrado, en donde los vendedores ofertan un precio por la energía.

Los compradores en las licitaciones, buscan cubrir una demanda a largo plazo, incluyendo una cantidad potencia fija y una cantidad de potencia variable a discreción del distribuidor. Los vendedores ofertan un precio para la energía de punta y otro precio para la energía fuera de punta.

Las subastas se realizan a sobre cerrado y cada postor cobra el valor ofertado. Por otro lado, el Osinergmin establece el precio máximo de cada subasta, manteniéndolo en reserva hasta finalizado el proceso y se revela en el caso que no exista suficiente oferta para cubrir la demanda por debajo del precio máximo. En el caso que la demanda no sea cubierta se realizará una nueva licitación.

El esquema de licitaciones del Perú, presenta dos incentivos, uno para las centrales hidroeléctricas y otro para los distribuidores. El incentivo para los proyectos de generación hidroeléctrica consiste en un factor de descuento en el proceso de licitación que les otorga cierta ventaja ante la competencia. El incentivo para los distribuidores está en función de la anticipación del cubrimiento de la demanda, ya que se realiza un cargo adicional a la tarifa pero aseguran el adecuado suministro a sus usuarios regulados.

Es posible realizar licitaciones para incentivar el desarrollo de ciertas tecnologías para el país, impulsadas por las entidades del estado bajo la misma reglamentación que se utiliza para las licitaciones convencionales.

4.3.1.3. Plazos e hitos de la licitación

Las licitaciones en el Perú deberán llevarse a cabo por lo menos con 3 años de anticipación al inicio de suministro. Esto aplica para licitaciones de largo plazo (más de cinco años) y para licitaciones de mediano plazo (hasta cinco años de plazo) manteniendo la restricción del 25 % de la demanda como objetivo máximo de potencia y energía a licitar. Para licitaciones de corto plazo, el desarrollo podrá llevarse a cabo en menos de 3 años y únicamente se podrá contratar el 10 % de la demanda como máximo, según sea autorizado por el Osinergmin.

4.3.1.4. Estimación de la demanda

Los distribuidores tienen la obligación de desarrollar las bases de licitación que contengan todas las especificaciones de la licitación. Esto incluyendo la modalidad de adjudicación, el producto a licitar en función de sus proyecciones de demanda, la modalidad del contrato y los plazos de contratación. El Osinergmin valida dicha información y aprueba o no las bases presentadas por las distribuidoras.

4.3.1.5. Tipos de contratos

Cada distribuidor, que participe en un proceso de licitación, tiene la obligación de suscribir un contrato de forma individual con los adjudicados resultantes de la licitación. Se establecen dos tipos de contratos: aquellos que

surgen de las negociaciones bilaterales, cuyos precios deben ser menores al precio de barra y los contratos que surgen debido a licitaciones.

4.3.1.6. Precio máximo reconocido en licitaciones

El regulador Osinergmin establece un precio máximo en cada licitación con el objeto de incentivar la competencia en generación. El precio máximo se mantiene en reserva durante el desarrollo de la licitación y se hace público únicamente en el caso que la oferta de potencia y energía de los participantes sea insuficiente para el cubrimiento de la demanda a un precio igual o inferior al precio máximo.

4.3.2. Perú: resultados obtenidos en licitaciones

Al inicio de la reforma eléctrica en Perú, no todo resultó como se había previsto. Las licitaciones de largo plazo llevadas a cabo entre 2006 y 2008 carecían de un diseño óptimo. Por ello algunos procesos fueron cancelados y en algunas oportunidades las ofertas presentadas se ubicaron arriba del precio máximo permitido por la Osinergmin.

En 2008 se hacen los cambios correspondientes al diseño de las licitaciones, fomentando la competencia entre generadores y a partir del 2009 se lanzan varios procesos de licitación. Sus resultados se muestran en la tabla XII, como muestra de que el diseño fue ampliamente aceptado por el sector de generación.

Tabla XII. **Resultados de licitaciones de energía**

| Año | Licitación | Inicio de Suministro | Potencia Adjudicada (MW) | Precio de Cierre (US\$/MWh) |
|------------|-------------------|-----------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| 2009 | ED-01-2009 | 2014 | 1212,9 | 42,50 |
| 2009 | ED-02-2009 | 2014 | 662,30 | 45,50 |
| 2009 | ED-03-2009 | 2014 | 649,90 | 46,60 |
| 2010 | DISTRILUZ | 2013 | 465,10 | 47,30 |
| 2010 | LDS-01-2010 | 2014 | 669,60 | 60,30 |
| 2010 | ELD-01-2010 | 2014 | 29,90 | 81,20 |
| 2011 | LDS-01-2011 | 2018 | 356,00 | 38,40 |
| 2011 | LDS-02-2011 | 2018 | 32,00 | 40,25 |

Fuente: elaboración propia.

La regulación peruana permite realizar licitaciones con un objetivo en específico, por lo que fueron lanzadas licitaciones para la diversificación de la matriz energética. En la primera licitación de energías renovables se contrataron hidroeléctricas, plantas eólicas, plantas a partir de energía proveniente de biomasa y plantas solares fotovoltaicas, por un monto de 1 971,70 MW a un precio promedio de 80,50 US\$/MWh.

En la segunda licitación de energías renovables fue requerida energía eólica, hidroeléctricas, energía solar y energía a partir de biomasa, adjudicándose 210 MW a un precio promedio de 61,96 US\$/Mwh. Quedando demostrado que las modificaciones al esquema original de licitación peruana eran necesarias para realizar procesos exitosos.

5. ANÁLISIS DE LAS LICITACIONES DE GUATEMALA Y LAS LICITACIONES INTERNACIONALES

Este documento ha recabado información de las características más importantes y de los resultados obtenidos en diferentes modalidades de licitaciones de energía y potencia a largo plazo realizadas en Guatemala, Brasil, Colombia y Perú.

5.1. Características relevantes de los procesos de licitación

En Guatemala se han realizado únicamente tres licitaciones de potencia y energía para cubrir el suministro de la demanda. Por ello aún se carece de experiencia suficiente para determinar si los diseños utilizados en cada oportunidad fueron exitosos. Por ejemplo, en la primera oportunidad de licitación lanzada en 2010, cuyo objetivo era la contratación de 800 megavatios, únicamente se alcanzó contratar el 25 % debido a la presentación de ofertas con precios más altos que la oferta virtual del regulador.

Sin embargo, podría interpretarse que las señales incluidas en el diseño de la licitación no fueron entendidas por los participantes. Además, para algunas centrales nuevas, el 2015 resulta ser el año de inicio de suministro, sin embargo, algunas de estas plantas no iniciarán el suministro por diferentes atrasos, debido a factores que fueron dejados fuera del diseño de las licitaciones nacionales.

En la tabla XIII y en la tabla XIV se muestran las características más importantes de los procesos de licitación, a nivel nacional y a nivel internacional.

Tabla XIII. **Características de las licitaciones en Guatemala y Brasil**

| Característica | Guatemala | Brasil |
|-----------------------------------|--|--|
| Objetivo de la licitación | <ul style="list-style-type: none"> Abastecimiento del suministro al menor costo de compra. | <ul style="list-style-type: none"> Abastecimiento del suministro de demanda. Ingreso de nuevas tecnologías y centrales. |
| Mecanismo de adjudicación | <ul style="list-style-type: none"> Sobre cerrado. Subasta inversa. | <ul style="list-style-type: none"> Híbrida entre subasta inversa y de sobre cerrado |
| Fiscalización del proceso | <ul style="list-style-type: none"> El regulador fiscaliza el proceso. | <ul style="list-style-type: none"> Licitaciones conjuntas realizadas por el gobierno |
| Utilización de precios máximos | <ul style="list-style-type: none"> Existencia de oferta virtual, que el regulador se reserva la utilización. | <ul style="list-style-type: none"> El precio máximo se encuentra relacionado con el precio de cierre de la subasta |
| Diseño de contratos | <ul style="list-style-type: none"> Participan los contratos establecidos en la normativa vigente. | <ul style="list-style-type: none"> Dos tipos: Tipo <i>forward</i> y tipo <i>call</i>. |
| Definición del producto a licitar | <ul style="list-style-type: none"> Proyección de demanda realizada por el distribuidor. Regulador efectúa la proyección en función del Plan de expansión de la generación. | <ul style="list-style-type: none"> Proyección de demanda realizada por el distribuidor. |
| Incentivos dentro del proceso | <ul style="list-style-type: none"> Contrato a largo plazo. | <ul style="list-style-type: none"> Contrato a largo plazo. |
| Tiempo de preparación del proceso | <ul style="list-style-type: none"> Como mínimo 5 años. | <ul style="list-style-type: none"> Licitaciones convocadas con 3 años de anticipación. Licitaciones convocadas con 5 años de anticipación. |
| Beneficiario de la licitación | <ul style="list-style-type: none"> Usuarios regulados a través de los distribuidores, de forma individual o con demanda unificada. | <ul style="list-style-type: none"> Usuarios regulados a través de los distribuidores. |

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Características de las licitaciones en Colombia y Perú**

| Característica | Colombia | Perú |
|-----------------------------------|--|--|
| Objetivo de la licitación | <ul style="list-style-type: none"> Abastecimiento del suministro al menor costo de compra. | <ul style="list-style-type: none"> Abastecimiento del suministro de demanda. Ingreso de nuevas tecnologías y centrales. |
| Mecanismo de adjudicación | <ul style="list-style-type: none"> Subasta inversa. | <ul style="list-style-type: none"> Subasta de sobre cerrado. |
| Fiscalización del proceso | <ul style="list-style-type: none"> El regulador coordina el proceso. | <ul style="list-style-type: none"> El regulador fiscaliza el proceso. |
| Utilización de precios máximos | <ul style="list-style-type: none"> El precio máximo se encuentra relacionado con el precio de cierre de la subasta. | <ul style="list-style-type: none"> Precio máximo en reserva por el regulador en función de la oferta. |
| Diseño de contratos | <ul style="list-style-type: none"> Contratos tipo <i>Call</i>. | <ul style="list-style-type: none"> Pague lo demandado. |
| Definición del producto a licitar | <ul style="list-style-type: none"> La demanda es determinada por el Gobierno. | <ul style="list-style-type: none"> Proyección de demanda realizada por el distribuidor. Regulador efectúa la proyección en función del plan de expansión de la generación. |
| Incentivos dentro del proceso | <ul style="list-style-type: none"> Pago adicional por el cargo de confiabilidad a largo plazo. | <ul style="list-style-type: none"> Incentivo a la generación hidroeléctrica. Incentivo al distribuidor por cobertura anticipada de la demanda. |
| Tiempo de preparación del proceso | <ul style="list-style-type: none"> 3 años antes de requerirse la energía. | <ul style="list-style-type: none"> 3 años antes |
| Beneficiario de la licitación | <ul style="list-style-type: none"> Usuarios regulados a través de los comercializadores. | <ul style="list-style-type: none"> Usuarios regulados y usuarios libres a través de comercializadores. |

Fuente: elaboración propia.

5.2. Aspectos positivos y negativos de los procesos de licitación

Los procesos de licitación surgen como el mecanismo para promover el desarrollo de nuevos proyectos que ayuden a satisfacer la demanda de energía a largo plazo. A través de reglas claras se establecen los aspectos que se servirán de base, para evaluar cada una de las ofertas y posteriormente, adjudicar a los ganadores del proceso.

Cada país y cada sector eléctrico elaboran un proceso distinto, diseñado específicamente con las condiciones propias de cada país. Los resultados que fueron mostrados en el capítulo anterior son una prueba de que se ha conseguido adjudicar cada licitación y en principio, se ha logrado establecer la obligación de las partes del suministro de energía para el cubrimiento, en la mayoría de casos, de los usuarios regulados.

En Guatemala, la Ley General de Electricidad establece la obligatoriedad de los distribuidores en la utilización de licitaciones para la contratación de potencia y energía eléctrica para el cubrimiento de la demanda de los usuarios regulados y se establece para las licitaciones de largo plazo un mínimo de 5 años de antelación para su realización. En cambio, para las licitaciones de corto y mediano plazo, la Ley no especifica un mínimo de tiempo para llevar a cabo un proceso para el cubrimiento de la demanda.

En la tabla XV se establecen algunos aspectos positivos y negativos de los procesos de licitación incluidos en este trabajo de investigación.

Tabla XV. Aspectos a considerar en los procesos de licitación

| País | Aspectos Positivos | Aspectos Negativos |
|-----------|---|--|
| Brasil | <ul style="list-style-type: none"> • Periodicidad de las licitaciones con objetivos concretos. • Participan todas las tecnologías. • Aseguramiento de nuevas centrales. | <ul style="list-style-type: none"> • Intervención del gobierno en el proceso, tanto de la organización como de la participación a través de filiales. |
| Colombia | <ul style="list-style-type: none"> • Creación de mecanismo de Obligación de Energía Firme para sustituir el esquema de Capacidad anterior. • Ingreso de centrales nuevas de generación. | <ul style="list-style-type: none"> • Carece de incentivos diferenciados para diferentes tipos de tecnología. |
| Perú | <ul style="list-style-type: none"> • Utilización de un máximo precio de contratación. • Incentivos a hidroeléctricas. • Incentivos a distribuidores. • Definición clara de la cantidad máxima de demanda a licitar. • Aseguramiento de centrales nuevas. • Aseguramiento de centrales renovables. | <ul style="list-style-type: none"> • Fue necesaria la modificación del esquema inicial de licitación, debido a malos resultados obtenidos en las licitaciones. |
| Guatemala | <ul style="list-style-type: none"> • Precios máximos reservados. • Se puede aprovechar la economía de escala, unificando la demanda de las distribuidoras. • Se asegura la construcción de centrales nuevas. | <ul style="list-style-type: none"> • Fue necesaria la modificación del esquema inicial de licitación. • Se carece de plazos concreto para el lanzamiento de licitaciones. • Participación no diferenciada de centrales nuevas y centrales en operación. |

Fuente: elaboración propia.

6. PROPUESTA DE DISEÑO PARA LAS LICITACIONES DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LARGO PLAZO DE GUATEMALA

El diseño de las licitaciones a largo plazo, y especialmente el de Guatemala, deberá ser estructurado de una forma tal que permita obtener por varios años, la confiabilidad en el abastecimiento. Esto a un precio de compra que sea de beneficio para el usuario regulado y logrando únicamente a través de un proceso atractivo y transparente que garantizará inversiones en el sector de la generación eléctrica.

En el primer proceso, además de buscar el objetivo del cubrimiento futuro de la demanda, se quiso diversificar la matriz energética y obtener los mejores precios posibles sin distinción tecnológica alguna. Los resultados obtenidos en la primera licitación de largo plazo de Guatemala, adjudicando únicamente el 25 % del objetivo a una misma tecnología. Esto seguramente se asocia con un diseño de licitación aún a prueba y con puntos débiles que debieron solucionarse en los dos procesos siguientes.

Un aspecto positivo de mencionar es la alta participación de inversionistas en los procesos de licitación, ya que en cada una de las licitaciones han participado más inversionistas con una mayor cantidad de plantas de diferentes tecnologías. Esto como resultado de la adecuada señal para inversión en el subsector eléctrico de Guatemala a través del desarrollo de infraestructura de plantas de generación con contratos de suministro por 15 años, además, de un buen manejo de la publicidad del proceso.

Un interesado en participar en un proceso de licitación, deberá presentar información que permita establecer la seriedad de su participación, por ejemplo:

- Información legal: constituyen todos los datos de las personas representantes de las entidades participantes en el proceso y se establecen los compromisos que se adquieren una vez seleccionados como ganadores en el proceso.
- Información comercial: datos que permiten establecer la legitimidad de la entidad en el mercado comercial guatemalteco, debidamente inscrita en el Registro Mercantil y con todos los requerimientos para operar en función del negocio declarado.
- Información financiera: le permite a los distribuidores establecer la solvencia económica para llevar a cabo el desarrollo de un proyecto en el mediano plazo.
- Información técnica: sección donde se incluye la información del proyecto a desarrollar que será utilizada para cumplir la obligación del suministro de potencia y energía resultante.
- Información económica: constituye durante la evaluación de las ofertas. Esta información constituyó una parte fundamental en los dos primeros procesos de licitación en Guatemala, sin embargo en la tercera, al haberse desarrollado otro mecanismo, esta información económica, únicamente fue información adicional de referencia para el proceso.

Por otro lado, los distribuidores de energía eléctrica, deben de cumplir con las siguientes etapas, pero después de que el regulador haya establecido los términos de referencia para el proceso de licitación:

- Etapa de planificación: se elaboran las bases de licitación con las reglas del proceso, así como los cronogramas y metodología general de la competencia entre los oferentes y por último la adjudicación de la potencia y energía eléctrica a contratar, todo esto dentro de lo establecido en la legislación vigente.
- Etapa de desarrollo: es el período de tiempo que inicia desde la convocatoria del proceso y finaliza el día de la subasta para adjudicar el producto.
- Etapa de fiscalización del avance de los proyectos adjudicados: es el período comprendido después de la adjudicación y firma de contratos con los nuevos proveedores hasta el inicio de suministro. Las distribuidoras tienen la obligación de fiscalizar el avance de los nuevos proyectos que serán construidos para suministrar la energía eléctrica a los usuarios regulados. Caso contrario se hace uso de las garantías correspondientes por atraso o por cancelación del contrato ante la imposibilidad del cumplimiento de la obligación.
- Gestión del suministro: cumplir y hacer cumplir las obligaciones contenidas en los contratos correspondientes de suministro durante el período de vigencia del contrato.

A pesar de que se han llevado a cabo varios procesos de licitación, existen algunos puntos que a consideración propia, que podrían mejorar y con

esto se podrían obtener mejores resultados. Esto aplica para las licitaciones de corto y largo plazo.

6.1. Mejoras en el diseño actual del proceso de licitación de potencia y energía

Los cambios que se proponen se listan a continuación:

- Las licitaciones de largo plazo deberán mantener el esquema de la subasta inversa como mecanismo de determinación de los ganadores del proceso. Sin embargo, en el último proceso la subasta parcialmente realizada electrónicamente, deberá mejorarse para convertirse en una subasta completamente electrónica, para mayor comodidad de los oferentes y de las distribuidoras.
- La participación de los interesados en las licitaciones de largo plazo cumplir con la legislación vigente y prohibírsele la participación a aquellos proyectos que hayan salido adjudicados en otros procesos de licitación y que hayan cedido sus contratos a otras centrales.
- Para los procesos de licitación de largo plazo deberán realizarse procesos separando centrales existentes y centrales nuevas. De esta forma se evitarían algunos errores cometidos en las primeras dos licitaciones.
- Durante el proceso de la licitación de largo plazo, el regulador tiene un rol pasivo en el proceso. Se sugiere que el regulador tenga una participación mayor en el proceso coordinando la licitación para compartir

con las distribuidoras la responsabilidad de la adjudicación y posteriores etapas de fiscalización.

- El regulador deberá impulsar licitaciones con objetivos específicos, como los realizados en el Perú, para atraer específicamente una tecnología de generación.
- Establecimiento de incentivos económicos para que el distribuidor realice una óptima gestión de la licitación. Esto es preparar con suficiente antelación el cubrimiento de su demanda a través de un cargo a los usuarios regulados, pero con la finalidad del aseguramiento a muy largo plazo de la demanda de los usuarios.
- La colusión es un elemento importante que debe evitarse. Por lo que en el tema de la subasta, las distribuidoras deberán de establecer las mejores prácticas para incentivar la competencia con igualdad de condiciones para todos los participantes.
- Para las licitaciones de largo plazo se deberán realizar procesos para desarrollar centrales que exploten los recursos naturales presentes en el país y que aún no se aprovechan, como el recurso geotérmico.
- Aumentar el grado de competencia entre los participantes al planificar con suficiente antelación los procesos de licitación de corto, mediano y largo plazo, esto resultaría en la disponibilidad y adecuado manejo de la información para los interesados y el regulador nacional.

- Para las licitaciones de corto y mediano plazo, deberán participar únicamente plantas existentes operando en el Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala.
- Establecer un período mínimo para la realización de licitaciones: las licitaciones de corto y mediano plazo se realizan sin un mínimo de tiempo establecido en la normativa vigente, es decir, pueden realizarse con algunos meses de anticipación. Lo único que se necesita para realizar una licitación es la autorización del regulador, lo que podría llevar a cometer omisiones en las bases de licitación debido a la premura del proceso.
- Las licitaciones de corto plazo deberán ser de ajuste de la demanda no contratada a través de licitaciones de largo plazo, es decir, serán utilizadas únicamente para contratar el crecimiento de la demanda no previsto por las distribuidoras en el corto plazo.

Las licitaciones de mediano plazo deberán implementarse en el esquema actual para cubrimientos de demanda hasta por 5 años como complemento a las licitaciones de largo plazo y para minimizar el requerimiento de potencia y energía de las licitaciones de corto plazo.

- Las licitaciones de mediano plazo deberán tener 2 años contados a partir de la adjudicación para el inicio de suministro correspondiente y deberán participar únicamente plantas existentes.
- Las plantas existentes participarán en las licitaciones de corto y mediano plazo. Por lo tanto, deberá establecerse un mecanismo de auditoría de costos para evitar de la posibilidad de la manipulación de precios o

declaración de precios fuera de la realidad para los diferentes tipos de tecnologías. Esto será de utilidad para que una tecnología existente evite ofertar con precios de tecnología nueva.

CONCLUSIONES

1. Los elementos que influenciaron a las reformas en los mercados eléctricos fueron comúnmente identificados como el aumento a la calidad del servicio de los consumidores y abastecimiento del servicio a regiones alejadas de las ciudades principales que representaban altos costos de suministro, creando el marco legal correspondiente a través de una Ley General de Electricidad. Una nueva asignación de roles a los participantes de los mercados y al propio Estado los mecanismos para que pudiesen establecerse transacciones comerciales entre agentes.
2. En el esquema mercado tradicional, el Estado desempeñaba el rol de productor y tomaba las decisiones determinantes en el ámbito económico. En el mercado regulador asume un rol de regulador replanteando sus acciones para promover los nuevos mercados e incentivar la competencia entre los participantes.
3. El mercado eléctrico, como cualquier otro mercado, se rige bajo los principios de oferta y demanda. Sin embargo, debe existir un balance instantáneo entre la oferta y la demanda, es decir, se debe encontrar la forma de ajustar los excesos o faltantes que se presentan en la realidad de los acuerdos pactados entre productores y consumidores en contratos a término, dando lugar a la creación de mercados de oportunidad.
4. La subasta es un mecanismo de mercado diseñado con reglas claras y específicas para asignar un producto o un servicio a un precio

determinado, a través de ofertas, de precios del producto o servicio, efectuadas por los participantes.

5. Los diseños de las licitaciones son diferentes para todos los mercados eléctricos. Deben considerarse características propias de cada país para lograr diseñar una licitación transparente y exitosa.
6. En Guatemala, se han llevado a cabo varias licitaciones para la expansión de la generación, con diferentes modalidades y se han obtenido resultados positivos en la tarifa del usuario. Sin embargo, dado que los esquemas utilizados en cada una de las licitaciones llevadas a cabo desde el 2010 han sido distintas. Cabe la posibilidad de perfeccionar el método a través de cambios sustanciales que provean mejores resultados a los obtenidos hasta el momento.
7. Las licitaciones de largo plazo deberán mantener el esquema de la subasta inversa como mecanismo de determinación de los ganadores del proceso. Sin embargo, deberá desarrollarse el formulario electrónico para que el proceso sea completamente virtual.
8. Para lograr mejores resultados en las licitaciones de largo plazo deberán realizarse procesos específicos para que participen centrales existentes y procesos donde únicamente participen centrales nuevas.

RECOMENDACIONES

1. El rol del regulador en los procesos de licitaciones es únicamente la de fiscalización dejando toda la responsabilidad a las distribuidoras. La experiencia internacional demuestra que un rol más activo por parte del regulador traslada la transparencia y confianza de los inversionistas en las contrataciones de nueva generación.
2. Con los avances en el desarrollo de plataformas informáticas es necesario que todos los procesos de licitación para la contratación de potencia y energía, ya sean de corto, mediano o largo plazo sean realizados de forma virtual y desde cualquier parte del mundo.
3. Es necesario la adición a la regulación vigente de plazos para la realización de licitaciones de corto plazo y mediano plazo, con el fin de elaborar eficientemente las bases que permitan la adjudicación de los contratos.
4. En las licitaciones de corto y mediano plazo, hasta cinco años, únicamente deberán participar plantas de generación existentes.
5. Se debe estudiar la posibilidad de la creación de incentivos específicos para que las distribuidoras aseguren el suministro de los usuarios regulados de forma anticipada.

BIBLIOGRAFÍA

1. AUSUBEL, Lawrence; CRAMTON, Peter. *Dynamic Auctions in Procurement*. Maryland, USA: Handbook of Procurement, 2006. 21 p.
2. CAF. *La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina*. Cádiz, España: IDEAL, 2012. 132 p.
3. CCEE. *Tipos de Leiloes. Sitio Web de la Câmara de Comercializacáo de Energía Eléctrica*. [en línea]. <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=91542246574421#%40%3F_afLoop%3D91542246574421%26_adf.ctrl-state%3D1bkfbtf8o7_4>. [Consulta: 22 de junio de 2015].
4. Codensa, Emgesa e Isagen. *Regulación Sector Eléctrico*. Sitio Web de CIER. [en línea]. <<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia>>. [Consulta: 17 de junio de 2015].
5. DAMMERT, Alfredo. *Rol del Organismo Regulador en la Promoción de Energías Renovables*. Perú: Osinergmin, 2012. 57 p.
6. FERNÁNDEZ, José Carlos. *Experiencias Internacionales en mercados eléctricos liberalizados. Análisis y Evaluación de mercados*

eléctricos liberalizados a escala internacional. Tesis de Master
Universidad Pontificia Comillas; 2002. 150 p.

7. JADRESIC, Esteban. *Una revisión de los modelos de formación de precios*. Chile: Cuadernos de Economía, 1985. 46 p.
8. MAVILA, Daniel H. *Las subastas*. Perú: Instituto de Investigación Facultad de Ingeniería Industrial, UNMSN. 2003. 90 p.
9. SYSTEP Ingeniería y Diseños. *Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica*. Santiago, Chile: Informe preparado para la Comisión Nacional de Energía. 2011. 160 p.
10. VÁZQUEZ, Carlos; RIVIER, Michel; PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio. *Revisión de modelos de casación de ofertas para mercados eléctricos*. Portugal: Actas de las 6a Jornadas luso españolas. 1999. 56 p.

ANEXOS

Anexo 1. Tabla de centrales adjudicadas en Licitación PEG-02-2012

| OFERENTE | COMBUSTIBLE | TIPO DE TECNOLOGÍA | TIPO DE PLANTA DE GENERACIÓN | POTENCIA GARANTIZADA (MW) | POTENCIA INSTALADA (MW) | PRECIO MONÓMICO (US\$/MWh) |
|--------------------|----------------|--------------------|------------------------------|---------------------------|-------------------------|----------------------------|
| Grupo generador | Búnker | No renovable | Nueva | 20,00 | | 222,00 |
| Caribe | Gas Natural | No renovable | Transacción Internacional | 120,00 | | 131,00 |
| El prado | GDR | Renovable | Existente | | 0,70 | 117,00 |
| Serv en Generación | GDR | Renovable | Existente | | 0,70 | 117,00 |
| Renace C1 | Hidroeléctrica | Renovable | Existente | 20,00 | | 110,00 |
| Pasabién | Hidroeléctrica | Renovable | Existente | 9,79 | | 127,00 |
| ELG | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 42,00 | | 148,00 |
| Tresa C1 | Eólica | Renovable | Nueva | | 30,00 | 145,00 |
| Agen | GDR | Renovable | Nueva | | 4,20 | 117,00 |
| San Luis | GDR | Renovable | Nueva | | 2,00 | 126,00 |
| San Mateo | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 18,50 | | 115,00 |
| San Andres | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 6,75 | | 121,00 |
| Magdalena C5 | Búnker | Renovable | Nueva | 16,75 | | 137,00 |
| Las Victorias C1 | GDR | Renovable | Nueva | | 0,75 | 117,00 |
| Las Victorias C2 | GDR | Renovable | Nueva | | 0,95 | 117,00 |
| Oscana | GDR | Renovable | Nueva | | 1,75 | 122,00 |
| samuc | GDR | Renovable | Nueva | | 1,50 | 120,00 |
| Inver Agri | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 8,12 | | 137,00 |
| El Cedro C1 | GDR | Renovable | Nueva | | 1,50 | 115,00 |
| El Cedro C2 | GDR | Renovable | Nueva | | 1,50 | 118,00 |
| El Cedro C3 | GDR | Renovable | Nueva | | 1,00 | 106,00 |
| Coralito | GDR | Renovable | Nueva | | 1,75 | 122,00 |
| Maxanal | GDR | Renovable | Nueva | | 2,10 | 121,00 |
| Sibo | Solar | Renovable | Nueva | | 5,00 | 160,00 |
| Regional C1 | GDR | Renovable | Nueva | | 2,00 | 122,00 |
| Regional C2 | GDR | Renovable | Nueva | | 3,10 | 128,00 |
| Renace C2 | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 90,00 | | 116,00 |
| Renace C3 | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 40,00 | | 117,00 |
| Polochic | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 10,00 | | 136,00 |
| Proyectos | GDR | Renovable | Nueva | | 3,00 | 134,00 |
| Sol del Campo | GDR | Renovable | Nueva | | 1,90 | 119,00 |
| Arimany | GDR | Renovable | Nueva | | 5,00 | 117,00 |
| Hidosacpur C1 | GDR | Renovable | Nueva | | 3,71 | 121,00 |
| Hidosacpur C2 | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 6,00 | | 118,00 |
| Viento Blanco | Eólica | Renovable | Nueva | | 21,00 | 152,00 |
| San Antonio | Eólica | Renovable | Nueva | | 50,00 | 154,00 |
| Gnacional C1 | Hidroeléctrica | Renovable | Nueva | 14,00 | | 126,00 |
| Gnacional C2 | GDR | Renovable | Nueva | | 1,90 | 133,00 |
| Gnacional C3 | gdr | Renovable | Nueva | | 5,00 | 133,00 |
| Rainbow | Solar | Renovable | Nueva | | 50,00 | 152,00 |
| Total | | | | 421,16 | 202,01 | |

Fuente: CNEE, Resolución CNEE-266-2012.

Anexo 2. **Tabla de centrales adjudicadas en
Licitación PEG-03-2013**

| OFERENTE | IDENTIFICACIÓN | COMBUSTIBLE | POTENCIA INSTALADA (MW) | POTENCIA ADJUDICADA (MW) | PRECIO MONOMICO INICIAL (US\$/MWh) | PRECIO MONOMICO FINAL (US\$/MWh) | DISMINUCIÓN (%) |
|-----------------------------|----------------|----------------|-------------------------------|--------------------------------|---|---|--------------------|
| Generadora de Occidente | Planta_1 | Hidro | | 6,00 | 11,00 | 6,89 | 37.4% |
| Renovables de Guatemala | Planta_2 | Hidro | | 15,00 | 12,12 | 6,89 | 43.1% |
| Termica | Planta_3 | Búnker | | 14,17 | 9,90 | 7,50 | 24.2% |
| Jombo | Planta_4 | Hidro | 4,00 | | 106,92 | 79,13 | 26.0% |
| Agroindustrial Piedra Negra | Planta_5 | Hidro | 4,96 | | 111,70 | 85,30 | 23.6% |
| Anacapri | Planta_6 | Solar | 5,00 | | 111,00 | 86,00 | 32.3% |
| Renace | Planta_7 | Hidro | | 40,00 | 117,98 | 86,98 | 26.3% |
| Anacapri | Planta_8 | Solar | 5,00 | | 128,00 | 88,00 | 31.3% |
| Energy Consulting | Planta_9 | Hidro | 0,55 | | 109,50 | 89,86 | 17.9% |
| Papeles Elaborados | Planta_10 | Hidro | | 4,36 | 91,49 | 89,89 | 1.7% |
| Generadora de Energía Limpi | Planta_11 | Solar | 2,50 | | 115,00 | 90,00 | 21.7% |
| Green Proyect | Planta_12 | Hidro | 0,50 | | 116,50 | 90,00 | 22.7% |
| Anacapri | Planta_13 | Solar | 5,00 | | 129,00 | 91,00 | 29.5% |
| El Pelicano | Planta_14 | Hidro | 0,11 | | 109,97 | 91,12 | 17.1% |
| El Pelicano | Planta_15 | Hidro | 0,44 | | 109,97 | 91,12 | 17.1% |
| Agrogeneradora | Planta_16 | Biomasa | 0,70 | | 119,29 | 92,00 | 22.9% |
| Agroindustrial Guatemalteca | Planta_17 | Biomasa | 28,00 | | 95,00 | 95,00 | 0.0% |
| INDE | Planta_18 | Hidro | 25,00 | 25,00 | 128,10 | 95,56 | 25.4% |
| Generadora de Occidente | Planta_19 | Hidro | 8,18 | 8,18 | 129,21 | 98,50 | 23.8% |
| Anacapri | Planta_20 | Solar | 5,00 | | 131,87 | 99,84 | 24.3% |
| Anacapri | Planta_21 | Solar | 5,00 | | 131,87 | 99,84 | 24.3% |
| Anacapri | Planta_22 | Solar | 5,00 | | 131,87 | 99,84 | 24.3% |
| INDE | Planta_23 | Hidro | | 75,00 | 128,10 | 100,51 | 21.5% |
| Administradora Operativa | Planta_24 | Carbón | | 47,28 | 111,90 | 100,71 | 10.0% |
| Ingenio Magdalena | Planta_25 | Bunker/Biomasa | | 15,00 | 142,62 | 135,09 | 5.3% |

Fuente: CNEE, Resolución CNEE-230-2014.

Anexo 3. **Resultado de licitaciones de energía nueva en Brasil**

| LICITACIÓN | TIPO | OPERACIÓN | FECHA DE LICITACIÓN | POTENCIA MEDIA (MW) | PRECIO MEDIO (R\$/Mwh) | PRECIO MEDIO (US\$/Mwh) |
|------------|------|-----------|---------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|
| 1° | LEN | A-5 | 16/12/2005 | 3 016,00 | 190,37 | 71,63 |
| 2° | LEN | A-3 | 29/06/2006 | 1 556,00 | 199,74 | 75,16 |
| 3° | LEN | A-5 | 10/10/2006 | 1 104,00 | 194,9 | 73,34 |
| 4° | LEN | A-3 | 26/07/2007 | 1 304,00 | 201,73 | 75,91 |
| 5° | LEN | A-5 | 16/10/2007 | 2 312,00 | 191,01 | 71,88 |
| 6° | LEN | A-3 | 17/09/2008 | 1 076,00 | 179,87 | 67,68 |
| 7° | LEN | A-5 | 30/09/2008 | 3 090,00 | 198,54 | 74,71 |
| 8° | LEN | A-3 | 27/07/2009 | 11,00 | 194,43 | 73,16 |
| 9° | LEN | A-5 | 21/12/2009 | Cancelado | | |
| 10° | LEN | A-5 | 30/07/2010 | 327,00 | 128,16 | 48,23 |
| 11° | LEN | A-5 | 17/12/2010 | 968,00 | 84,41 | 31,76 |
| 12° | LEN | A-3 | 17/08/2011 | 1 543,00 | 122,59 | 46,13 |
| 13° | LEN | A-5 | 20/12/2011 | 555,20 | 120,32 | 45,28 |
| 14° | LEN | A-3 | 12/12/2012 | Cancelado | | |
| 15° | LEN | A-5 | 14/12/2012 | 302,20 | 101,52 | 38,2 |
| 16° | LEN | A-5 | 30/08/2013 | 690,8 | 134,43 | 50,59 |
| 17° | LEN | A-3 | 18/11/2013 | 332,5 | 131,91 | 49,64 |
| 18° | LEN | A-5 | 13/12/2013 | 1 599,5 | 115,48 | 43,45 |
| 19° | LEN | A-3 | 06/06/2014 | 395,2 | 128,86 | 48,49 |
| 20° | LEN | A-5 | 28/11/2014 | 2 742,5 | 196,11 | 73,79 |

Fuente: CCEE, No. 010-20° *Leilao de Energia Nova (A-5)* – 28/11/2014.

Anexo 4. **Resultado de licitaciones de energía existente y de ajuste en Brasil**

| LICITACIÓN | TIPO | FECHA DE LICITACIÓN | POTENCIA MEDIA (MW) | PRECIO MEDIO (R\$/Mwh) | PRECIO MEDIO (US\$/Mwh) |
|------------|------|---------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|
| 1° | LEE | 07/12/2004 | 17 008 | 103.43 | 38,92 |
| 2° | LEE | 02/04/2005 | 1 325 | 135.27 | 50,9 |
| 3° | LEE | 11/10/2005 | 102 | 100.43 | 37,79 |
| 4° | LEE | 11/10/2005 | 1 166 | 151.41 | 56,97 |
| 5° | LEE | 14/12/2006 | 204 | 160.53 | 60,41 |
| 6° | LEE | 06/12/2007 | SIN NEGOCIACION | | |
| 7° | LEE | 28/11/2008 | CANCELADA | | |
| 8° | LEE | 30/11/2009 | 84 | 131.86 | 49,62 |
| 9° | LEE | 10/12/2010 | 98 | 131.73 | 49,57 |
| 10° | LEE | 30/11/2011 | 195 | 94.66 | 35,62 |
| 11° | LEE | 20/06/2013 | SIN NEGOCIACION | | |
| 12° | LEE | 17/12/2013 | 2 571 | 175.01 | 65,86 |
| 13° | LEE | 30/04/2014 | 2 046 | 274.04 | 103,12 |

| LICITACIÓN | TIPO | FECHA DE LICITACIÓN | POTENCIA MEDIA (MW) | PRECIO MEDIO (R\$/Mwh) | PRECIO MEDIO (US\$/Mwh) |
|------------|------|---------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|
| 1° | LA | 31/08/2005 | CANCELADA | | |
| 2° | LA | 01/06/2005 | 17,50 | 67.45 | 25,38 |
| 3° | LA | 29/09/2006 | 10,00 | 114.63 | 43,13 |
| 4° | LA | 29/03/2007 | 189,00 | 86.73 | 32,64 |
| 5° | LA | 28/06/2007 | SIN NEGOCIACION | | |
| 6° | LA | 27/09/2007 | 169,50 | 205.74 | 77,42 |
| 7° | LA | 19/06/2008 | 109,00 | 198.49 | 74,69 |
| 8° | LA | 23/09/2008 | 233,00 | 230.47 | 86,72 |
| 9° | LA | 20/02/2009 | 1 536,00 | 199.76 | 75,17 |
| 10° | LA | 17/02/2011 | 310,49 | 135.53 | 50,99 |
| 11° | LA | 30/09/2011 | 216,50 | 76.32 | 28,72 |
| 12° | LA | 29/03/2012 | 13,50 | 165.72 | 62,36 |
| 13° | LA | 14/06/2012 | 103,50 | 141.12 | 53,10 |
| 14° | LA | 27/09/2012 | 64,00 | 150.95 | 56,80 |
| 15° | LA | 27/03/2013 | SIN NEGOCIACION | | |
| 16° | LA | 09/05/2013 | CANCELADA | | |
| 17° | LA | 08/08/2013 | SIN NEGOCIACION | | |

Fuente: CCEE, No. 010-20° *Leilao de Energia Nova (A-5)* – 28/11/2014.