

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
ESCUELA ACADEMICO PROFESIONAL DE  
INGENIERIA EN ENERGIA**



**“INFLUENCIA DEL COMERCIALIZADOR DE ENERGIA  
EN LA REDUCCION DE LAS TARIFAS ELECTRICAS”**

**INFORME PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN  
ENERGÍA**

**AUTORES :**

**Bachiller Edgar Armando Álvarez Jara  
Bachiller Lenin Billy Miranda Seminario**

**ASESOR :**

**Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán**

**NUEVO CHIMBOTE, NOVIEMBRE 2015.**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL EN ENERGIA**

**CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

La presente Tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la Universidad Nacional del Santa (R: D: N° 471-2002-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN  
ENERGIA**

**Título: “INFLUENCIA DEL COMERCIALIZADOR DE ENERGÍA EN LA  
REDUCCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS”**

TESISTAS: Bachiller Edgar Armando Álvarez Jara  
Bachiller Lenin Billy Miranda Seminario

.....  
MG. ROBERT GUEVARA CHINCHAYAN  
ASESOR



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
ESCUELA ACADEMICA PROFESIONAL EN ENERGIA**

**CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR DE TESIS**

Damos la conformidad del presente Informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.Nº 471-2002-CU-R-UNS); intitulado:

**TESIS PARA OBTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN  
ENERGIA**

**Título: “INFLUENCIA DEL COMERCIALIZADOR DE ENERGÍA EN LA  
REDUCCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS”**

TESISTAS: Bachiller Edgar Armando Álvarez Jara  
Bachiller Lenin Billy Miranda Seminario

Revisado y Evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

.....  
Mg. José Castillo Ventura  
Presidente

.....  
Ing. Julio Escate Ravello  
Secretario

.....  
Mg. Robert Guevara Chinchayán  
Integrante

DEDICATORIA: DE LENIN

A nuestros queridos Padres por el esfuerzo  
de todos los días y su  
afán de siempre querer lo mejor para nosotros.

Para mi querida esposa Mireya, por su  
Amor y comprensión

Para mis hijos, quienes son la razón de mí  
Esfuerzo de superación.

A Dios por su apoyo infinito y por ser nuestro guía  
En nuestra carrera y por ser la luz en nuestra vida.

## RECONOCIMIENTO

Al Mg. Robert Guevara  
Por sus sabios consejos, enseñanzas  
Y orientación como  
Asesor de esta tesis.

A los Profesores de la  
EAP de Ingeniería en Energía  
por sus enseñanzas durante  
nuestra vida universitaria.

## DEDICATORIA: ARMANDO

Este trabajo va dedicado primeramente  
Para mis queridos Padres, y decirles que  
Este trabajo es mérito a su esfuerzo.  
Para mi querida esposa, por su amor,  
Cariño y comprensión de todos los días.  
Para mis pequeña hija Stefanny, quien es  
La razón de mi existencia, y espero  
Que este esfuerzo sea un ejemplo  
Para ella.

.

A Dios por su apoyo infinito y por ser nuestro guía  
En nuestra carrera y por ser la luz en nuestra vida.

## RECONOCIMIENTO

Al Mg. Robert Guevara  
Por sus sabios consejos, enseñanzas y apoyo  
En la culminación de este informe

A los Profesores de la  
EAP de Ingeniería en Energía  
Por el apoyo desinteresado  
Y sus enseñanzas durante  
Nuestra vida universitaria.

## INDICE

INDICE

RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Descripción del lugar donde se ha realizado el estudio	5
1.4 Justificación	8
1.5 Hipótesis	8
1.6 Objetivos	9
CAPITULO II: MARCO TEORICO	10
2.1 Mercado Eléctrico Peruano	11
2.2 Comercialización de la Energía	21
2.3 Transacciones Comerciales	33
2.4 Estructura de precios	38
2.5 Componentes Tarifarios	49
2.6 Aspectos de competencia en el suministro de energía	67
2.7 Aspectos contractuales	68
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	72
3.1 Materiales	73
3.2 Método de Investigación	75

CAPITULO IV: CALCULOS Y DISCUSION DE RESULTADOS	82
4.1 Cuantificación de la facturación actual de la empresa	83
4.2 Consideraciones de suministro de la Alternativa 1	87
4.3 Consideraciones de suministro de la Alternativa 2	93
4.4 Consideraciones de suministro de la alternativa 3	99
4.5 Consideraciones de suministro de la Alternativa 4	105
4.6 Benchmarking entre alternativas	111
4.7 Consideraciones de la Comercializacion	114
4.8 Discusión de Resultados	119
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	122
Conclusiones	123
Recomendaciones	125
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	126
ANEXOS	129

## **RESUMEN**

La Comercialización de Energía es una actividad que aún no está incluida en los negocios existentes dentro del Mercado de Energía Eléctrica en el Perú. Tan solo la generación, transmisión y la distribución son los segmentos considerados, reservándose a este último tanto la distribución como la comercialización de energía a los usuarios regulados y libres.

Según la experiencia de otros países se destina la actividad neta de la comercialización a un cuarto segmento del negocio energético, pudiendo recaer la comercialización en un bróker o un trader de energía.

La muestra de estudio es la Empresa COPEINCA S.A, con 05 suministros ubicadas en la Zona Industrial del 27 de Octubre con una máxima demanda de 6,348 MW , los cuales se facturan como Cliente regulado en la Tarifa MT-3 Calificación Mensual.

En el presente informe se procede a evaluar 04 Alternativas de suministro de energía eléctrica mediante un comercializador vía contratos de Mercado Libre. Se procede para cada caso analizar los componentes de generación (energía y potencia), peaje principal de transmisión, componente de distribución y peaje de sistema secundario de transmisión. Para esto se toma en cuenta los criterios técnicos y económicos que los suministradores de energía tienen para otros clientes.

Se determinó que la Alternativa de suministro de energía eléctrica con la Empresa EDEGEL S.A permite la reducción de la facturación de energía eléctrica, en un 5.48 %, superior al valor planteado de 3 % (en la hipótesis). Consiguiéndose un ahorro anual de S/ 265,183.54, con una ganancia efectiva para el comercializador de S/ 58,211.02 anuales.

PALABRA CLAVE: Comercialización de Energía

## ABSTRACT

Energy trading is an activity that is not yet included in existing businesses within the Electricity Market in Peru. Only the generation, transmission and distribution segments are considered, reserving this last both the distribution and marketing of energy to the regulated and free users.

According to the experience of other countries net marketing activity is intended to fourth segment of the energy business, marketing may fall a broker or an energy trader.

The study sample is the company COPEINCA SA, with 05 supplies located in the Industrial Zone of October 27 with a maximum demand of 6,348 MW, which is billed as regulated Customer Rate Monthly Rate MT-3.

In this report we proceed to evaluate 04 Alternative power supply via a retailer via contracts Free Market. Proceed to analyze each case generating components (energy and power), the main transmission toll, toll component distribution and secondary transmission system. For this is taken into account technical and economic criteria that energy suppliers have for other customers.

It was determined that the Alternative power supply with the company Edegel SA allows the reduction of the turnover of power in a 5.48%, above the raised value of 3% (assuming). Achieving an annual horro of S / 265,183.54, with an effective profit for the marketer of S / 58,211.02 annually.

KEYWORD: Energy Trading

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCION**

## 1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

El proceso de liberalización de los sectores eléctricos alrededor del mundo ha dado paso a la introducción de la competencia en varias de las actividades de la cadena de suministro. En el Perú, desde la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, en noviembre de 1992, se implementó un cambio notable, desde el punto de vista conceptual con el objetivo de superar los problemas de un sistema eléctrico ineficiente y con limitados recursos para la adecuada gestión de las empresas de electricidad. Después de 23 años los objetivos de la Ley no se han cumplido totalmente debido a que aún no se ha concluido con el proceso de privatización ni se ha consolidado la normatividad, en materia de competencia a nivel de usuarios finales. En el Perú, el marco normativo solo reconoce tres de estas actividades: la generación, la transmisión y la distribución. La comercialización es una actividad que se desarrolla implícitamente en la generación (libre competencia) y en la distribución (que está aún en su fase monopólica).

El mercado de distribución está constituido por las empresas de distribución que son monopolio regulado y los clientes regulados o de servicio público de electricidad.

Los concesionarios de distribución están obligados a dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año, asimismo están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo.

Las experiencias internacionales indican que la comercialización en el sector minorista (con la introducción del agente comercializador), permite afianzar la competencia en este mercado, lo cual mejora el bienestar de la sociedad a través de una reducción en los precios a usuarios finales. Por eso es importante examinar cuáles serían las implicancias en el sector eléctrico peruano, si se modificara la LCE y se permitiese la participación del agente comercializador.

La venta de electricidad al por menor comenzó a finales del siglo XIX, cuando los organismos que generan electricidad para su propio uso, la pusieron también a disposición de terceros. En un principio, la electricidad se utiliza principalmente para la iluminación de la calle y los tranvías. El público pudo comprarla una vez que comenzaron las empresas eléctricas a gran escala.

La prestación de estos servicios fue en general responsabilidad de las compañías eléctricas o de las autoridades municipales que, o bien establecían sus propios departamentos o bien los contrataban servicios de los empresarios privados. El uso residencial, comercial e industrial de la electricidad se limitó, en un principio, a la iluminación, pero esto cambió radicalmente con el desarrollo de motores eléctricos, calentadores y dispositivos de comunicación.

El principio básico de la oferta no ha cambiado mucho con el tiempo. La cantidad de energía utilizada para el consumo doméstico, y por lo tanto, el importe que se cobra, se mide a través de un contador de la luz que normalmente se coloca cerca de la entrada de un hogar, para proporcionar un fácil acceso al lector del contador.

A los clientes generalmente se les carga una cuota de servicio mensual (el fijo) y los cargos adicionales basados en la energía eléctrica (en kWh) consumida por el hogar o negocio durante el mes. Los consumidores comerciales e industriales normalmente tienen esquemas de precios más complejos. Estos requieren medidores que cuantifican el uso de energía en intervalos de tiempo (tal como puede ser media hora) para imponer cargos basados tanto en la cantidad de energía consumida, como en la tasa máxima de consumo, es decir, la demanda máxima.

Para esto formulamos el siguiente problema:

**¿CUAL ES LA INFLUENCIA DEL COMERCIALIZADOR DE ENERGIA EN LA REDUCCION DE LAS TARIFAS ELECTRICAS?**

## **1.2 ANTECEDENTES :**

GENER DE MANZANOS, Álvaro (2010), en su tesis para optar el grado de Magister en el Sector Eléctrico de la Universidad Pontificia de Comillas de España, resume lo siguiente:

Como consecuencia del proceso de liberalización del mercado eléctrico en España era necesaria la desaparición de las tarifas integrales a la que estaban acogidos los clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a los 15 kW. Por esta misma causa y para cumplir con las directivas europeas sobre separación de actividades comerciales y de redes era necesario que las distribuidoras dejaran de suministrar electricidad a los

clientes. Fruto de estas necesidades nace en el mercado ibérico la figura del suministrador de último recurso, que es un estado intermedio entre la liberalización plena, donde el regulador no emite ninguna señal de precio “justo” de la electricidad y el régimen anterior de tarifas integrales totalmente reguladas. Esta ampliación de la comercialización a los clientes domésticos (considerándola como un mercado a plazo minorista de electricidad) requiere, como hemos visto, un amplio desarrollo del mercado a plazo mayorista, donde los comercializadores puedan adquirir la energía que luego venderán a los clientes finales.

LAREZ CORDOVA, Adán (2003), en su tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad de Nueva León en México, concluye lo siguiente: La industria monopólica fue buena y necesaria para el desarrollo de los países. Sin embargo, los problemas en el financiamiento de proyectos, la búsqueda de mayor eficiencia y menores costos ha llevado a cambios sustanciales en la operación y comercialización de la energía eléctrica. Muchos creen que el cambio de estructura resolverá todos los problemas, sin embargo al avanzar en las reformas aparecen nuevos retos para lograr los objetivos buscados. Los agentes intermediarios (bróker) reciben información de compradores y vendedores para concretar transacciones de energía, su objetivo es obtener con un procedimiento sistemático y transparente el mayor beneficio en las transacciones de intercambio entre los agentes del mercado eléctrico.

LEMUS MANZUR, Cristina (2006), en su tesis para optar el Grado de magister en Ciencias de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile, concluye lo siguiente: El modelo propuesto compara el caso de comercialización monopólica regulada versus comercialización competitiva. En un análisis ceteris paribus, resulta que los precios de comercialización monopólica regulada tienden a ser menores que bajo comercialización competitiva. Sin embargo, al poner en evidencia posibilidad de manejo de demanda que podrían realizar los comercializadores en el mercado chileno, el modelo muestra que la comercialización competitiva puede llegar a ser socialmente atractiva en cuanto a precios, separando el desempeño de la comercialización monopólica regulada con las supuestas economías de ámbito que la justificaban. La principal conclusión para el sistema eléctrico chileno es que el mercado chileno podría

rescatar los beneficios de la comercialización competitiva a nivel industrial/comercial y paulatinamente a nivel residencial. La introducción del comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico chileno podría ser el próximo paso para enfrentar el crecimiento de demanda, de requerimientos de capacidad y futuras crisis de abastecimiento en el sistema eléctrico chileno.

MORENO, Julián (2008), en su tesis para optar el título de Ingeniero de Sistemas, resume lo siguiente: El trabajo que se describe en este artículo explora la posibilidad de emplear un modelo basado en la lógica difusa y en el aprendizaje de máquina para que los agentes comercializadores del mercado eléctrico Colombiano, o de alguno con características similares, maximicen sus utilidades de acuerdo a su perfil de riesgo. El modelo consta de dos partes, la primera es un sistema experto difuso que les brinda a estos agentes una recomendación respecto a la estrategia comercial que deben emplear, y cuya definición depende principalmente de las condiciones del mercado. La segunda es un mecanismo de aprendizaje por refuerzo con el que los agentes “aprenden” a medida que perciben las consecuencias que sus acciones les acarrearán, de manera que las modifican esperando obtener una recompensa no solo en el corto sino también en el largo plazo.

OYANGUREN RAMIREZ Fernando (2007), en su tesis para optar el Grado de Magíster en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú, concluye lo siguiente: El agente comercializador tanto a nivel mayorista como a nivel minorista, es un agente que introduce competencia y que se puede implementar en los mercados eléctricos, mejorando el manejo de los recursos disponibles, generando bienestar a la sociedad por la disminución de los precios, e incentivando la inversión privada. El modelo desarrollado compara el caso de la comercialización monopólica regulada con el caso de la comercialización competitiva minorista. Como resultado se obtiene que los precios promedios ponderados (de corto y largo plazo) resulten ser menores bajo el esquema de comercialización competitiva, cuando consideramos el manejo de la demanda, a través de la elasticidad precio de la demanda del consumidor final. En estas condiciones obtenemos en el esquema de comercialización competitiva con

elasticidad alta (elástica), precios promedios ponderados menores hasta en un 12.79%, para el nivel de máxima aversión al riesgo.

TACLE ALBAN Wilson ( 2007) , en su tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Nacional de Quito, Ecuador, concluye lo siguiente: La figura del agente comercializador se basa en generar competencia tanto a nivel minorista como mayorista , ya que los comercializadores al acordar contratos financieros futuros generan liquidez en el mercado , permiten el abastecimiento de sus consumidores a largo plazo , como también estabilidad en los precios de la energía.Los agentes comercializadores en el mercado mayorista (conocidos como power marketers) aumentan las posibilidades de entrada de nuevos participantes en el mercado de generación ,al permitirles acceder a contratos de suministro con comercializadores sin depender de los distribuidores.

### **1.3 DESCRIPCION DE LA MUESTRA DE ESTUDIO :**

a. DATOS MARCO DE LA EMPRESA :

- Razón social: Empresa Corporación Pesquera Inca S.A. RUC 20224748711
  
- Dirección: La Sede Administrativa se encuentra ubicada Calle Francisco Graña 155 Urb. Santa Catalina, La Victoria. Teléfono: +51 (1) 213-4000 Fax: +51 (1) 213-4034 E-mail: sales@copeinca.com.pe
  
- Unidades Productivas :  
Planta de Harina de Pescado Steam Dried (Chimbote ) de 250 TM/hora de capacidad. MUESTRA DE ESTUDIO  
Planta de Harina de Pescado Steam Dried (Bayobar ) de 170 TM/hora de capacidad.  
Planta de Harina de Pescado Steam Dried (Chicama ) de 160 TM/hora de capacidad.  
Planta de Harina de Pescado Steam Dried (Chancay ) de 160 TM/hora de capacidad.  
Planta de Harina de Pescado Steam Dried (Ilo) de 90 TM/hora de capacidad.

- Actividades: El objeto principal de COPEINA S.A es la fabricación y elaboración de harina de pescado.

- Breve Reseña Histórica de la Empresa

Corporación Pesquera Inca (COPEINCA ASA) fue fundada en julio de 1994. Sus socios fundadores principales fueron Luis Dyer Ampudia, Rosa Coriat Valera, Edward Dyer Ampudia y Samuel Dyer Ampudia. Ese mismo año se adquiere la primera planta para la producción de harina y aceite de pescado, ubicada en la bahía de Bayóvar, departamento de Piura, con una capacidad de 68 TM/h . COPEINCA inició el año 2002 con la adquisición de Corporación Fish Protein y Corporación Pesquera Ribar, las cuales eran propietarias de 9 embarcaciones pesqueras, por USD 110 millones. A fines de ese mismo mes, adquirimos Corporación Pesquera Newton por un monto de USD 23 millones, mediante lo cual obtuvimos una planta de 56 TM /h de capacidad ubicada en Chimbote. Adicionalmente adquirimos tres embarcaciones con una capacidad de bodega conjunta de 971 m

En mayo del 2003 se adquirió el 100% de Empresa Pesquera San Fermín y subsidiarias, sumándose a nuestros activos una planta procesadora en Chancay de 80 TM /h de capacidad y seis embarcaciones con una capacidad conjunta de 1,278 TM, por un monto de inversión de USD 44 millones. Asimismo, el 11 de junio del 2007, se hizo un anuncio formal sobre el acuerdo de compra del 100% de las acciones de Pesquera Industrial El Ángel por el monto de USD 106 millones.

El 2011 se aprovechó los beneficios de la Ley ITQ (Límites Máximos de Captura por Embarcación). Operaremos con 26 embarcaciones, 5 plantas y 1,400 colaboradores comparados con 64, 12 y 2,200 respectivamente en el 2008. Esto permitirá a la Empresa obtener mejores rendimientos, producir 100% SD de harina de pescado.

- b. DESCRIPCION DE LA MUESTRA DE ESTUDIO:

La Planta COPEINCA S.A de Chimbote está ubicada en la Av. Industrial 1240. Zona Industrial de 27 de Octubre.

Su capacidad de producción es de 250 TM/hora.)

Máxima Demanda: 3,800 MW (3 acometidas en condición regulada con tarifa MT3



Figura N° 1 Ubicación de Planta Copeinca Chimbote

Fuente: Pta. Copeinca S.A

#### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

La justificación de este estudio radica en lo siguiente:

- Permitirá crear los mecanismos técnicos y legales para dar forma a un nuevo agente dentro del mercado eléctrico nacional tal que permita dar mayor dinamismo a este sector, permitiendo menores precios de venta de energía, al adquirirse este directamente desde los precios de barra desde el generador eléctrico , o estimular nuevas licitaciones de compra de energía en bloque.
- Permitirá tener un suministro de energía y potencia de mejor calidad al establecerse las condiciones complementarias de compra y venta de energía desde el distribuidor, el cual tendrá responsabilidades para poder suministrar un producto de calidad.

#### **1.5 HIPÓTESIS**

Se plantea la siguiente hipótesis: EL COMERCIALIZADOR DE ENERGIA INFLUYE EN LA REDUCCION DE UN 3 % DE LA TARIFAS ELECTRICAS.

#### **1.6 OBJETIVOS:**

**OBJETIVO GENERAL.**

- Determinar la influencia del comercializador de energía en la reducción de la tarifa eléctrica.

**OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Establecer las condiciones y mecanismo de comercialización de la electricidad en el Perú y los agentes que participan en ella.
- Determinar las condiciones de compra y venta de energía y potencia desde el punto de vista de un comercializador de energía para la Empresa COPEINCA SAC.
- Determinar la reducción de la Tarifa de Energía de la Empresa COPEINCA en relación a las transacciones comerciales con el Comercializador de Energía y compararla con las condiciones actuales a través del mercado monopólico de energía del Distribuidor.
- Elaborar un modelo que permita estimar los efectos que tendría la introducción competitiva de agentes comercializadores en el sector eléctrico, y establecer las condiciones legales para su aplicación en el Perú.

# **CAPITULO II:**

# **MARCO TEORICO**

## **2.1 MERCADO ELECTRICO PERUANO:**

### **2.1.1 FUNDAMENTOS:**

Entre los distintos sectores que proveen servicios públicos, es el sector eléctrico el que presenta características económicas más distintivas, lo que determina una mayor necesidad de tenerlos en cuenta para una adecuada comprensión de su organización y funcionamiento.

La reforma del sector se inició con la promulgación de Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en noviembre de 1992. En esta norma modificaba la forma cómo estaba organizada la industria y se establecía un nuevo marco regulatorio cuyo objetivo general era crear un sistema tarifario que fomentara la eficiencia económica. El sistema debería generar los incentivos para que las empresas invirtieran en un entorno estable y con un sistema tarifario adecuado. Ello permitiría incrementar la capacidad de generación y lograr un incremento de la cobertura del servicio eléctrico. A su vez, los usuarios deberían tener las opciones suficientes para elegir entre un mínimo de alternativas e incluso negociar directamente con los suministradores (clientes libres). Paralelamente, la reforma inició un proceso de promoción de la inversión privada a fin de aprovechar la experiencia de operadores internacionales y atraer inversiones al sector.

El esquema partió de la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución creando sistemas tarifarios más adecuados a las características de cada actividad. En el caso de las tarifas a clientes finales se eliminaron las distinciones por tipo de uso.

El suministro de energía eléctrica como servicio público es la actividad desarrollada por un conjunto de instituciones públicas o privadas con el fin de satisfacer una necesidad social determinada. Los servicios públicos son el conjunto de actividades y prestaciones permitidas, reservadas o exigidas a las administraciones públicas por la legislación en cada Estado, y que tienen como finalidad responder a diferentes imperativos del funcionamiento social, y, en última instancia, favorecer la realización efectiva de la igualdad y del bienestar social.

Desde el punto de vista citado anteriormente, se concluye que la energía eléctrica como servicio público debe llegar a todos los peruanos, existiendo para los compradores la posibilidad de tener alternativas de compra desligadas a la rigidez de la venta de

energía establecida por los procesos de regulación, optando inclusive por seleccionar a su propio suministrador de energía , teniendo para ello un mercado de libre competencia.

### 2.1.2 MODELO PERUANO:

El Mercado Eléctrico Peruano se comporta como un modelo Pool, el cual tiene al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) como operador y administrador del sistema eléctrico. El Mercado peruano se desenvuelve en función a LCE (Ley de Concesiones Eléctricas). El concepto del modelo "Pool" corresponde a una estructura de mercado en la cual los productores y consumidores no están en relación comercial directa. El "Pool" o Coordinador, que es una entidad sin fines de lucro, realiza un despacho de generación basado en los costos variables de las centrales participantes (precios spot), a través de un mecanismo preestablecido y aceptado por todos sus miembros. El Pool provee además un esquema de tarificación para el sistema de transmisión y el conjunto de servicios complementarios necesarios para la operación segura y confiable del sistema eléctrico, y por último debe de actuar como un intermediario frente a la aparición de discrepancias entre los participantes en el mercado.

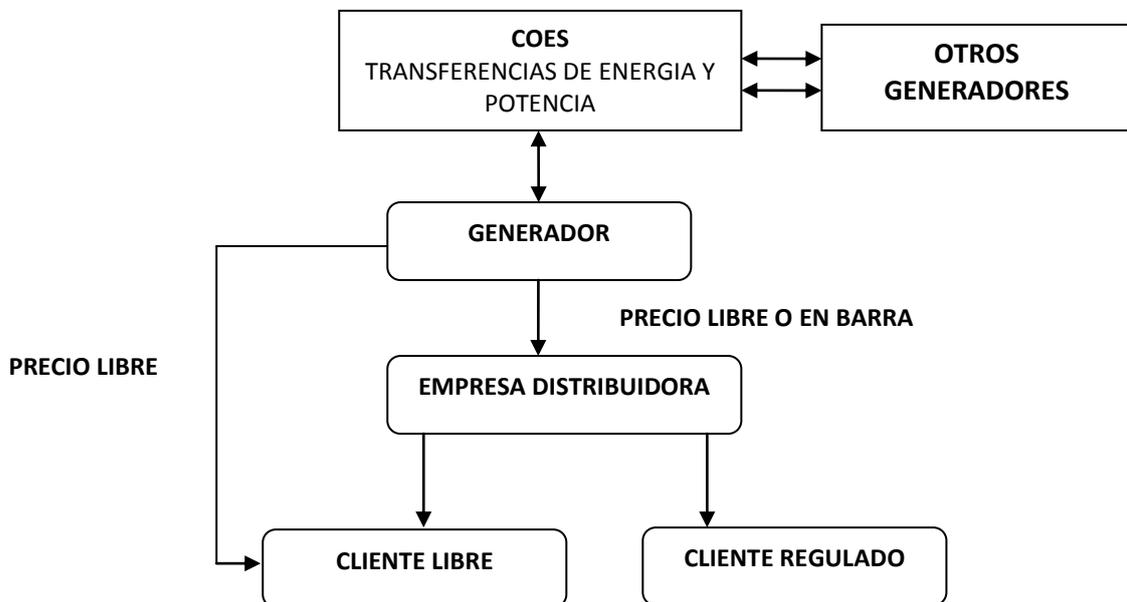


Figura N° 2 Estructura del modelo Pool Peruano.  
Fuente : Oyanguren (Tesis)

### 2.1.3 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL:

Al igual que el modelo de mercado eléctrico adoptado en Chile (1982), el esquema peruano inicial podía caracterizarse como un mercado mayorista competitivo, donde la competencia en generación sólo se presenta en la libre entrada a la actividad, más no en la formación de precios en base a ofertas, ello debido a la existencia de precios regulados para servicio público. Así mismo, se creó un mercado libre determinado por la oferta y demanda entre generadores – distribuidores y grandes clientes. Los agentes del mercado son los siguientes:

- **MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS:**

El Ministerio de Energía y Minas, es el organismo central y rector del Sector de Energía y Minas, y forma parte integrante del Poder Ejecutivo. El Ministerio de Energía y Minas tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas. Así mismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero-energéticas.

El Ministerio de Energía y Minas tiene como objetivo promover el desarrollo integral de las actividades minero-energéticas, normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento; cautelando el uso racional de los recursos naturales en armonía con el medio ambiente.

- **OSINERGMIN:**

Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

Se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734, bajo el nombre de OSINERG. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad.

OSINERGMIN tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos, de esta manera

contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población.

OSINERGMIN tiene asignadas funciones de supervisión, regulación, fiscalización y sanción, normativa, solución de reclamo en segunda instancia administrativa y solución de controversias.

- **COES :**

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios o Clientes Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. El COES es un organismo técnico cuya finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Además, se encarga de planificar el desarrollo de la transmisión mediante el Plan de Transmisión del SEIN y administrar el mercado de corto plazo.

En el año 2006 la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, introdujo cambios importantes en la organización del COES. Se estableció la incorporación como Integrantes de la Asamblea de las empresas distribuidoras de electricidad y los usuarios libres conectados al SEIN, asimismo se dispuso una nueva conformación de del Directorio, y la creación de la Dirección Ejecutiva como principal órgano de gerencia y administración del COES.

La Asamblea está conformada por los Integrantes Registrados, agrupados en 4 subcomités: de Generadores, de Distribuidores, de Transmisores y de Usuarios Libres; mientras que el Directorio está integrado por 5 miembros, de los cuales 4 son elegidos por cada subcomité y el Presidente lo elige la Asamblea.

- **INDECOPI:**

El Instituto de Defensa de la Competencia y de la protección de la Propiedad Intelectual, es un organismo, fue creada en noviembre de 1992, mediante el DL N° 26868.

Tiene como funciones la promoción del mercado y la protección de los derechos de los consumidores. Además fomenta en la economía peruana una cultura de leal y honesta competencia, resguardando todas las formas de propiedad intelectual desde los signos distintivos y los derechos de autor hasta las patentes y la biotecnología.

El INDECOPI es un Organismo Público Especializado adscrito a la presidencia del Consejo de Ministros, con personería jurídica de derecho público interno, entonces según DL N° 1033 goza de autonomía funcional, técnica, económica, presupuestal y administrativa.

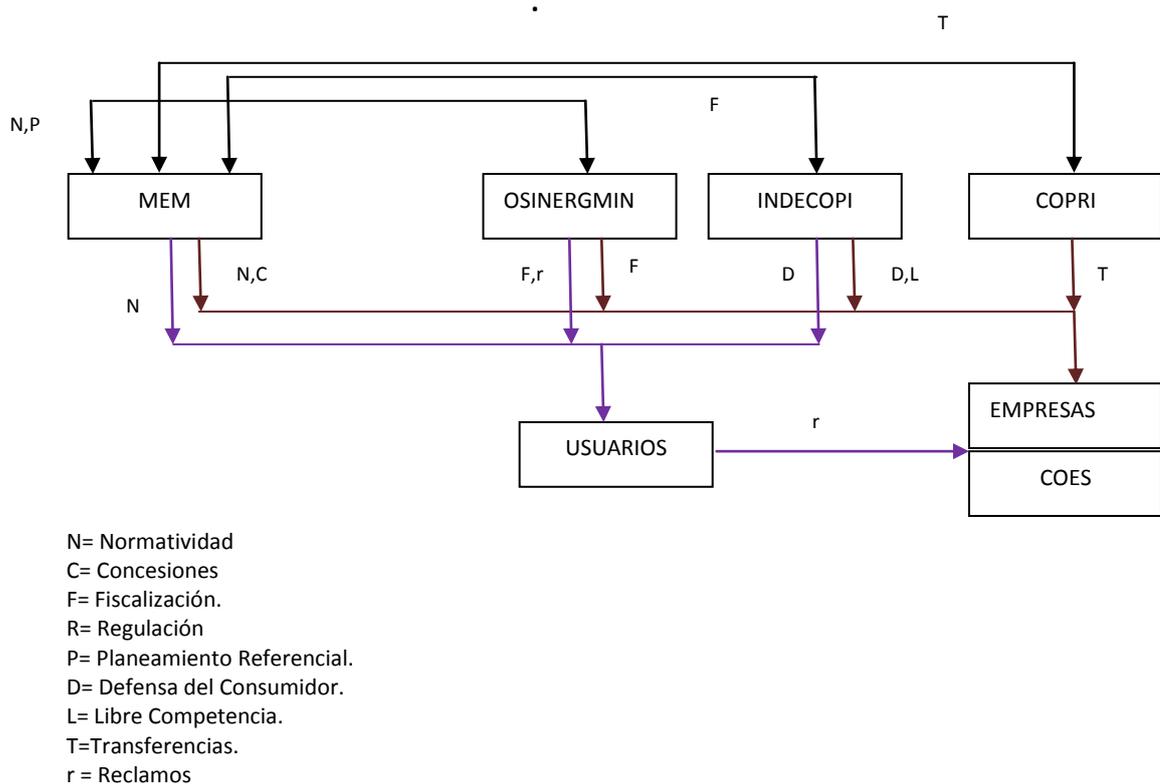


Figura N° 3 Componentes Mercado Eléctrico Peruano  
Fuente : Ministerio de Energía y Minas

- **EMPRESAS DE ENERGIA ELECTRICA:** La Conforman las diversas Empresas de Generación, Transmisión y Distribución de Energía que actúan sobre el producto ( energía y potencia)
- **USUARIOS O CONSUMIDORES DE ENERGIA:** Son aquellos Usuarios que consumen energías eléctrica y deben abonar un valor económico a la energía y potencia que se les suministra.

#### 2.1.4 AGENTES DEL MERCADO:

##### a. GENERACION:

Está formado por el conjunto de empresas eléctricas que son propietarias de las centrales generadoras (hidráulicas y térmicas) de electricidad. Este segmento es un Mercado competitivo y abierto sin economías de escala, donde los precios tienden a reflejar los costos marginales de producción. Cada empresa puede decidir con anticipación la disponibilidad de generación para el sistema y el nivel de contratación de su producción con los distintos tipos de clientes. En el Perú, a nivel nacional, hay 28 empresas generadoras entre privadas y estatales. La actividad de generación se desenvuelve en un mercado de libre competencia. Se cuenta con una potencia instalada de 9,414, una Potencia efectiva de 8,717 MW y una máxima demanda de 5,944 MW (el 02 de Junio del 2015)

Cuadro N° 1 Resumen de participación por empresas en la generación en el SEIN

EMPRESA DE GENERACION	POTENCIA EFECTIVA (MW)	EMPRESA DE GENERACION	POTENCIA EFECTIVA (MW)
ENERSUR	1745.4	SANTA CRUZ	34.3
EDEGEL	1458.6	PE MARCONA	32.0
KALLPA	1055.8	MAPLE ETANOL	29.5
ELECTROPERU	902.4	SDF ENERGIA	28.2
FENIX POWER	570.1	SDE PIURA	26.8
EGENOR	374.3	PANAMERICANA SOLAR	20.0
EGASA	314.1	TACNA SOLRA	20.0
EEPSA	296.8	REPARTCION SOLAR	20.0
STATKRAFT PERU	271.1	MAJES SOLAR	20.0
CELEPSA	222.2	HUANCHURI	19.6
TERMOCHILCA	208.0	RIO DOBLE	19.2
CHINANGO	193.5	MOQUEGUA FV	16.0
TERMOSELVA	175.4	AJPSAA	12.2
SAN GABAN	118.6	SINERSA	12.0
ENERGIA EOLICA	114.0	GEPSA	11.1
EMG HUANZA	96.8	PETRAMAS	9.6
EGEMSA	88.8	HIDROCAÑETE	4.6
SHOUGESA	65.7	YANAPAMPA	3.9
EGESUR	57.8	MAJA ENERGIA	3.6
EGE JUNIN	43.2	SANTA ROSA	1.8
TOTAL			8717.0

Fuente: COES(2014)

##### b. TRANSMISION:

El sistema de transmisión de electricidad comprende líneas de transmisión y subestaciones eléctricas para un nivel de tensión superior a los 33 kV. Su función es

transportar la energía eléctrica desde los puntos de generación hacia los centros de consumo. El sistema de transmisión puede ser clasificado como Principal ó Secundario. El sistema de transmisión es Principal cuando la dirección del flujo de potencia no se puede asociar a ningún generador en particular, y es Secundario cuando la energía eléctrica que transporta esta exclusivamente asociada a una empresa generadora o una empresa distribuidora. Durante el año 2014, se incorporaron al SEIN 1 464 km de líneas de transmisión en diferentes niveles de tensión .Al respecto, cabe destacar que el 26 de abril de 2014 se aprobó la integración al SEIN de las dos ternas de las líneas de transmisión en 220 kV Socabaya – Tintaya (201,4 km cada uno). Del mismo modo el 24 de mayo de 2014 se aprobó la conexión al SEIN la línea de transmisión eléctrica en 500 kV hacia el norte del país, conformada por el tramo Trujillo Nueva – La Niña, de 327 km de longitud en total. En el 2014 ingresaron nuevos transformadores de potencia al SEIN, con una capacidad total de 2 920,3 MVA distribuida en treinta y ocho (38) subestaciones.

Cuadro N° 2 Consolidado de Redes de Transmisión SEIN

N°	NIVEL DE TENSIÓN KV	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
		LONGITUD (KM)		
		A DICIEMBRE 2013	INGRESOS DURANTE 2014	A DICIEMBRE 2014
1	500	1 509,82	326,94	1 836,76
2	220	10 058,92	690,45	10 749,37
3	138	4 417,86	122,63	4 540,49
4	< 69 kV	7 366,07	324,02	7 690,09

Fuente: Anuario Estadístico COES (2014)

Las instalaciones de transmisión tienen la característica de “open access” o libre acceso, es decir que pueden ser utilizadas por terceros sin ninguna discriminación entre los usuarios, además de ser una actividad de servicio público. La retribución del sistema de transmisión se realiza a través del cobro de peajes y del concepto de ingreso tarifario, los cuales deben de compensar el servicio que prestan.

c. **DISTRIBUCION:**

El sistema de distribución está conformado por línea, subestaciones y sistemas de distribución en media y baja tensión que permiten el adecuado suministro de energía y potencia al usuario final.

Las Empresas distribuidoras se desenvuelven cada una de ellas en distintas zonas de concesión, para lo cual se desenvuelven bajo la figura de monopolios naturales. Ya que solo es factible económicamente la presencia de un solo distribuidor dentro de una zona de concesión. El nuevo marco regulatorio permite que la distribución de electricidad pueda ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecidos por el MEM, que estipula que las empresas requieren de una concesión cuando la potencia instalada es mayor a los 500 KW.

Los concesionarios de distribución están obligados a prestar servicio eléctrico a quien lo requiera dentro de su área de concesión. Además, están obligados a tener contratos vigentes con las empresas generadoras que cubran sus requerimientos de potencia y energía durante los siguientes dos años, como mínimo.

Cuadro N° 3 Relación de Empresas de Distribución del Perú

N°	Empresa	SIGLAS	Zona de Concesión
1	Luz del Sur S.A.A	Luz del Sur	Lima Sur
2	Empresa de distribución eléctrica Lima Norte S.A.A	EDELNOR	Lima Norte
3	Empresa de distribución eléctrica Cañete S.A.A	EDECAÑETE	Cañete
4	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.A	ELECTROCENTRO	Huánuco-Junín- Ayacucho- Huancavelica
5	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur medio S.A.A	ELECTRO SUR MEDIO ESMSAA	Ica
6	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A	ELECTRORIENTE	Iquitos-Yurimaguas- Tarapoto
7	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A	ENSA	Amazonas- Lambayeque
8	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este S.A.A	ELECTRO SUR ESTE	Cuzco
9	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Noroeste S.A.A	ENOSA	Tumbes-Piura
10	Empresa concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A.	ELECTROUCAYALI	Ucayali
11	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Puno S.A.A	ELECTRO PUNO	Puno
12	Sociedad Eléctrica del Suroeste	SEAL	Arequipa
13	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro norte medio S.A.A	HIDRANDINA	La libertad- Cajamarca-Ancash
14	Consorcio Eléctrico Villacuri S.A	COELVISAC	Andahuasi- Villacuri(Ica)
15	Proyecto Especial Chavimochic	CHAVIMOCHIC	Chao
16	Electro Tocache S.A	ELECTRO TOCACHE	Tocache
17	Servicios eléctricos Rioja	SERSA	Rioja
18	Empresa de servicios eléctrico municipales de Paramonga S.A	EMSEMSA	Paramonga
19	Empresa municipal de servicios eléctricos Utcubamba S.A	EMSUSA	Amazonas

Fuente: MINEM (2012)

Se presenta el diagrama de acceso a la electricidad en el Perú:

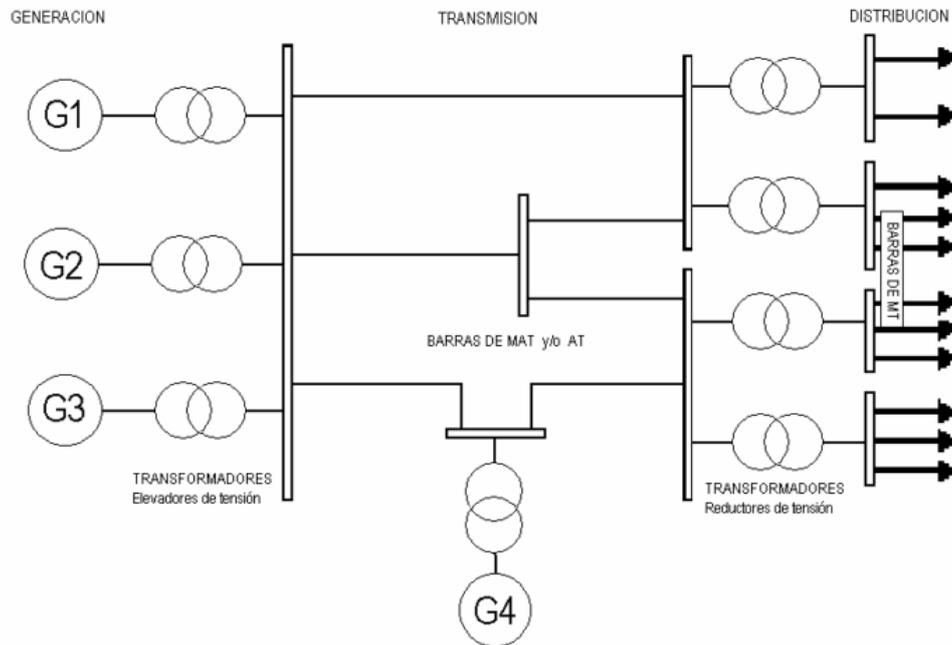


Figura N° 4 Esquema de aprovisionamiento de energía en el Perú

Fuente: OSINERGMIN

### 2.1.5 MARCO LEGAL:

#### a. LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS N° 25844 Y SU REGLAMENTO D.S N° 00-93 EM (19.11.1992):

Establecen las disposiciones legales referentes a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERGMIN, en representación del Estado, son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente Ley, quienes podrán delegar en parte las facultades conferidas. Las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas. Según el Artículo 2°.- Constituye Servicio Público de Electricidad:

El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y la transmisión y

distribución de electricidad. El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

**b. LEY ANTIMONOPOLIO Y OLIGOPOLIO DEL SECTOR ELECTRICO PERUANO N° 26876 (19.11.1997):**

La industria eléctrica en el Perú es un sector ampliamente regulado. Está sometida a regulación tarifaria, a regulaciones técnicas, ambientales, de seguridad; y finalmente, está regulada en cuanto al control de fusiones. Debemos precisar que este sector es el único en la economía de nuestro país que posee un control de fusiones y que se enmarcó dentro de una reforma en el mercado eléctrico. Estableciendo : “Las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema Principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley.”

**c. REGLAMENTO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN UN RÉGIMEN DE LIBERTAD DE PRECIOS D.S N° 017-2002 EM**

Se introdujeron algunas modificaciones al marco regulatorio del mercado libre a fin de mejorar las condiciones de competencia. Estas medidas han permitido una mayor transparencia y mayores posibilidades de negociación para los clientes libres. A su vez, también se dieron modificaciones en lo referente a la reglamentación del acceso a las instalaciones de transmisión y distribución fijándose estos cargos, que en un principio estaban sujetos a negociación entre los generadores y distribuidores en el caso de las ventas al mercado libre.

**d. LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACION ELECTRICA N° 28832 (23.07.2006)**

La finalidad de la presente ley es :

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

Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado.

Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de Generación.

Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

**e. REGLAMENTO DE LOS USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD D.S N° 022-2009 EM (16.04.2009):**

Se establecen las condiciones de comercialización de energía y potencia para los consumidores de energía pertenecientes al mercado libre de energía. Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres.

**f. LEY DE PROMOCION A LA LIBRE COMPETENCIA Y LA EFICIENCIA DE LOS MERCADOS PARA LA PROTECCION DE LOS CONSUMIDORES (PL 972/2011 CR)**

Incorpora un procedimiento de control o autorización de operaciones de concentración empresarial, horizontales o verticales, como mecanismo para defender la competencia a través del análisis previo de las futuras estructuras económicas que se vayan a crear en un mercado como consecuencia de tales operaciones. A la fecha el mencionado proyecto no ha sido aprobado por razones de polémica y división de pensamientos que genera.

**2.2 COMERCIALIZACION DE LA ENERGIA :**

**2.2.1 FUNDAMENTOS:**

El comercializador es un agente intermediario (persona, empresa) que participa en el intercambio de bienes entre productores y consumidores y, por lo general, sin fabricar ni consumir el bien transado.

El agente comercializador compra en el mercado mayorista y vende en el mercado minorista, aprovechando las diferencias de precios entre los distintos mercados , asumiendo los riesgos del mercado y los precios. El valor unitario de cada producto comprado al por mayor, por lo general, es menor que el valor del producto vendido al

detalle, siendo ésta diferencia el incentivo económico del comercializador para justificar su existencia lucrativa en el mercado.

La actividad de comercialización de electricidad puede hacerse tanto a nivel del mercado mayorista (Power Marketers) como a nivel minorista (Retail Marketers).

En el Perú existe competencia a nivel de generación (mercado mayorista de electricidad).

### **2.2.2 MODELOS DE COMERCIALIZADOR MINORISTA:**

#### **a. GENERALIDADES:**

Es el agente que participa en el mercado ligado al suministro de la energía eléctrica y los servicios a los usuarios finales (IEA (2001)). Esta actividad incluye los servicios de cobro de peajes de distribución, lectura de medidores, facturación a clientes finales, acceso directo y clientes libres etc. Los comercializadores que desarrollan estas actividades compiten directamente con las tradicionales compañías distribuidoras. Es necesario crear un ambiente económico propicio para el desarrollo de esta actividad, regulando el mercado, de modo que las compañías distribuidoras den acceso libre a sus redes, sin discriminar a las empresas que cumplan con las funciones de comercialización.

En este sector del mercado encontramos a los agregadores de carga (Load Aggregator) que negocian un servicio eléctrico a nombre de un grupo de afiliados. Son responsables de planear, coordinar, llevar la contabilidad, facturación y pago para su portafolio de vendedores (generadores o compras) y/o compradores (carga o ventas).

Estas compañías deben juntar un grupo grande de usuarios de energía para ganar influencia adquisitiva y conseguir mejores precios. Según se define en el artículo 6.1.f) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico Español, los comercializadores de energía eléctrica son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley.

**b. LIBRE COMPETENCIA CON COMERCIALIZADORES MINORISTAS:**

Tradicionalmente, las empresas de distribución han sido monopolios locales que suministran la energía eléctrica a sus consumidores, bajo condiciones y tarifas establecidas por un organismo gubernamental regulador (para nuestro caso OSINERGMIN). Sin embargo, la conciencia del libre mercado y la competencia en los mercados de electricidad, ha generado cuestionamientos en todos los segmentos de la cadena de abastecimiento. Los países que han introducido competencia en el segmento de generación, también lo han hecho a nivel de usuarios finales, pues se permite que los grandes consumidores industriales y los de tipo medio puedan escoger a su suministrador. Hay casos en que todos los consumidores pueden elegir a su suministrador, lo que se conoce como competencia minorista total.

De los modelos de sistemas eléctricos que incorporan la competencia minorista, se recogen las siguientes características:

- En el mercado se realizan transacciones entre generadores, usuarios finales y posibles intermediarios, quienes interactúan libremente (dentro de los límites impuestos por la red).
- Los usuarios finales son libres de elegir a sus abastecedores de energía y de negociar sus contratos; por el lado de la oferta, los generadores pueden vender su electricidad a cualquier segmento.
- Las actividades de la red de transporte y sus precios son regulados, procurando la no discriminación en el acceso. Lo anterior a menudo obliga a la separación de todas estas actividades desde la generación hasta los usuarios finales.
- Existe un operador independiente de la red de transporte, lo que significa que no está controlado por los propietarios del segmento de generación.

**c. VENTAJAS DE LA COMERCIALIZACION DE ENERGIA:**

La comercialización competitiva presenta múltiples ventajas entre las que se pueden mencionar:

- Las compañías que compiten por la comercialización de energía a nivel de distribución enfrentan una demanda ilimitada, en contraste con la demanda delimitada que enfrentan las empresas distribuidoras monopólicas. Esto representa una oportunidad, pues sus utilidades tampoco están delimitadas.

- Abre la posibilidad para que las empresas puedan ofrecer a sus clientes (reales y potenciales) nuevos productos, servicios y opciones tarifarias.
- Abre la posibilidad de promoción de las tecnologías limpias con recursos energéticos renovables, cogeneración o través de la generación de energía distribuida.
- Su implementación no requiere cambios en las redes de transmisión y distribución.
- Estimula la competencia en generación: las heterogéneas negociaciones y los términos de los contratos entre generadores y comercializadores competitivos, produce mayor presión sobre los generadores que las homogéneas negociaciones con distribuidores monopólicos regulados.
- Entrega mayor liquidez al mercado mayorista debido al incremento y cambio de expectativas de los agentes compradores en el mercado, abriendo la posibilidad de que aparezcan intermediarios financieros.
- La existencia de comercializadores competitivos puede producir reducción de costos en todos los eslabones de la cadena de abastecimiento. Los comercializadores pueden variar significativamente los costos por comercialización e influir además en la fiscalización de la eficiencia de los todos los eslabones de la cadena de abastecimiento.
- Los comercializadores competitivos tienen incentivos para realizar de forma más eficiente que las compañías reguladas, todos los servicios asociados al suministro energético.
- Se impulsan contratos de largo plazo, pues eliminan la volatilidad de los precios Spot lo que tiene directa relación con las inversiones en capacidad.
- Hace más transparente el mercado para los consumidores, ya que pueden elegir libremente a su suministrador que le ofrezca un servicio de venta de mejor calidad y económico.
- Se crea un mercado de nuevos productos en la venta de electricidad, ya que los comercializadores competitivos pueden ofrecer servicios con valor agregado como manejo del riesgo, manejo de la demanda y servicios de uso eficiente de la energía.

- Con respecto a los consumidores: Se entrega a los consumidores la oportunidad elegir a su suministrador entre un número de compañías que compiten entre sí, las cuales ofrecen ofertas y tarifas distintas de modo que el consumidor pueda elegir lo más conveniente para sus necesidades. Si se mantiene una franja de competidores regulados, estos pueden beneficiarse de las reducciones en los precios reales (sin subsidios) que típicamente acompañan a los procesos de reestructuración, donde se permite competencia. Los comercializadores competitivos pueden ofrecer menores cobros por los componentes competitivos que las compañías reguladas.

**d. CONDICIONES PARA SU APLICACIÓN:**

La principal desventaja de la competencia minorista es que su implementación requiere profundos cambios en los esquemas tradicionales de los países. Para el desarrollo ideal de la competencia minorista se requiere:

- Regulación genere reales oportunidades en el mercado, protegiendo a los consumidores. Para establecer competencia minorista, debe existir un escenario de políticas que permita su desarrollo y que sea respetado y comprendido por los agentes y en especial por los consumidores. Si los agentes privados no encuentran reales oportunidades de mercado en la competencia minorista no se interesarán en ingresar al mercado. Considerando que un monopolio no regulado consigue mayores beneficios que un segmento competitivo, existen incentivos para que los competidores puedan aumentar sus ganancias restringiendo la competencia entre ellos (mediante acuerdos colusivos) lo que puede transformarse en un monopolio no regulado, lo que implica acciones abusivas con los consumidores finales, tal como sucedió a finales de la década de los 90 con los primeros clientes libres que realizaron contratos desventajosos al no contar con la información necesaria referente a los beneficios del mercado libre.
- Para un funcionamiento completamente transparente se requiere la separación de propiedad entre las actividades monopólicas reconocidas (como transmisión y distribución) y las actividades competitivas. Específicamente, para un sistema

ideal se deben separar la Generación y Transmisión, Generación y Distribución, Distribución y Comercialización Minorista. Si un agente es propietario de una empresa que realiza una actividad monopólica y además es propietario de una o más empresas que participan activamente en segmentos competitivos, existe un incentivo para usar el poder del segmento monopólico en contra de los otros agentes que participan en segmentos competitivos.

- Creación de un marco legal que permita la libre competencia y protección al consumidor así como la creación de un mercado mayorista. La elección del tipo de mercado mayorista depende de las decisiones que tomen políticamente las autoridades gubernamentales.

**e. PRODUCTOS Y SERVICIOS DE LA COMERCIALIZACION:**

Existe un sinnúmero de productos y servicios que pueden asociarse al suministro de Electricidad:

En primer lugar, los comercializadores son responsables por el suministro eléctrico. El producto “Energía Eléctrica” puede ser ofrecido en al menos dos formatos:

- Energía a precio fijo: Se establece un precio fijo por unidad de energía (precio competitivo), por lo que el consumidor está libre de todo riesgo por volatilidad de precios.
- Energía a precio variable: Se traspassa la volatilidad de los precios de la energía al consumidor final. Así, el consumidor puede obtener precios más bajos que el precio fijo, pero se arriesga al alza de los precios por sobre él.

En segundo lugar, los comercializadores son responsables por los servicios básicos asociados al suministro de la energía tales como:

Lectura del medidor,

Facturación,

Administración de información,

Atención de reclamos,

Sólo en el caso que la regulación lo estipule, los servicios referentes a conexión de los usuarios a la red de distribución local (instalación y mantención de empalmes y medidores).

Nuevos productos y servicios asociados: Bajo competencia, los competidores buscan diferenciarse entre sí por lo que existen incentivos a desarrollar diversos productos y servicios que añadan valor al consumo de energía y que cambien el concepto de commodity de la energía. Se crean incentivos para:

- Desarrollo global de tecnologías de información.
- Desarrollo de nuevas formas de comunicación con los clientes reales y potenciales (para informar cobros, nuevos productos).
- Creación de nuevos productos y servicios asociados, tales como: Servicio de seguridad en el suministro. Suministro diferenciado de confiabilidad y calidad (por ejemplo que se pueda interrumpir, a cambio de tarifas menores). Protección ante riesgo por inestabilidad de precios de energía. Tecnologías avanzadas de medición. Asociar el suministro de electricidad al suministro de otros servicios básicos (gas, agua, teléfono, servicios de Internet). Venta diferenciada de tecnologías: ofrecer suministro de energías verdes, incentivando el desarrollo de tecnologías limpias.

**f. TIPOS DE COMERCIALIZADORES:**

Existen diferentes tres tipos de comercializadores.

- **EL PRODUCTOR DE ENERGIA:** El productor produce el bien y después lo vende a través de una red de agentes o una red de distribuidores directamente. Por lo general los productores prefieren vender directamente a sus clientes finales, con esto el productor busca tener una ventaja competitiva creando lealtad del cliente, lo que le otorga una estabilidad a largo plazo.
- **TRADERS:** Los traders son intermediarios que mueven productos físicos de un lugar a otro. El trader, una vez que compra el producto ya fabricado, diversifica este bien en distintos tipos como calidad, forma, etc., de modo de alcanzar un mayor número de mercados, adaptándose a las distintas necesidades y preferencias de los clientes.

En la comunidad Económica europea se cuenta con los EFET (Federación Europea de Traders de Energía)

- **BROKERS:** El broker transa papeles, pues no ve nunca el producto físico, lo que hace es comprar y vender contratos en distintas bolsas, y sus ventas se realizan únicamente en bolsa, por cuenta de los productores. La diferencia entre un broker y un trader es que el primero da un servicio, compite entre brokers y no compite con el cliente, mientras que para el segundo, el que tiene en sus manos el material físico (petróleo, cobre, electricidad, etc.), los clientes son vistos como adversarios, ya que el trader saca provecho comprando barato y vendiendo caro a expensas de sus clientes.
- **COMERCIALIZADORES FILIALES DE DISTRIBUIDORAS:** Estos agentes son una subcategoría de traders. Son traders que están asociados a una empresa de transporte energía a nivel de distribución local. Existen dos tipos: los comercializadores que operan en la misma zona con el propietario de la red de distribución local con el cual están asociados (comercializadores locales) y comercializadores que operan fuera de la zona en que opera el propietario de la red de distribución local con el cual están asociados.

### **2.2.3 EXPERIENCIAS EN PAISES EXTRANJEROS:**

#### **a. LA COMERCIALIZACION EN COLOMBIA:**

Colombia inicia su proceso de reestructuración del mercado eléctrico en 1994, y el 20 de julio de 1995 la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (CREG) promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento un nuevo esquema para crear condiciones que aseguren la disponibilidad de oferta energética eficiente.

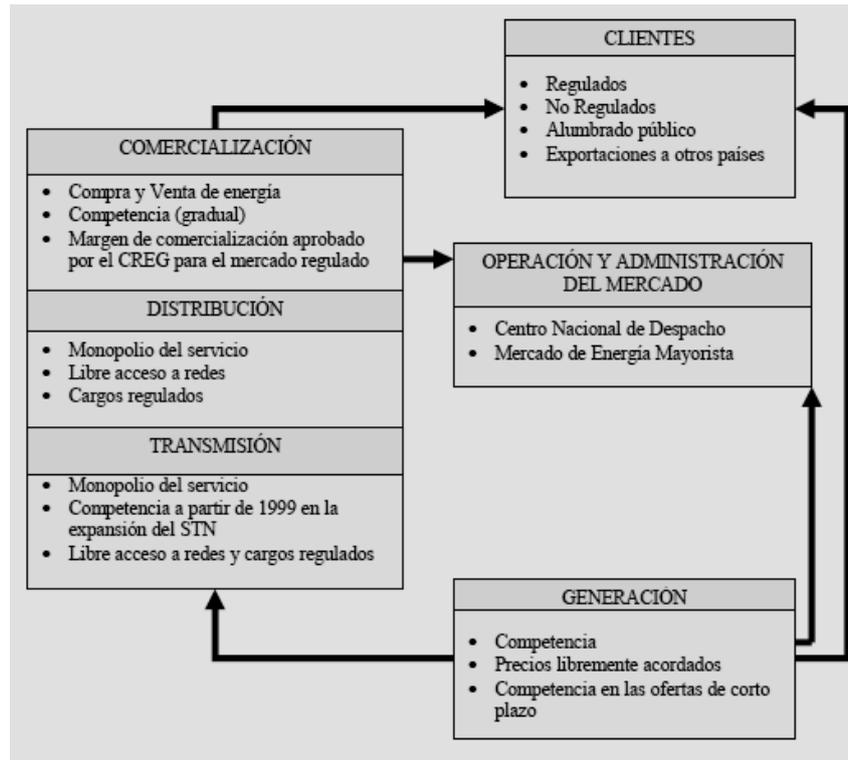


Figura N° 5 Mercado Eléctrico de Colombia  
Fuente: Jiménez Rodríguez.

Se establecieron dos espacios para realizar las transacciones:

- Mercado Mayorista: en el que participan como compradores y vendedores los agentes autorizados por la Ley para desarrollar actividades económicas propias de la industria eléctrica, como la generación, la comercialización mayorista y el transporte mayorista. Este mercado se divide a su vez en dos segmentos: el Mercado de Contratos a Término (o mercado a largo plazo) y la Bolsa de Energía (o mercado de corto plazo)
- Mercado Libre: en él participan como compradores los grandes consumidores y como vendedores los comercializadores de electricidad.

La CREG define la comercialización como la “actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal” Por ello esta actividad puede ser realizada por empresas independientes como también por empresas generadoras y distribuidoras.

**b. LA COMERCIALIZACION EN NORUEGA:**

El sistema eléctrico noruego es 98% hidroeléctrico y el mercado fue desregulado en 1991. La comercialización puede ser realizada por cualquier comercializador, sin necesidad de pagar una tarifa especial.

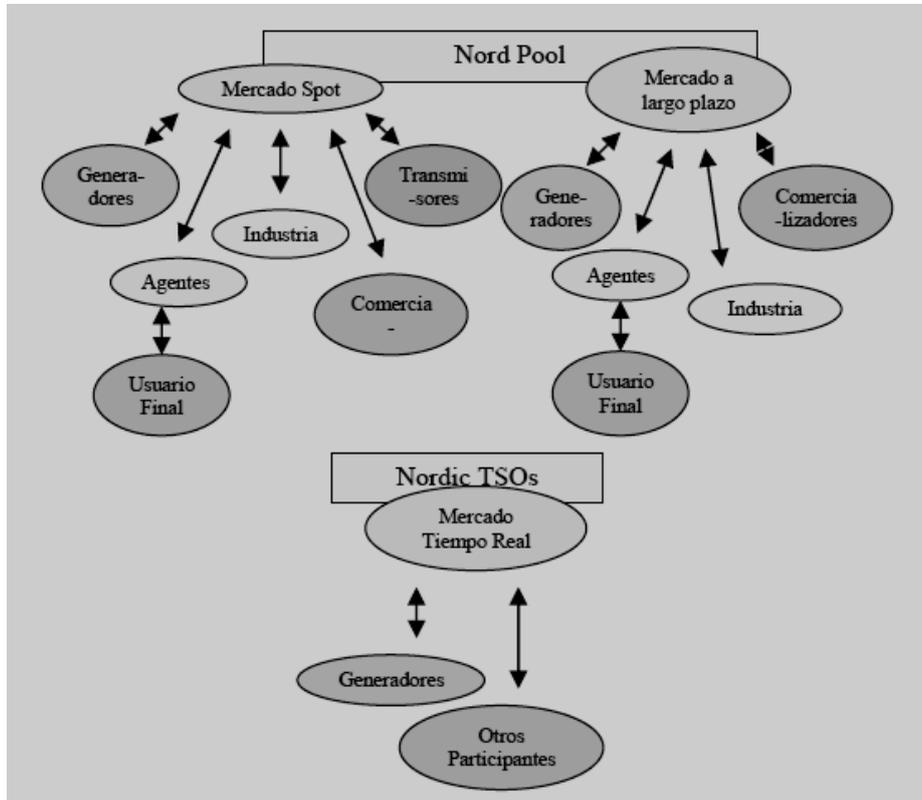


Figura Nº 6 Mercado Eléctrico de Noruega

Fuente: Jiménez Rodríguez

Los Comercializadores: Tienen como objetivo realizar vender energía a los clientes finales. A diferencia del sistema de California, estos no son responsables de las funciones de lectura o mediciones, ni tampoco de realizar conexiones a clientes nuevos del sistema, pero realizan actividades de facturación. La actividad de comercialización puede realizarse por empresas que cumplan los requisitos necesarios, o por generadores y distribuidores, siempre que mantengan las contabilidades separadas, evitando así, la aparición de subsidios cruzados. Los contratos ofrecidos por los comercializadores son negociados libremente con los usuarios finales, por lo que no existen tarifas reguladas. Entre los contratos se encuentran desde contratos a un precio fijo a de uno a tres años, a contratos que varían sus precios según el mercado spot.

**c. LA COMERCIALIZACION EN ESTADOS UNIDOS (MERCADO DE CALIFORNIA):**

La industria eléctrica fue monopólica por muchos años integradas verticalmente, reguladas por agencias estatales y poco eficientes debido a que tenían el mecanismo tarifario denominado “cost plus” (consistía en que las empresas recibían como tarifas sus gastos más un adicional) el sistema de California (WEPEX) pues fue uno de los primeros estados en iniciar un proceso de desregulación del mercado. Hasta 1997 el mercado era controlado por tres grandes empresas: Pacific Gas & Electric (36%), Southern California Edison (35%) y San Diego Gas & Electric (8%), que eran dueñas de la generación, transmisión y distribución. El 31 de marzo de 1998, la industria eléctrica de California comienza un proceso de desregulación, que se implementaría en un plan de 4 años. Como resultado de este proceso se crean dos entes fundamentales, el operador del sistema o ISO (Independent System Operator) y la bolsa de energía o PX (Power Exchange).

Las Características de las Empresas distribuidoras y las comercializadores son los siguientes:

- Utility Distribution Companies (UDC): compañías distribuidoras que entregan servicio a los usuarios finales que así lo deseen. Están obligadas a prestar sus redes a terceros interesados en llevar a cabo labores de comercialización de electricidad (ESP), compitiendo así con ellos.
- Energy Service Providers (ESP): empresas que cumplen las funciones de comercialización de electricidad a clientes finales que elijan proveerse por acceso directo. También realizan servicios de medición (Metering Service Providers), el que incluye instalación, manutención y lectura de medidores, este servicio lo pueden realizar directamente o subcontratar a terceros.

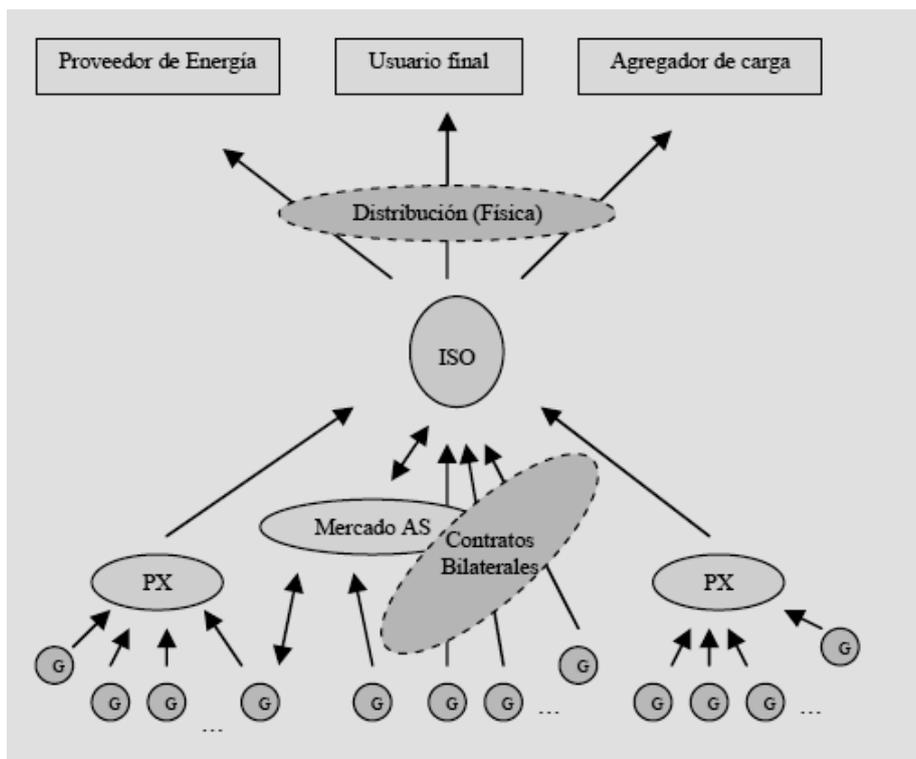


Figura N° 7 Mercado Eléctrico de Colombia  
Fuente: Jiménez Rodríguez

**d. LA COMERCIALIZACION EN EL REINO UNIDO:**

El sistema eléctrico de Inglaterra y Gales fue privatizado entre los años 1990 y 1994

La generación fue separada de la transmisión y se desarrolló un nuevo sistema de mercado conocido como Pool

En el nuevo esquema los participantes del mercado se dividieron en generadores, transmisores, distribuidores y proveedores (comercializadores), con las siguientes características:

Provisión: es el proceso de comprar electricidad en grandes cantidades y vendérsela a los consumidores. Los Proveedores pagan por que la electricidad sea transmitida a través de la red y distribuida a sus clientes. También son los encargados de publicar precios, leer medidores, facturar, procesan los pagos y negocian los requerimientos de los clientes. A cualquier persona que cumpla las exigencias se le puede otorgar una licencia de Proveedor. En un principio los grandes consumidores industriales y comerciales podían elegir quien les proveía de electricidad, pero los consumidores domésticos y la pequeña industria tenían que comprar su electricidad a Proveedores

Públicos Locales (PES's), sin embargo desde setiembre de 1998 estos consumidores tienen la posibilidad de elegir quien los abastece de electricidad.

### **2.3 TRANSACCIONES COMERCIALES :**

El sector de generación eléctrica en el Perú, desarrolla sus actividades en condiciones de competencia, de supervisión y de regulación por parte del Estado. Estas condiciones han configurado tres mercados de intercambio eléctrico. El primero de ellos es el mercado libre, el mismo que se determina por oferta y demanda. El segundo es un mercado regulado, en el que el precio es fijado por el OSINERMIN bajo la denominación de tarifa en barra. Y un tercer mercado el que surge entre los generadores de electricidad, que es conocido como el mercado spot, cuya formación se debe a que los generadores tienen, en cualquier momento y por muchas razones, déficit y superávit en su producción de electricidad. Al mismo tiempo de tener compromisos de venta de energía, previamente contratada que necesariamente tiene que ser atendida. La característica resaltante del mercado spot es que tiene un precio muy volátil.

#### **2.3.1 MERCADO SPOT:**

En este mercado, los generadores actúan en un primer momento como ofertantes de electricidad y en otro momento como demandantes de electricidad, de modo que, se llevan a cabo transferencias de potencia y energía entre generadores a costos marginales instantáneos o precios spot fijados por el COES de acuerdo a lo que establece la LCE y su reglamento.

La demanda está conformada por las empresas que compran electricidad al resto de empresas, mediante una conexión y el recibimiento de una inyección de electricidad; y también por la oferta de las empresas que venden electricidad a sus similares mediante la salida de energía.

La razón para comerciar electricidad entre ellos tiene que ver con su capacidad de producción en el momento o ante una necesidad de cumplimiento de contratos pactados previamente. También se dan incentivos adicionales entre los generadores para llevar intercambios de electricidad, dado que el precio spot o costo marginal puede elevarse sin necesidad de incrementar la producción.

Los generadores enfrentan una demanda de consumidores caracterizada por ser periódica, la misma que varía ampliamente durante las distintas horas del día o del año, así como también por periodos de alto y bajo consumo, mientras que la oferta, al menos en el corto plazo, está influenciada por la rigidez de las instalaciones.

La generación eléctrica se desarrolla en condiciones de competencia tanto por empresas estatales como privadas. Este segmento es considerado ahora competitivo, el avance tecnológico ha permitido la reducción de costos y el alcance de economías de escala. Tradicionalmente se consideró a la generación como monopolio natural debido a los efectos externos que originaba la transmisión de energía eléctrica mediante una red de transporte y distribución única.

Las generadoras entre sí realizan transferencias, de modo que, las empresas que no tienen contratos pueden seguir produciendo de acuerdo al despacho programado por el COES, en este caso dichas transferencias se valorizan a costos marginales registrados por el COES. Las generadoras que mantienen valorizaciones por transferencias favorables, tienen sus ingresos por ventas al mercado spot; en tanto que, las generadoras que se ven obligadas a comprar del mercado spot para cumplir con sus contratos, sean del mercado libre como del regulado debido a que su capacidad de producción no alcanza a cubrir dichos compromisos, mantienen valorizaciones por transferencias desfavorables y tienen sus egresos por compras al mercado spot.

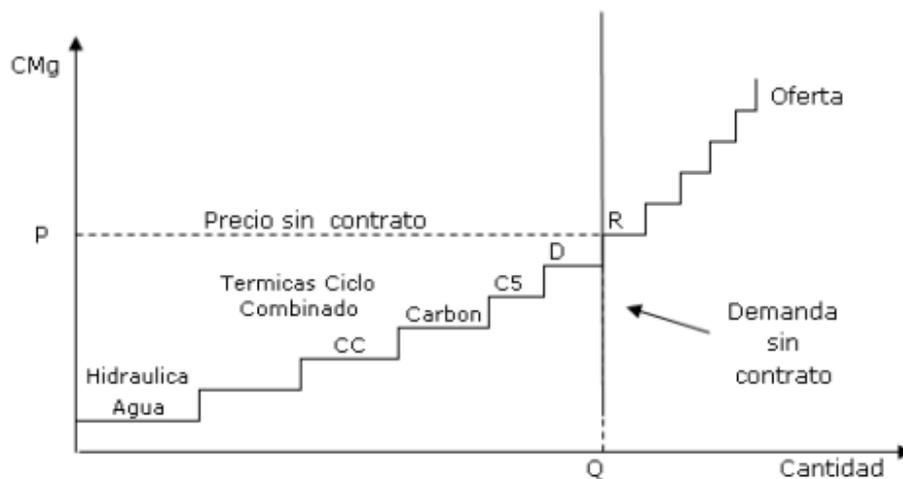


Figura N° 8 Equilibrio entre la oferta y la Demanda en el Mercado Spot

Fuente: Anaya Morales (Tesis)

### **2.3.2 MERCADO LIBRE DE ENERGIA:**

El mercado libre o de grandes consumidores, es aquel mercado en que se transan consumos superiores a 2.5 MW. Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento de Mercado Libre. Las transferencias de electricidad se llevan a cabo entre generadoras y distribuidoras cuyo electricidad no se destina al servicio público. Siendo así, en este mercado, la determinación del precio es fijado libremente por oferta y demanda, se cubre los costos de la transmisión y la distribución está regulada por el OSINERGMIN. En este mercado, los clientes denominados libres, efectúan sus transacciones con sus proveedores de energía a un precio pactado de común acuerdo y que se encuentra definido en sus respectivos contratos de suministro de energía. Podemos mencionar que en este mercado, tanto los generadores como los distribuidores actúan como comercializadores (pues realizan las funciones de servicio de venta), debido a que pueden negociar el precio de la energía con los clientes libres. En el Perú se cuenta con un total de 254 Clientes Libres. Un caso especial son los grandes usuarios de Energía con máximas demandas superiores a 10 MW, que están en la posibilidad de acceder a precios según el Mercado Spot de Generación.

Dentro de las características más resaltantes tenemos los siguientes:

- Participan de este Mercado los Grandes Usuarios, las empresas de distribución eléctrica, las empresas de generación eléctrica y los Clientes Libres.
- Los Clientes Libres pueden adquirir la energía del sistema, aunque se encuentren ubicados dentro de la zona de concesión de una empresa de distribución eléctrica, en la medida que no se encuentren obligados a contratar con dicha distribuidora, teniendo la potestad de poder contratar con cualquier otra empresa para el suministro de energía en forma libre.
- El contrato se puede basar en función a criterios económicos y técnicos (precios, cantidades, calidad, nivel de tensión, número de puntos de suministro, etc.) y/o estratégicos (pertenencia a un mismo grupo económico).
- En este mercado existe una Libre competencia entre generadores y distribuidores por suministrar energía y potencia a los Clientes Libres mediante contratos bilaterales, en los que se establecen los PRECIOS LIBRES.

- Los precios de energía y potencia a ser transferidos se negocian en la Barra de Referencia de Generación correspondiente al Punto o Puntos de Suministro del Usuario Libre. Los cargos correspondientes a las redes de transmisión y distribución son los regulados por OSINERGMIN.
- Para efectos de establecer la Barra de Referencia de Generación correspondiente al Punto de Suministro del Usuario Libre, se debe utilizar la subestación o Barra Base donde el OSINERGMIN publica los Precios en Barra que, en conjunto con los sistemas de transmisión correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para dicho Usuario.
- Los Contratos y las facturas correspondientes deberán considerar obligatoriamente, la separación de los precios para cada uno de los conceptos involucrados en la prestación del suministro, tales como: precios negociados a nivel de la Barra de Referencia de Generación y los cargos regulados de la transmisión principal o garantizada, de la transmisión secundaria o complementaria, de la red de distribución por nivel de tensión, de la comercialización y demás cargos que resulten aplicables.
- Los Clientes Libres pueden optar también en realizar una subasta o licitación o sumarse a una emprendida por una Empresa Distribuidora, donde se podrá obtener la energía y potencia a PRECIOS FIRME.

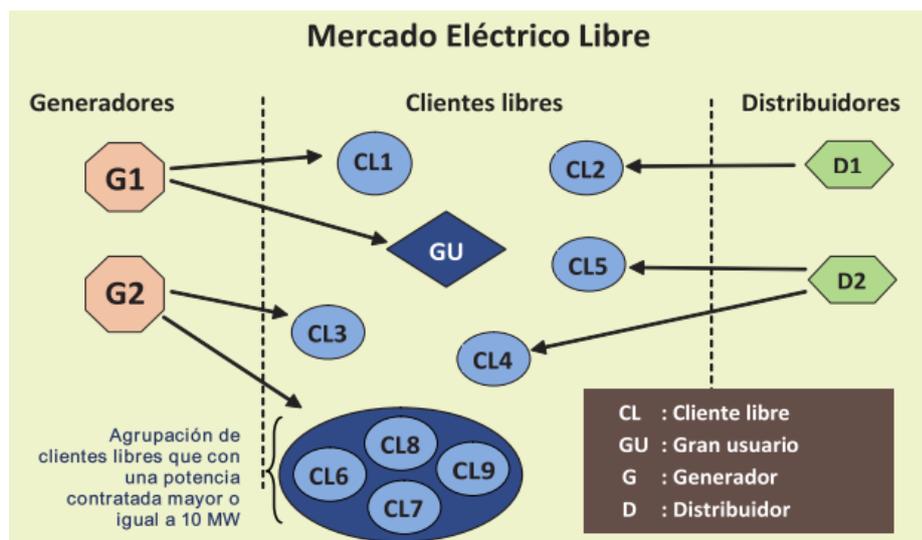


Figura N° 9 Agentes que participan en el mercado libre de electricidad.

Fuente: Anaya Morales (Tesis)

### 2.3.3 MERCADO REGULADO:

Son aquellos usuarios sujetos a la regulación de los precios de energía y potencia a través del organismo regulador OSINERGMIN. El límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. 2 Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre. El mercado de distribución está constituido por las empresas de distribución que son monopolio regulado y los clientes regulados o de servicio público de electricidad.

Los concesionarios de distribución están obligados a dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año, asimismo están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo.

Dentro de las características más resaltantes tenemos:

- Tan solo participan directamente los clientes regulados y las empresas de distribución eléctrica.
- Indirectamente participan las empresas de generación eléctrica.
- Las Empresas Distribuidoras son las únicas autorizadas en suministrar energía y potencia a los clientes regulados dentro de sus respectivas zonas de concesión.
- Las Empresas Distribuidoras están obligadas bajo la supervisión de OSINERGMIN a iniciar una subasta o licitación de compra de energía a las empresas generadoras a fin de cubrir el total de sus necesidades. Los precios que se dan como resultado de la subasta o licitación se denominan PRECIOS FIRME.
- Existe la posibilidad que alguna distribuidora no logre cubrir sus necesidades de energía mediante los procesos de subasta o licitación o que su demanda en el futuro supere a lo que ha contratado (debido a la incertidumbre de las predicciones), en dichos casos la energía adicional requerida por los distribuidores es valorizada a PRECIOS DE BARRA (Precios regulados por el OSINERGMIN).
- Se entiende por Barra, al sistema eléctrico físico en donde se puede realizar una entrega o salida de energía y potencia, en el Perú se cuenta con 62 Barras Eléctricas de referencia.

En este mercado se fija el precio en barra, el que se puede ajustar un 10% por sobre el precio libre o un 10% por debajo del precio libre. El precio que paga el usuario del servicio público de electricidad considera el costo de generación, transmisión y distribución de la energía. Las tarifas en barra inician la cadena de costos, sumándose los de generación, transmisión, y el valor agregado de distribución (VAD), que debe remunerar la actividad de distribución. El precio de venta de electricidad a clientes regulados está establecido:

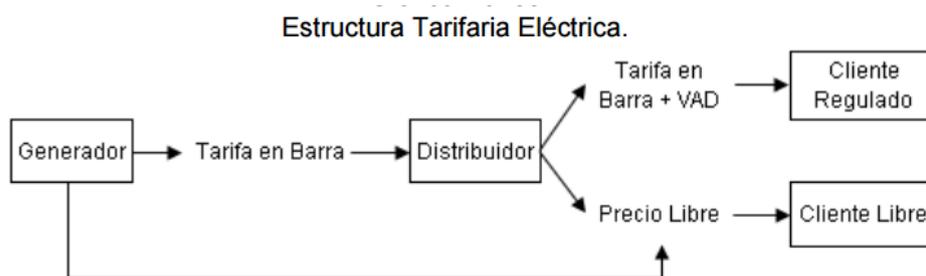


Figura N° 10 Línea contractual para el Cliente Libre y Cliente Regulado.

Fuente: OSINERGMIN

Las ventas de energía eléctrica a una empresa concesionaria de distribución, se efectúan a tarifas en barra. Sus fórmulas de reajuste, son fijadas anualmente por el OSINERGMIN y entran en vigencia en el mes de mayo de cada año, aunque el proceso de nueva fijación se inicia el 13 de Junio con la presentación del estudio técnico – económico (COES-SINAC) al OSINERMIN y culmina el 22 de Junio con la publicación de la resolución que resuelve los recursos de reconsideración

## 2.4 ESTRUCTURA DE PRECIOS :

### 2.4.1 GENERALIDADES:

Económicamente, cuando se inicia el mercado como tal, el bien que se produce puede ser banal o colectivo, el banal es comercial a gran público : comida, vivienda, vestido, etc. y los bienes colectivos: tiene que ver con los recursos naturales y a disposición de la sociedad como ejemplo: el aire, el agua .

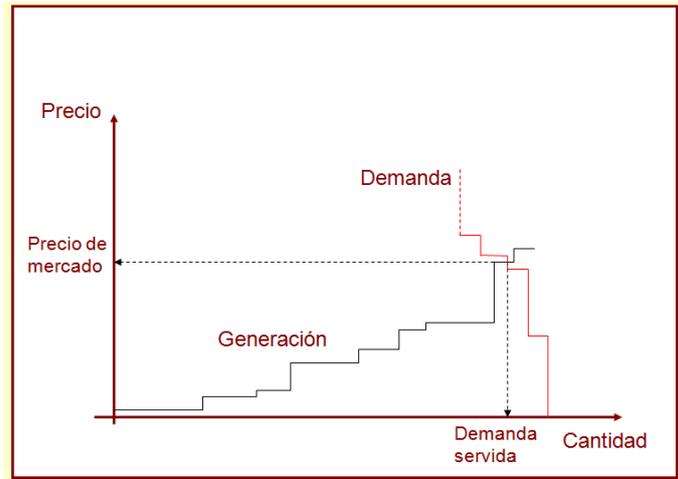


Figura N° 11 Cobertura de la demanda con la oferta de generación.

Fuente: Revista Sector Electricidad de Chile

A medida que crece el mercado (de cualquier tipo) se debe observar la optimización de los recursos (manejar escasez) y la maximización de las utilidades, minimizar costos como condiciones económicas necesarias para abastecer a la demanda. La electricidad es un bien que tiene ciertas características como las siguientes:

La demanda de electricidad es estacional en el corto y largo plazo con altos grados, de aleatoriedad.

- La electricidad no es almacenable.
- Elevada inelasticidad del consumo.

Para saber el costo, la empresa eléctrica se podría basar en el costo medio y el costo marginal ya sea en el corto plazo y el largo plazo.

Se considera las siguientes ecuaciones:

$$\text{Costo total} = \text{Costo Fijo} + \text{Costo Variable} \dots \dots \dots (1)$$

$$\text{Costo medio} = \frac{\text{Costo Total}}{\text{Produccion}} \dots \dots \dots (2)$$

Costo Marginal: El costo de la unidad adicional producida para cubrir la demanda (Corto Plazo). Mientras que en el largo plazo sería el costo de anticipación o de la tecnología que cubra la máxima demanda pico en el largo plazo.

$$\text{Costo Marginal} = \frac{\delta \text{ Costo Total}}{\delta \text{ Demanda}} \dots \dots \dots (3)$$

El costo marginal es un concepto fundamental en la teoría microeconómica, debido a que se utiliza para determinar la cantidad de producción de las empresas y los precios de los productos. Específicamente, la teoría dice que en un mercado perfectamente competitivo, los precios deben ser iguales a los costes marginales de producción. El uso de los costes marginales para calcular los precios de mercado tiene su justificación en la teoría microeconómica.

El Precio de Mercado (PM) es igual al Coste Marginal (CM) del último grupo despachado. Idealmente es el coste variable del grupo más caro despachado

El costo marginal depende de la tecnología utilizada en la producción y de los precios de los insumos y los factores de producción.

#### **2.4.2 TARIFAS EN BARRA:**

Los Precios en barra son la suma de la tarifa de generación (compuesta por los precios de generación y potencia) más los peajes por transmisión. Esto diseñado por los principios marginalistas para la operación del sistema eléctrico peruano. En este sentido, las tarifas de generación se fijan en base al abastecimiento de la demanda a mínimo costo, dados los costos marginales (costos variables auditados) de las centrales de generación de energía y el costo de la inversión de aquella central que operaba en el momento de máxima demanda.

El proceso de Fijación de Precios en Barra se realiza de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; y la Ley 28832 y sus reglamentos. OSINERGMIN, en aplicación de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido, dentro del proceso de regulación de las tarifas de generación, transmisión y distribución, la publicación del proyecto de resolución que fija la tarifa así como la realización de audiencias públicas.

#### **2.4.3 COMPONENTE DE GENERACION:**

##### **a. PRECIO BASICO DE LA ENERGIA:**

- El Precio Básico de la Energía, cuyos criterios y procedimientos de determinación se encuentran establecidos en el Reglamento de la LCE, se determina a partir de los costos

marginales esperados en el sistema de generación para los 36 meses del período de análisis de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 47° al 50° de la LCE, así como lo dispuesto por el Artículo 1° del DU 04910 para el horizonte comprendido entre el 01 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2017 (Vigente para el año 2015)

Para el cálculo del precio de energía se hace uso del Modelo de Optimización Informático PERSEO, mediante el cual se optimiza la operación de las centrales de generación. La finalidad es suavizar la volatilidad de los costos marginales y brindar una señal de precios de mediano plazo (ya que no solo se considera los precios spot actuales, sino también los futuros).

Se debe tener en cuenta una considerable información dentro de las cuales tenemos:

- Los precios de los combustibles influyen en los costos variables (costos de operación de las centrales termoeléctricas).
- Los escenarios hidrológicos determinaran cuanta energía se puede producir con centrales hidroeléctricas, con un mayor impacto en las centrales de pasada.
- La situación de los embalses influye en la producción presente y futura de energía de las centrales hidroeléctricas.
- El costo de racionamiento de la energía puede establecer que se abastezca una determinada demanda en su totalidad o no, con ello, determinar el incremento o disminución de los costos marginales en un determinado momento.
- El plan de obras puede determinar el ingreso de centrales inframarginales, lo que podría producir que las centrales con mayores costos variables no despachen.
- La proyección de la demanda va a determinar cuanta energía se necesita producir y ello puede hacer variar la participación de las centrales que despachen. El Horizonte de estudio es 12 meses antes y 24 meses después del periodo de análisis.
- Se ha considerado la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica que establece el Artículo 107° de la LCE y 214° de su Reglamento, cuyo monto es de 1,089 S./MWh, conforme al valor vigente del 1% del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN, el cual corresponde al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta

(PEMF) vigente, al 28 de febrero de 2015, de la Barra Base Lima 220 kV para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- Finalmente la tasa de actualización influye en la determinación del precio básico de energía directamente en la forma de cálculo.

Se calcula el precio de la energía para los bloques de punta y fuera de punta , en función a los costos marginales y la demanda , luego se ponderan en función a la cantidad de horas de cada bloque horario y se obtiene el precio básico de la energía.

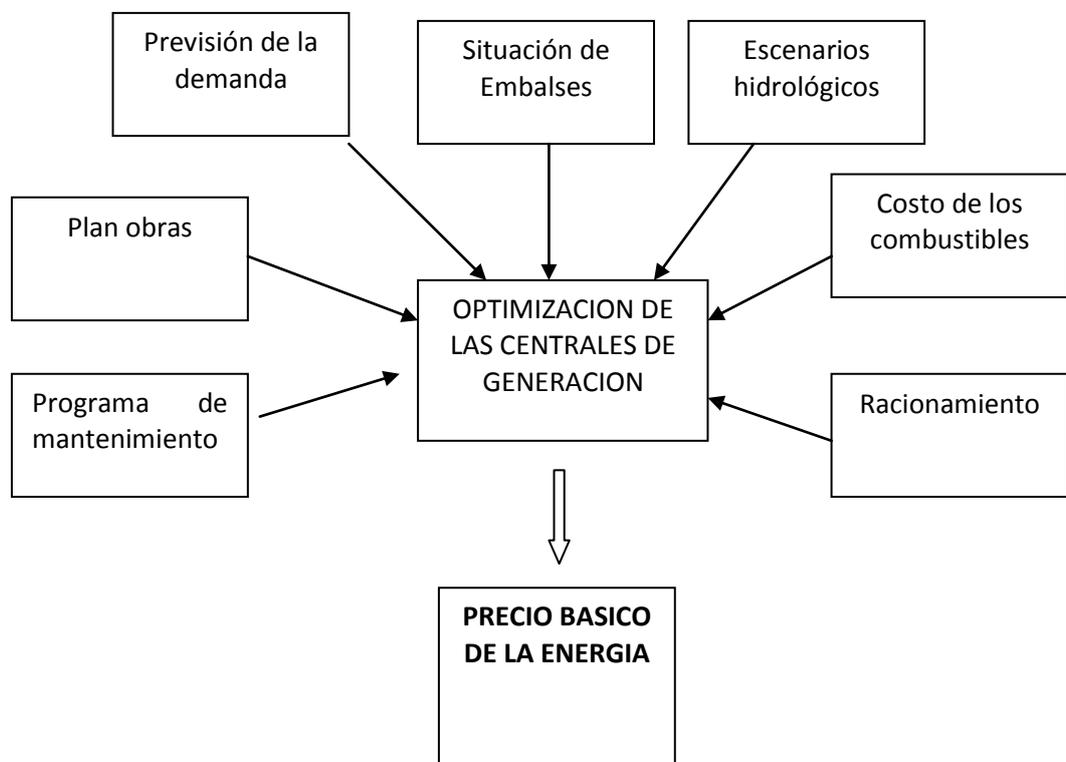


Figura N° 12 Determinación del precio básico de energía.

Fuente: OSINERGMIN

**b. PRECIO BASICO DE LA POTENCIA:**

El Precio Básico de la Potencia, cuyos criterios y procedimientos de cálculo se encuentran definidos en el Artículo 126º del Reglamento, se determina a partir de una unidad turbogas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El Precio Básico de Potencia corresponde a la anualidad de la inversión en la unidad de punta (incluidos los costos de

conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual, conforme al Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias. Se considera, asimismo, los factores por la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema, aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD, publicada el 21 de febrero de 2013.

Es un pago que permite a las empresas generadoras de energía recuperar parte de sus costos de inversión y mantenimiento de capacidad. Para su cálculo, se utiliza la anualidad de la inversión de la tecnología de la central marginal, es decir la última central que es llamada a producir o abastecer la máxima demanda en el Sistema Eléctrico Interconectado.

Según el último proceso regulatorio 2015-16, la Maquina de Punta es una central turbogas operando con petróleo Biodiesel de 180 MW de Potencia ISO, ubicada en la barra de Generación de Lima de 220kV (Ex Barra de Santa Rosa).

Adicionalmente al cálculo de la anualidad de la inversión, se debe calcular el costo fijo anual de operación y mantenimiento de dichas centrales, estos costos se deben expresar como costo unitario de capacidad (costo por MW adicional), este valor se reajusta en función a los FIM (Factores de Indisponibilidad) , compuesto por el MRFO (Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema el cual toma un valor de 33.3 %) y la TIF ( Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Maquina de Punta el cual es igual 3.55 %)

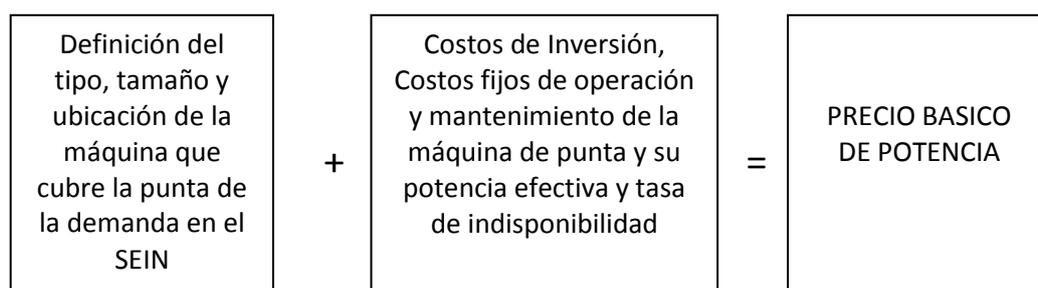


Figura N° 13 Determinación del Precio Básico de Potencia

Fuente: OSINERGMIN

#### 2.4.4 COMPONENTE DE TRANSMISION:

- a. **GENERALIDADES:** El Sistema de Transmisión del SEIN está conformado por el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST), así como

por el Sistema Garantizado de Transmisión(SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión(SCT).

Los costos en que incurren las empresas de transmisión eléctrica se pueden dividir en dos:

- Costos de Inversión: El cual incluye la construcción de las líneas de transmisión, subestaciones y centro de control.
- Costos de Operación y Mantenimiento (CO y M): Incluye todos los gastos de la empresa por la operación y mantenimiento de las líneas de transmisión, otras instalaciones, seguridad, pago de personal, entre otros.

**b. COSTO TOTAL ANUAL EFICIENTE DEL SPT:**

El Sistema Principal de Transmisión (en adelante “SPT”) del SEIN comprende un conjunto de instalaciones que antes de la expedición de la Ley 28832 fueron calificadas como tales por el Ministerio de Energía y Minas .Este sistema, redefinido a inicios de 2001, no necesariamente forma una red continua. El Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante “SGT”) del SEIN comprende el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que conforman el Plan de Transmisión a que se refiere el Artículo 21° de la Ley 28832 y, cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública. La retribución mensual que reciben las empresas de transmisión es anual (por SPT y SGT ) y es igual a su costo total eficiente el cual es igual:

$$\boxed{\text{Anualidad de la Inversión (aVNR)}} + \boxed{\text{Costos Estándares de Operación y Mantenimiento (COyM)}} = \boxed{\text{Costo Total Anual Eficiente}}$$

Figura Nº 14 Determinación del Costo Total Eficiente

Fuente: OSINERGMIN

El Valor Nuevo de Reemplazo incluye el costo de renovar las instalaciones en el periodo corriente con la tecnología y precios vigentes, los gastos financieros incurridos en el periodo de construcción, los gastos y compensaciones por concepto de servidumbres y los gastos por concepto de estudios previos y supervisión. Para calcular la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR) se toma en cuenta un horizonte de 30 años y una tasa de descuento del 12%. Los Concesionarios calculan y proponen el VNR a

OSINERGMIN, institución que decide la aprobación o modificación considerando que se realizaron o no correctamente los cálculos, el VNR se calcula cada 4 años.

Calculados los Costos totales anuales Eficientes, el mecanismo de pago establecido para remunerar a la empresa de transmisión del Sistema Principal de Transmisión SPT, se realiza según lo siguiente:

$$\boxed{\text{Anualidad de la Inversión(aVNR)}} + \boxed{\text{Costos Estándares de Operación y Mantenimiento (COyM)}} = \boxed{\text{Costo Total Anual Eficiente}}$$

Figura N° 15: Balance Económico en el SPT y SGT

Fuente: OSINERGMIN

El Ingreso Tarifario, está referido al pago que reciben las empresas de transmisión del SPT y SGT por el uso de las líneas para el traslado de energía (ingreso tarifario por energía), así como la capacidad de la línea (ingreso tarifario por potencia). Para poder calcularlos se valorizan las entregas y retiros de energía y potencia a los distintos precios en barra del sistema; luego se resta el valor calculado de todos los retiros, menos el valor calculado de todas las entregas. La diferencia que corresponde a energía es el ingreso tarifario por energía mientras que la diferencia correspondiente a potencia, es el ingreso tarifario por potencia. El Ingreso Tarifario es pagado mensualmente por los generadores en función a sus ingresos de potencia.

Habitualmente sucede que el Ingreso Tarifario no resulta suficiente para cubrir los costos totales de la empresa de transmisión, por lo cual la diferencia entre el costo total anual eficiente y el ingreso tarifario se cubre mediante un pago denominado peaje de conexión, con la finalidad de poder cubrir la diferencia. El Peaje de Conexión es determinado cada mes por el COES y al igual que el Ingreso tarifario es expresado en 12 cuotas iguales considerando una tasa de actualización del 12%.

Una vez calculado el peaje por conexión, este se divide entre la demanda máxima anual proyectada a ser suministrada a todos los clientes, el resultado se conoce como PEAJE POR CONEXIÓN UNITARIO.

$$\boxed{\begin{array}{c} \text{Costo Total} \\ \text{Anual Eficiente} \end{array}} - \boxed{\begin{array}{c} \text{Ingreso} \\ \text{Tarifario(IT)} \end{array}} = \boxed{\begin{array}{c} \text{Peaje por} \\ \text{conexión(P)} \end{array}}$$

Figura N° 16 Determinación del Peaje de Conexión

Fuente: OSINERGMIN

El mecanismo para el pago del SST es asignado a las Empresas que hacen uso de él, de acuerdo a la definición en el cual se define como SST aquel sistema de Transmisión en el cual el flujo unidireccional, por lo tanto estará a cargo de un generador o de una empresa distribuidora.

#### 2.4.5 COMPONENTE DE DISTRIBUCION:

##### a. GENERALIDADES:

La componente de distribución esta representada por el Valor Agregado de Distribución (VAD). De acuerdo al Artículo 64° de la LCE, el VAD considera los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.  
Los costos asociados al usuario se denominan Cargos Fijos y cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.
- Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.  
Las pérdidas estándar de distribución son las pérdidas inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que reconocen a través de factores de expansión de pérdidas aplicables en el cálculo de las tarifas.
- Costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.  
Los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media tensión (VADMT) y VAD de baja tensión (VADBT). El VAD es el costo por unidad de potencia necesario para poner a disposición del usuario, la energía eléctrica desde el inicio de la distribución eléctrica (después de la celda de

salida del alimentador de media tensión ubicada en la subestación de transmisión) hasta el punto de empalme de la acometida del usuario.

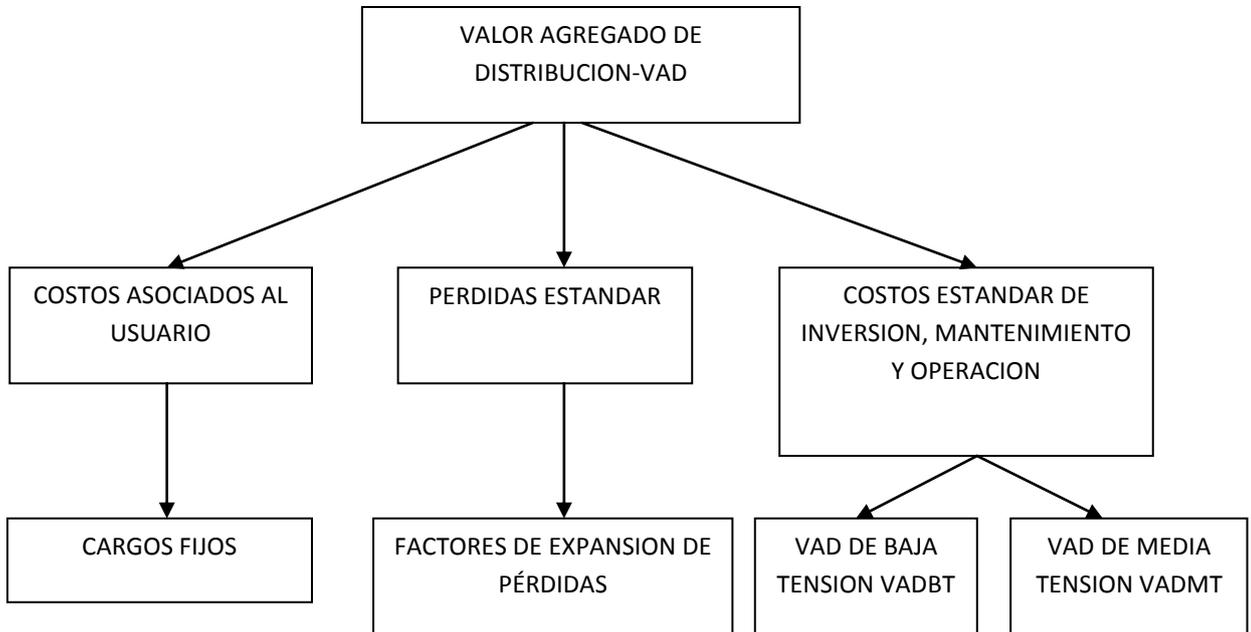


Figura Nº17 Componentes del Valor Agregado de Distribución

Fuente: OSINERGMIN

**b. PROCEDIMIENTO:**

- El Artículo 66° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que el Valor Agregado de Distribución (VAD) se calculará para cada empresa de distribución eléctrica considerando determinados sectores de distribución típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del OSINERGMIN.
- Los sectores de distribución típicos son instalaciones de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento (Definición 13 de la LCE). Las empresas de distribución eléctrica pueden contar con instalaciones de distribución eléctrica de distintos sectores de distribución típicos.
- El Artículo 67° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el Valor Agregado de Distribución (VAD) se calculará mediante estudios de costos encargados por las empresas de distribución eléctrica a empresas consultoras, precalificadas por el OSINERGMIN, que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y

supervisará el desarrollo de los estudios. Dichos estudios se llevan a cabo en concesiones seleccionadas por el OSINERGMIN, en las cuales se evalúan cada uno de los sectores de distribución típico, según lo dispuesto por el Artículo 146° del Reglamento de la LCE.

- De conformidad con el Artículo 68° de la LCE, el OSINERGMIN, recibidos los estudios de costos, comunicará sus observaciones si las hubiere, debiendo las empresas absolverlas dentro de un plazo de 10 días. Absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se produjera, el OSINERGMIN establecerá los respectivos VAD para cada sector de distribución típico.
- Posteriormente, los VAD deben ser validados a través de la verificación de la rentabilidad del conjunto de empresas de distribución eléctrica, de conformidad con los artículos 69°, 70° y 71° de la LCE. Dicha verificación se realiza calculando la tasa interna de retorno (TIR) que considera los ingresos que se hubieran percibido a través de los VAD con el mercado eléctrico (usuarios, ventas de energía y ventas de potencia) del ejercicio inmediato anterior; los costos de operación y mantenimiento exclusivos de las instalaciones de distribución eléctrica del ejercicio inmediato anterior; y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución eléctrica con un valor residual igual a cero. Si la TIR resultante no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la LCE (12%), los VAD serán definitivos, caso contrario se deberán ajustar proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo inferior o superior.
- Finalmente, según los artículos 72° y 73° de la LCE, las tarifas de distribución eléctrica y sus fórmulas de actualización entrarán en vigencia a partir del 01 de noviembre del año que corresponda por un periodo de cuatro años

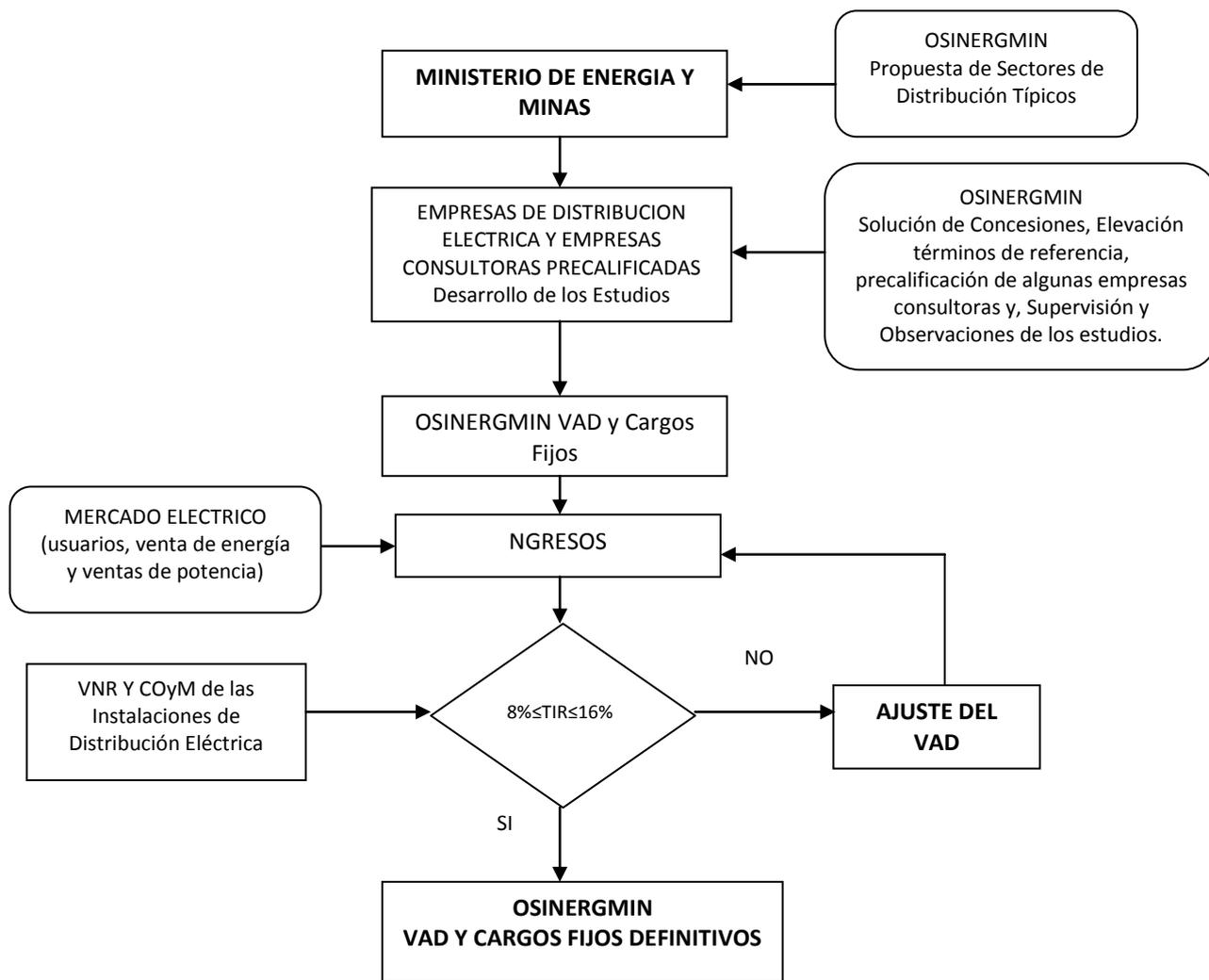


Figura Nº 18 Procedimiento de Cálculo del Valor Agregado de Distribución

Fuente: OSINERGMIN

## 2.5 COMPONENTES TARIFARIOS

### 2.5.1 PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CARGOS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION:

#### a. GENERALIDADES.

La necesidad de establecer una metodología para determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión y distribución por parte de los consumidores no pertenecientes al Servicio Público de Electricidad a fin de promover el desarrollo de la competencia , se tiene el informe GART/GT N° 039-2001 “Aplicación de los cargos por

Transmisión y Distribución a Clientes Libres – Discusión de comentarios recibidos a la Consulta Ciudadana” y el informe emitido por la Asesoría Legal AL-DC-076-2001.

La determinación de las compensaciones por el uso de las redes de transmisión se debe efectuar empleando en los cálculos los precios regulados de generación. Estas compensaciones son iguales a la diferencia de la facturación (utilizando precios regulados de energía y potencia) entre la barra de salida del sistema de transmisión y la barra de ingreso del mismo. Para ello es necesario determinar los consumos, así como los precios regulados de energía y potencia en las barras de ingreso y salida del sistema de transmisión. La compensación por el uso de las redes de distribución se efectúa también empleando las tarifas reguladas y es el resultado de aplicar los mismos procedimientos establecidos para los usuarios regulados. La aplicación del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD) se relaciona con el uso del sistema de distribución eléctrica de acuerdo a los siguientes criterios:

- Si el cliente no hace uso de ningún componente del sistema de distribución eléctrica, el cliente quedará exceptuado del pago del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).
- Si el cliente utiliza, o tiene a su disposición para utilizar de inmediato, cualquiera de los componentes del sistema de distribución el Si el cliente utiliza, o tiene a su disposición para utilizar de inmediato, cualquiera de los componentes del sistema de distribución eléctrica, el cliente deberá pagar el Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).

**b. ANTECEDENTES LEGALES:**

El Artículo 8º de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan realizarse en condiciones de competencia. De acuerdo con este Artículo, los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en un régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados al nivel de la barra de referencia de generación y de las tarifas de transmisión y distribución. Los usuarios sujetos a este régimen de suministro de electricidad serán denominados “Clientes Libres” para los fines del presente.

Asimismo, el Artículo. 44º de la LCE establece que:

“Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía (Ahora por la GART –Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN desde el año 2,001) independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes. En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados a nivel de la barra de la referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.”

Sobre la vigencia de las tarifas de distribución el artículo 73° de la LCE dispone:

“Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años y sólo podrán calcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el periodo de vigencia.”

De acuerdo con el mandato del artículo 46° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), el OSINERG debe fijar anualmente las Tarifas en Barra, las que entrarán en vigencia en mayo de cada año. La resolución de fijación de Tarifas en Barra correspondiente al mes de mayo de cada año, establece los cargos que se deben aplicar para determinar las tarifas y compensaciones de la transmisión. Estas tarifas y compensaciones son de aplicación tanto al mercado del Servicio Público de Electricidad como al mercado de los Clientes Libres, de acuerdo con el mandato del artículo 44° de la LCE.

**c. ASPECTOS METODOLOGICOS.**

De la revisión de las normas citadas en los Aspectos legales, se puede establecer que:

- Todos los Contratos de suministro de electricidad para el mercado libre deben separar obligatoriamente los precios de generación (precio acordado entre las partes en la Barra de Referencia de Generación (en adelante BRG) y las tarifas reguladas de transmisión y distribución.

- El Cliente Libre puede optar por comprar la electricidad en una BRG o en el punto de suministro del mismo (punto de entrega al cliente). Cualquiera sea el caso, únicamente los precios de generación (Precios de Energía y Potencia referidos a una BRG, llamados también “Precios Libres”) están sujetos a la libre negociación entre las partes. Las tarifas de transmisión y/o distribución por las instalaciones existentes entre la BRG y el punto de suministro son reguladas por el OSINERG.
- El Punto de suministro es la barra, subestación o lugar donde se entrega la electricidad al cliente libre.
- La BRG para la venta de energía a un Cliente Libre, es aquella subestación (Subestación Base) que se encuentre más cerca del punto de entrega al cliente. La relación de subestaciones base es aquella indicada en las resoluciones de fijación de precios en barra de OSINERG.
- Todos los clientes libres y regulados deben incorporar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal (PCSPT), el correspondiente Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) del Sistema Secundario Común a la BRG, así como los cargos por transmisión y/o distribución de las instalaciones entre la BRG y el punto de suministro al cliente libre.
- El sistema de transmisión comprende todas aquellas instalaciones mayores o iguales a 30 kV, incluyendo las celdas para los alimentadores de las redes de distribución en un centro de transformación. El sistema de distribución corresponde al conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica (a tensiones menores a 30 kV) ya sea para los clientes del servicio público de electricidad (mercado regulado) o para los Clientes Libres (mercado libre).

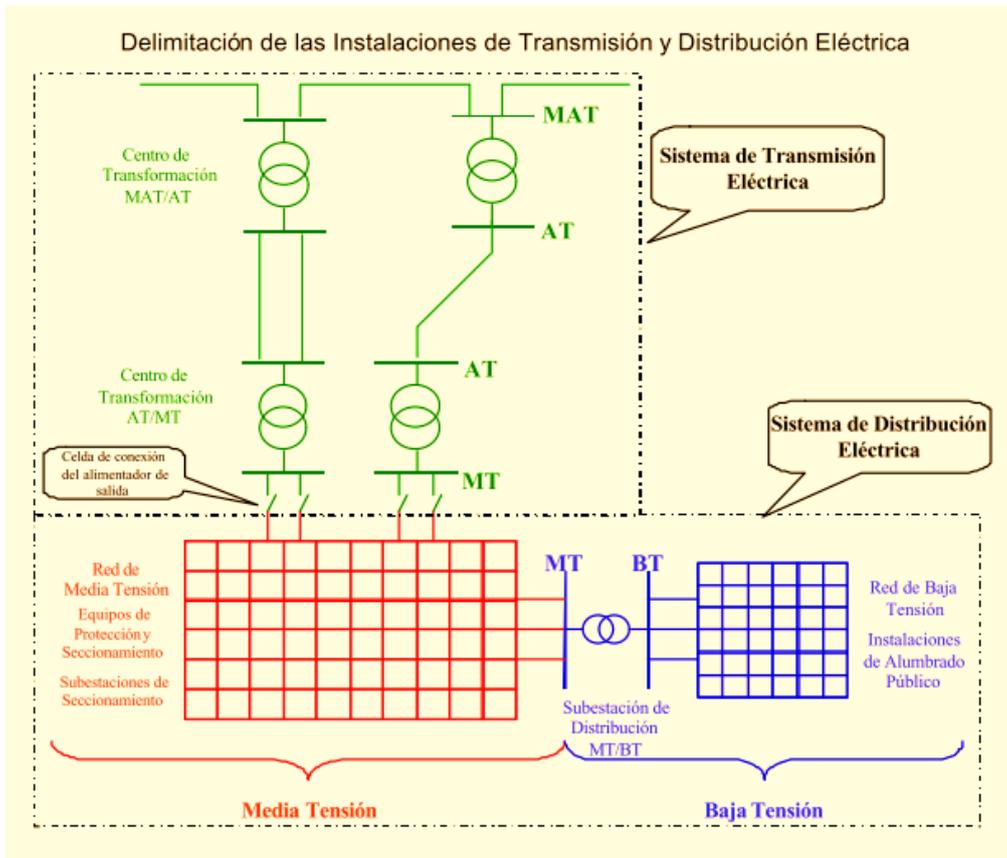


Figura N°19 Determinación de las Instalaciones de Transmisión y Distribución Eléctrica

Fuente: GART-OSINERGMIN

De lo anterior se deduce que a un Cliente Libre se le aplicarán tarifas de transmisión y/o distribución dependiendo del nivel de tensión y del uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución. En el Cuadro siguiente se muestra en forma general los cargos que deben asumir los clientes en función al nivel de tensión y ubicación del punto de suministro.

Cuadro N° 4 Condiciones de Aplicación en el Mercado Libre

Suministro al Cliente Libre en:	Cargos de Transmisión a incorporar			Cargos de Distribución a incorporar
	Sistema Principal	Sistema Secundario Común	Peaje y Pérdidas Transmisión Secundaria	VAD y Pérdidas de Distribución
1.- Barra de Referencia	Si	Si	No	No
2.- MAT distinto de 1	Si	Si	Si	No
3.- AT distinto de 1	Si	Si	Si	No
4).- MT en Redes Distribución	Si	Si	Si	Si

Donde:  
**MAT** = Muy Alta Tensión ( MAT > 100kV )  
**AT** = Alta Tensión ( 30kV < AT < 100kV )  
**MT** = Media Tensión ( 440V < MT < 30kV )

Fuente: GART-OSINERGMIN

**d. COMPENSACIONES EN TRANSMISION:**

La compensación por el uso de las redes de transmisión, que es regulada por mandato de la Ley, se debe determinar empleando los precios regulados de generación. Estas compensaciones se determinan como la diferencia de las facturaciones (a precios regulados de energía y potencia) entre la barra de salida del sistema de transmisión y la barra de ingreso del mismo. Para ello es necesario determinar los consumos, así como los precios regulados de energía y potencia en las barras de ingreso y salida del sistema de transmisión. El siguiente gráfico ilustra lo mencionado.

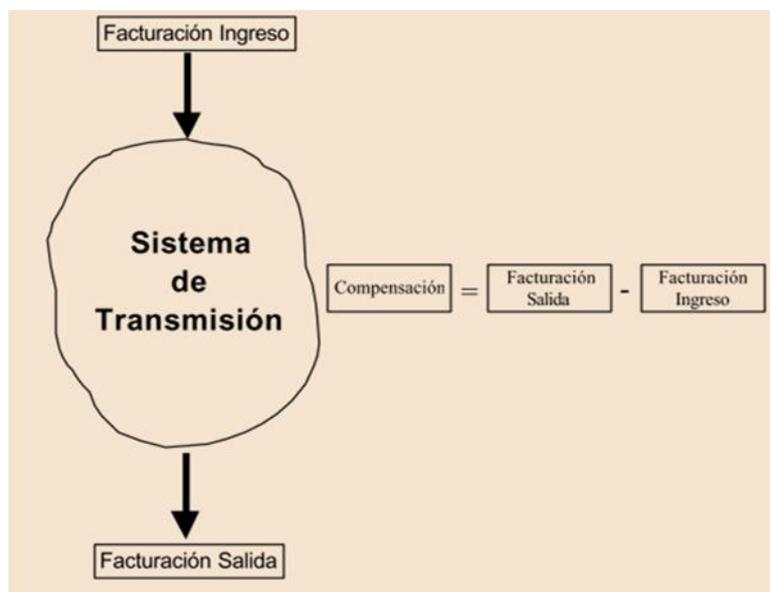


Figura N°20 Facturación por el Sistema de Transmisión

Fuente: GART-OSINERGMIN

Para determinar las compensaciones por transmisión se debe seguir las siguientes etapas:

- Efectuar la determinación de las tarifas reguladas desde la Barra de Referencia de Generación hasta la barra de suministro.
- Determinar (referir con las pérdidas medias) los valores de energía y potencia en la BRG. En caso de que el suministro también involucre compensación por distribución, para referir los valores de la potencia se debe incluir, además de las pérdidas medias, el factor de coincidencia aplicable en las redes de distribución.

- Determinar la facturación en la barra de entrada y en la barra de salida del sistema en evaluación. La compensación por la transmisión, es igual a la diferencia de las dos facturaciones indicadas. En esta etapa se puede determinar eventualmente un precio unitario equivalente por el uso de la transmisión.

La expansión de las tarifas reguladas se realiza empleando los cargos y procedimientos establecidos en las resoluciones de fijación de precios en barra.

**e. COMPENSACIONES EN DISTRIBUCION:**

La compensación por el uso de las redes de distribución se efectúa también con las tarifas reguladas vigentes y es el resultado de la aplicación de los mismos procedimientos establecidos para los usuarios regulados. La aplicación del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD) se relaciona con el uso del sistema de distribución eléctrica, de acuerdo con los siguientes criterios:

- Si el cliente no hace uso de ningún componente del sistema de distribución eléctrica, el cliente quedará exceptuado del pago del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).
- Si el cliente utiliza, o tiene a su disposición para utilizar de inmediato, cualquiera de los componentes del sistema de distribución eléctrica, el cliente deberá pagar el Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).

A continuación se detalla algunos casos de aplicación del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD):

**CASO A: CLIENTES CONECTADOS A LA BARRA DE MT DE UN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN AT/MT O MAT/AT/MT**

- **Caso A.1: Alimentación desde un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT:** Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT no hace uso de ningún componente del sistema de distribución eléctrica, por lo que el cliente libre no está sujeto al pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).

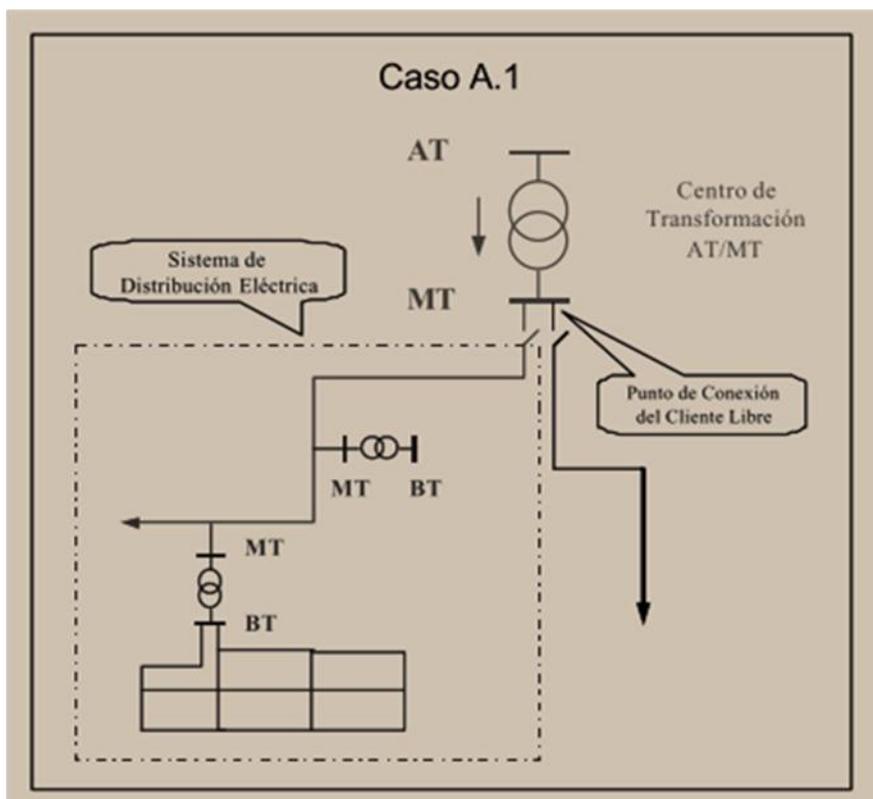


Figura N°21 Caso A.1

Fuente: GART-OSINERGMIN

- CASO A.2: ALIMENTACIÓN DESDE DOS O MÁS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN AT/MT O MAT/AT/MT:** Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT y se alimenta desde dos o más centros de transformación AT/MT o MAT/AT/MT (a través de línea MT) hace uso de los componentes del sistema de distribución eléctrica (ver figura 19), por lo que el cliente libre está sujeto al pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).

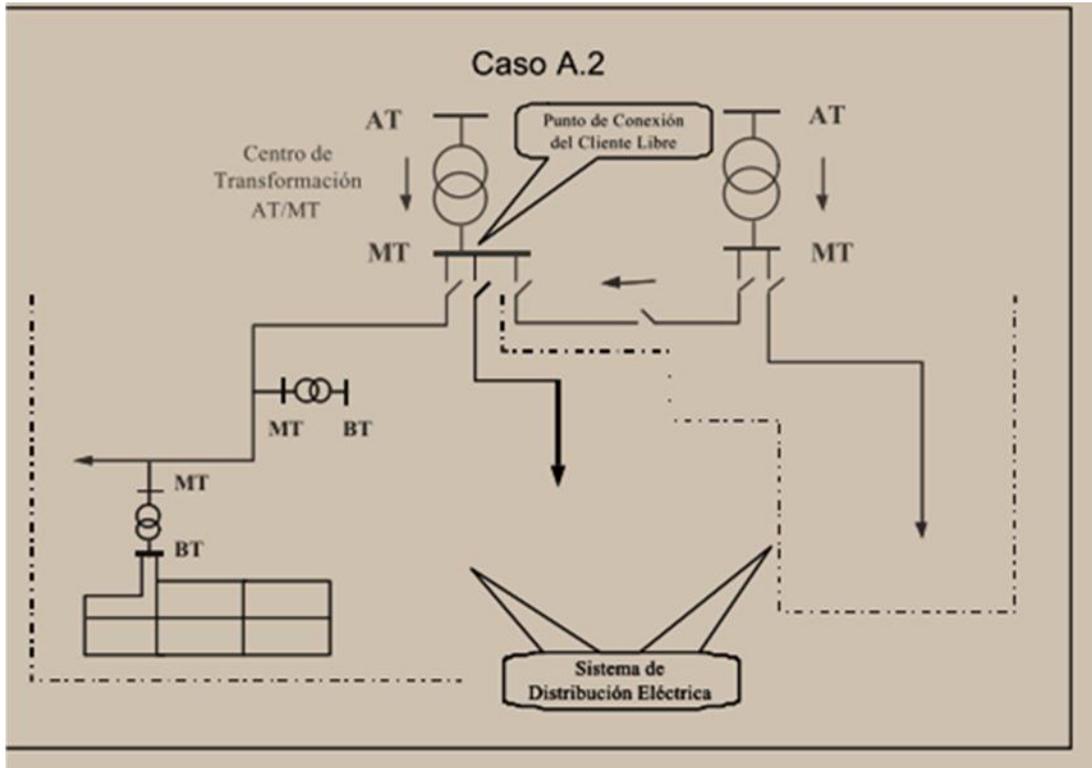


Figura N°22 Caso A.2

Fuente: GART-OSINERGMIN

#### **CASO B: CLIENTES CONECTADOS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

- **CASO B.1: ALIMENTACIÓN DESDE RED DE MT:** Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la red de MT hace uso de los componentes del sistema de distribución eléctrica (ver figura N° 20), por lo que el cliente libre está sujeto el pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).



En el caso de los factores de coincidencia, la empresa de distribución eléctrica puede demostrar fundadamente valores distintos. El OSINERG evaluará y establecerá los factores pertinentes a solicitud del interesado.

## 2.5.2 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE ENERGÍA MERCADO LIBRE:

Teniendo en cuenta los criterios contractuales establecidos para cada cliente libre, se tiene lo siguiente:

### a. ENERGÍA ACTIVA EN HORAS FUERA DE PUNTA(FAHFP):

La determinación de la facturación por energía activa, se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa en horas fuera de punta, expresado en kilowatts-hora (KWh), por el respectivo cargo unitario establecido en el Contrato de Mercado Libre con el suministrador.

$$FEAHFP = EAHFP * \text{Precio Unitario } EAHFP_{ML} \dots \dots \dots (4)$$

*FEAHFP* = Facturación de la Energía Activa en Horas fuera de punta

*EAHFP* = Energía Activa en Horas Fuera de Punta.

**Precio Unitario  $EAHFP_{ML}$**

= Precio Unitario de Mercado Libre de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta

### b. ENERGÍA ACTIVA EN HORAS PUNTA(FAHP):

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta, se tomara los criterios establecidos en Resolución 206-2013 OS/CD .

$$FEAHP = EAHP * \text{Precio Unitario } EAHP_{ML} \dots \dots \dots (5)$$

*FEAHP* = Facturación de la Energía Activa en Horas punta

*EAHP* = Energía Activa en Horas Punta.

**Precio Unitario  $EAHP_{ML}$**

= Precio Unitario de Mercado Libre de la Energía Activa en Horas de Punta

### c. ENERGÍA REACTIVA FACTURADA ( $FER_{\text{facturada}}$ ) :

Se factura tan solo la energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual. La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al

producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en S/./kVAR.h). Para el cálculo de los Precios Unitarios se tomara en cuenta Resolución 206-2013 OS/CD.

$$EAR \text{ facturada} = EAR \text{ leída} - (0.3 * (EAHFP + EAHP)) \dots \dots \dots (6)$$

$$FER \text{ facturada} = ER \text{ Facturada} * \text{Precio Unitario } EAR \text{ facturada} \dots \dots \dots (7)$$

*FER facturada* = Facturación de la Energía Reactiva facturada

*EAR facturada* = Energía Reactiva facturada.

*EAR leída* = Energía Reactiva leída mensual.

**d. ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE POTENCIA.**

• **CONSIDERACIONES INICIALES:**

En los contratos del Mercado Libre se establecen las Potencias Contratadas en los bloques horarios de hora Punta y Hora fuera de Punta.

**PCHP = Potencia Contratada en Horas Punta**

**PCHFPP = Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta**

**MDHP = Maxima Demanda en Horas Punta**

**MDHFP = Maxima Demanda en Horas Fuera de Punta**

• **FACTURACIÓN DE POTENCIA CONTRATADA EN HORAS PUNTA ( FPCHP):**

Se tomara en cuenta los Precios Unitarios aplicados a la Máxima Demanda en Horas Punta hasta valores menores a la Potencia Contratada en Horas Punta, en función a los Precios de Barra de Generación convenidos y determinados por el Suministrador y el Cliente.

$$FPCHP = MDHP * \text{Precio Unitario } PHP_{ML} \dots \dots \dots (8)$$

**Precio Unitario  $PHP_{ML}$**

**= Precio Unitario de Mercado Libre de la Potencia en Horas Punta**

• **FACTURACIÓN DE EXCESO DE POTENCIA EN HORAS FUERA DE PUNTA(FEPCHFP)**

Se determina el exceso de Potencia en Horas fuera de Punta (EPHFP) según la siguiente ecuación:

$$EPHFP = PCHFPP - MDHP \dots \dots \dots (9)$$

Esta última se facturara solo si el exceso es positivo y se toma en cuenta los precios unitarios contractuales establecidos en Horas fuera de Punta entre el Cliente y el Suministrador en función a los Precios de Barra de Generación.

$$FEPCHFP = EPHFP * \text{Precio Unitario } EPHFP_{ML} \dots \dots \dots (10)$$

**Precio Unitario  $EPHFP_{ML}$**

= Precio Unitario de Mercado Libre para el Exceso de Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta

- **FACTURACIÓN DEL EXCESO DE POTENCIA MEDIDA EN HORAS PUNTA(EPMHP):**

Se establece como una penalidad el exceso de Potencia medida entre la Máxima Demanda en Horas Punta y la Potencia Contratada en las Horas Punta, aplicando la siguiente ecuación:

$$EPMHP = \text{Maxima Demanda HP} - PCHP \dots \dots \dots (11)$$

La facturación se determina según la siguiente ecuación, donde la penalidad se establecerá en función a acuerdos mutuos entre suministrador y cliente.

$$FEPMHP = EPMHP * \text{Precio Unitario } EPMHP_{ML} \dots \dots \dots (12)$$

**Precio Unitario  $EPMHP_{ML}$**

= Precio Unitario de Mercado Libre para el Exceso de Potencia Medido en Horas Punta

- **FACTURACIÓN DEL EXCESO DE POTENCIA MEDIDA EN HORAS FUERA DE PUNTA (EPMHFP):**

Se establece como una penalidad el exceso de Potencia medida en horas fuera de punta entre la Máxima Demanda en Horas Fuera de Punta y la Potencia Contratada en las Horas Fuera de Punta, aplicando la siguiente ecuación:

$$EPMHFP = \text{Maxima Demanda HFP} - PCHFP \dots \dots \dots (13)$$

La facturación se determina según la siguiente ecuación, donde la penalidad se establecerá en función a acuerdos mutuos entre suministrador y cliente.

$$FEPMHFP = EPMHFP * \text{Precio Unitario } EPMHFP_{ML} \dots \dots \dots (14)$$

**Precio Unitario  $EPMHFP_{ML}$**

= Precio Unitario de Mercado Libre para el Exceso de Potencia Medido en Horas Fuera de Punta

e. **ESTIMACIÓN DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN Y EL CARGO DE DISTRIBUCIÓN:**

• **FACTURACIÓN DEL PEAJE DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (FPSPT)**

Para la estimación del Peaje de transmisión del Sistema principal de transmisión SPT se tomara en cuenta los procedimientos de los precios regulados por OSINERGMIN, reflejados hasta el punto de suministro utilizando los factores de pérdidas de potencia reguladas, aplicadas a la Potencia durante las Horas de Punta.

$$\text{FPSPT} = \text{Maxima Demanda mensual en HP} * \text{PCSPT} \dots \dots \dots (15)$$

**PCSPT = Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión**

• **FACTURACION DEL CARGO DE SISTEMA SECUNDARIO Y COMPLEMENTARIO DE TRANSMISION :**

Para la estimación del cargo del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, el cual está regulado por el OSINERGMIN (Según Resolución N° 072-2013 OS/CD, tiene la siguiente ecuación:

$$\text{FPSPT} = \text{Energia Activa Total Mensual} * \text{PCSPT} \dots \dots \dots (16)$$

**PCSPT = Peaje de Conexion al Sistema Secundario de Transmision**

• **FACTURACIÓN DE LA COMPENSACIÓN POR EL USO DE LOS SISTEMAS SECUNDARIOS DE TRANSMISIÓN:** Estos cargos se utilizan con previos de mutuo acuerdo cuando el

Usuario asume los costos del retiro de energía y potencia desde el lugar físico de las Centrales de Energía hasta la Red del sistema Principal de Transmisión.

Tenemos los siguientes cargos por compensación:

COMPENSACIÓN POR EL USO DEL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN POR POTENCIA EN HORAS PUNTA: Se determina según la siguiente ecuación:

$$\text{FCUSSTHP} = \text{Maxima Demanda en HP} * \text{CCUSSTHP} \dots \dots \dots (17)$$

CUSSTHP

= Compensación por el uso del Sistema Secundario de Transmisión por Potencia en HP

COMPENSACIÓN POR EL USO DEL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN POR ENERGIA EN HORAS PUNTA: Se determina según la siguiente ecuación:

$$FCUSSTEHP = EAHP * CUSSTEHP \dots \dots \dots (18)$$

CUSSTEHP

= Compensación por el uso del Sistema Secundario de Transmisión por Energía en HP

COMPENSACIÓN POR EL USO DEL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN POR ENERGIA EN HORAS FUERA DE PUNTA: Se determina según la siguiente ecuación:

$$FCUSSTEHP = EAHP * CUSSTEHP \dots \dots \dots (19)$$

CUSSTEHP

= Compensación por el uso del Sistema Secundario de Transmisión por Energía en HFP

- **FACTURACIÓN DEL CARGO COMERCIAL DE DISTRIBUCIÓN:** El cual es un valor convenido entre el distribuidor suministrador de energía con el Cliente Libre aplicado ala máxima demanda mensual.

$$FCCD = \text{Maxima Demanda mensual} * CCD \dots \dots \dots (20)$$

CCD = Cargo Comercial de Distribucion

- **FACTURACIÓN DEL CARGO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN EN HORAS PUNTA:** El cual es un valor regulado por el OSINERGMIN y calculado para 4 años:

$$FVADHP = \text{Demanda Maxima HP} * VADHP \dots \dots \dots (21)$$

VADHP = Valor Agregado de Distribución en Horas Punta

- **FACTURACIÓN DEL CARGO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN EN HORAS FUERA DE PUNTA:** El cual es un valor regulado por el OSINERGMIN y calculado para 4 años:

$$FVADHFP = (\text{Demanda Maxima HFP} - \text{Demanda Maxima HP}) * VADHFP \dots \dots (22)$$

VADHFP = Valor Agregado de Distribución en Horas Fuera de Punta

f. **ESTIMACIÓN DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO LIBRE:**

Para la determinación del Precio Medio Libre (PML) se realiza el siguiente cálculo:

$$PML = \frac{(\text{Fact. HP} + \text{Fact. ET})}{10 \text{ ET}} \dots \dots (23)$$

Fact. HP = Facturación por Potencia en Horas Punta en Barra de Generación

Fact. ET = Facturación por energía Total consumida

ET = Energía Total consumida.

**2.5.3 ESTRUCTURACIÓN DE UNA TARIFA DEL MERCADO REGULADO:**

a. **ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE ENERGÍA:**

Teniendo en cuenta las Normas de aplicación para el periodo 2013 al 2017 establecidos en la Resolución 206-2013 OS/CD se tiene lo siguiente:

- **ENERGÍA ACTIVA EN HORAS FUERA DE PUNTA:**

La determinación de la facturación por energía activa, se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa en horas fuera de punta, expresado en kilowatts-hora (kW.h), por el respectivo cargo unitario, según como corresponda.

$$FEAHFP = EAHFP * \text{Precio Unitario EAHFP} \dots \dots (24)$$

FEAHFP = Facturación de la Energía Activa en Horas fuera de punta

EAHFP = Energía Activa en Horas Fuera de Punta.

- **ENERGÍA ACTIVA EN HORAS PUNTA:**

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. En el caso que la medición sólo permita programar los feriados con antelación sólo se considerarán los domingos y los feriados nacionales del calendario regular anual, en caso contrario se considerarán además los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles. La determinación de la facturación por energía activa, se obtendrá multiplicando el o los consumos de energía activa en horas punta , expresado en kilowatts-hora (kWh), por el respectivo precio unitario.

$$FEAHP = EAHP * \text{Precio Unitario EAHP} \dots \dots \dots (25)$$

*FEAHP* = Facturación de la Energía Activa en Horas punta

*EAHP* = Energía Activa en Horas Punta.

- **ENERGÍA REACTIVA FACTURADA:**

Se factura tan solo la energía reactiva inductiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual. La facturación del exceso de la energía reactiva inductiva es igual al producto de dicho exceso por el costo unitario (expresado en S./kVARh).

La Inyección de energía reactiva capacitiva no está permitida a la red. En todo caso la empresa de distribución eléctrica deberá coordinar con el usuario la forma y plazos para corregir esta situación. De no cumplir con la corrección dentro de los plazos acordados entre las partes, la empresa de distribución eléctrica podrá facturar el total del volumen de la energía reactiva capacitiva registrada por la misma tarifa definida para el costo unitario de la energía reactiva inductiva.

$$EAR \text{ facturada} = EAR \text{ facturada} - (0.3 * (EAHFP + EAHP)) \dots (26)$$

$$ER \text{ facturada} = ER \text{ leída} * \text{Precio Unitario EAR facturada} \dots \dots (27)$$

*FER facturada* = Facturación de la Energía Reactiva facturada

*EAR facturada* = Energía Reactiva facturada.

*EAR leída* = Energía Reactiva leída mensual.

**b. ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE POTENCIA:**

• **GRADO DE CALIFICACIÓN:**

La calificación del usuario será efectuada por la empresa distribuidora según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario. El usuario será calificado como presente en punta, cuando el cociente entre la demanda media del mismo en horas de punta y la demanda máxima es mayor o igual a 0,500. En caso contrario el usuario será calificado como presente en fuera de punta.

La demanda media en horas de punta se determina como el cociente entre el consumo de energía en horas de punta y el número de horas de punta consideradas en la determinación del consumo de energía en horas de punta.

En la determinación del consumo en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles en el caso que el equipo de medición lo permita.

$$G.C = \frac{EAHP \text{ mes}}{\text{Maxima Demanda mes} * \text{Numero de HP del mes}} \dots\dots (28)$$

• **POTENCIA ACTIVA DE GENERACIÓN:**

La facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa registrada mensualmente, por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia activa de generación.

Una vez calificado el usuario, la facturación de potencia activa para la remuneración de la potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando la potencia activa a facturar, expresada en kW, por el cargo mensual por potencia activa de generación.

La potencia activa de generación a facturar, está dada por la máxima potencia activa registrada mensual.

$$FPAG = PAG * \text{Precio Unitario PAG} \dots\dots\dots (29)$$

- **POTENCIA ACTIVA USO REDES DE DISTRIBUCIÓN:**

La facturación de potencia activa para la remuneración del uso de las redes de distribución, se obtendrá multiplicando los respectivos kilowatts (kW) de potencia activa a facturar por el precio unitario correspondiente al cargo por potencia por uso de las redes de distribución, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria. El cargo se facturará incluso si el consumo de energía es nulo.

La facturación de potencia para la remuneración del uso de las redes de distribución será efectuada según la modalidad de Potencia Variable, donde la potencia activa a facturar se denomina potencia variable por uso de las redes de distribución y se procederá según lo definido en las condiciones de aplicación específicas.

La potencia variable por uso de las redes de distribución será determinada como el promedio de las 2 mayores demandas máximas del usuario en los últimos 6 meses, incluido el mes que se factura. Para usuarios con historial menor a los 6 meses, se emplearán el mes o los meses disponibles.

$$FPAURD = PAURD * \text{Precio Unitario } PAURD \dots \dots \dots (30)$$

## 2.6 ASPECTOS DE COMPETENCIA EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA:

Los agentes involucrados, pueden realizar contratos en dos tipos de mercados, denominados de corto y largo plazo. El Mercado de Corto Plazo corresponde a aquel donde se transan cantidades de energía, a un único precio denominado precio spot para satisfacer la demanda. En este mercado la figura del coordinador del sistema(COES) queda implícita y no es relevante para el modelo. El Mercado de Largo Plazo, es el mercado de contratos forward (contratos de venta de energía a futuro). En este mercado se transan las cantidades de energía para satisfacer la demanda esperada de futuro. En el caso del Perú, las empresas distribuidoras deben de comprar energía a futuro para asegurar el abastecimiento de la demanda.

### a. SUPUESTOS PARA LA DISTRIBUCIÓN MONOPÓLICA REGULADA

- Existencia de empresas iguales que no compiten entre si, enfrentando el mismo requerimiento de energía por parte de los consumidores finales, aunque en el mercado peruano las distribuidoras son de distinto tamaño. Para

el caso del análisis requerido este hecho no influye pues se busca la tendencia del precio en forma global.

- Los distribuidores monopólicos regulados deciden cuanta cantidad comprar en el mercado de corto y largo plazo, dependiendo de su riesgo.
- Los precios de venta que ofrecen a los clientes finales están regulados.
- El modelo asume costos nulos a los costos diferentes a los precios de la energía.
- El distribuidor compra directamente la energía al precio spot, por lo que no es necesario un organismo coordinador que establezca los precios.
- Los distribuidores monopólicos regulados enfrentan una demanda conocida.
- Los clientes o usuarios finales enfrentan precios regulados y están ligados a la empresa sin opción de elección de su suministrador de energía.

**b. SUPUESTOS PARA LA COMERCIALIZACIÓN COMPETITIVA**

- Existencia de empresas iguales que no poseen ningún tipo de concesión y que compiten entre ellas por los clientes finales, sin realizar la actividad de distribución (operadores de cables).
- Los comercializadores competitivos deben de decidir cuanta cantidad de energía comprar en el mercado de corto y largo plazo, por lo cual el modelo considera la aversión al riesgo.
- El precio de venta de energía a los consumidores finales, es establecido por cada comercializador en función a la maximización de su beneficio. El modelo asume costos nulos a los costos diferentes a los precios de la energía.
- Los comercializadores competitivos enfrentan una demanda variable, ya que los clientes finales pueden elegir aquel que les ofrezca menores precios por la energía.

## 2.7 ASPECTOS CONTRACTUALES:

### a. CONTRATOS FORWARD:

Corresponde a un acuerdo entre dos partes para comprar (vender) un bien a un precio preestablecido en una fecha futura. Frecuentemente se dice que el comprador adopta una posición larga y el vendedor una posición corta. En esto contratos se especifican:

- Cantidad y calidad del bien a ser entregado.
- Precio de entrega.
- Fecha de entrega.
- Lugar de entrega.

Generalmente son acuerdos entre privados, por ejemplo entre dos empresas o entre una empresa y un banco. El número de vendedores es igual al de los compradores, por lo que el número de contratos pendientes es siempre cero.

### b. CONTRATOS FUTUROS:

Los contratos futuros también son acuerdos entre dos partes para comprar (vender) un bien a un precio predeterminado, pero a diferencia de los forward, estos son transados en la bolsa, regulados, estandarizados y modificados por fluctuaciones del precio de mercado. Por lo tanto las partes tienen como contrapartida al mercado de futuros, interactuando a través de un intermediario.

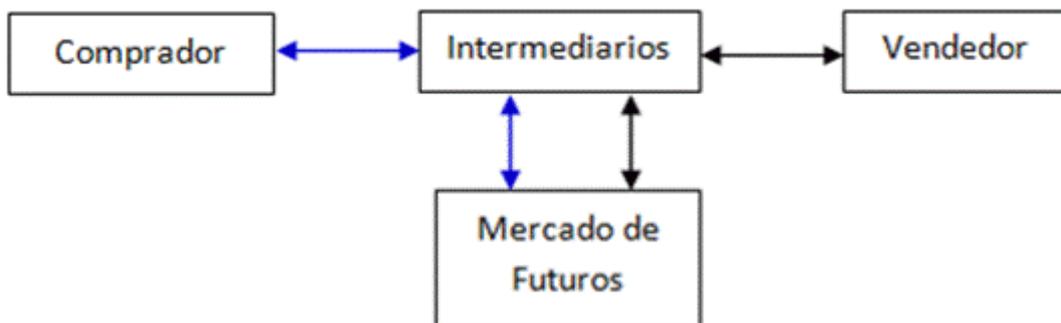


Figura N°24 Contratos futuros

Fuente: CONELEC

En los contratos se especifica:

- Subyacentes: Bien sobre el cual se refiere el futuro.
- Fecha de entrega (T).
- Tipo de liquidación: Corresponde a la forma en que se pagará el contrato, existen dos tipos:

Liquidación por entrega: Al vencer el contrato, el comprador recibe el activo subyacente y paga al vendedor el precio acordado.

Liquidación por diferencias (financiera): Las partes intercambian en efectivo las ganancias o pérdidas producidas por las diferencias entre el precio pactado y el precio de liquidación.

Las liquidación del contrato puede ejecutarse anticipadamente o al vencer el contrato.

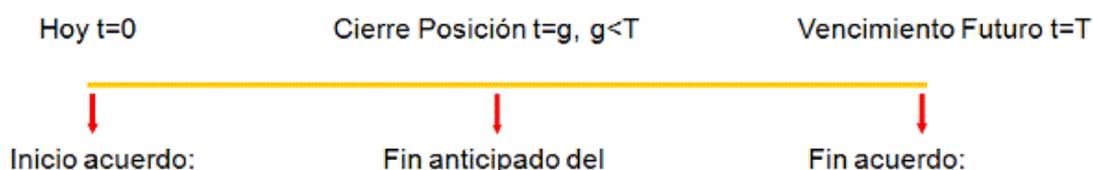


Figura 25. Liquidación anticipada de futuros

Fuente : CONELEC

**c. CONTRATOS SWAP:**

Es un contrato financiero privado entre dos partes para intercambiar flujos de dinero durante un periodo, según reglas preestablecidas. Ejemplo de swap entre un generador y comprador de energía.

Un swap, o permuta financiera, es un contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades de dinero en fechas futuras. Normalmente los intercambios de dinero futuros están referenciados a tipos de interés, llamándose IRS (Interest Rate Swap) aunque de forma más genérica se puede considerar un swap cualquier intercambio futuro de bienes o servicios (entre ellos de dinero) referenciado a cualquier variable observable. Los swaps se introdujeron por primera vez al público en 1981, cuando IBM y el Banco Mundial entraron en un acuerdo de intercambio. Un swap se considera un instrumento financiero derivado

Un generador vende un swap a 47 €/MWh, de esta forma vende su posición de riesgo y asegura un precio de generación. Por otra parte el comercializador del mercado compra sus necesidades de consumo y asegura un cierto nivel costo. Esta situación que se ilustra en el grafico de la Figura N° 23 , donde el precio acordado se transforma en un precio mínimo de venta para el generador y en un costo máximo para el consumidor.

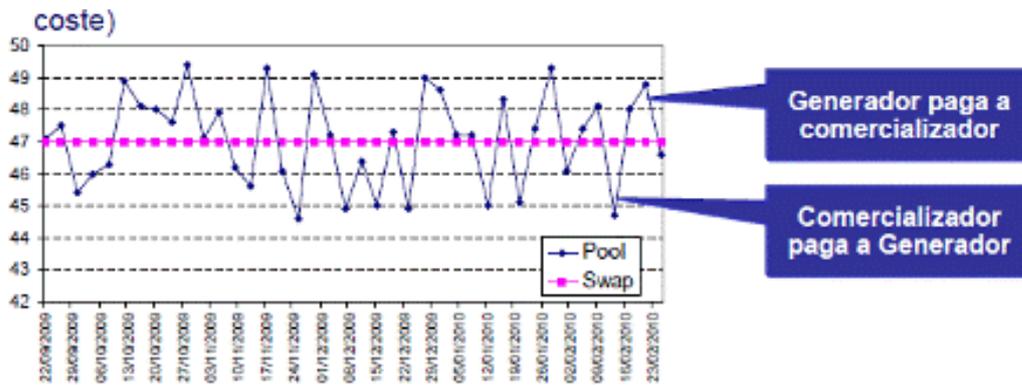


Figura 26 Costos por contrato swap

Fuente: CONELEC

**CAPITULO III:**  
**MATERIALES Y METODO**

### **3.1 MATERIALES**

Dentro del Material utilizado se tiene lo siguiente:

#### **3.1.1 VARIABLES FISICAS:**

a. **ENERGIA ACTIVA:**

La energía activa representa en realidad la energía útil medida en kilowattios hora (kWh), es decir, la energía que realmente se aprovecha cuando se pone a funcionar un equipo eléctrico y realiza un trabajo. Por ejemplo, la energía que entrega el eje de un motor cuando pone en movimiento un mecanismo o maquinaria, la del calor que proporciona la resistencia de un calentador eléctrico, la luz que proporciona una lámpara, etc.

Por otra parte, la potencia activa es realmente la potencia contratada en la empresa eléctrica y que llega al domicilio, la industria, la oficina o cualquier otro lugar donde se necesite a través de la red eléctrica de distribución. La potencia consumida por todos los aparatos eléctricos utilizados normalmente se registra en contadores o medidores de electricidad, que instala la empresa suministradora para medir el total de la energía eléctrica consumida en el periodo de tiempo determinado en el contrato.

b. **ENERGIA REACTIVA:**

Es una energía realmente no consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil debido a que su valor medio es nulo. Aparece en una instalación eléctrica en la que existen bobinas o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes. . Esas bobinas, que forman parte del circuito eléctrico, constituyen cargas para el sistema eléctrico que consumen tanto potencia activa como potencia reactiva y la eficiencia de su trabajo depende el factor de potencia. Mientras más bajo sea el factor de potencia (más alejado de la unidad) mayor será la potencia reactiva consumida. Además, esta potencia reactiva no produce ningún trabajo útil y perjudica la transmisión de la energía a través de las líneas de distribución eléctrica, por lo que su consumo está penalizado por la compañía suministradora .Se mide en kilovoltioamperios reactivos (kVArh).

La compañía eléctrica mide la energía reactiva con el contador (kVArh) y si se superan ciertos valores, incluye un término de penalización por reactiva en la factura eléctrica.

c. **POTENCIA HORA PUNTA:**

La potencia eléctrica se define como “la capacidad que tiene un equipo eléctrico para realizar un trabajo o la cantidad de trabajo que realiza por unidad de tiempo”. En

términos comerciales se referida a la máxima potencia consumida por un centro de consumo de energía dentro del periodo de análisis desde las 18.00 horas a las 23.00 horas de un mismo día, sin contar los días feriados y domingos.

d. **POTENCIA HORAS FUERA DE PUNTA:**

Es aquella potencia registrada durante los periodos de medición entre las 23.00 horas de un día hasta las 18.00 horas del día siguiente.

**3.1.2 ESTADISTICAS DE LA MUESTRA DE ESTUDIO:**

Se tiene la estadística de consumo de energía activa y potencia para la Empresa COPEINCA S.A (muestra de estudio) para el Año 2014-ver ANEXO.

## **3.2 METODO DE INVESTIGACION:**

### **3.2.1 DISEÑO:**

El presente trabajo realiza uso del método cuantitativo

Análítico: es un camino para llegar a un resultado mediante la descomposición de un fenómeno en sus elementos constitutivos. Al referirnos a diversos saberes en los que la aplicación del método analítico es posible, vemos una gradación que va desde las aplicaciones más empíricas y concretas hasta las más abstractas y simbólicas.

Sintético: Es un proceso de razonamiento que tiende a reconstruir un todo, a partir de los elementos distinguidos por el análisis, se trata en consecuencia de hacer una explosión metódica y breve, en resumen. En otras palabras decir que la síntesis es un procedimiento mental que tiene como meta la comprensión cabal de la esencia de lo que ya conocemos en todas sus partes y particularidades.

Deductivo, es la formulación o enunciación de sistemas de axiomas o conjunto de tesis de partida en una determinada Teoría. Es un método científico que considera que la conclusión se halla implícita dentro las premisas. Esto quiere decir que las conclusiones son una consecuencia necesaria de las premisas: cuando las premisas resultan verdaderas y el razonamiento deductivo tiene validez, no hay forma de que la conclusión no sea verdadera. En todos los casos, los investigadores que apelan al método deductivo empiezan su trabajo planteando supuestos (coherentes entre sí) que se limitan a incorporar las características principales de los fenómenos. El trabajo sigue con un procedimiento de deducción lógica que finaliza en el enunciado de las leyes de carácter general.

El diseño de estudio es pre experimental, longitudinal y transeccional con medición antes y después de un caso único. (El análisis del comportamiento y reducción de la tarifa eléctrica en función a un determinado centro de consumo de energía eléctrica en función a la venta de este servicio por parte de un comercializador de energía).

El diseño que se utiliza será el pre experimental, considerando la naturaleza de las dos variables.

Variable independiente “Comercializador de Energía”.

Variable Dependiente “Reducción de la Tarifa de consumo de energía eléctrica”.

### 3.2.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO:

Se tiene la siguiente metodología de cálculo.

- a. ESTRUCTURA ACTUAL DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA: Se tiene la estructura actual comercial de venta de energía y potencia. En el cual el consumidor al pertenecer al mercado regulado, tiene un costo final que se ve reflejado en una facturación mensual por el servicio de energía eléctrica brindado por la empresa Distribuidora (Hidrandina S.A). El usuario no tiene potestad para poder transar valores de los costos unitarios de la energía y potencia vendida con su suministrador, tan solo puede fijar el Tipo de Opción Tarifaria más conveniente según su consumo, el cual se renueva o recategoriza anualmente. Para nuestro caso la muestra de estudio tiene la Opción Tarifaria MT3 Calificación mensual.

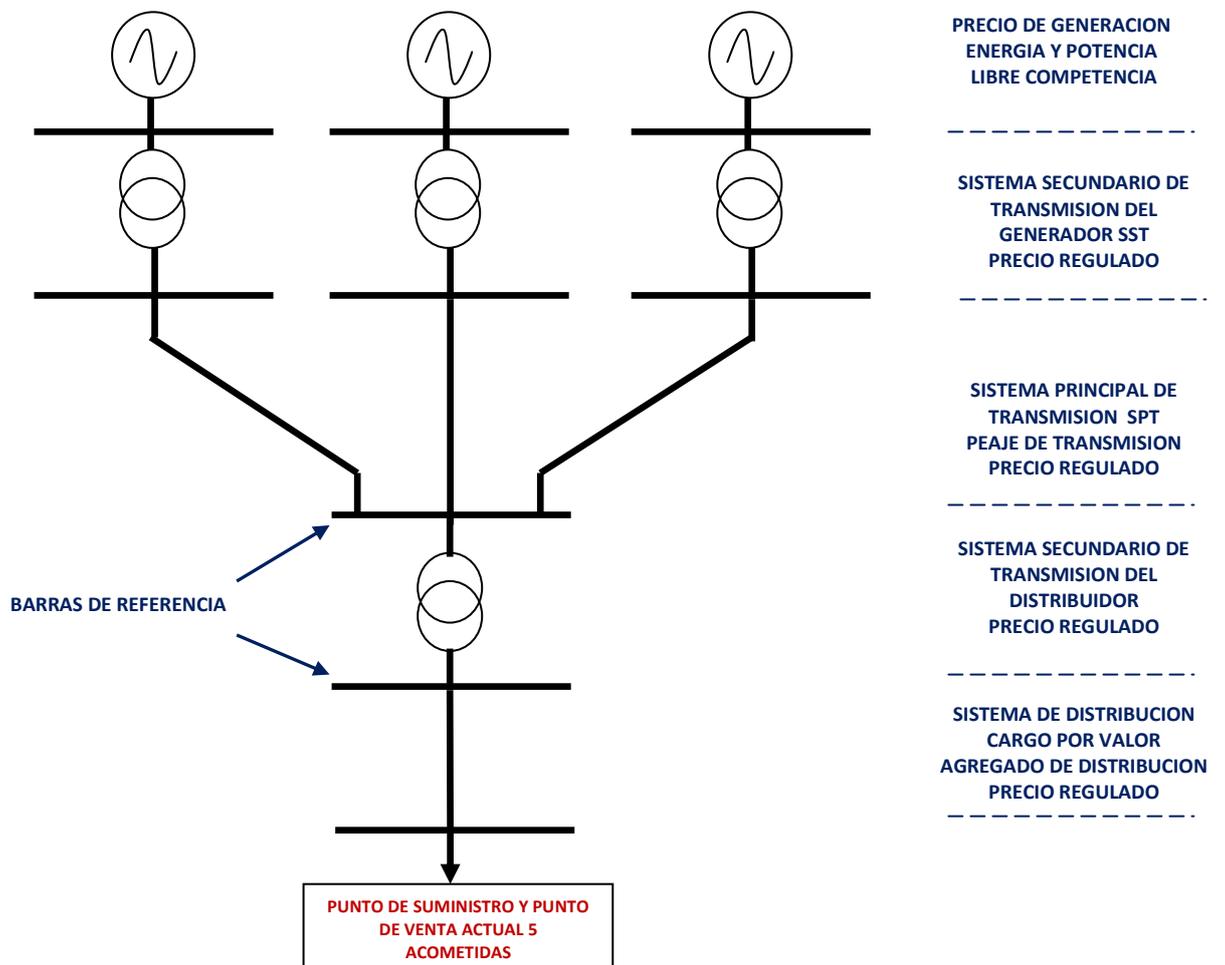


Figura 27 Estructura del suministro de energía para usuario regulado.

Fuente: Elaboración Propia

b. ESTRUCTURA PROPUESTA DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA:

ALTERNATIVA 1:

La primera alternativa plantea que el comercializador asuma los servicios de suministro de energía y potencia mediante la modalidad de cliente libre, en el cual las tres acometidas se centralicen en un solo punto de suministro, quedando a cargo del comercializador del mantenimiento de los servicios de mantenimiento y complementarios del punto de suministro.

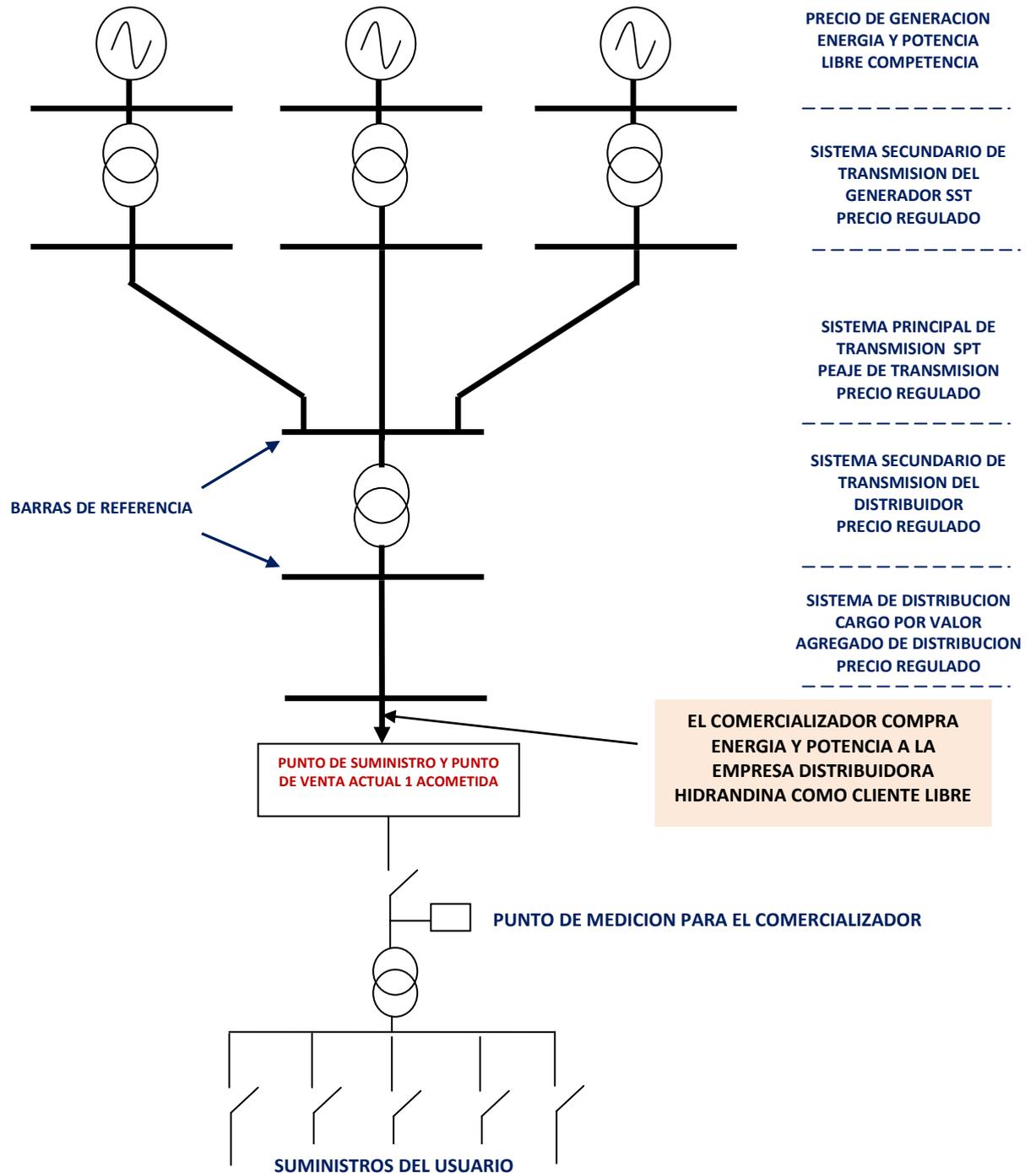


Figura 28 Alternativa 1 de suministro de energía vía comercializador

Fuente: Elaboración Propia

c. ESTRUCTURA PROPUESTA DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA:

ALTERNATIVA 2:

La segunda alternativa plantea que el comercializador asuma los servicios de suministro de energía y potencia mediante la modalidad de cliente libre, en el cual las tres acometidas se centralicen en un solo punto de suministro, quedando a cargo del comercializador del mantenimiento de los servicios de mantenimiento y complementarios del punto de suministro. La Compra lo realiza a la Empresa EGENOR.

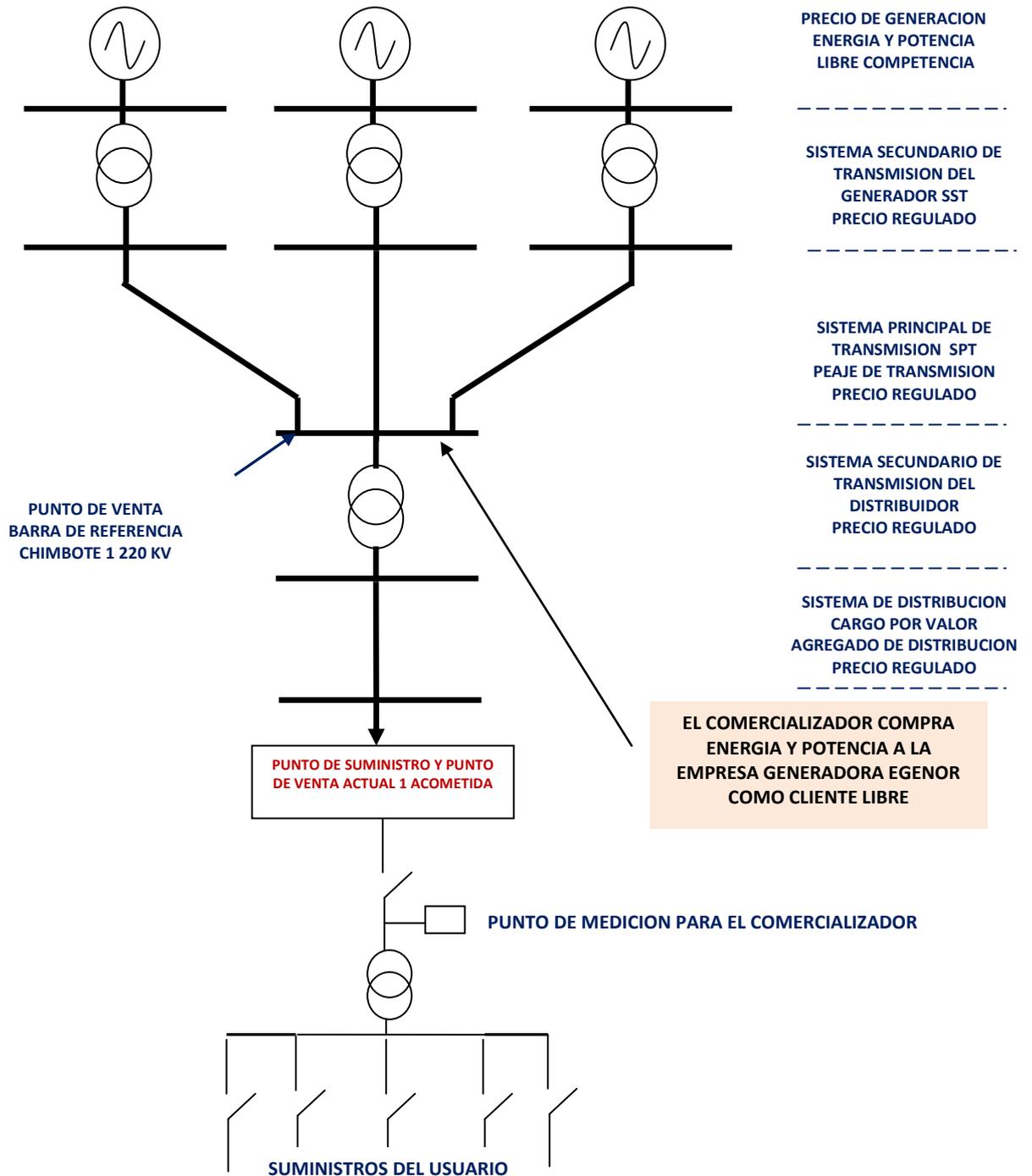


Figura 29 Alternativa 2 de suministro de energía vía comercializador

Fuente: Elaboración Propia

d. ESTRUCTURA PROPUESTA DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA:

ALTERNATIVA 3:

La tercera alternativa plantea que el comercializador asuma los servicios de suministro de energía y potencia mediante la modalidad de cliente libre, en el cual las tres acometidas se centralicen en un solo punto de suministro, quedando a cargo del comercializador del mantenimiento de los servicios de mantenimiento y complementarios del punto de suministro. La compra la realiza a la Empresa EDEGEL.

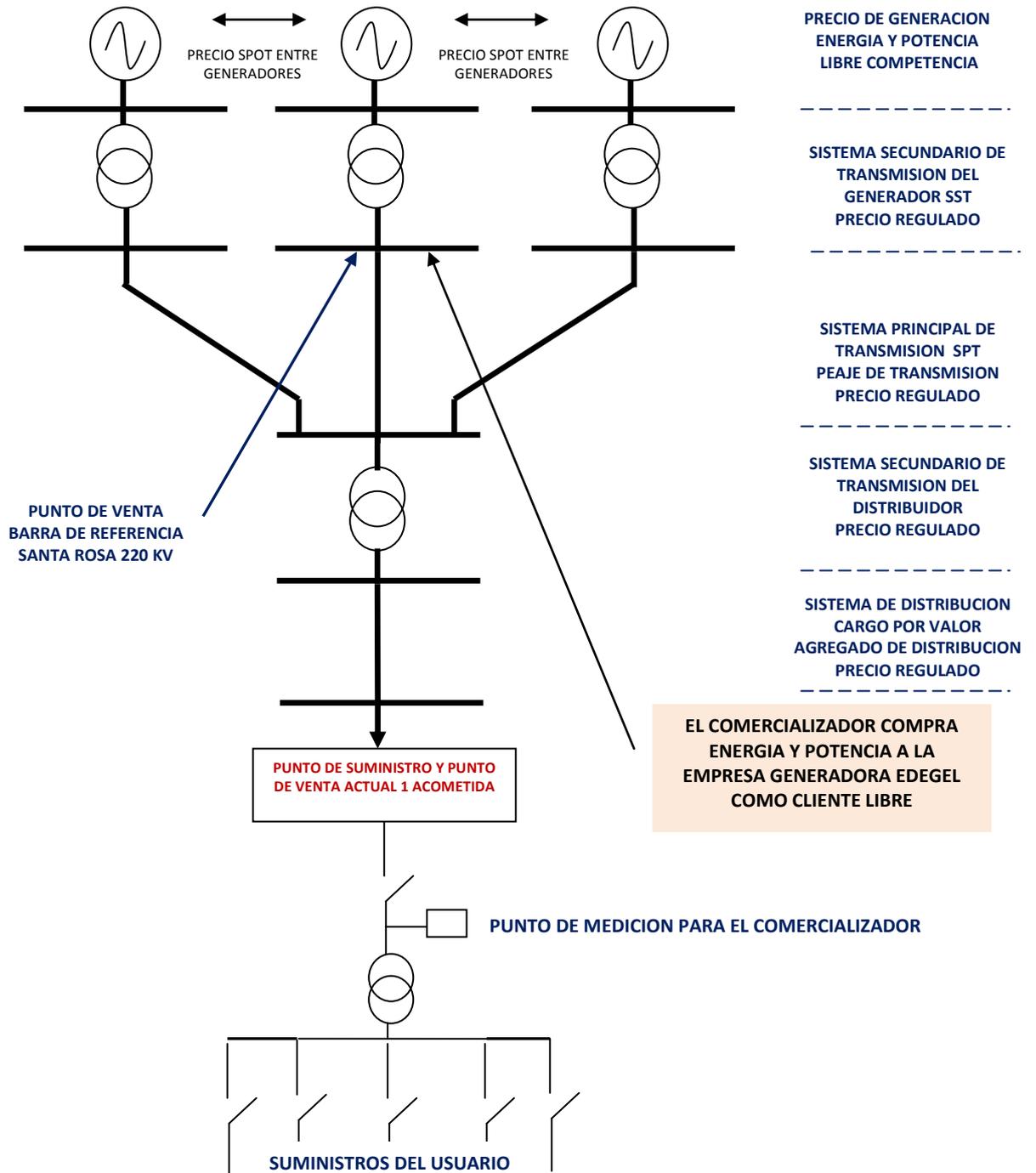


Figura 30 Alternativa 3 de suministro de energía vía comercializador

Fuente: Elaboración Propia

e. ESTRUCTURA PROPUESTA DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA:

ALTERNATIVA 4:

La cuarta alternativa plantea que el comercializador asuma los servicios de suministro de energía y potencia mediante la modalidad de cliente libre, en el cual las tres acometidas se centralicen un solo punto de suministro, quedando a cargo del comercializador del mantenimiento de los servicios de mantenimiento y complementarios del punto de suministro. La compra la realiza a la Empresa ENERSUR.

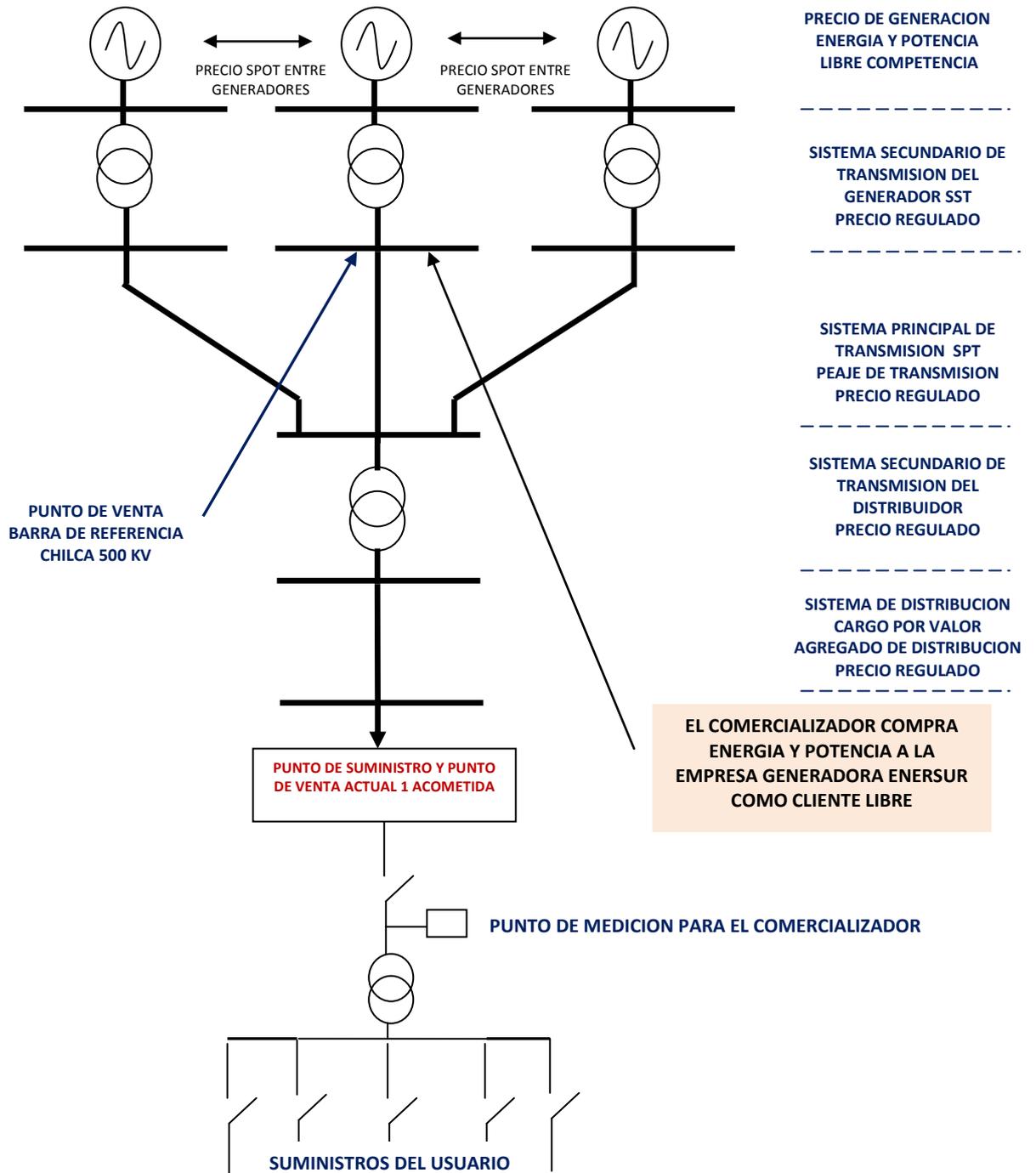


Figura 30 Alternativa 4 de suministro de energía vía comercializador

Fuente: Elaboración Propia

- f. Para cada una de las alternativas previstas se realiza la siguiente secuencia metodológica de cálculo:
- Se establecen las cláusulas contractuales para cada alternativa tomando como referencia contratos dentro del mercado Libre que las Empresas realizan con otros usuarios. Determinándose los criterios técnicos y económicos.
  - Se realiza un benchmarking entre alternativas de suministro, determinándose los beneficios de ser suministrado por un comercializador de energía con respecto a la situación actual como parte del mercado regulado.
  - Se establecen los compromisos que deberá asumir el comercializador de energía , se establecen los costos que deberá asumir y se determina el margen de rentabilidad en la transacción de compra y venta de energía eléctrica.
  - Se realiza una proyección a corto plazo determinándose el margen de rentabilidad para el usuario y el comercializador.
  - Se plantea el marco legal que permita el desenvolvimiento dentro del mercado eléctrico por parte del comercializador de energía.

**CAPITULO IV:**

**CALCULOS Y DISCUSION DE**

**RESULTADOS**

#### 4.1 CUANTIFICACION DE LA FACTURACION ACTUAL DE LA EMPRESA.

Con referente a la facturación de las 5 acometidas de la Empresa COPEINCA SA, se presenta en el siguiente cuadro los valores resumidos para la presentación de valores de Energía y Potencia para el año 2014 y 2013.

Así mismo se tiene que las Máximas Demandas son las siguientes:

Máxima Demanda en Hora Punta = 5,995.20 KW (Febrero 2014)

Mínima Demanda en Hora Punta = 196.80 KW (Octubre 2013)

Máxima Demanda en Horas Fuera de Punta = 6,348 KW (Enero-2014)

Mínima Demanda en Horas Fuera de Punta = 231.05 KW (Diciembre 2014)

Cuadro N° 4 Estadísticas de consumo de energía y potencia Empresa COPEINCA SA

FECHA	ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REAC	POTENCIA	
	TOTAL (kWh)	HP (kWh)	HFP(kWh)	kvarh	HP(KW)	HFP(KW)
2014-12	90367.20	22476.00	67861.34	97356.00	245.09	231.05
2014-11	80726.40	21432.00	40125.47	77841.60	346.54	489.67
2014-10	130327.20	25785.60	67789.91	94692.00	2582.40	4824.00
2014-9	350944.80	69170.40	205309.35	152318.40	5270.40	5625.60
2014-8	794844.00	200265.60	431788.43	246396.00	5824.80	5779.20
2014-7	544384.80	76968.00	338798.80	189931.20	5288.76	5797.66
2014-6	145372.80	25322.40	87548.18	88346.40	2023.20	4296.00
2014-5	92292.00	18907.20	38497.17	65481.60	283.92	429.26
2014-4	82104.00	17486.40	33290.12	57465.60	254.40	602.40
2014-3	726866.40	117674.40	436750.36	222525.60	5697.60	5800.80
2014-2	2539332.00	461342.40	1491772.62	717345.60	5995.20	6033.60
2014-1	1954221.60	374088.00	1145414.02	561600.00	5956.80	6348.00
2013-12	84902.40	18612.00	49487.31	69355.20	247.20	494.40
2013-11	82521.60	17851.20	45363.83	64286.40	225.60	496.80
2013-10	83337.60	18576.00	44173.82	45408.00	196.80	242.40
2013-9	589533.60	156206.40	307575.73	180976.80	5289.60	5268.00
2013-8	1723101.60	315604.80	1017230.22	475495.20	5318.40	6180.00
2013-7	1365120.00	270405.60	797286.68	399117.60	5335.20	5457.60
2013-6	88154.40	20140.80	50055.80	70492.80	437.00	464.00
2013-5	108367.20	22072.80	59165.54	69460.80	378.00	365.00
2013-4	114230.40	23666.40	61011.32	68215.20	413.00	415.00
2013-3	850874.40	141072.00	504707.43	255760.80	4729.68	5015.52

Fuente: Elaboración Propia

Tomando como referencia los precios de la energía y potencia para el Mercado Regulado del Mes-Agosto 2015, en la Tarifa MT 3 se determina la calificación y los costos mensuales por cada mes en evaluación.

Se toma como mes de análisis el de Máxima demanda, en este caso Febrero 2014, Sector Típico 2. En los Anexos se detallan los costos unitarios del Pliego Tarifario).

- Para la Energía Activa en Horas Fuera de Punta: Según la ecuación n° 24:

Precio Unitario EAHFP = 0.1764 S/ kWh

EAHFP = 1'491,772.62 kWh

$$\mathbf{FEAHFP = 1,481,772.62 * 0.1764 = S/ 261,384.70}$$

- Para la Energía Activa en Horas Punta, según la ecuación N° 25:

Precio Unitario EAHP = 0.2104 S/kWh

EAHP = 461,342.40 kWh

$$\mathbf{FEAHP = 461,342.40 * 0.2104 = S/97,066.44}$$

- Para la Energía Reactiva I facturada , según las ecuaciones N° 26 y 27 :

ER<sub>leída</sub> = 717,345.60 kVarh

EA total = 2'539,332.00 kWh

Precio Unitario ER = 0.0407 S/kVarh

$$\mathbf{EAR facturada = 717,345.60 - (0.3 * 2'539,332.00) = -44,454.00}$$

No se factura Energía Reactiva, debido al valor negativo, el cual corresponde a un Factor de Potencia igual a 0.9639.

- Se determina el Grado de Calificación, para determinación de los costos unitarios de Potencia aplicar. Según la ecuación N° 28 se tiene el siguiente resultado:

EAHP = 461,342.40 kWh

Máxima Demanda del mes = 6,033.60 KW

N° de Horas Punta del mes = (28-4 ) \*5 = 120 horas

$$G.C = \frac{461,342.40}{6,033.60 * 120} = 0.64$$

Su Grado de Calificación igual a 0.64 corresponde a un cliente en Punta.

- Se determina la facturación de la Potencia Activa de generación según su grado de calificación, y la ecuación N° 29:

Potencia Activa de Generación = 6,033.20 KW

Precio Unitario de la Potencia Activa de Generación = 43.32 S/KW

$$FPAG = 6,033.20 * 43.32 = S/261,358.24$$

- La Potencia Activa por Uso de Redes de Distribución , se determina en función a su grado de calificación y la ecuación N° 30:

Potencia Activa Redes de Distribución: En función a la media aritmética de las 2 últimas máximas demandas históricas de los últimos seis meses incluidos el mes de evaluación.

(Mes de Enero 2014 = 6,348.20 KW y Mes de Febrero 2014 = 6,033.20 KW)

$$PAURD = \frac{6,348.00 + 6,033.20}{2} = 6,190.60 \text{ KW}$$

Precio Unitario PAURD = 13.77 S/KW

$$FPAURD = 6,190.60 * 13.77 = S/85,244.56$$

- Por lo tanto la Facturación asociada al mes de Febrero 2014 para la Empresa COPEINCA SA, sin contar con cargo fijo , cargos de mantenimiento e impuestos , es:

$$Facturacion \text{ febrero } 2014 = 261,384.70 + 97,066.44 + 261,358.24 + 85,244.56$$

$$Facturacion \text{ febrero } 2014 = S/705,053.94$$

En el cuadro N°5 siguiente se presentan los resultados globales de las facturaciones para los meses en evaluación.

Cuadro N° 5 Total facturación mensual –Usuario Regulado

FECHA	EAHFP S/	EAHP S/	ER S/	PAG S/	PAURD S/	SUBTOTAL S/	TOTAL IGV S/
2014-12	11,970.74	4,728.95	2,859.01	10,617.21	78,836.00	109,011.91	128,634.06
2014-11	7,078.13	4,509.29	2,182.48	21,212.59	81,299.08	116,281.58	137,212.26
2014-10	11,958.14	5,425.29	2,262.67	208,975.68	81,299.08	309,920.86	365,706.61
2014-9	36,216.57	14,553.45	1,914.32	243,700.99	81,299.08	377,684.42	445,667.61
2014-8	76,167.48	42,135.88	323.27	252,330.34	81,299.08	452,256.05	533,662.14
2014-7	59,764.11	16,194.07	1,083.26	251,154.46	82,781.63	410,977.52	484,953.48
2014-6	15,443.50	5,327.83	1,820.70	186,102.72	86,609.29	295,304.04	348,458.77
2014-5	6,790.90	3,978.07	1,538.22	18,595.72	86,609.29	117,512.20	138,664.40
2014-4	5,872.38	3,679.14	1,336.36	26,095.97	86,609.29	123,593.14	145,839.90
2014-3	77,042.76	24,758.69	181.75	251,290.66	86,609.29	439,883.16	519,062.13
2014-2	263,148.69	97,066.44	0.00	261,375.55	85,247.32	706,838.00	834,068.84
2014-1	202,051.03	78,708.12	0.00	274,995.36	87,633.36	643,387.87	759,197.68
2013-12	8,729.56	3,915.96	1,786.10	21,417.41	81,405.01	117,254.04	138,359.77
2013-11	8,002.18	3,755.89	1,608.87	21,521.38	81,405.01	116,293.33	137,226.13
2013-10	7,792.26	3,908.39	830.55	10,500.77	80,124.88	103,156.85	121,725.08
2013-9	54,256.36	32,865.83	167.55	229,145.47	81,405.01	397,840.22	469,451.46
2013-8	179,439.41	66,403.25	0.00	267,717.60	81,405.01	594,965.27	702,059.02
2013-7	140,641.37	56,893.34	0.00	236,423.23	73,259.47	507,217.41	598,516.55
2013-6	8,829.84	4,237.62	1,792.69	24,432.48	64,854.28	104,146.92	122,893.37
2013-5	10,436.80	4,644.12	1,503.89	38,267.50	64,854.28	119,706.59	141,253.78
2013-4	10,762.40	4,979.41	1,381.61	35,307.53	64,854.28	117,285.23	138,396.57
2013-3	89,030.39	29,681.55	20.29	217,272.33	64,854.28	400,858.84	473,013.43
2013-2	263,148.69	59,194.44	0.00	184,369.92	59,541.44	566,254.49	668,180.30
2013-1	202,051.03	57,773.32	0.00	184,369.92	29,770.72	473,964.99	559,278.69

Fuente: Elaboración propia.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente regulado en la Tarifa MT3 es de S/ 4'841,127.88 para el año 2014.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente regulado en la Tarifa MT3 es de S/ 4'270,354.15 para el año 2013.

Así mismo se determinan los precios medios ponderados de la energía según la siguiente ecuación:

$$\text{Precio medio} = \frac{\text{Facturación}}{\text{Energía Activa Total}}$$

Para el Año 2014:

$$\text{Precio medio 2014} = \frac{4'841,127.88}{7'531,783.20} = 0.6584 \frac{S/}{kWh}$$

Para el Año 2013:

$$\text{Precio medio 2013} = \frac{4'270,345.15}{5'573,244.32} = 0.7662 \frac{S/}{kWh}$$

#### 4.2 CONDICIONES DE SUMINISTRO DE LA ALTERNATIVA 1.

##### a. CONSIDERACIONES CONTRACTUALES:

- Se toma en cuenta las consideraciones contractuales entre la Empresa Distribuidora HIDRANDINA SA y la Empresa CAMPO SOL SA (Ver Anexo CL0408\_20121022\_00). Se considera el punto de venta la Barra de referencia más cercana al usuario, en este caso la Barra de Chimbote 220 kV.

##### b. CRITERIOS TECNICOS:

- La facturación de potencia en horas punta sera igual hasta el producto de la Potencia contratada en las horas punta por el Precio de Potencia en barra reflejados en la Barra de Chimbote 220 kV establecido por el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016), multiplicado por el factor 1.1 ( Tal como se considera en el Anexo B del mencionado contrato de Cliente Libre tomado como referencia , referido al factor de expansión de pérdidas desde la Barra de referencia de Lima a la Barra de Chimbote), con los siguientes valores. Teniendo en cuenta los valores mensuales leídos como facturables hasta la Potencia contratada en Horas Punta.

Potencia HP Barra Chimbote = 19.58 S/KW (01 de Mayo 2015)

Factor de Expansión de perdidas = 1.1

**Precio Potencia Contratada HP venta = 19.58\*1.1 = 21.53 S/. /KW**

Se considera la máxima demanda del mes leída en horas punta que supere el valor de la Potencia contratada en HP.

En caso la Máxima demanda en Horas punta exceda al valor de la Potencia contratada en horas punta , se aplicara el 50 % del valor del costo unitario de la Potencia contratada en Horas Punta.

**Exceso de Potencia contratada en HP =  $21.53 * 1.5 = 32.29$  S/. /KW**

- Para la facturación de la Potencia contratada en Horas fuera de punta , se determina mediante la diferencia de las Potencias contratadas en Horas Fuera de Punta y Horas Punta (tal como se establece en el ítem 12.2.1 del mencionado contrato para esta alternativa), multiplicándose por el 50% del precio de la Potencia en Horas Punta. Para lo cual el exceso medido se efectuará siempre que este valor sea positivo.

**Precio Potencia Contratada HFP venta =  $19.58 * 0.5 = 9.79$  S/. /KW**

Para el caso en el que la potencia leída o máxima demanda en HFP exceda a la Potencia Contratada en HFP, el costo unitario para este rubro se determinara, multiplicando el costo unitario de la Potencia Contratada en HFP por el 50 % de este valor.

**Exceso de Potencia contratada en HFP =  $21.53 * 1.5 = 14.38$  S/. /KW**

- Los cargos por consumo de Energía Activa estarán en función el Precio de Energía HP y HFP en barra reflejados en la Barra de Chimbote 220 kV establecido por el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016), multiplicado por el factor 1.1, los cuales son:

**Energía HFP =  $0.1284 * 1.1 = 0.1412$  S/. /kWh**

**Energía HP =  $0.1283 * 1.1 = 0.1411$  S/. /kWh**

- El cargo por Peaje del Sistema principal de transmisión regulado por el OSINERGMIN según el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016), el valor de este sera aquel establecido para la Barra de Chimbote 220 kV.

**Peaje Sistema Principal de Transmisión =  $23.71$  S/. /KW**

- Para los Sistemas secundarios de transmisión se aplicaran los precios establecidos por el procedimiento establecido por la Resolución N° 0217-2013 GART-OSINERGM (Precios vigentes para el Periodo 2013-2017) , el cual se obtiene a través de la Resolución N° 072-2013 GART-OSINERGMIN.

**Peaje Sistema Secundario de Transmisión Generación = 0.00 S/. /KWh**

**Peaje Sistema Secundario de Transmisión Barra Chimbote 220 kV hacia Hidrandina  
= 0.013176 S/. /KWh**

- Para el cálculo de los cargos por distribución se tomaron los precios vigentes para el Área de Concesión de Hidrandina vigentes según los Precios Regulados del Mes de Agosto 2015, afectadas según el grado de calificación.

**Precio de la Potencia Activa de Distribución HP = 13.77 S/. /KW**

**Precio de la Potencia Activa de Distribución HFP = 13.99 S/. /KW**

- Para el cargo por energía reactiva se toma en cuenta los valores establecidos para el Mercado Regulado con los costos para el mes de Agosto-2015.

**Precio de la Energía Reactiva = 0.0407 S/. /kVarh**

- c. PLIEGO TARIFARIO: El Cálculo se realiza para el mes de Febrero del 2014, en el cual se presenta la Máxima Demanda en horas Punta.

Se establecen así mismo Potencias Contratadas:

Potencia contratada HP = 6,000 KW

Potencia Contratada HFP = 6,000 KW

- Para el cálculo de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta , se tiene el siguiente valor según la ecuación n° 4:

Precio Unitario EAHP<sub>ML</sub> = 0.1412 S/ kWh

EAHP = 1'491,772.62 kWh

$$\mathbf{FEAHP = 1'491,772.62 * 0.1412 = S/210,638.29}$$

- Para el cálculo de la Energía Activa en Horas Punta , se tiene el siguiente valor según la ecuación n° 5:

Precio Unitario EAHP<sub>ML</sub> = 0.1411 S/ kWh

EAHP = 461,342.60 kWh

$$\mathbf{FEAHP = 461,342.60 * 0.1411 = S/65,095.11}$$

- Como se tiene un factor de Potencia igual a 0.9639, no se tiene penalización por Energía Reactiva Inductiva.

- Para el Cálculo de la Potencia Activa en Horas Punta, se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

Potencia Contratada en Horas Punta = 6,000 KW

Si Maxima Demanda leida del mes < Potencia Contratada en Horas Punta , entonces corresponde un Precio único de 21.53 S/. / KW, debido a que no existe excedencia d la Maxima Demanda leida con respecto a la Potencia contratada en Horas Punta.

Según la ecuación N° 8:

Máxima Demanda leida en HP del mes = 5,995.20 KW

Precio unitario  $HP_{ML} = 21.53 \text{ S/. /KW}$

$$FPCHP = 5,995.20 * 21.53 = S/129,076.66$$

- Para el Cálculo de la Potencia Activa en Horas Fuera de Punta , se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta = 6,000 KW

Si Maxima Demanda leida del mes en Horas Punta es 5,995.20

Además la Maxima Demanda leida en Horas Fuera de Punta es de 6,033.60 KW.

Se tiene excedente de:

$$Excedente \text{ de } PHFP = 6,033.30 - 5,995.20 = 38.40 \text{ KW}$$

La Potencia Activa en Horas Punta se determina según la siguiente ecuación N° 10:

Donde el Precio unitario  $HFP_{ML} = 9.39 \text{ S/. /KW}$

$$FEPCHFP = 38.40 * 9.39 = S/.375.94$$

- Se tiene asimismo un exceso de Potencia leida en Horas Fuera de Punta de :

Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta = 6,000 KW

Maxima Demanda leida en Horas Fuera de Punta es de 6,033.60 KW

Según la ecuación N° 13:

$$EPMHFP = 6,033.60 - 6,000.00 = 33.60 \text{ KW}$$

Con el Precio unitario  $EPHFP_{ML} = 14.38 \text{ S/. /KW}$  y la ecuación N° 14 se tiene el siguiente calculo:

$$FEPMHFP = 33.60 * 14.38 = \text{S}/483.17$$

- El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte del generador es  $\text{S}/ 0.00$
- El Peaje del Sistema Principal de Transmisión se determina con la siguiente ecuación N° 15:

Donde el Peaje del Sistema Principal de Transmisión =  $23.71 \text{ S/. / KW}$

Además la máxima demanda del mes es de  $6,033.60 \text{ KW}$

$$FPSPT = 6,033.60 * 23.71 = \text{S}/143,056.67$$

- El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte de la distribución se determina en función a un precio promedio para la energía activa total:  
Peaje Sistema Secundario de Transmisión es  $0.0131 \text{ S/. /kWh}$   
La Energía Activa Total del mes es de  $2'539,332.00 \text{ kWh}$   
Según la ecuación N° 18 se tiene el siguiente calculo:

$$FCUSSTEHP = 2'539,332.00 * 0.0131 = \text{S}/33,265.25$$

- Para el cálculo del Cargo por Distribución , se toma en cuenta lo establecido por el mercado regulado , con lo cual el costo a facturar es similar al obtenido para la empresa en la Tarifa MT3, e igual a :

$$FVADHFP = \text{S}/85,247.32$$

- Sumando todos los cargos anteriores se tiene la Facturación para el mercado Libre del mes de Febrero -2014 , con el siguiente monto sin IGV:

$$\textit{Facturacion mercado Libre (Febrero 2014)} = \text{S}/667,238.70$$

- La Facturación mensual para Febrero-2014 se reduce en :

$$\begin{aligned} \text{Reduccion Facturacion mensual Febrero 2014} &= 706,838.00 - 667,238.70 \\ &= S/39,599.30 \end{aligned}$$

Seguidamente se presenta el Cuadro Resumen de la Facturación 2013-2014 asumiendo que la compra de energía y potencia la realiza un comercializador de energía, vía contrato libre a la Empresa Distribuidora HIDRANDINA S.A.

Cuadro N° 6 Total facturación mensual –Mercado Libre compra a HIDRANDINA S.A

FECHA	EAHFP S/	EAHP S/	ER S/	PHP S/	PHFP S/	EPHP S/	EPHFP S/	PSPT S/	PSST S/	VAD S/	SUBTOTAL S/	TOTAL IGV S/
2014-12	9,582.02	3,171.36	2,859.01	5,276.74	0.00	0.00	0.00	5,811.04	1,183.81	78,836.00	106,719.99	125,929.58
2014-11	5,665.72	3,024.06	2,182.48	7,460.92	1,401.30	0.00	0.00	11,610.12	1,057.52	81,299.08	113,701.20	134,167.41
2014-10	9,571.94	3,638.35	2,262.67	55,599.07	21,945.26	0.00	0.00	114,377.04	1,707.29	81,299.08	290,400.69	342,672.82
2014-9	28,989.68	9,759.94	1,914.32	113,471.71	3,477.41	0.00	0.00	133,382.98	4,597.38	81,299.08	376,892.50	444,733.15
2014-8	60,968.53	28,257.48	323.27	125,407.94	0.00	0.00	0.00	138,106.01	10,412.46	81,299.08	444,774.76	524,834.22
2014-7	47,838.39	10,860.18	1,083.26	113,867.00	4,982.09	0.00	0.00	137,462.42	7,131.44	82,781.63	406,006.42	479,087.58
2014-6	12,361.80	3,572.99	1,820.70	43,559.50	22,250.71	0.00	0.00	101,858.16	1,904.38	86,609.29	273,937.53	323,246.29
2014-5	5,435.80	2,667.81	1,538.22	6,112.80	1,422.92	0.00	0.00	10,177.85	1,209.03	86,609.29	115,173.70	135,904.97
2014-4	4,700.56	2,467.33	1,336.36	5,477.23	3,406.92	0.00	0.00	14,282.90	1,075.56	86,609.29	119,356.17	140,840.28
2014-3	61,669.15	16,603.86	181.75	122,669.33	1,010.33	0.00	0.00	137,536.97	9,521.95	86,609.29	435,802.63	514,247.10
2014-2	210,638.29	65,095.41	0.00	129,076.66	375.94	0.00	483.17	143,056.66	33,265.25	85,247.32	667,238.69	787,341.65
2014-1	161,732.46	52,783.82	0.00	128,249.90	3,829.85	0.00	5,004.24	150,511.08	25,600.30	87,633.36	615,345.01	726,107.11
2013-12	6,987.61	2,626.15	1,786.10	5,322.22	2,420.09	0.00	0.00	11,722.22	1,112.22	81,405.01	113,381.62	133,790.31
2013-11	6,405.37	2,518.80	1,608.87	4,857.17	2,655.05	0.00	0.00	11,779.13	1,081.03	81,405.01	112,310.43	132,526.31
2013-10	6,237.34	2,621.07	830.55	4,237.10	446.42	0.00	0.00	5,747.30	1,091.72	80,124.88	101,336.40	119,576.95
2013-9	43,429.69	22,040.72	167.55	113,885.09	0.00	0.00	0.00	125,416.42	7,722.89	81,405.01	394,067.37	464,999.50
2013-8	143,632.91	44,531.84	0.00	114,505.15	8,435.06	0.00	2,588.40	146,527.80	22,572.63	81,405.01	564,198.80	665,754.59
2013-7	112,576.88	38,154.23	0.00	114,866.86	1,198.30	0.00	0.00	129,399.70	17,883.07	73,259.47	487,338.50	575,059.43
2013-6	7,067.88	2,841.87	1,792.69	9,408.61	264.33	0.00	0.00	11,001.44	1,154.82	64,854.28	98,385.92	116,095.39
2013-5	8,354.17	3,114.47	1,503.89	8,138.34	0.00	0.00	0.00	8,962.38	1,419.61	64,854.28	96,347.15	113,689.64
2013-4	8,614.80	3,339.33	1,381.61	8,891.89	19.58	0.00	0.00	9,839.65	1,496.42	64,854.28	98,437.55	116,156.31
2013-3	71,264.69	19,905.26	20.29	101,830.01	2,798.37	0.00	0.00	118,917.98	11,146.45	64,854.28	390,737.34	461,070.06
2013-2	210,638.29	39,697.41	0.00	91,631.68	0.00	0.00	0.00	100,909.76	26,404.66	59,541.44	528,823.25	624,011.43
2013-1	161,732.46	38,744.37	0.00	91,631.68	0.00	0.00	0.00	100,909.76	20,888.12	29,770.72	443,677.11	523,538.99

Fuente: Elaboración propia.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente libre vía comercialización con la Empresa HIDRANDINA S.A es de S/ 4'679,112.17 para el año 2014.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente libre vía comercialización con la Empresa HIDRANDINA S.A es de S/ 4'046,268.92 para el año 2013.

Así mismo se determinan los precios medios ponderados de la energía según la siguiente ecuación:

$$\text{Precio medio} = \frac{\text{Facturacion}}{\text{Energia Activa Total}}$$

Para el Año 2014:

$$\text{Precio medio 2014} = \frac{4'679,112.17}{7'531,783.20} = 0.6364 \frac{S/}{kWh}$$

Para el Año 2013:

$$\text{Precio medio 2013} = \frac{4'046,268.92}{5'573,244.32} = 0.7260 \frac{S/}{kWh}$$

#### 4.3 CONDICIONES DE SUMNISTRO DE LA ALTERNATIVA 2.

##### a. CONSIDERACIONES CONTRACTUALES:

- Se toma en cuenta las consideraciones contractuales entre la Empresa Generadora EDEGEL S.A y la Compañía Textil CREDISA TRUTEX S.A (Ver Anexo EDGL\_20133530003). Se considera el punto de venta la Barra de referencia del generador, la cual es la Barra de Santa Rosa 220 kV (Propiedad de REP PERU S.A), a la salida de las Centrales Térmicas de Santa Rosa de propiedad de EDEGEL.

##### b. CRITERIOS TECNICOS:

- La facturación de potencia en horas punta sera igual hasta el producto de la Potencia contratada en las horas punta por el Precio de Potencia en barra reflejados en la Barra de Chimbote 220 kV establecido por el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016).

Potencia HP Barra Santa Rosa = 19.58 S/KW (01 de Mayo 2015)

**Precio Potencia Contratada HP venta = 19.58 S/. /KW**

Se considera la máxima demanda del mes leída en horas punta que supere el valor de la Potencia contratada en HP.

En caso la Máxima demanda en Horas punta exceda al valor de la Potencia contratada en horas punta, se aplicara el 50 % del valor del costo unitario de la Potencia contratada en Horas Punta( Tal como se establece en el ítem 15.2.2 del mencionado contrato para esta Alternativa)

**Exceso de Potencia contratada en HP =  $19.58 * 1.5 = 29.37$  S/. /KW**

- Para la facturación de la Potencia contratada en Horas fuera de punta, se toma en cuenta el mismo precio para la Potencia en Punta (Tal como se establece en las clausulas 14 y 15 del contrato tomado como modelo para esta Alternativa de comercialización). Para lo cual el exceso medido se efectuará siempre que este valor sea positivo.

**Precio Potencia Contratada HFP venta = 19.58**

En caso la Máxima demanda en Horas fuera de punta exceda al valor de la Potencia contratada en horas fuera de punta , se aplicara el 50 % del valor del costo unitario de la Potencia contratada en Horas fuera de Punta( Tal como se establece en el ítem 15.2.2 del mencionado contrato para esta Alternativa)

**Exceso de Potencia contratada en HFP =  $19.58 * 1.5 = 29.37$  S/. /KW**

- Los cargos por consumo de Energía Activa estarán en función el Precio de Energía HP y HFP en barra reflejados en la Barra de Santa Rosa 220 kV establecido por el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2016 a Abril 2016), multiplicado por el factor 1.1, los cuales son:

**Energía HFP = 0.1278 S/. /kWh**

**Energía HP = 0.1277 S/. /kWh**

- El cargo por Peaje del Sistema principal de transmisión regulado por el OSINERGMIN según el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016), el valor de este sera aquel establecido para la Barra de Santa Rosa 220 kV.

**Peaje Sistema Principal de Transmisión = 23.71 S/. /KW**

- Para los Sistemas secundarios de transmisión se aplicaran los precios establecidos por el procedimiento establecido por la Resolución N° 0217-2013 GART-OSINERGM (Precios

vigentes para el Periodo 2013-2017) , el cual se obtiene a través de la Resolución N° 072-2013 GART-OSINERGMIN.

**Peaje Sistema Secundario de Transmisión Generación = 0.00 S/. /KWh**

**Peaje Sistema Secundario de Transmisión desde REP PERU a la zona de concesión de HIDRANDINA S.A = 0.013176 S/. /KWh**

- Para el cálculo de los cargos por distribución se tomaron los precios vigentes para el Área de Concesión de Hidrandina vigentes según los Precios Regulados del Mes de Agosto 2015, afectadas según el grado de calificación.

**Precio de la Potencia Activa de Distribución HP = 13.77 S/. /KW**

**Precio de la Potencia Activa de Distribución HFP = 13.99 S/. /KW**

- Para el cargo por energía reactiva se toma en cuenta los valores establecidos para el Mercado Regulado con los costos para el mes de Agosto-2015.

**Precio de la Energía Reactiva = 0.0407 S/. /kVarh**

- c. PLIEGO TARIFARIO: El Cálculo se realiza para el mes de Febrero del 2014, en el cual se presenta la Máxima Demanda en horas Punta.

Se establecen así mismo Potencias Contratadas:

Potencia contratada HP = 6,000 KW

Potencia Contratada HFP = 6,000 KW

- Para el cálculo de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta , se tiene el siguiente valor según la ecuación n° 4:

Precio Unitario EAHP<sub>ML</sub> = 0.1278 S/ kWh

EAHFP = 1'491,772.62 kWh

$$FEAHFP = 1'491,772.62 * 0.1278 = S/190,648.54$$

- Para el cálculo de la Energía Activa en Horas Punta , se tiene el siguiente valor según la ecuación n° 5:

Precio Unitario EAHP<sub>ML</sub> = 0.1277 S/ kWh

EAHP = 461,342.60 kWh

$$FEAHP = 461,342.60 * 0.1277 = S/58,913.42$$

- Como se tiene un factor de Potencia igual a 0.9639, no se tiene penalización por Energía Reactiva Inductiva.

- Para el Cálculo de la Potencia Activa en Horas Punta , se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

Potencia Contratada en Horas Punta = 6,000 KW

Si la Maxima Demanda leida del mes < Potencia Contratada en Horas Punta , entonces corresponde un Precio único de 29.37 S/. / KW, debido a que no existe excedencia de la Maxima Demanda leida con respecto a la Potencia contratada en Horas Punta.

Según la ecuación N° 8:

Máxima Demanda leida en HP del mes = 5,995.20 KW

Precio unitario  $HP_{ML} = 19.58$  S/. /KW

$$FPCHP = 5,995.20 * 19.58 = S/117,386.02$$

- Para el Cálculo de la Potencia Activa en Horas Fuera de Punta , se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta = 6,000 KW

Si Maxima Demanda leida del mes en Horas Punta es 5,995.20

Además la Maxima Demanda leida en Horas Fuera de Punta es de 6,033.60 KW.

Se tiene excedente de:

$$Excedente de PHFP = 6,033.30 - 5,995.20 = 38.40 KW$$

La Potencia Activa en Horas Punta se determina según la siguiente ecuación N° 10:

Donde el Precio unitario  $HFP_{ML} = 19.58$  S/. /KW

$$FEPCHFP = 38.40 * 19.58 = S/.751.87$$

- Se tiene asimismo un exceso de Potencia leida en Horas Fuera de Punta de :

Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta = 6,000 KW

Maxima Demanda leida en Horas Fuera de Punta es de 6,033.60 KW

Según la ecuación N° 13:

$$EPMHFP = 6,033.60 - 6,000.00 = 33.60 KW$$

Con el Precio unitario  $EPHFP_{ML} = 14.38 \text{ S/. /KW}$  y la ecuación N° 14 se tiene el siguiente cálculo:

$$FEPMHFP = 33.60 * 29.37 = \text{S}/986.83$$

- El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte del generador es  $\text{S}/0.00$
- El Peaje del Sistema Principal de Transmisión se determina con la siguiente ecuación N° 15 y de manera anterior a lo calculado en la alternativa 1.

$$FPSPT = 6,033.60 * 23.71 = \text{S}/143,056.67$$

- El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte de la distribución se determina en función a un precio promedio para la energía activa total y de manera similar a la alternativa 1.

$$FCUSSTEHP = 2'539,332.00 * 0.0131 = \text{S}/33,265.25$$

- Para el cálculo del Cargo por Distribución , se toma en cuenta lo establecido por el mercado regulado , con lo cual el costo a facturar es similar al obtenido para la empresa en la Tarifa MT3, e igual a :

$$FVADHFP = \text{S}/85,247.32$$

- Sumando todos los cargos anteriores se tiene la Facturación para el mercado Libre del mes de Febrero -2014 vía comercialización con la Empresa EDEGEL S.A , con el siguiente monto sin IGV:

$$Facturacion\ mercado\ Libre\ (Febrero\ 2014) = \text{S}/630,255.91$$

- La Facturación mensual para Febrero-2014 se reduce en :

$$\begin{aligned} Reduccion\ Facturacion\ mensual\ Febrero\ 2014 &= 706,838.00 - 630,255.91 \\ &= \text{S}/76,582.10 \end{aligned}$$

Seguidamente se presenta el Cuadro Resumen N° 7 de la Facturación 2013-2014 asumiendo que la compra de energía y potencia la realiza un comercializador de energía, vía contrato libre a la Empresa Generadora EDEGEL S.ADRANDINA S.A.

Cuadro N° 7 Total facturación mensual –Mercado Libre compra a EDEGEL S.A

FECHA	EAHFP S/	EAHP S/	ER S/	PHP S/	PHFP S/	EPHP S/	EPHFP S/	PSPT S/	PSST S/	VAD S/	SUBTOTAL S/	TOTAL IGV S/
2014-12	8,672.68	2,870.19	2,859.01	4,798.82	0.00	0.00	0.00	5,811.04	1,183.81	78,836.00	105,031.54	123,937.22
2014-11	5,128.04	2,736.87	2,182.48	6,785.17	2,802.60	0.00	0.00	11,610.12	1,057.52	81,299.08	113,601.88	134,050.22
2014-10	8,663.55	3,292.82	2,262.67	50,563.39	43,890.53	0.00	0.00	114,377.04	1,707.29	81,299.08	306,056.37	361,146.51
2014-9	26,238.53	8,833.06	1,914.32	103,194.43	6,954.82	0.00	0.00	133,382.98	4,597.38	81,299.08	366,414.60	432,369.23
2014-8	55,182.56	25,573.92	323.27	114,049.58	0.00	0.00	0.00	138,106.01	10,412.46	81,299.08	424,946.88	501,437.32
2014-7	43,298.49	9,828.81	1,083.26	103,553.92	9,964.18	0.00	0.00	137,462.42	7,131.44	82,781.63	395,104.16	466,222.91
2014-6	11,188.66	3,233.67	1,820.70	39,614.26	44,501.42	0.00	0.00	101,858.16	1,904.38	86,609.29	290,730.54	343,062.04
2014-5	4,919.94	2,414.45	1,538.22	5,559.15	2,845.84	0.00	0.00	10,177.85	1,209.03	86,609.29	115,273.76	136,023.04
2014-4	4,254.48	2,233.01	1,336.36	4,981.15	6,813.84	0.00	0.00	14,282.90	1,075.56	86,609.29	121,586.60	143,472.19
2014-3	55,816.70	15,027.02	181.75	111,559.01	2,020.66	0.00	0.00	137,536.97	9,521.95	86,609.29	418,273.34	493,562.55
2014-2	190,648.54	58,913.42	0.00	117,386.02	751.87	0.00	986.83	143,056.66	33,265.25	85,247.32	630,255.91	743,701.97
2014-1	146,383.91	47,771.04	0.00	116,634.14	7,659.70	0.00	10,220.76	150,511.08	25,600.30	87,633.36	592,414.29	699,048.86
2013-12	6,324.48	2,376.75	1,786.10	4,840.18	4,840.18	0.00	0.00	11,722.22	1,112.22	81,405.01	114,407.14	135,000.42
2013-11	5,797.50	2,279.60	1,608.87	4,417.25	5,310.10	0.00	0.00	11,779.13	1,081.03	81,405.01	113,678.48	134,140.61
2013-10	5,645.41	2,372.16	830.55	3,853.34	892.85	0.00	0.00	5,747.30	1,091.72	80,124.88	100,558.22	118,658.70
2013-9	39,308.18	19,947.56	167.55	103,570.37	0.00	0.00	0.00	125,416.42	7,722.89	81,405.01	377,537.97	445,494.81
2013-8	130,002.02	40,302.73	0.00	104,134.27	16,870.13	0.00	5,286.60	146,527.80	22,572.63	81,405.01	547,101.20	645,579.41
2013-7	101,893.24	34,530.80	0.00	104,463.22	2,396.59	0.00	0.00	129,399.70	17,883.07	73,259.47	463,826.08	547,314.78
2013-6	6,397.13	2,571.98	1,792.69	8,556.46	528.66	0.00	0.00	11,001.44	1,154.82	64,854.28	96,857.47	114,291.81
2013-5	7,561.36	2,818.70	1,503.89	7,401.24	0.00	0.00	0.00	8,962.38	1,419.61	64,854.28	94,521.46	111,535.32
2013-4	7,797.25	3,022.20	1,381.61	8,086.54	39.16	0.00	0.00	9,839.65	1,496.42	64,854.28	96,517.10	113,890.18
2013-3	64,501.61	18,014.89	20.29	92,607.13	5,596.75	0.00	0.00	118,917.98	11,146.45	64,854.28	375,659.39	443,278.08
2013-2	190,648.54	35,927.42	0.00	83,332.48	0.00	0.00	0.00	100,909.76	26,404.66	59,541.44	496,764.31	586,181.88
2013-1	146,383.91	35,064.89	0.00	83,332.48	0.00	0.00	0.00	100,909.76	20,888.12	29,770.72	416,349.88	491,292.86

Fuente: Elaboración propia.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente libre vía comercialización con la Empresa EDEGEL S.A es de S/ 4'578,034.05 para el año 2014.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente libre vía comercialización con la Empresa EDEGEL S.A es de S/ 3'886,658.86 para el año 2013.

Así mismo se determinan los precios medios ponderados de la energía según la siguiente ecuación:

$$\text{Precio medio} = \frac{\text{Facturación}}{\text{Energía Activa Total}}$$

Para el Año 2014:

$$\text{Precio medio 2014} = \frac{4'578,034.05}{7'531,783.20} = 0.6078 \frac{S/}{kWh}$$

Para el Año 2013:

$$\text{Precio medio 2013} = \frac{3'886,658.86}{5'573,244.32} = 0.6973 \frac{S/}{kWh}$$

#### 4.4 CONDICIONES DE SUMINISTRO DE LA ALTERNATIVA 3.

##### a. CONSIDERACIONES CONTRACTUALES:

- Se toma en cuenta las consideraciones contractuales entre la Empresa Generadora ENERSUR S.A y la Empresa Pesquera CENTINELA S.A (Ver Anexo ENER\_20278966004\_CL0570\_2013). Se considera el punto de venta la Barra de referencia del generador, la cual es la Barra de Chilca 220 kV (Propiedad de REP PERU S.A), a la salida de la Central de Ciclo Combinado de Chilca de propiedad de ENERSUR S.A.

##### b. CRITERIOS TECNICOS:

- La facturación de potencia en horas punta sera igual hasta el producto de la Potencia contratada en las horas punta por el Precio de Potencia en barra reflejados en la Barra de Chilca 220 kV establecido por el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016).

Potencia HP Barra Chilca = 19.58 S/KW (01 de Mayo 2015)

**Precio Potencia Contratada HP venta = 19.58 S/. /KW**

Se considera la máxima demanda del mes leída en horas punta que supere el valor de la Potencia contratada en HP.

En caso la Máxima demanda en Horas punta exceda al valor de la Potencia contratada en horas punta, se aplicara el 25 % del valor del costo unitario de la Potencia contratada en Horas Punta (Tal como se establece en la cláusula 11 del mencionado contrato para esta Alternativa)

**Exceso de Potencia contratada en HP =  $19.58 * 1.25 = 24.48$  S/. /KW**

- Para la facturación de la Potencia contratada en Horas fuera de punta, se toma en cuenta el mismo precio para la Potencia en Punta (Tal como se establece en la cláusula 11.3 del contrato tomado como modelo para esta Alternativa de comercialización). Para lo cual el exceso medido se efectuará siempre que este valor sea positivo. Aplicando un factor del 25 %.

Precio Potencia Contratada HFP = Potencia Contratada HP \* 1.25

**Precio Potencia Contratada HFP venta =  $24.48$  S/. /KW**

En caso la Máxima demanda en Horas fuera de punta exceda al valor de la Potencia contratada en horas fuera de punta , se aplicara el 25 % del valor del costo unitario de la Potencia contratada en Horas fuera de Punta( Tal como se establece en la cláusula 11 del mencionado contrato para esta Alternativa)

**Exceso de Potencia contratada en HFP =  $24.28 * 1.25 = 30.60$  S/. /KW**

- Los cargos por consumo de Energía Activa estarán en función el Precio de Energía HP y HFP en barra reflejados en la Barra de Santa Rosa 220 kV establecido por el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016), multiplicado por el factor 1.1 (Factor de expansión de pérdidas desde la barra de Chilca a la Barra de Santa Rosa), los cuales son:

**Energía HFP =  $0.1265 * 1.1 = 0.1405$  S/. /kWh**

**Energía HP =  $0.1264 * 1.1 = 0.1390$  S/. /kWh**

- El cargo por Peaje del Sistema principal de transmisión regulado por el OSINERGMIN según el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016), el valor de este sera aquel establecido para la Barra de Chilca 220 kV.

**Peaje Sistema Principal de Transmisión =  $23.71$  S/. /KW**

- Para los Sistemas secundarios de transmisión se aplicaran los precios establecidos por el procedimiento establecido por la Resolución N° 0217-2013 GART-OSINERGEM (Precios vigentes para el Periodo 2013-2017) , el cual se obtiene a través de la Resolución N° 072-2013 GART-OSINERGMIN.

**Peaje Sistema Secundario de Transmisión Generación = 0.00 S/. /KWh**

**Peaje Sistema Secundario de Transmisión desde el Sistema de Transmisión de REP PERU reflejada en la Barra de Chimbote 1 hacia la zona de concesión de la Empresa Distribuidora HIDRANDINA S.A = 0.013176 S/. /KWh**

- Para el cálculo de los cargos por distribución se tomaron los precios vigentes para el Área de Concesión de Hidrandina vigentes según los Precios Regulados del Mes de Agosto 2015, afectadas según el grado de calificación.

**Precio de la Potencia Activa de Distribución HP = 13.77 S/. /KW**

**Precio de la Potencia Activa de Distribución HFP = 13.99 S/. /KW**

- Para el cargo por energía reactiva se toma en cuenta los valores establecidos para el Mercado Regulado con los costos para el mes de Agosto-2015.

**Precio de la Energía Reactiva = 0.0407 S/. /kVarh**

c. PLIEGO TARIFARIO: El Cálculo se realiza para el mes de Febrero del 2014, en el cual se presenta la Máxima Demanda en horas Punta.

Se establecen así mismo Potencias Contratadas:

Potencia contratada HP = 6,000 KW

Potencia Contratada HFP = 6,000 KW

- Para el cálculo de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta , se tiene el siguiente valor según la ecuación n° 4:

Precio Unitario EAHFP<sub>ML</sub> = 0.1405 S/ kWh

EAHFP = 1'491,772.62 kWh

$$\mathbf{FEAHFP = 1'491,772.62 * 0.1405 = S/209,594.05}$$

- Para el cálculo de la Energía Activa en Horas Punta , se tiene el siguiente valor según la ecuación n° 5:

Precio Unitario EAHP<sub>ML</sub> = 0.1390 S/ kWh

$$EAHP = 461,342.60 \text{ kWh}$$

$$FEAHP = 461,342.60 * 0.1390 = S/64,126.59$$

- Como se tiene un factor de Potencia igual a 0.9639, no se tiene penalización por Energía Reactiva Inductiva.

- Para el Cálculo de la Potencia Activa en Horas Punta , se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

$$\text{Potencia Contratada en Horas Punta} = 6,000 \text{ KW}$$

Si la Maxima Demanda leida del mes < Potencia Contratada en Horas Punta , entonces corresponde un Precio único de 24.48 S/. / KW, debido a que no existe excedencia d la Maxima Demanda leida con respecto a la Potencia contratada en Horas Punta.

Según la ecuación N° 8:

$$\text{Máxima Demanda leida en HP del mes} = 5,995.20 \text{ KW}$$

$$\text{Precio unitario HP}_{ML} = 19.58 \text{ S/. /KW}$$

$$FPCHP = 5,995.20 * 19.58 = S/117,386.02$$

- Para el Cálculo de la Potencia Activa en Horas Fuera de Punta , se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

$$\text{Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta} = 6,000 \text{ KW}$$

Si Maxima Demanda leida del mes en Horas Punta es 5,995.20

Además la Maxima Demanda leida en Horas Fuera de Punta es de 6,033.60 KW.

Se tiene excedente de:

$$\text{Excedente de PHFP} = 6,033.30 - 5,995.20 = 38.40 \text{ KW}$$

La Potencia Activa en Horas Punta se determina según la siguiente ecuación N° 10:

$$\text{Donde el Precio unitario HFP}_{ML} = 24.48 \text{ S/. /KW}$$

$$FEPCHFP = 38.40 * 24.48 = S/940.03$$

- Se tiene asimismo un exceso de Potencia leida en Horas Fuera de Punta de :

$$\text{Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta} = 6,000 \text{ KW}$$

Maxima Demanda leida en Horas Fuera de Punta es de 6,033.60 KW

Según la ecuación N° 13:

$$EPMHFP = 6,033.60 - 6,000.00 = 33.60 \text{ KW}$$

Con el Precio unitario  $EPHFP_{ML} = 30.60 \text{ S/. /KW}$  y la ecuación N° 14 se tiene el siguiente cálculo:

$$FEPMHFP = 33.60 * 30.60 = \text{S}/1,028.16$$

- El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte del generador es S/ 0.00
- El Peaje del Sistema Principal de Transmisión se determina con la siguiente ecuación N° 15 y de manera anterior a lo calculado en la alternativa 1.

$$FPSPT = 6,033.60 * 23.71 = \text{S}/143,056.67$$

- El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte de la distribución se determina en función a un precio promedio para la energía activa total y de manera similar a la alternativa 1.

$$FCUSSTEHP = 2'539,332.00 * 0.0131 = \text{S}/33,265.25$$

- Para el cálculo del Cargo por Distribución , se toma en cuenta lo establecido por el mercado regulado , con lo cual el costo a facturar es similar al obtenido para la empresa en la Tarifa MT3, e igual a :

$$FVADHFP = \text{S}/85,247.32$$

- Sumando todos los cargos anteriores se tiene la Facturación para el mercado Libre del mes de Febrero -2014 vía comercialización con la Empresa ENERSUR S.A , con el siguiente monto sin IGV:

$$Facturacion\ mercado\ Libre\ (Febrero\ 2014) = \text{S}/654,644.08$$

- La Facturación mensual para Febrero-2014 se reduce en :

$$\begin{aligned} Reduccion\ Facturacion\ mensual\ Febrero\ 2014 &= 706,838.00 - 654,644.08 \\ &= \text{S}/52,193.92 \end{aligned}$$

Seguidamente se presenta el Cuadro Resumen N° 8 de la Facturación 2013-2014 asumiendo que la compra de energía y potencia la realiza un comercializador de energía, vía contrato libre a la Empresa Generadora ENERSUR S.A.

Cuadro N° 8 Total facturación mensual –Mercado Libre compra a ENERSUR S.A

FECHA	EAHFP S/	EAHP S/	ER S/	PHP S/	PHFP S/	EPHP S/	EPHFP S/	PSPT S/	PSST S/	VAD S/	SUBTOTAL S/	TOTAL IGV S/
2014-12	9,534.52	3,124.16	2,859.01	4,798.82	0.00	0.00	0.00	5,811.04	1,183.81	78,836.00	106,147.36	125,253.89
2014-11	5,637.63	2,979.05	2,182.48	6,785.17	3,503.97	0.00	0.00	11,610.12	1,057.52	81,299.08	115,055.02	135,764.93
2014-10	9,524.48	3,584.20	2,262.67	50,563.39	54,874.37	0.00	0.00	114,377.04	1,707.29	81,299.08	318,192.52	375,467.17
2014-9	28,845.96	9,614.69	1,914.32	103,194.43	8,695.30	0.00	0.00	133,382.98	4,597.38	81,299.08	371,544.13	438,422.08
2014-8	60,666.27	27,836.92	323.27	114,049.58	0.00	0.00	0.00	138,106.01	10,412.46	81,299.08	432,693.59	510,578.44
2014-7	47,601.23	10,698.55	1,083.26	103,553.92	12,457.77	0.00	0.00	137,462.42	7,131.44	82,781.63	402,770.23	475,268.87
2014-6	12,300.52	3,519.81	1,820.70	39,614.26	55,638.14	0.00	0.00	101,858.16	1,904.38	86,609.29	303,265.27	357,853.01
2014-5	5,408.85	2,628.10	1,538.22	5,559.15	3,558.02	0.00	0.00	10,177.85	1,209.03	86,609.29	116,688.51	137,692.44
2014-4	4,677.26	2,430.61	1,336.36	4,981.15	8,519.04	0.00	0.00	14,282.90	1,075.56	86,609.29	123,912.18	146,216.37
2014-3	61,363.43	16,356.74	181.75	111,559.01	2,526.34	0.00	0.00	137,536.97	9,521.95	86,609.29	425,655.47	502,273.46
2014-2	209,594.05	64,126.59	0.00	117,386.02	940.03	0.00	1,028.16	143,056.66	33,265.25	85,247.32	654,644.08	772,480.01
2014-1	160,930.67	51,998.23	0.00	116,634.14	9,576.58	0.00	10,648.80	150,511.08	25,600.30	87,633.36	613,533.16	723,969.13
2013-12	6,952.97	2,587.07	1,786.10	4,840.18	6,051.46	0.00	0.00	11,722.22	1,112.22	81,405.01	116,457.22	137,419.52
2013-11	6,373.62	2,481.32	1,608.87	4,417.25	6,638.98	0.00	0.00	11,779.13	1,081.03	81,405.01	115,785.20	136,626.54
2013-10	6,206.42	2,582.06	830.55	3,853.34	1,116.29	0.00	0.00	5,747.30	1,091.72	80,124.88	101,552.57	119,832.04
2013-9	43,214.39	21,712.69	167.55	103,570.37	0.00	0.00	0.00	125,416.42	7,722.89	81,405.01	383,209.32	452,186.99
2013-8	142,920.85	43,869.07	0.00	104,134.27	21,091.97	0.00	5,508.00	146,527.80	22,572.63	81,405.01	568,029.60	670,274.92
2013-7	112,018.78	37,586.38	0.00	104,463.22	2,996.35	0.00	0.00	129,399.70	17,883.07	73,259.47	477,606.97	563,576.22
2013-6	7,032.84	2,799.57	1,792.69	8,556.46	660.96	0.00	0.00	11,001.44	1,154.82	64,854.28	97,853.07	115,466.62
2013-5	8,312.76	3,068.12	1,503.89	7,401.24	0.00	0.00	0.00	8,962.38	1,419.61	64,854.28	95,522.28	112,716.29
2013-4	8,572.09	3,289.63	1,381.61	8,086.54	48.96	0.00	0.00	9,839.65	1,496.42	64,854.28	97,569.18	115,131.63
2013-3	70,911.39	19,609.01	20.29	92,607.13	6,997.36	0.00	0.00	118,917.98	11,146.45	64,854.28	385,063.90	454,375.41
2013-2	209,594.05	39,106.59	0.00	83,332.48	0.00	0.00	0.00	100,909.76	26,404.66	59,541.44	518,888.99	612,289.01
2013-1	160,930.67	38,167.73	0.00	83,332.48	0.00	0.00	0.00	100,909.76	20,888.12	29,770.72	433,999.48	512,119.39

Fuente: Elaboración propia.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente libre vía comercialización con la Empresa ENERSUR S.A es de S/ 4'701,239.81 para el año 2014.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente libre vía comercialización con la Empresa EDEGEL S.A es de S/ 4'002,015.57 para el año 2013.

Así mismo se determinan los precios medios ponderados de la energía según la siguiente ecuación:

$$\text{Precio medio} = \frac{\text{Facturación}}{\text{Energía Activa Total}}$$

Para el Año 2014:

$$\text{Precio medio 2014} = \frac{4'701,239.91}{7'531,783.20} = 0.6242 \frac{S/}{kWh}$$

Para el Año 2013:

$$\text{Precio medio 2013} = \frac{4'002,015.57}{5'573,244.32} = 0.7180 \frac{S/}{kWh}$$

#### **4.5 CONDICIONES DE SUMINISTRO DE LA ALTERNATIVA 4.**

##### **a. CONSIDERACIONES CONTRACTUALES:**

- Se toma en cuenta las consideraciones contractuales entre la Empresa Generadora EGENOR S.A y la Empresa Pesquera MESSER GASES DEL PERU (Ver Anexo EGEN\_20382072023\_CL0430\_2014). Se considera el punto de venta la Barra de referencia del generador, la cual es la Barra de Chimbote 220 kV (Propiedad de REP PERU S.A).

##### **b. CRITERIOS TECNICOS:**

- La potencia en horas punta mínima facturable es igual al 60 % de la Potencia contratada en horas punta (según lo establecido en la clausula 5 del mencionado contrato tomado como Base para la Alternativa 4). Teniendo una estadística mínima de demanda de 196.80 KW, se establece que la Potencia contratada en Horas Punta es un valor de 300 KW ( 60 % de 300 KW es 180 KW) . La determinación del cargo de Potencia a facturar

tomara la máxima demanda del mes , hasta un valor máximo de 300 KW. Potencia HP Barra Chimbote = 19.58 S/KW (01 de Mayo 2015)

**Precio Potencia Contratada HP venta = 19.58 S/. /KW**

**No se toma en cuenta un precio para la facturación en horas punta.**

- Para la facturación del Exceso de Potencia en Horas Punta, se tomara para el exceso un recargo del 25 % sobre el precio en Hora Punta. El valor del Exceso de Potencia en Horas Punta se tomara como la diferencia entre la Maxima Demanda del mes leida y la Potencia Contratada(300 KW)

**Precio Potencia Contratada EHFP venta = 19.58\*1.25 = 24.48 S/. /KW**

- Los cargos por consumo de Energía Activa estarán en función el Precio de Energía HP y HFP en barra reflejados en la Barra de Santa Rosa 220 kV establecido por el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016), no se considera los factores de expansión para este caso.

**Energía HFP = 0.1265 S/. /kWh**

**Energía HP = 0.1264 S/. /kWh**

- El cargo por Peaje del Sistema principal de transmisión regulado por el OSINERGMIN según el Informe N° 135-2015-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2015 a Abril 2016), el valor de este sera aquel establecido para la Barra de Chilca 220 kV.

**Peaje Sistema Principal de Transmisión = 23.71 S/. /KW**

- Para los Sistemas secundarios de transmisión se aplicaran los precios establecidos por el procedimiento establecido por la Resolución N° 0217-2013 GART-OSINERGM (Precios vigentes para el Periodo 2013-2017) , el cual se obtiene a través de la Resolución N° 072-2013 GART-OSINERGMIN.

**Peaje Sistema Secundario de Transmisión Generación = 0.00 S/. /KWh**

**Peaje Sistema Secundario de Transmisión desde la Barra de Chimbote 1 hacia la zona de concesión de la Empresa Distribuidora HIDRANDINA S.A = 0.013176 S/. /KWh**

- Para el cálculo de los cargos por distribución se tomaron los precios vigentes para el Área de Concesión de Hidrandina vigentes según los Precios Regulados del Mes de Agosto 2015, afectadas según el grado de calificación.

**Precio de la Potencia Activa de Distribución HP = 13.77 S/. /KW**

**Precio de la Potencia Activa de Distribución HFP = 13.99 S/. /KW**

- Para el cargo por energía reactiva se toma en cuenta los valores establecidos para el Mercado Regulado con los costos para el mes de Agosto-2015.

**Precio de la Energía Reactiva = 0.0407 S/. /kVarh**

- c. PLIEGO TARIFARIO: El Cálculo se realiza para el mes de Febrero del 2014, en el cual se presenta la Máxima Demanda en horas Punta.

Se establecen así mismo Potencias Contratadas:

Potencia contratada HP = 300 KW

- Para el cálculo de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta , se tiene el siguiente valor según la ecuación n° 4:

Precio Unitario EAHFP<sub>ML</sub> = 0.1284 S/ kWh

EAHFP = 1'491,772.62 kWh

$$\mathbf{FEAHFP = 1'491,772.62 * 0.1284 = S/191,543.60}$$

- Para el cálculo de la Energía Activa en Horas Punta , se tiene el siguiente valor según la ecuación n° 5:

Precio Unitario EAHP<sub>ML</sub> = 0.1283 S/ kWh

EAHP = 461,342.60 kWh

$$\mathbf{FEAHP = 461,342.60 * 0.1390 = S/59,190.23}$$

- Como se tiene un factor de Potencia igual a 0.9639, no se tiene penalización por Energía Reactiva Inductiva.

- Para el Cálculo de la Potencia Activa en Horas Punta , se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

Potencia Contratada en Horas Punta = 300 KW

Máxima Demanda leída del mes = 6,033.60 KW

Según la ecuación N° 8 aplicado a los primeros 300 KW.

Precio unitario  $HP_{ML} = 19.58 \text{ S/. /KW}$

$$FPCHP = 300 * 19.58 = \text{S}/5,874.00$$

- Para el Cálculo del Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta se tiene el siguiente calculo :

$$\textit{Excedente de PHFP} = 6,033.30 - 300 = 5,733.60 \text{ KW}$$

Precio unitario  $EPHFP_{ML} = 24.48 \text{ S/. /KW}$

$$FEPCHFP = 5,733.60 * 24.48 = \text{S}/.140,358.53$$

- El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte del generador es  $\text{S}/ 0.00$
- El Peaje del Sistema Principal de Transmisión se determina con la siguiente ecuación N° 15 y de manera anterior a lo calculado en la alternativa 1.  
$$FPSPT = 6,033.60 * 23.71 = \text{S}/143,056.67$$

- El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte de la distribución se determina en función a un precio promedio para la energía activa total y de manera similar a la alternativa 1.

$$FCUSSTEHP = 2'539,332.00 * 0.0131 = \text{S}/33,265.25$$

- Para el cálculo del Cargo por Distribución , se toma en cuenta lo establecido por el mercado regulado , con lo cual el costo a facturar es similar al obtenido para la empresa en la Tarifa MT3, e igual a :

$$FVADHFP = \text{S}/85,247.32$$

- Sumando todos los cargos anteriores se tiene la Facturación para el mercado Libre del mes de Febrero -2014 vía comercialización con la Empresa EGENOR S.A , con el siguiente monto sin IGV:

$$\textit{Facturacion mercado Libre (Febrero 2014)} = S/658,535.58$$

- La Facturación mensual para Febrero-2014 se reduce en :

$$\begin{aligned} \textit{Reduccion Facturacion mensual Febrero 2014} &= 706,838.00 - 658,535.58 \\ &= S/48,302.42 \end{aligned}$$

Seguidamente se presenta el Cuadro Resumen N° 9 de la Facturación 2013-2014 asumiendo que la compra de energía y potencia la realiza un comercializador de energía, vía contrato libre a la Empresa Generadora EGENOR S.A.

Cuadro N° 9 Total facturación mensual –Mercado Libre compra a EGENOR S.A

FECHA	EAHFP S/	EAHP S/	ER S/	PHP S/	PHFP S/	EPHP S/	EPHFP S/	PSPT S/	PSST S/	VAD S/	SUBTOTAL S/	TOTAL IGV S/
2014-12	8,713.40	2,883.67	2,859.01	4,798.82	0.00	0.00	0.00	5,811.04	1,183.81	78,836.00	105,085.75	124,001.18
2014-11	5,152.11	2,749.73	2,182.48	5,874.00	4,643.17	0.00	0.00	11,610.12	1,057.52	81,299.08	114,568.21	135,190.49
2014-10	8,704.22	3,308.29	2,262.67	5,874.00	110,747.52	0.00	0.00	114,377.04	1,707.29	81,299.08	328,280.11	387,370.53
2014-9	26,361.72	8,874.56	1,914.32	5,874.00	130,370.69	0.00	0.00	133,382.98	4,597.38	81,299.08	392,674.73	463,356.18
2014-8	55,441.63	25,694.08	323.27	5,874.00	135,247.10	0.00	0.00	138,106.01	10,412.46	81,299.08	452,397.63	533,829.20
2014-7	43,501.77	9,874.99	1,083.26	5,874.00	134,582.62	0.00	0.00	137,462.42	7,131.44	82,781.63	422,292.13	498,304.72
2014-6	11,241.19	3,248.86	1,820.70	5,874.00	97,822.08	0.00	0.00	101,858.16	1,904.38	86,609.29	310,378.66	366,246.82
2014-5	4,943.04	2,425.79	1,538.22	5,874.00	3,164.38	0.00	0.00	10,177.85	1,209.03	86,609.29	115,941.60	136,811.08
2014-4	4,274.45	2,243.51	1,336.36	5,874.00	7,402.75	0.00	0.00	14,282.90	1,075.56	86,609.29	123,098.83	145,256.62
2014-3	56,078.75	15,097.63	181.75	5,874.00	134,659.58	0.00	0.00	137,536.97	9,521.95	86,609.29	445,559.92	525,760.70
2014-2	191,543.60	59,190.23	0.00	5,874.00	140,358.53	0.00	0.00	143,056.66	33,265.25	85,247.32	658,535.58	777,071.99
2014-1	147,071.16	47,995.49	0.00	5,874.00	148,055.04	0.00	0.00	150,511.08	25,600.30	87,633.36	612,740.43	723,033.71
2013-12	6,354.17	2,387.92	1,786.10	5,874.00	4,758.91	0.00	0.00	11,722.22	1,112.22	81,405.01	115,400.56	136,172.66
2013-11	5,824.72	2,290.31	1,608.87	5,874.00	4,817.66	0.00	0.00	11,779.13	1,081.03	81,405.01	114,680.73	135,323.26
2013-10	5,671.92	2,383.30	830.55	4,746.19	0.00	0.00	0.00	5,747.30	1,091.72	80,124.88	100,595.87	118,703.12
2013-9	39,492.72	20,041.28	167.55	5,874.00	122,145.41	0.00	0.00	125,416.42	7,722.89	81,405.01	402,265.28	474,673.03
2013-8	130,612.36	40,492.10	0.00	5,874.00	143,942.40	0.00	0.00	146,527.80	22,572.63	81,405.01	571,426.30	674,283.03
2013-7	102,371.61	34,693.04	0.00	5,874.00	126,258.05	0.00	0.00	129,399.70	17,883.07	73,259.47	489,738.94	577,891.95
2013-6	6,427.16	2,584.06	1,792.69	5,874.00	4,014.72	0.00	0.00	11,001.44	1,154.82	64,854.28	97,703.19	115,289.76
2013-5	7,596.86	2,831.94	1,503.89	5,874.00	1,909.44	0.00	0.00	8,962.38	1,419.61	64,854.28	94,952.40	112,043.83
2013-4	7,833.85	3,036.40	1,381.61	5,874.00	2,815.20	0.00	0.00	9,839.65	1,496.42	64,854.28	97,131.41	114,615.06
2013-3	64,804.43	18,099.54	20.29	5,874.00	115,435.93	0.00	0.00	118,917.98	11,146.45	64,854.28	399,152.91	471,000.43
2013-2	191,543.60	36,096.23	0.00	5,874.00	96,842.88	0.00	0.00	100,909.76	26,404.66	59,541.44	517,212.58	610,310.84
2013-1	147,071.16	35,229.64	0.00	5,874.00	96,842.88	0.00	0.00	100,909.76	20,888.12	29,770.72	436,586.28	515,171.81

Fuente: Elaboración propia.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente libre vía comercialización con la Empresa EGENOR S.A es de S/ 4'816,233.22 para el año 2014.

En donde se tiene que el costo acumulado facturado como cliente libre vía comercialización con la Empresa EGENOR S.A es de S/ 4'055,478.79 para el año 2013.

Así mismo se determinan los precios medios ponderados de la energía según la siguiente ecuación:

$$\text{Precio medio} = \frac{\text{Facturación}}{\text{Energía Activa Total}}$$

Para el Año 2014:

$$\text{Precio medio 2014} = \frac{4'816,233.22}{7'531,783.20} = 0.6394 \frac{S/}{kWh}$$

Para el Año 2013:

$$\text{Precio medio 2013} = \frac{4'055,478.79}{5'573,244.32} = 0.7277 \frac{S/}{kWh}$$

#### 4.6 BENCHMARKING ENTRE ALTERNATIVAS.

Se presentan los siguientes cuadros comparativos para la situación actual y las Alternativas previstas para la comercialización de la energía y potencia suministradas a la Empresa COPEINCA S.A.

Así tenemos el siguiente comparativo:

- El monto total facturado para la Empresa COPEINCA S.A para el año 2014 fue de S/ 4'841,127.88, mientras que para el año 2013 fue de S/. 4'270,354.14, con un total de S/. 9'111,482.02 como Cliente Regulado con 5 acometidas.
- Mientras que la Alternativa de compra y venta de energía a través de la Empresa EDEGEL S.A mediante transacciones de Cliente libre reporta un total de S/ 8'464,692.91, siendo la alternativa que reporta un menor costo por facturación, con la característica que vende a precios de Barra de Chimbote.

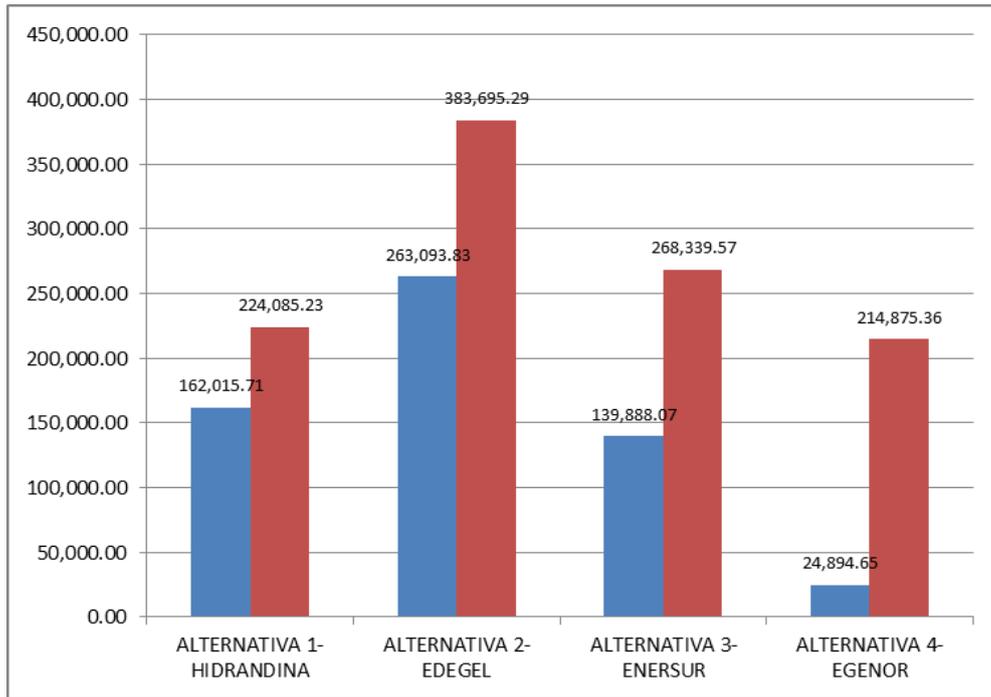
Cuadro N° 10 Benchmarking entre Alternativas de Comercialización

FECHA	SITUACION ACTUAL	ALTERNATIVA 1-HIDRANDI	ALTERNATIVA 2-EDEGEL	ALTERNATIVA 3-ENERSUP	ALTERNATIVA 4-EGENOR
		S/	S/	S/	S/
2014-12	128,634.06	125,929.58	123,937.22	125,253.89	124,001.18
2014-11	137,212.26	134,167.41	134,050.22	135,764.93	135,190.49
2014-10	365,706.61	342,672.82	361,146.51	375,467.17	387,370.53
2014-9	445,667.61	444,733.15	432,369.23	438,422.08	463,356.18
2014-8	533,662.14	524,834.22	501,437.32	510,578.44	533,829.20
2014-7	484,953.48	479,087.58	466,222.91	475,268.87	498,304.72
2014-6	348,458.77	323,246.29	343,062.04	357,853.01	366,246.82
2014-5	138,664.40	135,904.97	136,023.04	137,692.44	136,811.08
2014-4	145,839.90	140,840.28	143,472.19	146,216.37	145,256.62
2014-3	519,062.13	514,247.10	493,562.55	502,273.46	525,760.70
2014-2	834,068.84	787,341.65	743,701.97	772,480.01	777,071.99
2014-1	759,197.68	726,107.11	699,048.86	723,969.13	723,033.71
2013-12	138,359.77	133,790.31	135,000.42	137,419.52	136,172.66
2013-11	137,226.13	132,526.31	134,140.61	136,626.54	135,323.26
2013-10	121,725.08	119,576.95	118,658.70	119,832.04	118,703.12
2013-9	469,451.46	464,999.50	445,494.81	452,186.99	474,673.03
2013-8	702,059.02	665,754.59	645,579.41	670,274.92	674,283.03
2013-7	598,516.55	575,059.43	547,314.78	563,576.22	577,891.95
2013-6	122,893.37	116,095.39	114,291.81	115,466.62	115,289.76
2013-5	141,253.78	113,689.64	111,535.32	112,716.29	112,043.83
2013-4	138,396.57	116,156.31	113,890.18	115,131.63	114,615.06
2013-3	473,013.43	461,070.06	443,278.08	454,375.41	471,000.43
2013-2	668,180.30	624,011.43	586,181.88	612,289.01	610,310.84
2013-1	559,278.69	523,538.99	491,292.86	512,119.39	515,171.81
TOTAL 2014	4,841,127.88	4,679,112.17	4,578,034.05	4,701,239.81	4,816,233.22
TOTAL 2013	4,270,354.14	4,046,268.92	3,886,658.86	4,002,014.57	4,055,478.79
TOTAL	9,111,482.02	8,725,381.08	8,464,692.91	8,703,254.38	8,871,712.01

Fuente: Elaboración Propia

- Con respecto a los ahorros obtenidos por cada una de las alternativas, la alternativa N° 2 con compra de energía y potencia a la Empresa EDEGEL S.A tiene el mayor ahorro al cambiar las características de comercialización de la energía y potencia a comprar con S/. 263,093.83 para el año 2014 y de S/. 383,695.29 para el año 2013. Mientras que la alternativa N° 4 presenta el menor ahorro al cambiar de la forma de adquisición de la energía y potencia de mercado regulado a comercializador libre, con un valor de S/.24,894.65 para el año 2014 y de S/ 214.875.36 para el año 2013, en este caso la comercialización se realiza con la Empresa EGENOR S.A.

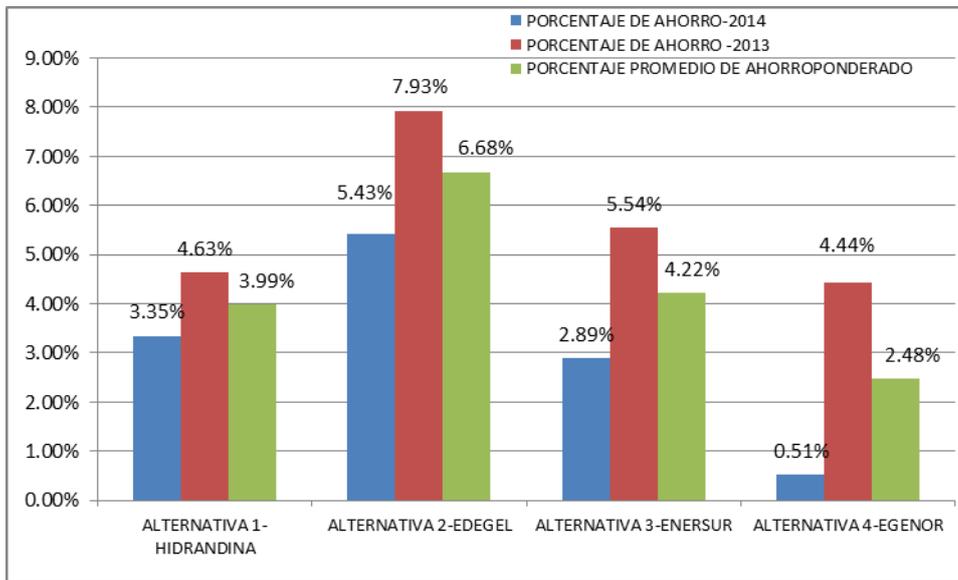
Grafico N° 1 Benchmarking de ahorros económicos por alternativas de comercialización



Fuente: Elaboración Propia

- Con respecto a los ahorros porcentuales obtenidos por cada una de las alternativas, la alternativa N° 2 con compra de energía y potencia a la Empresa EDEGEL S.A tiene el mayor ahorro al cambiar las características de comercialización de la energía y potencia al presentar ahorros anuales de 5.43 y 7.93 % para los años 2014 y 2013 respectivamente, con un ahorro anual promedio de 6.68 %; mientras que la alternativa N° 4 presenta el menor porcentaje de ahorro al cambiar de la forma de adquisición de la energía y potencia de mercado regulado a comercializador libre, con valores de 0.51% y 4.44 % para los años 2014 y 2013 respectivamente, y con un valor promedio anual de 2.48 %.

Grafico N° 2 Benchmarking de porcentajes de ahorros económicos por alternativas de comercialización



Fuente: Elaboración Propia

#### 4.7 CONDICIONES DE LA COMERCIALIZACION.

##### 4.7.1 SITUACION ACTUAL JURIDICA

- En los mercados liberalizados de electricidad, la transmisión y la distribución son considerados como actividades monopólicas reguladas y sus servicios son remunerados por precios de acceso pagados por los comercializadores. Aplicado actualmente a muchos países tal como Chile, Colombia, Gran Bretaña, Australia, Estados Unidos.
- Para el Perú se tiene la Ley N° 29571-2009 Código de Protección y Defensa del Consumidor –INDECOPI según el artículo IV del Título Preliminar del Código de Consumo, se consideran consumidores a las personas naturales o jurídicas que utilicen o disfruten como destinatarios finales productos o servicios en beneficio propio, actuando en una esfera ajena a su actividad profesional o empresarial. Así, en este primer nivel de análisis, no será considerado consumidor a quienes adquieran un producto o servicio que se encuentre destinado al desarrollo de actividades que incidan directamente en el desarrollo o dirección de las actividades empresariales del adquirente.
- El numeral 1.2 del artículo IV del Código de Consumo contiene una excepción para el caso de aquellas personas que adquieran un producto o servicio destinado a sus actividades

económicas, lo que nos lleva a un segundo nivel de análisis, en el que se debe verificar si dichas personas califican como “microempresarios”. Al respecto, la jurisprudencia del INDECOPI ha señalado que en el supuesto que una persona contrate un servicio en el ámbito de una actividad empresarial o económica, y, por lo tanto, no sea aplicable el supuesto contenido en el numeral 1.1 del artículo IV del Código de Consumo, corresponderá analizar si califica como consumidor por tratarse o no de un microempresario. Luego de ello, corresponderá analizar si es que el producto contratado corresponde o no al “giro del negocio” del adquiriente y, además, si es que existe o no “asimetría informativa” entre las partes involucradas en la relación de consumo.

- En el Artículo IV se define al Proveedor : Las personas naturales o jurídicas, de derecho público o privado, que de manera habitual fabrican, elaboran, manipulan, acondicionan, mezclan, envasan, almacenan, preparan, expenden, suministran productos o prestan servicios de cualquier naturaleza a los consumidores. En forma enunciativa y no limitativa se considera proveedores a:

Distribuidores o comerciantes.- Las personas naturales o jurídicas que venden o proveen de otra forma al por mayor, al por menor, productos o servicios destinados finalmente a los consumidores aun cuando ello no se desarrolle en establecimientos abiertos al público.

Productores o fabricantes. - Las personas naturales o jurídicas que producen, extraen, industrializan o transforman bienes intermedios o finales para su provisión a los consumidores.

Importadores.- Las personas naturales o jurídicas que importan productos para su venta o provisión en otra forma en el territorio nacional.

Prestadores.- Las personas naturales o jurídicas que prestan servicios a los consumidores.

- En el Artículo VI se detalla: El Estado procura y promueve una cultura de protección al consumidor y comportamiento acorde con la buena fe de los proveedores, consumidores, asociaciones de consumidores, sus representantes, y la función protectora de los poderes públicos, para asegurar el respeto y pleno ejercicio de los derechos reconocidos en el presente Código, privilegiando el acceso a la educación, la divulgación de los derechos del consumidor y las medidas en defensa del consumidor.

El Estado promueve el consumo libre y sostenible de productos y servicios, mediante el incentivo de la utilización de las mejores prácticas de comercialización y la adecuación de la normativa que favorezca su diseño, producción y distribución, con sujeción a la normativa ambiental.

El Estado promueve la calidad en la producción de bienes y en la prestación de servicios a fin de que éstos sean idóneos y competitivos. Con esta finalidad, impulsa y apoya el desarrollo de la normalización, a efectos de obtener los mejores estándares en beneficio y bienestar del consumidor.

- En el Artículo 58 del mencionado Código se manifiesta: El derecho de todo consumidor a la protección contra los métodos comerciales agresivos o engañosos implica que los proveedores no pueden llevar a cabo prácticas que mermen de forma significativa la libertad de elección del consumidor a través de figuras como el acoso, la coacción, la influencia indebida o el dolo. La Influencia indebida como termino jurídico tiene influencia sobre el término “cliente cautivo” , situación a lo cual caen los consumidores de energía eléctrica dentro de una zona de concesión de distribución.

#### **4.7.2 ASPECTOS A IMPLANTAR:**

- a. FIGURA TECNICA:** Dentro de la figura técnica de los comercializadores de energía en otros países se cuenta con los brokers y los traders, El bróker transa papeles. El bróker no ve nunca el producto físico, lo único que hace el bróker es comprar y vender contratos en las distintas bolsas, ya sea la bolsa de comercio, etc. y sus ventas se realizan únicamente en bolsa por cuenta de productores. La diferencia entre un bróker y un trader, es que el bróker da un servicio, compite entre bróker y no compite con el cliente, mientras que para el trader, el que tiene en sus manos material físico (petróleo, cobre, electricidad, etc.) los clientes son vistos como adversarios, ya que el trader saca provecho comprando barato y vendiendo caro a expensa de sus clientes y de la relación afectuosa que ha logrado con ellos. Lo más adecuado para nuestro caso es la implantación técnica de un bróker de energía.
- b.** Las empresas comercializadores tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores libres mediante el acceso a las redes de transporte o distribución. Es

importante señalar que los comercializadores solo podrán abastecer a los clientes libres, los cuales son redefinidos a la normatividad eléctrica Peruana. El comercializador tendrá la potestad de comprar bloques de energía y potencia a través de contratos con generadores, auto productores o bien directamente con el mercado spot, siempre y cuando las condiciones legales lo permitan. En lo posible sería ideal que se llegara a una situación como la de Noruega en el cual las compras de energía eléctrica pueden ser llevadas a cabo en tres mercados distintos, un mercado spot para transacciones futuras con instrumentos financieros tales como opciones y derivados y un mercado de contratos físicos. Algo similar al caso de Colombia con la existencia de la Bolsa de Energía y el mercado de contratos (pague lo contratado y pague lo demandado). El gran inconveniente en el Perú es la presencia de los Precios de Barra, regulados anualmente, una liberalización de dichos precios permitiría la existencia de un mercado más competitivo. Se debe optar por precios declarados por las Empresas generadoras para su barra de referencia cercana a valores cercanos a los precios spot.

- c.** Las características que deberá tener las empresas que realicen actividades de comercialización. A continuación se enumeran las principales características:  
Deberán ser sociedades anónimas abiertas con personalidad jurídica, de giro exclusivo y se registrarán por las normas de las sociedades abiertas.  
Deberán poseer capital propio y mantener los niveles de sus índices financieros que le permitan respaldar financieramente sus contratos de suministro.
- d.** El tipo de contrato que deberán suscribir las comercializadores con sus clientes y sus obligaciones. Específicamente, se establece que es responsabilidad de las comercializadoras estructurar los contratos de suministro al cliente final. De manera de lograr cumplir con sus responsabilidades la ley establece que el comercializador deberá contar con contratos de generación con las empresas generadoras o con otras comercializadoras. De igual forma las comercializadoras deberán contar con contratos de transporte con las empresas de transmisión, subtransmisión y distribución. Lo ideal sería optar por los contratos a futuro o estacionales a diferencia de los contratos a plazo fijo.
- e.** Se establece claramente que agente, el comercializador, es responsable ante el cliente libre por la calidad y seguridad del suministro eléctrico ofrecido en el contrato suscrito y

establece que será responsabilidad del comercializador hacerse cargo de las compensaciones por incumplimiento de dichas condiciones. Lo anterior, es una clara señal entorno a que cada cliente podrá estipular en su contrato el sobreprecio que desee pagar por un abastecimiento seguro y un nivel de calidad de suministro determinado.

Respecto a la seguridad, calidad y continuidad de servicio, el proyecto de reforma establece que los clientes de las empresas comercializadoras, quienes son esencialmente los clientes no regulados, deberán establecer las compensaciones debidas en sus contratos, así como las formas de aplicación. Sería adecuado establecer que los consumidores no regulados tienen la posibilidad de establecer la desconexión de parte o de la totalidad de su demanda para situaciones de déficit de corto o mediano plazo. En dichas situaciones, el pago de dichas desconexiones deberá definirse en sus respectivos contratos.

- f.** De manera de cumplir con las obligaciones del comercializador ante sus cliente anteriormente descritas, el comercializador deberá estructurar contratos y cláusulas de calidad y seguridad de suministro y de servicio y las compensaciones por incumplimiento, con los generadores u otros comercializadores y empresas de transporte, cuyas instalaciones son necesarias para el cliente final. De esta forma, el comercializador, a través de sus propios contratos con otras empresas que le prestan servicios, traspasa la responsabilidad en la calidad, seguridad en el suministro y servicio de abastecimiento, y las posibles compensaciones por incumplimiento. De esta forma se espera que el cliente final se vea ajeno a las disputas entre empresas del rubro en caso de requerir las compensaciones estipuladas.
- g.** El comercializador realizará los servicios de lectura, facturación y cobranza según el tipo de medidor, actividad que actualmente está destinada a los distribuidores y forman parte del componente de distribución a través del cargo fijo mensual. El hecho que los comercializadores realicen estas labores se debe a que estas labores dependen exclusivamente de la gestión de la empresa y por lo tanto son servicios en los cuales se puede introducir la competencia, de ahí la necesidad de separar estos servicios de la parte no competitiva correspondiente a la de la servidumbre de las líneas de distribución. El comercializador puede estar en la potestad de subcontratar el servicio de medición.
- h.** Por último el comercializador deberá llevar a cabo los servicios asociados al punto de suministro eléctrico, que corresponde a la componente no regulada de los actuales

servicios prestados por las Empresas distribuidoras en el Perú (las tasas de suministro son establecidas por el mismo distribuidor actualmente). Estas actividades involucran: servicios de ejecución y retiro de empalmes, reposición de fusibles, retiro y arriendo de equipos de medición. Dentro de este servicio se debe tener en cuenta el cargo por corte y reposición del suministro. Lo lógico es que el comercializador realice esta labor, ya que sería quien mantendría la contabilidad de cada uno de sus clientes y por lo tanto sabría cuál de sus clientes es moroso o no.

#### 4.7.3 SUPUESTO MARGEN DE COMERCIALIZACION:

Asumiendo un margen de comercialización a facturar mensualmente al comercializador por cada 1.5 % del ahorro anual. Se tiene un ahorro neto para la empresa de 5.48 %, el cual está por debajo al valor planteado en la hipótesis, pero es un valor aceptable- Así mismo el margen anual de ingresos del comercializador es de S/ 265,183.54.

Cuadro N° Margen Neto de Comercializacion

	ALTERNATIVA 1- HIDRANDINA	ALTERNATIVA 2 EDEGEL	ALTERNATIVA 3 ENERSUR	ALTERNATIVA 4 EGENOR
TOTAL AHORRO PROMEDIO ANUAL(S/)	193,050.47	323,394.56	204,113.82	119,885.00
MARGEN ANUAL DE GANANCIA COMERCIALIZADOR(S/)	34,749.08	58,211.02	36,740.49	21,579.30
AHORRO NETO EMPRESA(S/)	158,301.38	265,183.54	167,373.33	98,305.70
PORCENTAJE DE AHORRO NETO	3.27%	5.48%	3.46%	2.03%

Fuente : Elaboración Propia.

#### 4.8 DISCUSION DE RESULTADOS.

- Con referencia a la Tesis de Gener de Manzanos (2010) la Comercialización o ha sido solo aplicado al mercado libre, sino también ha involucrado a los clientes residenciales con potencia contratada inferior a los 15 kW. Por esta misma causa y para cumplir con las directivas europeas sobre separación de actividades comerciales y de redes era necesario que las distribuidoras dejaran de suministrar electricidad a los clientes. A diferencia del presente informe solo ha ce aplicación a los usuarios pertenecientes al mercado libre de energía. Debido a que el los consumidores del mercado regulado aun sujeto a una estricta normativa eléctrica peruana.
- En la tesis de LAREZ CORDOVA (2003) se plantea la búsqueda de mayor eficiencia y menores costos ha llevado a cambios sustanciales en la operación y comercialización de

la energía eléctrica. Muchos creen que el cambio de estructura resolverá todos los problemas, sin embargo al avanzar en las reformas aparecen nuevos retos para lograr los objetivos buscados. Los agentes intermediarios (bróker) reciben información de compradores y vendedores para concretar transacciones de energía, su objetivo es obtener con un procedimiento sistemático y transparente el mayor beneficio en las transacciones de intercambio entre los agentes del mercado eléctrico. Para nuestro caso se sugiere iniciar la comercialización con los brokers de energía.

- Respecto al tesis de LEMUS MANZUR (2006) En un análisis ceteris paribus, resulta que los precios de comercialización monopólica regulada tienden a ser menores que bajo comercialización competitiva. Sin embargo, al poner en evidencia posibilidad de manejo de demanda que podrían realizar los comercializadores en el mercado chileno, el modelo muestra que la comercialización competitiva puede llegar a ser socialmente atractiva en cuanto a precios, separando el desempeño de la comercialización monopólica regulada con las supuestas economías de ámbito que la justificaban. En nuestro caso los precios promedio de la energía se han visto mejorados desde 0.6584 y 0.7662 S//KWh a valores 0.6078 y 0.6973 S//KWh para los años 2014 y 2013 respectivamente.
- Así mismo MORENO, Julián (2008), en su tesis sugiere que la opción de un Comercialización origina precios más competitivos, tal como se demuestra en el presente trabajo en el cual las cuatro alternativas supuestas generan ahorros por facturación de energía eléctrica.
- En la tesis de OYANGUREN RAMIREZ Fernando (2007), el agente comercializador tanto a nivel mayorista como a nivel minorista, es un agente que introduce competencia y que se puede implementar en los mercados eléctricos, mejorando el manejo de los recursos disponibles, generando bienestar a la sociedad por la disminución de los precios, e incentivando la inversión privada, sugiriendo ahorros a 12 % según la elasticidad de precios, para nuestro caso se ha alcanzado hasta 5.48 %.
- Finalmente en la tesis de TACLE ALBAN Wilson ( 2007): La figura del agente comercializador se basa en generar competencia tanto a nivel minorista como mayorista , ya que los comercializadores al acordar contratos financieros futuros

generan liquidez en el mercado, permiten el abastecimiento de sus consumidores a largo plazo , como también estabilidad en los precios de la energía. Tal como se demuestra en el presente informe de tesis el comercializador es un agente de dinamismo del mercado eléctrico.

**CONCLUSIONES**  
**Y**  
**RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

- El mercado eléctrico está compuesto por tres segmentos: generación, transmisión y distribución, destinándosele al negocio de la distribución la actividad de gestión de la comercialización de venta de energía y potencia a los consumidores finales de energía, mediante transacciones comerciales sujetas al mercado Regulado y al Mercado libre de energía.
- Se realizó un análisis de las condiciones actuales de suministro de la Empresa en Estudio, la cual se caracteriza por ser un Cliente Regulado con una misma razón social y 05 acometidas lo cual le permite ser cliente regulado y no cliente libre, el suministro es vía Tarifa MT3 Calificación Mensual. Con un precio promedio de la energía entre 0.6584 a 0.7662 S/./kWh . Su consumo es función de la materia prima para su producción. El suministro de energía se realiza a través de la Empresa Hidrandina S.A., para lo cual todos los usuarios de energía ubicados en la Zona Industrial del 27 de Octubre se encuentran cautivos.
- Se presentan 04 alternativas de suministro de energía y potencia vía Mercado Libre de energía, en lo cual mediante simulaciones de compra y venta con 01 Empresa Distribuidora y 03 empresas de Generación se han estimado los costos de facturación con la información estadística de los años 2013 y 2014, siendo en los 4 casos favorable la opción de la inserción del comercializador de energía.
- La Alternativa de suministro de energía y potencia vía comercializador con compra al Mercado libre a la Empresa EDEGEL desde la Barra de Chimbote 220 KV, brinda los mejores ahorros al optar como comercializador como agente de compra y venta de energía y potencia, Esto permite Ahorros promedios netos de S/ 265,183.54 anuales con un ahorro neto de 5.48% promedio anual. Con un margen de ganancia para el consumidor del equivalente al 1% de ahorro mensual de los ahorros netos anuales promedios obtenidos de S/ 58,211.52 ( en tan solo 1 empresa gestionada)
- Se plantea el ingreso del comercializador de energía en la modalidad de Bróker de energía, dedicado básicamente al servicio de comercialización , que incluye actividades

de gestión y cobranza, representación legal frente a los suministradores, mantenimiento del punto de suministro y acciones relacionadas a la servidumbre solo del punto de suministro.

- Se demuestra que el comercializador de energía influye en la reducción de las tarifas eléctricas en un 5.48 %, superando el valor planteado 3 % en la hipótesis del presente informe de tesis.

## RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar un estudio para poder determinar los tipos de contratos que permitirían una adecuada inserción del comercializador en el Perú, tal que se genere competencia, lo que provocaría a corto plazo la reducción de los costos unitarios de energía. Existen contratos a plazo futuro o estacional por temporadas, los cuales se pueden aplicar en el Perú.
- La inserción del comercializador de energía también involucra la implantación de un marco jurídico claro, actualmente existen 2 normas jurídicas que se pueden adaptar a un tercero, tal como lo son la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley de Protección Defensa del consumidor.
- Es necesario realizar y promover charlas de capacitación en el cual se difunda las bondades de la libre competencia en la compra y venta de energía en bloque, orientando nuestro marco normativo hacia un proceso de desregularización.
- Otro estudio pendiente es el efecto de la compra de la energía y potencia en función a los precios del mercado Spot tal como lo realiza Noruega o vía Bolsa de Energía tal como lo realiza Colombia, ambas son temas pendientes de estudio.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

### TEXTOS:

- BARRERA GONZALES, Fermín. “Sistemas de Energía Eléctrica”. Editorial Paraninfo. España. 2004. 384 p.  
ISBN 8497322835
- DIAZ BAUTISTA, Alejandro. Experiencias de la desregulación eléctrica internacional y en México”. Ediciones Plaza y Valdés. México. 2005. 257 p.  
ISBN 968794739X
- FERNEY MORENO, Luis. “Regulación del Mercado Eléctrico de América Latina” . Universidad Externado de Colombia. 2012. 423 p.  
ISBN 9587108477
- GREEN, Richard. “Retail Competition and Electricity Contracts”. Ed University of Cambridge. USA.2004. 25 p.
- HUNT, Sally. “Making Competition Work in Electricity “.Ed. John Wiley and Sons.4ª Edición.2002. 450 p.  
ISBN 0471266027

### CITAS WEB

- **ENERGIA EMPRESARIAL.** “Elección del Comercializador”. Colombia.2013. [Consulta: 05 de setiembre del 2014].Disponible en:  
<http://www.energiaempresarial.com.co/co/1297112778850/eleccion+de+comercializador.html>
- **CODENSA.**“Reglamento de la Comercializacion de Energía”. Gobierno de Colombia. . [Consulta: 11 de agosto del 2015].Disponible en:

<http://www.codensa.com.co/resolucionCREG156-11/>

- **EPEC.** “Reglamento de Empresas Comercializadoras de Energía”. Normas Legales de Argentina [Consulta: 01 de julio del 2015]. Disponible en:  
<http://www.epec.com.ar/docs/servicios/regimen-electrico.pdf>
- **INDECOPI.** Ley N° 29751 Código de Protección y defensa del consumidor. Normas legales del Perú. [Consulta: 29 de julio del 2015]. Disponible en:  
[http://www.indecopi.gob.pe/repositorioaps/0/8/jer/legislacion\\_lineamientos/CodigoDProteccionyDefensaDelConsumidor.pdf](http://www.indecopi.gob.pe/repositorioaps/0/8/jer/legislacion_lineamientos/CodigoDProteccionyDefensaDelConsumidor.pdf)
- **ISAGEN.** “Comercialización de Energía”. Colombia [Consulta: 09 de setiembre del 2014]. Disponible en:  
<http://www.isagen.com.co/comunicados/comercializacionenergia.pdf>
- **PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE.** “ Mercado de Comercialización” Chile [Consulta: 09 de octubre del 2015]. Disponible en:  
<http://web.ing.puc.cl/power/alumno01/trading/trading.htm>
- **UNIVERSIDAD DEL PACIFICO** “ La definición actual del consumidor según INDECOPI”-. Peru [Consulta: 09 de setiembre del 2015]. Disponible en:  
<http://elcristalroto.pe/regulatorio/proteccion-al-consumidor/la-definicion-actual-de-consumidor-segun-el-indecopi/>

## TESIS

- **GENER DE MANZANOS, Álvaro.** “Modelo de gestión del riesgo del suministro de último recurso de electricidad en agente verticalmente integrados”. Universidad Pontificia de Comillas. España. 2010. 110 p.
- **LAREZ CORDOVA, Adán.** “Despacho de energía en mercados eléctricos competitivos”. Tesis para optar el Grado de Ciencias en Ingeniería Eléctrica en la especialidad de Potencia. Universidad Autónoma de Nueva León. México. 2003. 135 p.

- LEMUS MANZUR, Cristina. “El Comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico chileno”. Tesis para optar el Grado de Magister en Ciencias de Ingeniería”. Pontificia Universidad Católica de Chile”.2006. 268 p.
- MORENO, Julián. “Modelo de apoyo a la comercialización de electricidad usando lógica difusa y aprendizaje de maquina”. Tesis para optar el título de Ingeniero de Sistemas de la Universidad Nacional de Colombia. 2008.125 p.
- OYANGUREN RAMIREZ, Fernando. “El Comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico peruano”. Tesis para optar el Grado de Magister en Economía. Pontificia Universidad Católica del Perú. 2007. 136 p.
- TACLEN ALBAN, Wilson. “Comercializacion independiente en los mercados mayorista y minorista de energía eléctrica, aplicada en el Ecuador”. Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico. Universidad Politécnica Nacional del Ecuador. 2007.250 p.

# **ANEXOS**