

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA EN ENERGIA



“CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DEL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD PARA LA REDUCCION DE LA FACTURACION DE LAS TARIFAS ELECTRICAS EN LAS PLANTAS DE PRODUCCION DE HIELO”

PRESENTADO POR
Bach. RUDDY FERNANDO CALDERON HERNANDEZ

TESIS PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENERIO EN ENERGIA

CHIMBOTE – PERU
2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA EN ENERGIA



HOJA DEL AVAL DEL JURADO EVALUADOR

El presente trabajo de tesis titulado: **“CONDICIONES PARA LA APLICACIÓN DEL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD PARA LA REDUCCION DE LA FACTURACION DE LAS TARIFAS ELECTRICAS EN LAS PLANTAS DE PRODUCCION DE HIELO”**, para obtener el título profesional de Ingeniero en Energía, presentado por Bach. Ruddy Fernando Calderón Hernández, que tiene como Asesor al docente M.Sc. César Luís López Aguilar designado por resolución N° 553-2017-UNS-FI. Ha sido revisado y aprobado el día 19 de Enero del 2018 por el siguiente jurado evaluador, designado mediante resolución N° 011-2018-UNS-CFI.

Mg. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE

Mg. Robert Guevara Chinchayan
SECRETARIO

M.Sc. César López Aguilar
INTEGRANTE



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección E.A.P. de Ingeniería en Energía

Teléfono: 310445 - Anexo 1035

"Año del Diálogo y la Reconciliación Nacional"

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los diecinueve días del mes de enero del año dos mil dieciocho, siendo las once horas del día, se instaló en el Auditorio de la Escuela Académica Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 011-2018-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA : PRESIDENTE
- Mg. ROBERT FABIÁN GUEVARA CHINCHAYAN : INTEGRANTE
- M.Sc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR : INTEGRANTE
- Mg. SEGUNDO NICOLAS DIESTRA SANCHEZ : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "CONDICIONES DE APLICACIÓN DEL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD PARA LA REDUCCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN LAS PLANTAS DE PRODUCCIÓN DE HIELO", Elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: RUDDY FERNANDO CALDERON HERNANDEZ, teniendo como asesor al docente M.Sc. Cesar Luis Lopez Aguilar. Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con los artículos 39° y 40° del Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y Título Profesional de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
RUDDY FERNANDO CALDERON HERNANDEZ	BUENO	Dieciocho (18)

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE


Mg. Robert Guevara Chinchayan
SECRETARIO


M.Sc. Cesar Lopez Aguilar
INTEGRANTE

DEDICATORIA:

A nuestros queridos Padres por el esfuerzo
Y dedicación en la realización
De mi carrera profesional
y guiarme en el camino de la vida

Para mi querida esposa por su
Amor y comprensión y su apoyo de todos los días

Para mis hijos, quienes son la razón de mi
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.

AGRADECIMIENTO

Al Ms. Sc Cesar López
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.

Ruddy Fernando Calderón Hernández

INDICE

INDICE

RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	13
1.1 Realidad Problemática	14
1.2 Antecedentes	14
1.3 Descripción de la muestra de estudio	17
1.4 Justificación	17
1.5 Hipótesis	18
1.6 Objetivos	18
CAPITULO II: MARCO TEORICO	19
2.1 Mercado Eléctrico Peruano	20
2.2 Tarifas Eléctricas	32
2.3 Operaciones contractuales de compra y venta de energía	42
2.4 Plantas de hielo en bloque	49
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	59
3.1 Materiales	60
3.2 Metodología de cálculo	67
CAPITULO IV: CALCULOS Y DISCUSION DE RESULTADOS	69
4.1 Análisis del consumo de energía en la muestra de estudio	70
4.2 Cumplimiento con los limites técnicos según el D.S N° 022-2009 EM	73
4.3 Alternativas de comercialización de la energía en el mercado libre	74

4.4	Benchmarking entre alternativas	
4.5	Consideraciones contractuales	84
4.6	Discusión de Resultados	91
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		94
Conclusiones		95
Recomendaciones		97
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		98
ANEXOS		101

RESUMEN DE CUADROS Y FIGURAS

FIGURAS

Figura N° 1 Estructura del modelo Pool Peruano.	21
Figura N° 2 Proceso transmisión de electricidad en el Perú.	23
Figura N° 3 Acciones entre los componentes de la Estructura Eléctrica del Perú.	27
Figura N° 4 Intercambio comercial en el mercado libre de electricidad	30
Figura N° 5 Componentes del precio en barra.	31
Figura N° 6 Componentes del precio al consumidor final regulado	32
Figura N° 7 Algoritmo para el Precio Básico de la Energía	33
Figura N° 8 Algoritmo para el Precio Básico de la Potencia	34
Figura N° 9 Esquema de cálculo del peaje de transmisión	35
Figura N° 10 Esquema de cálculo del valor agregado de distribución.	36
Figura N° 11 Esquema de planta de producción de hielo en bloque	50
Figura N° 12 Distribución de equipos del Ciclo Termodinámico Ideal de Refrigeración por Compresión de Vapor	50
Figura N° 13 Diagrama P vs h del Ciclo Ideal de Refrigeración por Compresión de Vapor	51
Figura N° 14 Compresor de Tornillo	53
Figura N° 15 Evaporador inundado	54
Figura N° 16 Condensador evaporativo	55
Figura N° 17 Diagrama de carga	56
Figura N° 18 Diagrama de carga meses a plena producción	58
Figura N° 19 Diagrama de carga meses a mínima producción	58
Figura N° 20 Curva de demanda-Planta de 30 Ton/día-Periodo de Alta	61
Figura N° 21 Curva de demanda-Planta de 30 Ton/día-Periodo de Baja	62
Figura N° 22 Curva de demanda-Planta de 60 Ton/día-Periodo de Alta	64

Figura N° 23 Curva de demanda-Planta de 60 Ton/día-Periodo de Baja	64
Figura N° 24 Curva de demanda-Planta de 120 Ton/día-Periodo de Alta	66
Figura N° 25 Curva de demanda-Planta de 120 Ton/día-Periodo de Baja	66
Figura N° 26 Captura de pantalla Tarifas en Media Tensión Diciembre 2017	67
Figura N° 27 Estructura de la Comercialización de la energía	68
Figura N° 28 Cumplimiento del Art. 2° DS N° 022-2009-EM	74
Figura N° 29 Variación de la facturación anual en función a la capacidad de producción de hielo en bloque	87
Figura N° 30 Ahorro mensual de la facturación vía contratos del mercado libre de Enero-2017	88
Figura N° 31 Ahorro anual de la facturación vía contratos del mercado libre	89
Figura N° 32 Porcentaje de ahorro en la facturación vía contratos del mercado libre	90

CUADROS

Cuadro N°1 Planta de Hielo en Bloques de 30 Ton/día	61
Cuadro N°2 Estadísticas de consumo de Energía - Planta de Hielo en Bloques de 30 Ton/día	62
Cuadro N°3 Planta de Hielo en Bloques de 60 Ton/día	63
Cuadro N°4 Estadísticas de consumo de Energía - Planta de Hielo en Bloques de 60 Ton/día	65
Cuadro N° 5 Planta de Hielo en Bloques de 120 Ton/día	65
Cuadro N°6 Estadísticas de consumo de Energía - Planta de Hielo en Bloques de 120 Ton/día	67
Cuadro N°7 Facturación de Energía Eléctrica - Planta de Hielo en Bloques de 30 Ton/día	70
Cuadro N°8 Facturación de Energía Eléctrica - Planta de Hielo en Bloques de 60 Ton/día	72

Cuadro N°9 Facturación de Energía Eléctrica - Planta de Hielo en Bloques de 120 Ton/día	73
Cuadro N° 10 Facturación vía mercado libre-HIDRANDINA	77
Cuadro N° 11 Facturación vía mercado libre-ORAZUL ENERGY S.A	80
Cuadro N° 12 Facturación vía mercado libre-ENEL GENERACION PERU S.A.A	83
Cuadro N° 13 Facturación vía mercado libre-KALLPA GENERACION S.A	87

RESUMEN

La Plantas de producción de hielo en bloque se clasifican su capacidad de producción, su principal equipo consumidor de energía es el compresor accionado por un motor eléctrico. En la localidad de Chimbote se cuenta con Plantas productores de hielo en bloque de capacidades de 30, 60 y 120 Ton/día de producción, quienes son suministradas por la Empresa HIDRANDINA S.A a través del mercado regulado- Con la publicación del DECRETO SUPREMO N° 022-2009-EM se establece un valor mínimo de demanda de 200 kW para que las empresas consumidoras de energía puedan optar la pertenencia en este tipo de mercado de comercialización de energía eléctrica.

En el informe se identifican el comportamiento de consumo de energía eléctrica de las muestra de estudio, y su facturación anual dentro del mercado regulado de energía, determinándose que tan solo las plantas que tienen una capacidad de producción de 120 Ton/día de producción de hielo en bloque tienen una máxima demanda de 200 KW, para nuestro caso es de 222 KW.

Seguidamente se presentan 04 alternativas de suministro de energía eléctrica como cliente libre a la planta de 120 Ton/día de producción de hielo en bloque, teniendo en cuenta condiciones contractuales diversas para cada caso, el suministro de energía eléctrica se realiza a través de 01 empresa de distribución y 03 empresas de generación de energía.

El suministro de energía eléctrica mediante el mercado libre de eléctrica permite ahorros entre 17.83 (con la Empresa ENEL GENERACION PERU S.A.A) a 10.69 % en la facturación anual en comparación a la facturación de energía eléctrica vía mercado regulado, superando el valor propuesto de 5% establecido como hipótesis de estudio.

PALABRA CLAVE: Cliente Libres, Plantas de hielo en bloque

ABSTRACT

The block ice production plants are classified their production capacity, their main energy consuming equipment is the compressor driven by an electric motor. In the town of Chimbote, there are Ice Production Plants in capacity blocks of 30, 60 and 120 Ton / day of production, which are supplied by the company HIDRANDINA S.A through the regulated market- With the publication of SUPREME DECREE N° 022 -2009-EM establishes a minimum demand value of 200 kW so that energy consuming companies can opt to belong in this type of electricity market.

The report identifies the behavior of electric energy consumption of the study sample, and its annual turnover within the regulated energy market, determining that only plants that have a production capacity of 120 Ton / day of ice production in block they have a maximum demand of 200 KW, for our case it is 222 KW.

Then there are 04 alternatives for supplying electric power as a free client to the 120 Ton / day ice block production plant, taking into account different contractual conditions for each case, the electric power supply is carried out through the company of distribution and 03 power generation companies.

The supply of electric power through the free electric market allows savings between 17.83 (with the company ENEL GENERACION PERU S.A.A) to 10.69% in annual billing compared to billing of electricity via the regulated market, exceeding the proposed value of 5% established as a study hypothesis.

KEYWORD: Free Customer, Block Ice Plants

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

Con la finalidad de dar un mayor dinamismo al mercado eléctrico peruano se promulgo el D.S. N° 022-2009-EM, Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (Ministerio de Energía y Minas, 2009), en el cual los clientes con máximas demandas anuales entre 0.2 MW y 2.5 MW pueden optar por pertenecer al mercado regulado o al mercado libre. Lo estipulado en esta norma y la situación actual de precios del mercado eléctrico, en la cual los precios del mercado libre están por debajo de los precios del mercado regulado, generan una oportunidad para arbitrar en esta brecha de precios.

Han pasado 8 años, y aunque el crecimiento del número de usuarios perteneciente al Mercado libre se ha elevado desde 257 a 959, según el Reporte de Clientes Libres-2016 de OSINERGMIN, el número de usuarios finales pertenecientes al Mercado Libre de Electricidad dentro del sesgo de 0.2 a 2.5 MW es muy inferior (tan solo 50) a lo que se proyectó como consecuencia de la promulgación del D.S. N° 022-2009-EM, que tuvo como principal interés dinamizar el mercado eléctrico peruano.

Se han presentado barreras de aplicación tal como : Falta de conocimiento por parte de los usuarios(no se tiene un conocimiento de las oportunidades de ahorro en la facturación a través de los contratos con el mercado libre de electricidad) , asimetría de la información manejada por las Empresas de Distribución, problemas de acceso a la red, imposición de voluntades de la empresa dominante que suministra la energía eléctrica , creando clientes cautivos dentro de su zona de concesión, entre otras.

Cada usuario de energía, tiene una propia característica de consumo o comportamiento de la demanda, en función a la naturaleza de su proceso productivo , según la cadena de suministro de la materia prima, afectados por condiciones climatológicas, etc. En este caso las Plantas productoras de hielo presentan altos consumos de energía eléctrica, y una demanda influenciada por la operación del compresor, cuya maquina juega un papel muy importante en la determinación de la máxima demanda y la caracterización de la curva de comportamiento de consumo de energía eléctrica de este tipo de empresas.

Teniendo en cuenta los altos costos de facturación de la energía eléctrica y las oportunidades que ofrece el mercado libre de electricidad se plantea el siguiente problema: **¿EN QUE MEDIDA LA APLICACIÓN EN EL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD DE LOS CONTRATOS DE TIPO ESTACIONAL PERMITIRA UNA REDUCCION DE LAS TARIFAS ELECTRICAS EN LAS PLANTAS DE PRODUCCION DE HIELO?**

1.2 ANTECEDENTES:

Se tienen los siguientes estudios que sirven como antecedente al presente informe de tesis:

ALIAGA BAUTISTA, Ruby (2,008) en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional de Ingeniería, concluye lo siguiente: Más del 80% de las pequeñas y microempresas en el Perú, tienen conocimientos vagos o nulos de la actual política tarifaria, los cuales

gastan montos excesivos y generalmente no justificados en pagos de energía eléctrica, donde los únicos beneficiados son las empresas de distribución eléctricas , quienes sacan ventaja del poco conocimiento de la población referente a la aplicación de las condiciones tarifarias eléctricas. Las expectativas de ahorro de energía son bastante alentadoras ya que se puede lograr un ahorro de hasta el 20% del monto que se paga a los concesionarios eléctricos. Lo cual está en función de la tarifa eléctrica que tenga el suministro, y de las variaciones de carga eléctrica de cada una de éstas, es decir que el comportamiento de la demanda eléctrica del usuario influye en la selección de la tarifa eléctrica.

CALDERON VILLANUEVA, José y MEDINA QUEZADA, Edwin (2,015) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa concluyen lo siguiente: Al realizarse un análisis de los diagramas de carga de la Planta Frigorífica de la Empresa Hayduk S.A , se identificó las característica de operación de las 02 Unidades productivas conformantes de su Planta de Frio , tal como son la Cámara Frigorífica y el Túnel de Congelamiento, las cuales operan con el ciclo de refrigeración por compresión de vapor, analizándose para cada uno de ellos los diagramas de carga , determinándose que existen dos periodos característicos de consumo de energía eléctrica y están en función a dos periodos estacionales del año , en los cuales la máxima demanda del sistema eléctrico se produce en los meses de verano , mientras que la mínima demanda del sistema eléctrico se produce en los meses de invierno.

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, para esto los mercado mayoristas o libres ,según la denominación de cada país, revistan la posibilidad de presentar mejores alternativas en la compra y venta de energía eléctrica e incrementar un mayor dinamismo al sector eléctrico.

MADRID AMAYA, German (2,010) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, concluye lo siguiente: El mercado eléctrico peruano es un sector de gran dinamismo, principalmente en el mercado libre de electricidad es un lugar de oportunidades donde se trazan los precios y venta de energía y potencia por mutuo acuerdo entre las empresas distribuidoras o generadoras de energía con los usuarios finales , la cual está limitado por la máxima demanda eléctrica que debe ser mayor o igual a 2.5 MW. En el Presente Informe se presentan los lineamientos y cálculos para la determinación del tipo de suministro técnico y económico para la Empresa Pesquera Hayduk S.A, teniendo en cuenta las distintas opciones de suministro existentes y a través de una metodología de cálculo que permita ser modelo para estudios posteriores relacionados a este tema. Así mismo se determinó que el punto de venta se realiza en la Barra de Referencia Chimbote 1-220 kV, y con un precio medio de energía de 0.203 S/KWh , y se ha establecido que el contrato debe realizarse con las siguientes condiciones de Potencia Contratada : 5,000 KW para las Horas Punta y 4,250 KW para las Hora Fuera de punta, con una penalidad de 100% por cada unidad de potencia excedida fuera de la establecida como potencia contratada. Se tiene además para un periodo de análisis de 30 meses (2010-2012) con un ahorro promedio mensual de S/ 31,458.15, lo que representa un ahorro mensual promedio de la tarifa de 11.83%.

MIRANDA SEMINARIO , Lenin y ALVAREZ JARA, Armando (2,015) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, concluyen lo siguiente: Se presentan 04 alternativas de suministro de energía y potencia vía Mercado Libre de electricidad , en lo cual mediante simulaciones de compra y venta de energía y potencia 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 compra mediante un comercializador de energía, el cual a su vez se suministra de energía y potencia mediante la compra al Mercado libre de electricidad a la Empresa EDEGEL desde la Barra de Chimbote 220 KV . Esto permite ahorros promedios netos de S/ 265,183.54 anuales lo que representa una reducción de la facturación del orden del 5.48%.

PALACIOS HUERTA, Danny (2007) , en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos , concluye lo siguiente : Los clientes libres se encuentran polarizados en su abastecimiento, por un lado se tiene clientes libres con consumos menores a 2.5

MW, los cuales en su gran mayoría se encuentran dentro del área de concesión de las empresas distribuidoras y los clientes libres mayores a 3MW, los cuales mayormente se encuentran ubicados fuera de la ciudad y son abastecidos por las empresas generadoras, evidenciándose así una clara falta de competencia, que básicamente se debe a las siguientes condiciones de aplicación de la normatividad: Problemas de Acceso a las Redes, Imposición de Voluntades de la Empresa Dominante, Falta de Oferta de Generación, Viabilidad de Contratos con Empresas Generadoras, Asimetría de Competencia Entre las Empresas Distribuidoras y las Generadoras, en Zonas de Concesión de las Distribuidoras.

1.3 DESCRIPCION DE LA MUESTRA DE ESTUDIO :

Los sistemas de producción de hielo en bloque en la ciudad de Chimbote se agrupan según la siguiente muestra de estudios:

Grupo 1 : Plantas de Producción de hielo en bloque de 30 Ton/día

Grupo 2 : Plantas de Producción de hielo en bloque de 60 Ton/día

Grupo 3 : Plantas de Producción de hielo en bloque de 120 Ton/día

1.4 JUSTIFICACIÓN

La justificación es la siguiente: El Perú tiene la cuarta tarifa eléctrica para la industria más baja de la región, después de Venezuela, Argentina y Paraguay, de los cuales los dos primeros subsidian sus tarifas de energía, reportó la SNMPE. De esta manera, el costo de la energía para la industria en el Perú es de 7.4 centavos de dólar por kilovatio/hora (KWh), mientras que en Venezuela, Argentina y Paraguay es de 0.5, 2 y 4.1 centavos de dólar por KWh, respectivamente.

Además, el Perú cuenta con una matriz eléctrica que ofrece a los usuarios una energía limpia y a tarifas competitivas, lo que se ha logrado porque se ha privilegiado el potencial que posee el país, el costo de las diferentes tecnologías de generación y sus respectivos niveles de eficiencia.

Así mismo la promulgación del Reglamento del mercado Libre de electricidad D.S. N° 022-2009-EM , aún no ha permitido que la gran cantidad de empresas industriales que se encuentran dentro de máximas demandas equivalentes a 2.5 a 0.2 MW puedan optar por tarifas del Mercado Libre, la cual ofrece condiciones de compra y venta de energía que resultan ventajosas económicamente en el tiempo para las empresas consumidoras de energía eléctrica.

Las Plantas de producción de hielo en bloque tienen un consumo de energía estacional en función a la estación y además el tamaño de su instalación eléctrica es función del coeficiente de performance de los ciclos de refrigeración por compresión de vapor, estando la mayor parte de ellos dentro del mercado de tarifas eléctricas reguladas. La aplicación del mercado libre de electricidad a estas empresas, les permitirá:

) Reducción de los costos de la facturación mensual de energía eléctrica,.

-) Disponer de la energía eléctrica según su consumo real.
-) Mejorar la rentabilidad de la producción.

1.5 HIPÓTESIS

Se plantea la siguiente hipótesis: LA APLICACIÓN EN EL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD DE LOS CONTRATOS DE VENTA DE ENERGIA ATRAVES DE EMPRESAS DE GENERACION PERMITIRA UNA REDUCCION DEL 5 % EN LA FACTURACION DE LAS TARIFAS ELECTRICAS EN LAS PLANTAS DE PRODUCCION DE HIELO.

1.6 OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL.

Determinar las condiciones de aplicación del mercado libre de electricidad para la reducción de la facturación de las tarifas eléctricas en las plantas de producción de hielo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

-) Caracterizar el comportamiento del consumo de Energía en las Plantas de Producción de Hielo.
-) Identificar las condiciones técnicas y económicas de propuesta de venta de Energía en el mercado libre de electricidad para una planta productora de hielo.
-) Estimar los costos de la facturación de energía eléctrica en función a diversas alternativas de venta de energía en el mercado libre de electricidad.
-) Realizar un benchmarking para la determinación de la reducción de la facturación de las tarifas eléctricas para una planta productora de hielo.
-) Identificar las condiciones técnicas y económicas de aplicación que permitan un adecuación favorable al mercado libre de electricidad por parte de las plantas productoras de hielo.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 MERCADO ELECTRICO PERUANO

2.1.1 GENERALIDADES

a. HISTORIA:

Con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844, en adelante, junto con sus normas modificatorias, interpretativas y ampliatorias, referida como la "Ley") y su reglamento (Decreto Supremo 09-93-EM, en adelante junto con sus normas modificatorias, interpretativas y ampliatorias, referida como el "Reglamento"), se produjo un cambio sustantivo en los principios y reglas para el desarrollo de operaciones y actividades en el sector eléctrico peruano. El sistema propuesto por la Ley se apartaba de forma radical de aquel desarrollado por la Ley General de Electricidad. (Santibáñez Seminario, 1998)

Dicho cambio se ubica dentro de un contexto global de reformulación de los marcos regulatorios para la actividad eléctrica que viene siendo implementado en diferentes naciones, con el propósito de establecer modelos que permitan la operación eficiente y competitiva de los sistemas o mercados eléctricos. El modelo implementado en el Perú tiene sus antecedente más próximos en el modelo chileno, el cual a su vez sigue al modelo argentino, teniendo al modelo británico, implementado a principios de los años ochenta, como su antecedente remoto más representativo (por ello, en adelante, toda referencia al modelo peruano se entiende tributaria de sus antecesores, no pretendiéndose indicar que determinadas características o elementos sean propios o exclusivos de dicho modelo). (Santibáñez Seminario, 1998)

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. (Miranda Seminario y Álvarez Jara, 2012)

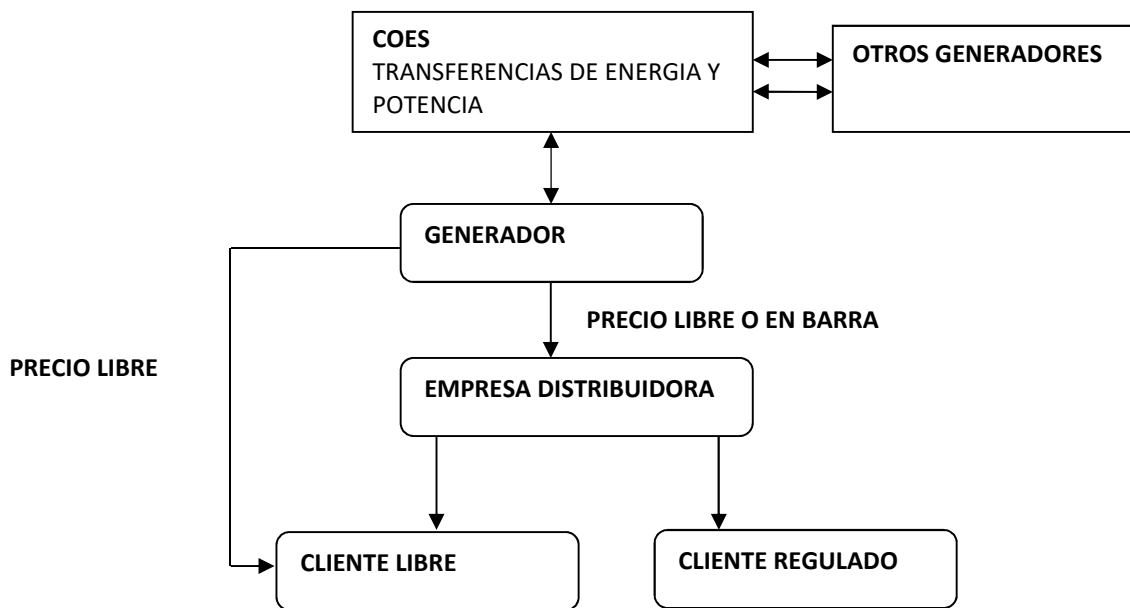


Figura N° 1 Estructura del modelo Pool Peruano.

Fuente: Oyanguren Ramírez

El suministro de electricidad constituye un servicio público clave para operar procesos industriales y sostener el consumo de los usuarios residenciales. Así, brinda una fuente de energía que impulsa la actividad económica, posibilita el comercio internacional, mantiene el buen funcionamiento de los mercados y genera bienestar al permitir que los ciudadanos tengan altos estándares de calidad de vida. Sin electricidad, el funcionamiento de la economía global sería inviable. Esta relevancia ha determinado que en todo lugar, en mayor o menor medida, el sector eléctrico se encuentre sujeto a alguna forma de intervención pública por parte del Estado, que se manifiesta vía empresas públicas y regulación de las actividades de las empresas privadas de acuerdo con los mecanismos de mercado. (OSINERGMIN, 2016)

b. ACTIVIDADES ELECTRICAS:

) **GENERACION ELECTRICA:** Esta es la primera actividad en la cadena productiva de la industria eléctrica y se encarga de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica vía métodos como la inducción electromagnética. La energía primaria es toda aquella energía extraída de la naturaleza y que no ha sufrido algún tipo de transformación o conversión que no sea la separación o limpieza, mientras que la secundaria se obtiene a partir de la energía primaria empleando algún tipo de proceso de transformación o conversión. Una particularidad en este segmento es que la magnitud del tamaño de la demanda agregada de electricidad genera que las economías de escala se agoten rápidamente, promoviendo la competencia en este segmento. Por otra parte, el grado de diversificación del parque generador eléctrico varía

en función al tamaño del mercado y la disponibilidad y continuidad de las fuentes de energía primaria que la abastezcan, así como la competencia relativa entre tecnologías. Una industria diversificada suele operar con distintas escalas y tipos de tecnologías de producción: centrales hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas y nucleares, entre otras. En el Perú se cuenta con centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y de recursos energéticos renovables(OSINERGMIN, 2016)

) **TRANSMISION ELECTRICA:**

Mediante esta actividad se transmite la energía eléctrica de una manera bidireccional desde los centros de generación de energía eléctrica hacia los centros de consumo de energía eléctrica. La transmisión eléctrica se realiza en niveles desde 500, 220 y 138 kV, con el fin de minimizar las pérdidas de energía. Los sistemas de transmisión eléctrica se componen también de subestaciones de transformación, centros de control, instalaciones de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión y otras instalaciones asociadas a este negocio. (Dammert Lira, Molinelli Aristondo y Carbajal Gamarra, 2011)

La inyección de energía y potencia al sistema principal de transmisión es realizada por parte de los generadores, para lo cual utilizan líneas de transmisión "secundarias" y se requiere la transformación de la tensión a fin de reducir las pérdidas de energía. Esto se hace mediante transformadores que fijan el voltaje de corrientes mayores a 100 KV3 según se requiera. Luego de lograr el voltaje adecuado, la electricidad es transportada por medio de líneas de alta tensión, en el caso peruano usualmente 220 KV, a las subestaciones. En las subestaciones se efectúa la transformación de la corriente para reducirla a media tensión, usualmente entre 60 KV y 138 KV, para ser luego retirada del Sistema de Transmisión Principal a fin de satisfacer a la demanda. (García Carpio y DE la Cruz Sandoval, 2003)

Sistema Garantizado de Transmisión.- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración. (Ley 28832, 2006)

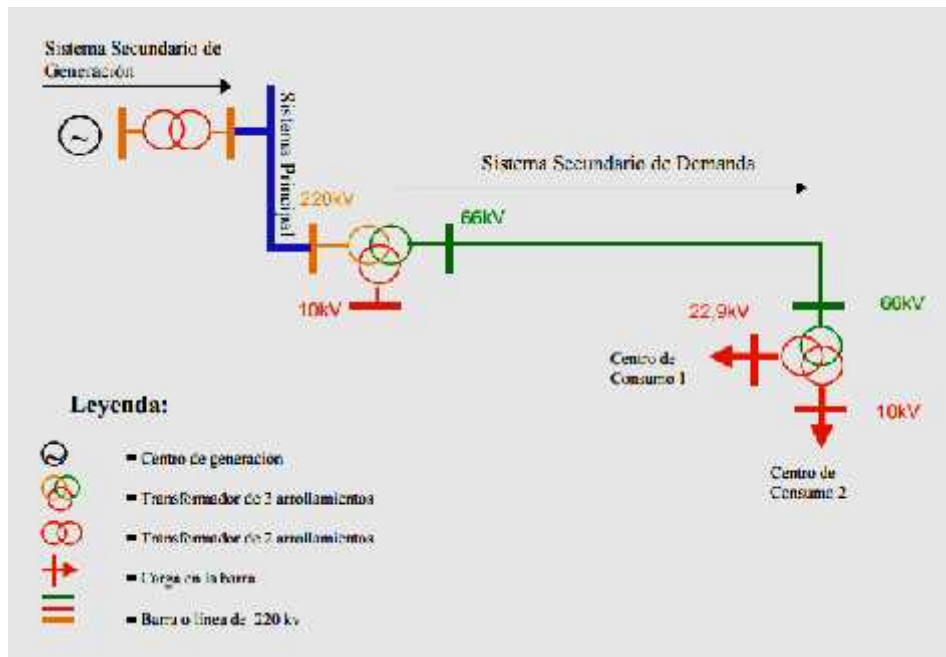


Figura N° 2 Proceso transmisión de electricidad en el Perú.

Fuente: García del Carpio y Dela Cruz Sandoval

) DISTRIBUCION ELECTRICICA:

La red de distribución es el medio a través del cual se transmite la electricidad al usuario final partiendo de una barra del sistema de transmisión. Las redes de distribución, que pueden ser aéreas o subterráneas, están compuestas por segmentos que operan en distintos voltajes. Es posible distinguir los siguientes segmentos:

Redes de alta tensión. Emplean voltajes mayores a 100 kV y se utilizan en sistemas de subtransmisión. En ellas el flujo de energía va en una sola dirección para llevar la energía de la red de transmisión troncal, conformada por las líneas donde el flujo de energía no tiene una dirección única y que alimenta a todos los puntos de retiro de energía del sistema, a los centros poblados.

Redes de media tensión. Emplean voltajes comprendidos entre 1 kV y 100 kV, y se utilizan tanto para llegar a instalaciones industriales de alto consumo de electricidad como para la distribución de energía en una ciudad.

Redes de baja tensión. Emplean voltajes de 110-220 voltios para consumo residencial y de 500-600 voltios para consumo industrial. Se emplean para abastecer de electricidad a los usuarios desde un punto cercano de la red de media tensión. El costo por kWh de estas redes es mayor que para las redes de media tensión (Dammert Lira, 2008)

) **COMERCIALIZADOR DE ENERGIA:**

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), más aun no se tiene este agente de mercado.(Miranda Seminario y Álvarez Jara , 2012)

) **USUARIO DE ENERGIA.**

Se define al usuario de energía a aquella persona natural o jurídica nacional o extranjera que tenga una acometida a la red eléctrica .El marco regulatorio peruano ha definido dos tipos de usuarios (Ley25844 de 1992), los Clientes Regulados y los Clientes Libres o No Regulados, de acuerdo a la máxima demanda que consumen.

Los derechos de los usuarios de electricidad son:

- Ser informado cuando la empresa eléctrica requiera revisar el medidor.
- Recibir un servicio sin cortes injustificados, ni subidas o bajones de tensión.
- Recibir una compensación en tu factura cuando, sin previo aviso, se va la luz por más de cuatro horas consecutivas
- Contar con buena iluminación en las calles.
- Ser informado con anticipación sobre los cortes programados.
- Reclamar y ser atendido si no estás conforme con el servicio.
- Recibir mensualmente y a tiempo el recibo de luz, y que te cobren según la tarifa por kilowatt/hora (kWh) establecida por Osinergmin.(OSINERGMIN,2017)

Los deberes de los usuarios de electricidad son:

- Utilizar la electricidad solo si cuenta con la autorización de la empresa eléctrica.
- No revender la energía eléctrica.
- No permitir la manipulación del medidor ni de las conexiones exteriores por personas ajenas a la empresa eléctrica.

- Pagar puntualmente el recibo de luz.
- Utilizar la electricidad de manera segura para evitar accidentes. (OSINERGMIN, 2017)

c. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA:

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. (Miranda Seminario y Álvarez Jara , 2012)

Los agentes del mercado son los siguientes:

) Ministerio de Energía y Minas: El Ministerio de Energía y Minas, es el organismo central y rector del Sector 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. (MINEM ,2017)

) 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. A partir del año 2007, la Ley N° 28964 le amplió su campo de trabajo al subsector minería y pasó a denominarse Osinergmin. Por esta razón, también supervisa que las empresas mineras cumplan con sus actividades de manera segura y saludable. 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, 2017)

) COES:

El Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Peruano-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 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 reúne los esfuerzos de las principales empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de los grandes usuarios libres, contribuyendo a través de su labor al desarrollo y bienestar del país.

Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando las condiciones adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas. Asimismo, es responsable de administrar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica. (COES, 2017)

) INDECOPI:

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) fue creado en noviembre de 1992, mediante el Decreto Ley N° 25868. 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. En consecuencia, goza de autonomía funcional, técnica, económica, presupuestal y administrativa (Decreto Legislativo No 1033). Como resultado de su labor en la promoción de las normas de leal y honesta competencia entre los agentes de la economía peruana, el INDECOPI es concebido en la actualidad, como una entidad de servicios con marcada preocupación por impulsar una cultura de calidad para lograr la plena satisfacción de sus clientes: la ciudadanía, el empresariado y el Estado.(INDECOPI , 2017)

) PROINVERSION:

La Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN, es un organismo público ejecutor, adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas, con personería jurídica de derecho público, autonomía técnica, funcional, administrativa, económica y financiera. Constituye un pliego presupuestal. PROINVERSIÓN promueve la incorporación de inversión privada en servicios públicos y obras públicas de infraestructura, así como en activos, proyectos y empresas del Estado y demás actividades estatales, en base a iniciativas públicas y privadas de competencia nacional, así como en apoyo a los entes públicos responsables a su solicitud, a quienes brinda soporte de asistencia técnica especializada. PROINVERSIÓN podrá suscribir convenios de asesoría y/o actuar bajo la modalidad de encargo. (PROINVERSION, 2017)

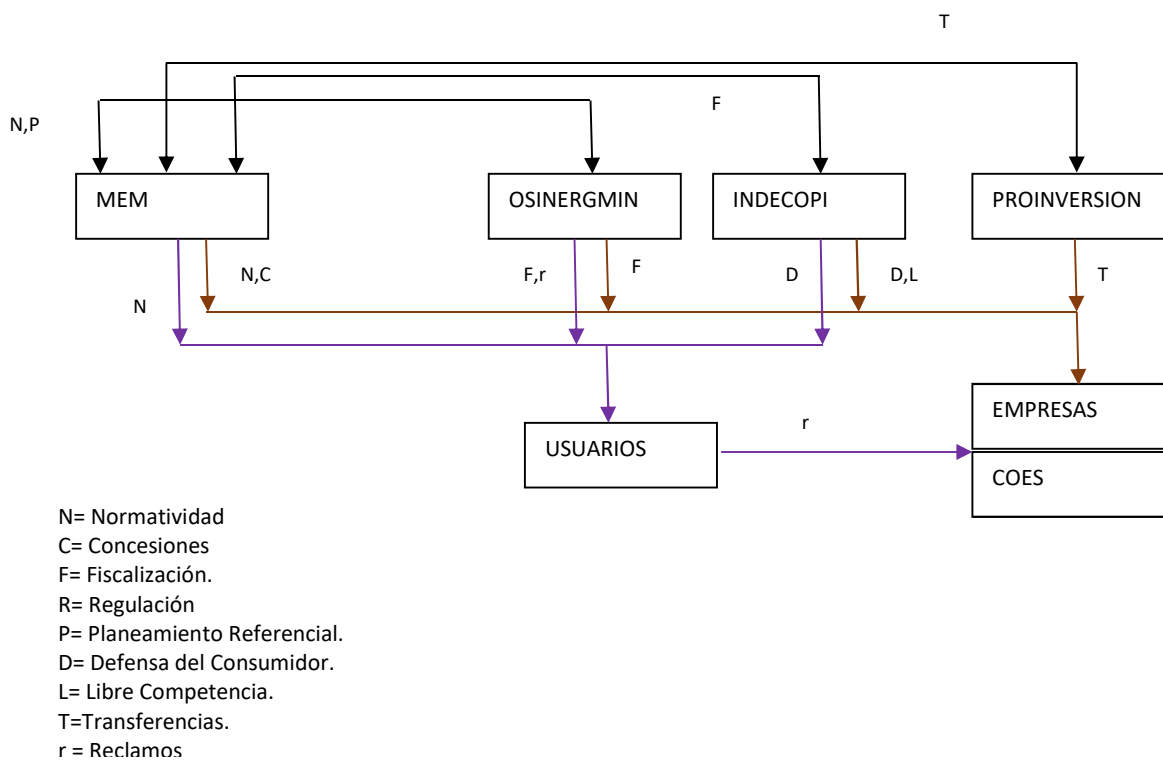


Figura N° 3 Acciones entre los componentes de la Estructura Eléctrica del Perú.
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

2.1.2 MERCADOS EXISTENTES:

En el modelo peruano hay tres tipos de mercados (Ley 25844 de 1992), donde hay transacciones de la compra y venta de electricidad: el mercado Spot, el mercado de los clientes libres y el mercado de distribución:

a. MERCADO SPOT:

Está constituido por todas las empresas generadoras y transmisoras que operan dentro del sistema eléctrico y tienen al COES como un ente coordinador del despacho físico para satisfacer la demanda del

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Las empresas generadoras venden la energía que producen al costo marginal instantáneo (precio Spot), y sus excedentes de potencia al precio de barra de la potencia. En este mercado se realizan transferencias de potencia y energía entre los generadores. La valorización de las transferencias de energía se valorizan al costo marginal de corto plazo y que corresponde al costo variable (\$./kWh) de la central hidráulica o térmica que abastece la unidad adicional de energía en un momento determinado. Las transferencias de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto es calculada como la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su potencia firme, y son valorizados tomando en cuenta los precios de potencia de punta en barra donde se origine la transferencia.(Oyanguren Ramírez ,2007)

b. MERCADO LIBRE:

- **DENOMINACION:** 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. .(Oyanguren Ramírez ,2007)

- **CLIENTES:** El Mercado libre se encuentra normado por DECRETO SUPREMO Nº 022-2009-EM, En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los Usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado. 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. Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres. (MINEM , 2009)

- **CONDICIONES:** El cambio de condición solo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:
 - El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.
 - El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.
 - El Usuario deberá contar con los equipos de medición adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.

- El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años. (MINEM, 2009)
- COMPRA DE ELECTRICIDAD: El Usuario Libre puede comprar electricidad a uno o más Suministradores a la vez. La Compra en Bloque se sujeta a las normas del presente Reglamento. Las compras de energía y potencia que los Usuarios Libres efectúen en el Mercado de Corto Plazo, se rigen por el correspondiente reglamento. Los Usuarios Libres pueden tener uno o más Puntos de Suministro.(MINEM, 2009)
- ASPECTOS GENERALES DE CONTRATACION:
 Los contratos de suministro deberán considerar que la responsabilidad del Suministrador ante el Usuario Libre abarca hasta los Puntos de Suministro. Todo contrato será remitido por el Suministrador al OSINERGMIN dentro de un plazo no mayor de quince (15) días de haber sido suscrito. Dichos contratos de suministro son de dominio público y deberán considerar, como mínimo, los siguientes aspectos:
 - 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.
 - Descripción de las fórmulas y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte del Usuario Libre.
 - Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio, las mismas que no podrán ser inferiores a las establecidas en la NTCSE, salvo que el Usuario Libre plantee de manera expresa lo contrario a cambio de alguna otra condición especial que le favorezca. La cadena de pagos será establecida por acuerdo de partes en el contrato. (MINEM, 2009)

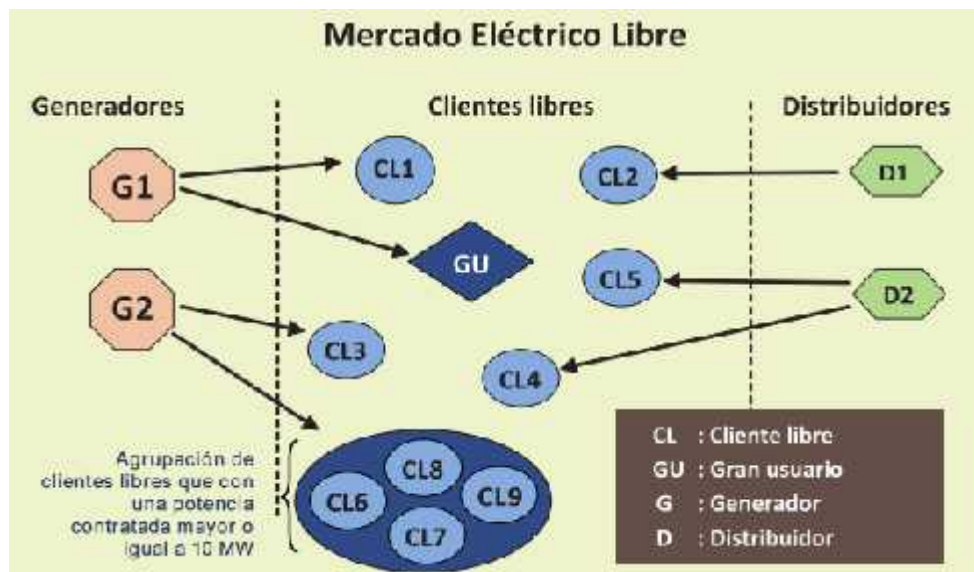


Figura N° 4 Intercambio comercial en el mercado libre de electricidad.

Fuente: Anaya Morales

c. MERCADO REGULADO:

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 obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo. El precio de venta de electricidad a clientes regulados está establecido como el precio de barra, que compensa la generación y el sistema de transmisión más el Valor Agregado de Distribución (VAD). (Oyanguren Ramírez ,2007)

Precios de Barra: corresponde a los precios de generación y transmisión y son determinados para todas las barras o subestaciones donde se efectúe el suministro. Poseen dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia de punta. Con la finalidad de estabilizar los precios de la energía, ésta se calcula considerando tanto para el cálculo de los costos marginales como para la demanda un horizonte de un año hacia atrás y dos años hacia adelante. Este horizonte toma en cuenta las hidrologías acontecidas y las futuras con la finalidad de tener precios cercanos a la realidad, que luego se ajustan con la banda definida tomando en cuenta los precios libres. (Oyanguren Ramírez ,2007)

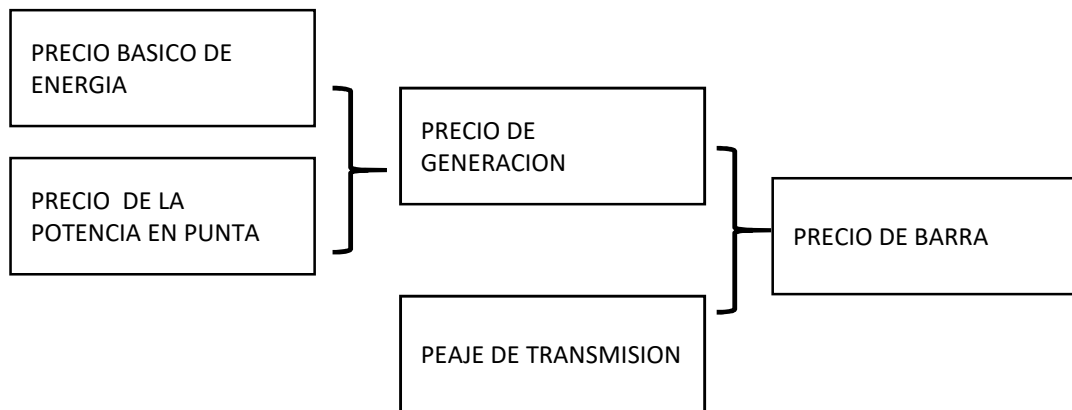


Figura N° 5 Componentes del precio en barra.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Competencia en el sector de Distribución: el mercado de distribución es un monopolio regulado, debido a las economías de ámbito que las caracterizan, y la legislación introduce el concepto de eficiencia ficticia, para fijar los precios, haciéndola competir en teoría con una empresa ficticia que es una empresa ideal modelo (yardstick competition). .(Oyanguren Ramírez ,2007)

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. (Miranda Seminario y Álvarez Jara , 2012)

Dentro de las características más resaltantes tenemos:

- Tan solo participan directamente los clientes regulados y las empresas de distribución 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. (Miranda Seminario y Álvarez Jara , 2012)

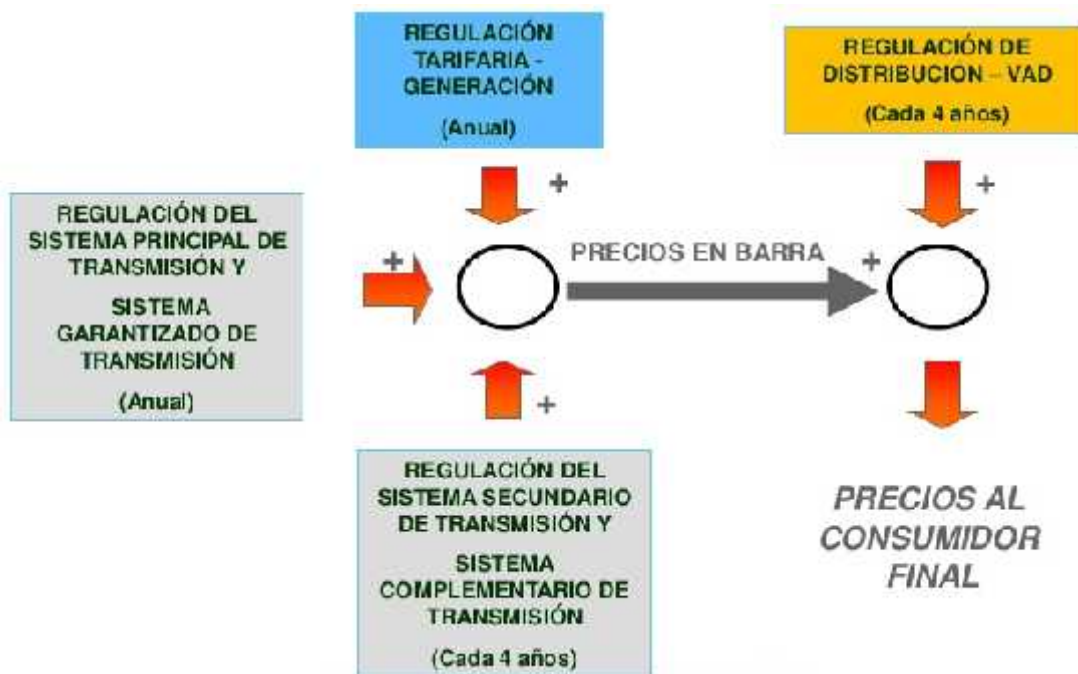


Figura N° 6 Componentes del precio al consumidor final regulado
Fuente: ISA PERU

2.2 TARIFAS ELECTRICAS

2.2.1 ESTRUCTURA TARIFARIA:

a. PRECIO DE LA ENERGIA Y POTENCIA.

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. (Madrid Amaya, 2011)

- **PRECIO BASICO DE LA ENERGIA:**

Para el cálculo del precio de energía se hace uso del Modelo de Optimización 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 de energía , 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.
- Finalmente la tasa de actualización influye en la determinación del precio básico de energía directamente en la forma de cálculo. (Madrid Amaya, 2011)

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. (Madrid Amaya, 2011)

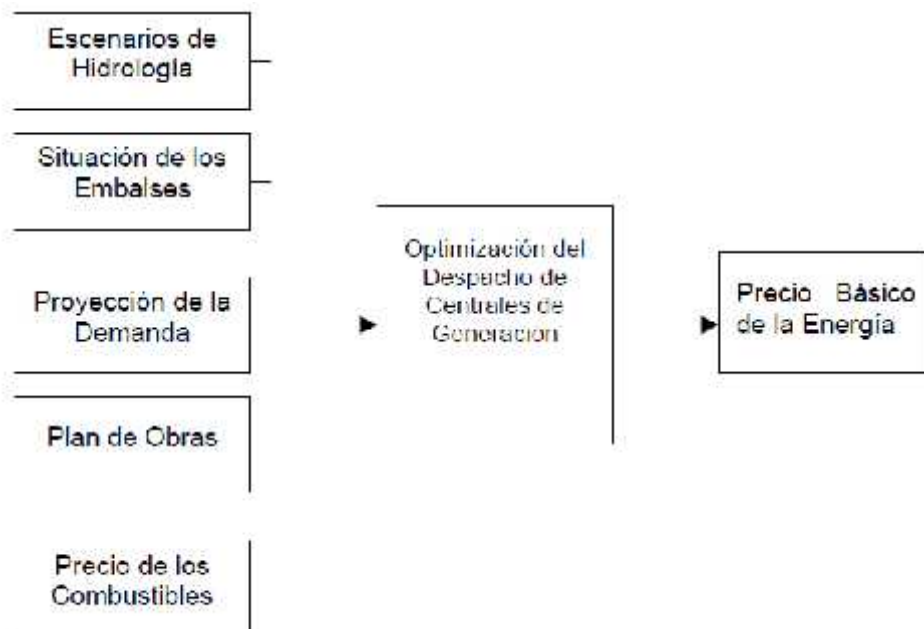


Figura N° 7 Algoritmo para el Precio Básico de la Energía
Fuente: Álvarez Esquivel (2016)

- **PRECIO BASICO DE LA POTENCIA:**

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 2013-2017, la Maquina de Punta es una central turbogas operando con petróleo Biodiesel de 200 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), otros factores que se deben tener en cuenta son la potencia efectiva y la tasa de indisponibilidad fortuita. (Madrid Amaya, 2011)

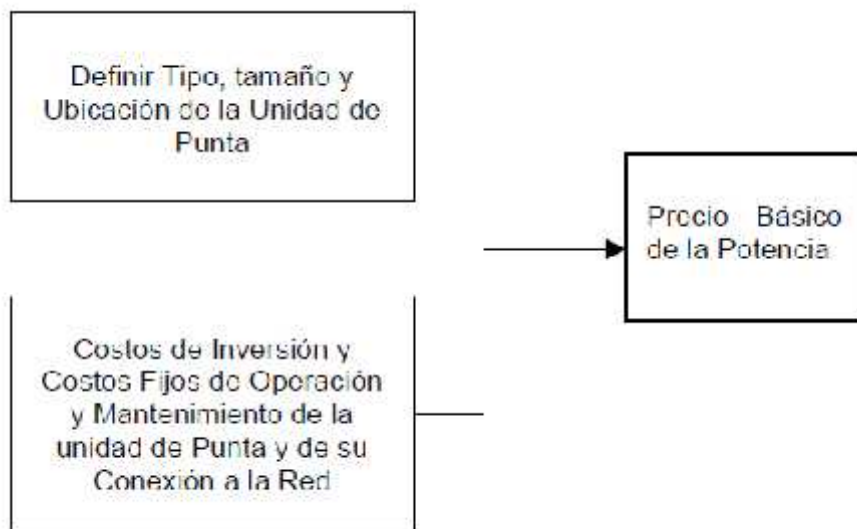


Figura N° 8 Algoritmo para el Precio Básico de la Potencia
Fuente: Álvarez Esquivel (2016)

- b. PEAJE DE TRANSMISION:**

El Ministerio de Energía y Minas define el sistema principal y los sistemas secundarios de transmisión en cada sistema interconectado. El sistema principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema, mientras que los sistemas secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal a comercializar potencia y energía en cualquier barra de éstos sistemas. Los generadores conectados al sistema principal, abonan mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el costo total de transmisión, el cual comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. La compensación se abona separadamente a través de dos conceptos denominados ingresos tarifarios y peaje por conexión. Donde el ingreso tarifario será calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, sin incluir el peaje respectivo. El peaje por conexión es la diferencia

entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario. El peaje por conexión unitario es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario.(Aliaga Bautista,2008)

El ingreso tarifario, es el monto que los generadores deben transferir los transmisores, el peaje unitario es el monto que los consumidores deben pagar a los transmisores para completar los costos del servicio, y la garantía por red principal de Camisea, es el monto por unidad necesaria que los consumidores transfieran a los concesionarios de la Red Principal de Camisea para completar sus ingresos garantizados. El peaje por conexión, disminuye si la demanda aumenta, el GRP disminuye si el consumo de gas se incrementa (principalmente en la generación con gas). Se regula cada año en el mes de mayo.(Aliaga Bautista,2008)

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

Figura N° 9 Esquema de cálculo del peaje de transmisión.
Fuente: Madrid Amaya(2011)

El mecanismo para el pago del Sistema Secundario de Transmisión es asignado a las Empresas que hacen uso de el, 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. (Madrid Amaya, 2011)

c. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION:

Las tarifas de distribución eléctrica están representadas 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.
(Madrid Amaya, 2011)

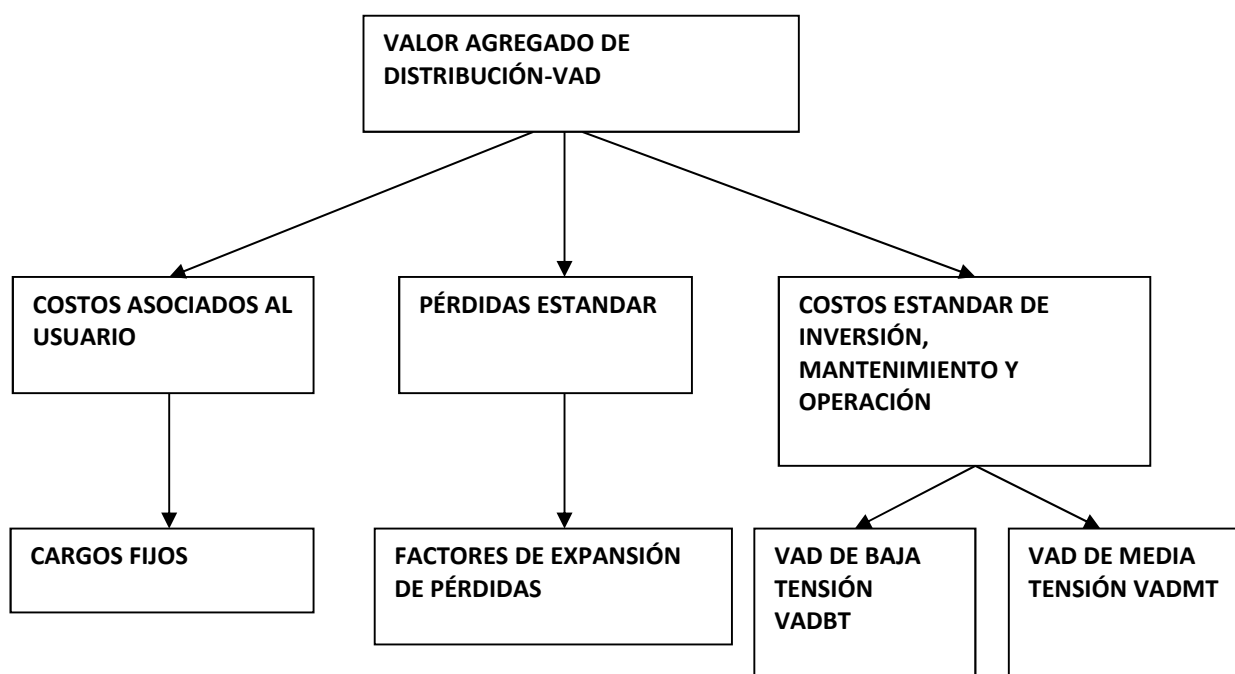


Figura N° 10 Esquema de cálculo del valor agregado de distribución.
Fuente: Madrid Amaya(2011)

2.2.2 MARCO TARIFARIO DEL MERCADO LIBRE:

Se presenta las siguientes características en la estimación de los componentes de una estructura tarifaria del mercado libre.

a. DETERMINACION DEL CARGO DE ENERGIA ACTIVA.

) 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.

$$FEAHP = EAHFP * \text{Precio Unitario } EAHFP_M \dots \dots (1)$$

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

EAHFP = Energía Activa en Horas Fuera de Punta.

Precio Unitario $EAHFP_M$

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

) **ENERGÍA ACTIVA EN HORAS PUNTA(FAHP):**

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas de punta, se tiene en cuenta la siguiente ecuación:

$$FEAHP = EAHP * \text{Precio Unitario } EAHP_M \dots \dots (2)$$

FEAHP = Facturación de la Energía Activa en Horas punta

EAHP = Energía Activa en Horas Punta.

Precio Unitario $EAHP_M$

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

b. DETERMINACION DEL CARGO DE ENERGIA REACTIVA.

Se factura 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).

$$EAR \text{ facturada} = EAR \text{ leída} - (0.3 * (EAHP + EAHP)) \dots \dots (3)$$

$$FER \text{ facturada} = ER \text{ Facturada} * \text{Precio Unitario } EAR \text{ facturada} \dots \dots (4)$$

FER facturada = Facturación de la Energía Reactiva facturada

EAR facturada = Energía Reactiva facturada.

EAR leída = Energía Reactiva leída mensual.

c. DETERMINACION DE LOS CARGOS POR POTENCIA.

) **NOMENCLATURA:**

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

PCHF = Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta

MDHP = Maxima Demanda en Horas Punta

MDHF = Maxima Demanda en Horas Fuera de Punta

) **POTENCIA CONTRATADA EN HORA PUNTA.**

Se toma 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 o puntos de entrega convenidos y determinados por el Suministrador y el Cliente.

$$FPCHP = MDHP * \text{Precio Unitario } PHP_M \dots \dots (5)$$

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

) EXCESO DE POTENCIA EN HORAS FUERA DE PUNTA.

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

$$EPHFP = PCHFP - MDHP \dots \dots \dots (6)$$

Esta última se factura 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.

$$FEPCHFP = EPHFP * \text{Precio Unitario } EPHFP_M \dots \dots \dots (7)$$

Precio Unitario $EPHFP_M$

= 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):

En función a la potencia contratada en horas punta ,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:

$$EPMHP = \text{Maxima Demanda HP} - PCHP \dots \dots \dots (8)$$

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

$$FEPMHP = EPMHP * \text{Precio Unitario } EPMHP_M \dots \dots \dots (9)$$

Precio Unitario $EPMHP_M$

= 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:

$$EPMHFP = \text{Maxima Demanda HFP} - PCHFP \dots \dots \dots (10)$$

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

$$FEPMHFP = EPMHFP * \text{Precio Unitario } EPMHFP_M \dots \dots \dots (11)$$

Precio Unitario $EPMHFP_M$

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

d. CARGO POR EL PEAJE DE TRANSMISION

) PEAJE DESISTEMA 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.

$$FPSPT = \text{Maxima Demanda mensual en HP} * PCSPT \dots \dots \dots (12)$$

PCSPT = Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión

) 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° 129-2017 OS/CD, tiene la siguiente ecuación:

$$FPSPT = \text{Energia Activa Total Mensual} * PCSPT \dots \dots \dots (13)$$

PCSPT = Peaje de Conexion al Sistema Secundario de Transmision

e. CARGO POR EL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION

) 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.

$$FCCD = \text{Maxima Demanda mensual} * CCD \dots \dots \dots (14)$$

CCD = Cargo Comercial de Distribucion

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

$$FVADHP = \text{Demanda Maxima HP} * VADHP \dots \dots \dots (15)$$

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:

$$FVADHFP = (\text{Demanda Maxima HFP} - \text{Demanda Maxima HP}) * VADHFP \dots \dots \dots (16)$$

VADHFP = Valor Agregado de Distribución en Horas Fuera de Punta

f. ESTIMACIÓN DEL PRECIO MEDIO DE MERCADO LIBRE:

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

$$P = \frac{(F \cdot H + F \cdot E)}{10 E} \dots \dots \dots (17)$$

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

Fact. ET = Facturación por energía Total consumida

ET = Energía Total consumida.

2.2.3 MARCO TARIFARIO DEL MERCADO REGULADO:

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:

a. CARGO POR ENERGIA ACTIVA

) 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 corresponda.

$$FEAHFP = EAHFP * \text{Precio Unitario EAHFP} \dots \dots \dots (18)$$

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 consideran 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 (kW.h), por el respectivo precio unitario.

$$FEAHP = EAHFP * \text{Precio Unitario EAHFP} \dots \dots \dots (19)$$

FEAHFP = Facturación de la Energía Activa en Horas punta

EAHFP = Energía Activa en Horas Punta.

b. CARGO POR ENERGIA 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./kVAR.h).

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.

$$EAR \text{ facturada} = EAR \text{ facturada} - (0.3 * (EAHFP + EAHFP)) \dots (20)$$

$$ER \text{ facturada} = ER \text{ leída} * \text{Precio Unitario EAR facturada} \dots \dots (21)$$

FER facturada = Facturación de la Energía Reactiva facturada

EAR facturada = Energía Reactiva facturada.

EAR leída = Energía Reactiva leída mensual.

c. CARGO POR 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.

$$G. C = \frac{EAHP \text{ mes}}{\text{Maxima Demanda mes} * \text{Numero de HP del mes}} \dots \dots (22)$$

) **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.

$$FPAG = PAG * \text{Precio Unitario PAG} \dots \dots \dots (23)$$

) **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.

$$FPAURD = PAURD * \text{Precio Unitario PAURD} \dots \dots \dots (27)$$

2.3 OPERACIONES CONTRACTUALES DE COMPRA Y VENTA DE ENERGIA.

2.3.1 GENERALIDADES:

a. DEFINICION:

Según el Artículo 1351 del Código Civil : El contrato es el acuerdo de dos o más partes para crear, regular, modificar o extinguir una relación jurídica patrimonial. Así mismo , los contratos se perfeccionan por el consentimiento de las partes, excepto aquellos que, además, deben observar la forma señalada por la ley bajo sanción de nulidad. Concertación del contrato es, pues, la concurrencia de las declaraciones de voluntad para formar una declaración conjunta de una voluntad común, o sea el consentimiento. Desde el momento en que la aceptación recoge la declaración contenida en la oferta, haciéndola suya, y es conocida por el oferente, el contrato queda concertado. Perfeccionamiento del contrato es la oportunidad en que el contrato, ya concertado, produce sus efectos (es eficaz), o sea crea (regula, modifica o extingue) una relación jurídica obligacional. Normalmente la concertación del contrato consensual lleva consigo el perfeccionamiento del mismo, porque no se necesita algo más para que el contrato produzca sus efectos Los contratos deben negociarse, concertarse y ejecutarse según las reglas de la buena fe y común intención de las partes. (Código Civil del Perú, 1984)

El contrato de suministro de energía eléctrica a clientes no regulados o libres, es aquel negocio jurídico en virtud del cual una empresa eléctrica, generadora o distribuidora, se obliga a dar o proporcionar en forma periódica y continua, por un tiempo determinado, energía eléctrica a un cliente no sujeto a regulación, el que por su parte se obliga a pagar un precio convenido por ello. De este concepto general, se desprenden las partes del contrato, la cosa objeto del mismo, el precio o contraprestación y los efectos esenciales. En efecto, las entidades que lo pueden suscribir son una empresa generadora y/o distribuidora de energía eléctrica con un cliente libre; la materia propia de este negocio es la energía eléctrica; y lo efectos inmediatos son, por una parte, la obligación del suministrante de dar o proporcionar dicha materia al cliente libre, y por otra, el deber de este último de pagar a cambio el precio libre estipulado (Gutiérrez Villegas, 2002)

b. CARACTERISTICAS:

- Bilateral: Ambas partes contratantes se obligan recíprocamente, una a suministrar, por el tiempo pactado en el contrato, energía eléctrica a la otra, la cual a su vez se obliga a pagar el precio libre convenido, en el lugar y tiempo estipulado. Se trata de un contrato que genera obligaciones contrapuestas, de modo que cada parte es a la vez deudora y acreedora de la otra. El que sea bilateral o sinalagmático trae consigo efectos importantes en los casos de incumplimiento, sea éste un incumplimiento total, un incumplimiento parcial o un cumplimiento tardío por una de las partes. Si uno de los contratantes no cumple la obligación que le incumbe ni está llano a cumplirla, siendo la misma actualmente exigible, la otra parte a su turno puede abstenerse de cumplir lo que se le demanda judicialmente, oponiendo la excepción de contrato no cumplido. El efecto de esta excepción, en principio es provisorio, pero si ninguno de los contratantes cede, el contrato se paraliza y lo que debiera proceder es la resolución del contrato, sin indemnización de perjuicios.(Gutiérrez Villegas, 2002)
- Consensual: para su perfección es necesario únicamente el consentimiento de las partes contratantes y para su validez no es necesaria ninguna formalidad. Son contratos consensuales aquellos que quedan perfeccionados o concluidos con todos sus efectos desde que las partes se ponen de acuerdo, aún antes de ser entregada la cosa, materia del contrato. El antiguo Derecho Romano ya distinguió entre los contratos consensuales a la compraventa, la locación, la sociedad y el mandato.(Cepeda Duran,2017)
- Oneroso: es aquel en que cada una de las partes obtiene una ventaja en compensación a la que, a su costa, obtiene la otra; caso de la compraventa o la permuta. Los contratos onerosos, a su vez, pueden ser conmutativos o aleatorios. Contrato conmutativo es aquel en que las prestaciones de las partes están determinadas, sin riesgo de pérdida o ganancia; mientras que el contrato aleatorio (de alea, suerte) es aquel en que las partes asumen, cada una, el riesgo de pérdida o ganancia, caso de los contratos de juego y apuesta y renta vitalicia; pero también la compraventa, por ejemplo, de cosa futura no fijada materialmente (la de la próxima cosecha, por ejemplo).(Morant Garcia, 2006)
- Conmutativo: Lo que una de las partes se obliga a dar se mira como equivalente a lo que la otra parte debe dar a su vez, conforme al Art. 1.441 del Código Civil. Agrega el Código Civil, que cuando el equivalente consiste en una contingencia incierta de ganancia o pérdida, el contrato es aleatorio. Al respecto, se ha sostenido, que un contrato de suministro es casi siempre aleatorio, “porque el precio es posible que varíe en el mercado, subiendo o bajando durante la ejecución del contrato: si baja sale perdiendo el suministrado, que podría obtener las cosas más baratas, y si sube, el suministrador, que podría venderlas más caras.(Gutiérrez Villegas, 2002)

- DE tracto sucesivo o ejecución permanente: No se ejecuta de manera instantánea, sino que a lo largo del tiempo y durante toda la vigencia del contrato. Pero no necesariamente es de tracto sucesivo, pues puede ser de ejecución permanente; la diferencia radica en que en los primeros las obligaciones nacen y se extinguen sucesivamente, en cambio en los segundos, éstas se cumplen o ejecutan en forma continua. En efecto, la ejecución instantánea tiene dos posibles opuestos: la ejecución permanente y el tracto sucesivo, de modo que no toda ejecución a través del tiempo es un tracto sucesivo, sino que sólo tendrá esa calidad, cuando el contrato sea indefinido, vale decir, cuando no se haya indicado una fecha para su término. (Gutiérrez Villegas, 2002)
- De libre discusión: El contrato libremente discutido es aquel en que las partes han deliberado en cuanto a su contenido, examinando y ventilando atentamente las cláusulas del contrato. Las partes concluyen sus condiciones como resultado de una libre deliberación. Se trata así de un negocio jurídico, esto es, de un contrato que ha precedido de una discusión entre las partes y que se ha suscrito porque existe confianza en que cada cual cumplirá la prestación a la cual se ha obligado. (Gutiérrez Villegas, 2002)

2.3.2 ELEMENTOS DE UN CONTRATO PARA EL MERCADO LIBRE DE ENERGIA

Partiendo de la base de que el contrato de suministro en comento es un tipo de compraventa con características especiales, sus elementos esenciales específicos son los propios de la compraventa, los cuales procederemos a analizar.

- a. **EL CONSENTIMIENTO:** es un concepto jurídico que hace referencia a la exteriorización de la voluntad entre dos o varias personas para aceptar derechos y obligaciones. Su principal marco de actuación es el Derecho civil y, en especial, el Derecho de obligaciones y de contratos, en dónde el consentimiento juega un papel fundamental en el marco de la autonomía de la voluntad. En Derecho civil, el consentimiento se define como el concurso entre la oferta y la aceptación sobre la cosa y la causa que han de constituir el contrato. El consentimiento se considera un requisito esencial para la formalización de contratos, y para cualquier otra asunción de derechos y obligaciones que requiera voluntariedad.
- b. **EL BIEN TRANSABLE:**
Según el Artículo 1532º del Código Civil: Pueden venderse los bienes existentes o que puedan existir, siempre que sean determinados o susceptibles de determinación y cuya enajenación no esté prohibida por la ley. Potencia es la propiedad que tiene una máquina o aparato eléctrico para utilizar o entregar energía a un sistema. Por su parte, energía es toda causa capaz de producir un trabajo. Ambos elementos

constituyen la electricidad o energía eléctrica, que -como se dijo- es prestación debida en este tipo de compraventa.

Según el Artículo 1604º del Código civil: Por el suministro, el suministrante se obliga a ejecutar en favor de otra persona prestaciones periódicas o continuadas de bienes. Por lo tanto: el contrato de suministro en análisis, puede ser una venta de cosa futura, aun cuando se contrata con un generador, el cual puede no estar produciendo. Sin embargo, el objeto del contrato no es la suerte, sino la electricidad convenida, por lo que debe entenderse hecha bajo la condición que la cosa llegue a existir, siendo un contrato conmutativo-oneroso y condicional si no existe en el momento de la declaración de voluntades.

c. EL PRECIO:

Por definición, no puede haber contrato de compraventa sin que se estipule un precio, lo que tenemos que hacer extensible al contrato de suministro de energía eléctrica a clientes libres, sólo que en este caso recibe la denominación especial de precio libre. Debe entenderse por precio libre aquel que libremente acuerdan el generador y/o distribuidor suministrante con el cliente libre suministrado. Se trata así de un precio convenido, a diferencia del precio de barra que es el que determina la autoridad a los clientes regulados, en este caso el OSINERGMIN.

En este caso el precio puede darse en función a lo pactado por consumo y en función a los excedentes consumidos no pactados en relación a una penalidad o según como convengan las partes contractuales.

2.3.3 TIPOS DE CONTRATOS:

a. CONTRATOS FORWARD:

Se trata de un contrato a largo plazo entre dos partes con el objetivo de comprar o vender un activo a un precio fijado y en una fecha determinada. El contrato forward obliga a sus participantes a comprar o vender el activo en una fecha específica futura a un precio. Los contratos forwards son sencillos y habituales en todo tipo de actividades financieras, y no es necesario que se ajusten a los estándares de un mercado determinado, ya que son considerados instrumentos extra bursátiles. En un contrato forward, el comprador se compromete a adquirir la mercancía a un precio y en un tiempo pactado. Por su parte, el vendedor, se compromete a entregar la mercancía.(Gedesco,2017)

b. CONTRATOS DE OPCIONES:

Una opción es un contrato entre dos partes (una compradora y otra vendedora), en que quien compra la opción adquiere el derecho a ejercer lo que indica el contrato, aunque no tendrá la obligación de hacerlo. Los contratos de opciones normalmente se refieren a la compra o venta de activos determinados, que pueden ser acciones, índices bursátiles, bonos u otros. Esos contratos establecen además que la operación deberá realizarse en una fecha preestablecida y a un precio fijado al momento de ser firmado el contrato. Para adquirir una opción de compra o de venta es necesario hacer un desembolso inicial (denominado "prima"), cuyo valor depende, fundamentalmente, del precio que tenga en el mercado el activo que es objeto del contrato, de la variabilidad de ese precio y del período de tiempo entre la fecha en que se firma el contrato y la fecha en que éste expira.

Las opciones que otorgan el derecho a comprar se llaman call y las que otorgan el derecho a vender se llaman put.(Beamonte Madrid, 2003)

c. CONTRATOS SWAP:

Un swap es un contrato financiero entre dos partes que acuerdan intercambiar flujos de caja futuros de acuerdo a una fórmula preestablecida. Se trata de contratos hechos "a medida" es decir, con el objetivo de satisfacer necesidades específicas de quienes firman dicho contrato. Debido a esto último, se trata de instrumentos similares a los forward, en el sentido de que no se transan en bolsas organizadas. Respecto de su configuración, los contratos de swap contienen especificaciones sobre las monedas en que se harán los intercambios de flujos, las tasas de interés aplicables, así como una definición de las fechas en las que se hará cada intercambio y la fórmula que se utilizará para ese efecto.(Beamonte Madrid, 2003)

d. CONTRATOS FUTUROS:

El contrato de futuros, más comúnmente conocido como "futuros", es un contrato entre dos partes en el que se comprometen a intercambiar un activo, llamado activo subyacente, en una fecha futura establecida a un precio determinado. Comprar un futuro consiste en un contrato estandarizado que supone para el comprador la obligación de comprar el activo subyacente a un precio fijado hoy, llamado precio del futuro, en la fecha de vencimiento del contrato. Si una vez llegado el vencimiento el precio futuro es mayor que el precio de liquidación, habrá beneficio; en caso contrario habrá pérdidas. Vender un contrato de futuro consiste en un contrato estandarizado que supone para el vendedor la obligación de vender el activo subyacente al precio del futuro en la fecha del vencimiento. Si una vez llegado el vencimiento el precio futuro es menor que el precio de liquidación, habrá beneficio; en caso de que ocurra lo contrario obtendremos pérdidas. (BBVA, 2015)

e. MODALIDAD DE CONTRATO POR TEMPORADA:

Principalmente realizar contratos de acceso a redes de duración menor a un año y obtener una reducción en el término de la potencia contratada, al disponer de cierto período de tiempo durante el año en el que no se dispone de suministro eléctrico y no se paga entonces por ello. En España El marco legal para la contratación del acceso a redes de distribución eléctrica en la modalidad de contrato por temporada, viene definido en los siguientes documentos del B.O.E.

Real Decreto 1164/2001 artículo 6.2, se define la modalidad de contrato de temporada, así como los coeficientes de incremento de coste que la Distribuidora utilizará para calcular el término de potencia respecto la tarifa del contrato de acceso anual.(ENDESA,2015)

2.3.4 ESTRUCTURA:

Dentro de las cláusulas que debe tener un contrato enunciamos lo siguiente:

- a. Objeto:** Cláusula esencial, que señala la obligación de suministrar que asume la empresa generadora y/o distribuidora respectiva, y la de comprar para sí el cliente libre, la totalidad de la energía eléctrica que se conviene. Se enuncia en términos generales

- b. **Condiciones del suministro:** Punto de suministro, tensión y potencia contratada. Especifica las instalaciones desde que se suministra y las cantidades.
- c. **Potencia de respaldo convenida:** Cláusula accesoria, en que se posibilita contratar un suministro adicional con otro proveedor pero con restricciones que se estipulan
- d. **Definición de hora de punta y hora fuera de punta:** Se conceptualiza dichas horas para los efectos de negociar un distinto precio según el horario del suministro y su reajustabilidad.
- e. **Precios de Energía y Potencia :** Condiciones , reajustes y penalidades.
- f. **Revisión de precios:** Es una cláusula que tiene por objeto facultar a las partes para solicitar cada cierto tiempo, si las circunstancias lo ameritan, la revisión de las estipulaciones contractuales, fundamentalmente con el propósito que los precios de suministro reflejen las condiciones del mercado v/s el costo de abastecimiento eléctrico en el respectivo sistema. Es recomendable para evitar conflictos.
- g. **Equipos de medida y mediciones:** Cláusula accidental que persigue dejar establecido los instrumentos y accesorios destinados a la medición o registro de potencia o energía eléctrica activa y reactiva, de demandas máximas de potencia o, de otros parámetros involucrados en el suministro de electricidad.
- h. **Facturación:** Determina la periodicidad de la emisión de las facturas del suministro y el lugar de pago de la misma. Generalmente, agrega la obligación de detallar los consumos.
- i. **Suspensión del suministro:** Se suele estipular con el objeto de dejar establecida que la suspensión de suministro para la mantención de los equipos e instalaciones de manera programada, debe comunicarse al cliente con un período de anticipación específico, salvo las emergencias. De esta manera, cumpliendo el suministrante con el aviso convenido, se exime de indemnizar eventuales perjuicios al cliente libre contratante
- k. **Período de vigencia:** Establece la duración del contrato, normalmente prorrogable tácita y automáticamente por períodos iguales y consecutivos de un año si ninguna de las partes manifiesta su intención de ponerle término mediante una comunicación escrita dirigida a la contraparte, con no menos de seis meses de anticipación al vencimiento del período que está vigente.
- l. **Arbitraje:** Estipulación accesoria que puede revestir la forma de un contrato de compromiso o una cláusula compromisoria, la diferencia radica que en el primer caso se deja establecida la identidad del juez árbitro que resolverá las controversias que se susciten entre las partes con motivo de la interpretación, ejecución o cumplimiento del contrato, en tanto que en la segunda, se designará con posterioridad y únicamente en el evento que se produzcan las diferencias.

2.3.5 CRITERIOS LEGALES:

La consideración de la electricidad como una mercancía determina que en el derecho se regule como un bien o una cosa. Al respecto encontramos disposiciones pertinentes a su tratamiento, tanto en el ordenamiento español como en el argentino. En el ordenamiento español, el artículo 333 del Código Civil Español dice que se consideran bienes, “todas las cosas que son o pueden ser objeto de apropiación” y sin duda la electricidad puede serlo, con las limitaciones que sus peculiaridades técnicas imponen. Tanto para el derecho español como para el argentino, toda realidad corpórea o incorpórea que presta utilidad se denomina bien, considerando aún corpóreas cosas no tangibles materialmente si se dejan dominar o

utilizar para la satisfacción de necesidades humanas. Un bien es apropiable no tanto por su carácter tangible, sino por la posibilidad de ser dominado y utilizado. (Sobrecasas, 2002)

La generación de obligaciones genera derechos y deberes para ambas partes contractuales:

a. DEBERES QUE GENERA:

- Para el cliente libre o suministrado: el derecho a que se le proporcione energía eléctrica, en la forma y por el tiempo convenido en el contrato.
- Para la generadora y/o distribuidora suministrante: el derecho a percibir el pago del precio libre convenido, por la energía y potencia suministradas, en el lugar y época estipulados.
- Para ambos, los adicionales que se desprendan de las cláusulas del contrato, los que en cuanto a su extensión y forma, estarán determinados por el mismo. (Gutiérrez Villegas, 2002)

b. DEBERES QUE EMANA:

Para el suministrado:

- Recibir y comprar para sí la energía eléctrica asociada a la potencia que requiera. Pagar la retribución de la manera estipulada.
- Cumplir con las normas legales y reglamentarias correspondientes.
- Cumplir con las demás obligaciones y condiciones que se pacten en el contrato, como las cláusulas de facturación y pago. (Gutiérrez Villegas, 2002)

Para el suministrante:

- Proporcionar energía eléctrica al suministrado en la forma y términos convenidos, por el período acordado en el contrato.
- Recibir el precio libre estipulado, en el lugar y época convenidos.
- Cumplir con las normas sobre calidad del servicio o “conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse”. Dentro de esta obligación se incluye, entre otros, parámetros como la seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas; la correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes; la oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos; la continuidad del servicio; y los estándares de calidad de suministro

- Indemnizar los perjuicios que cause al cliente libre, de conformidad a lo que se haya convenido en el respectivo contrato, en caso de incumplimiento de alguna de sus cláusulas, en particular, el no suministrar en tiempo y forma la energía y potencia contratada.
 - Cumplir con las disposiciones legales y reglamentarias que les sean aplicables.
 - Cumplir con las demás obligaciones que se convengan en el respectivo contrato.
- (Gutiérrez Villegas, 2002)

2.4 PLANTAS DE HIELO EN BLOQUE

2.4.1 DESCRIPCIÓN DE LA GENERACIÓN DE HIELO EN BLOQUE:

- a. FUNCIONAMIENTO:** La fabricación de hielo en bloque se base en el principio de transferencia de calor entre dos fluidos: el agua a congelar, el cual es rodeado por agua salada a una temperatura de -5°C . Consiste en rellenar moldes de metal con agua y sumergirlos en un baño de salmuera refrigerada a una temperatura muy inferior a la de congelación del agua. Generalmente se utiliza para ello cloruro de sodio . Las dimensiones de los moldes y la temperatura de la salmuera se seleccionan para que el periodo de congelación dure entre 8 y 24 horas. La congelación demasiado rápida produce hielo quebradizo. Una grúa levanta una fila de moldes y los transporta a un tanque de descongelación donde los sumerge en agua para que el hielo se desprenda. Los moldes se voltean para que salgan los bloques, se rellenan de nuevo con agua dulce y se colocan nuevamente en el tanque de salmuera. Se trata de una operación discontinua, por lo que necesita mano de obra para una atención continua de todas las operaciones. Una planta de 100 t/día necesita normalmente entre 4 a 6 trabajadores. (Jara Ponte y Barahona Baldeon, 2012)
- b. OPERACIÓN:**
- Los moldes de tamaño rectangular son colocados en enrejados y llevados hacia la máquina de llenado, que llena automáticamente cada una de las latas con la cantidad apropiada de agua pre-congelada. Agua potable es utilizada para producir hielo con propósitos de consumo humano.
 - Luego los moldes son sujetadas, elevadas y transportadas al tanque de salmuera (solución diluida de cloruro de sodio o calcio entre 20 a 25 % de concentración) donde será inmerso. El tanque de salmuera mantiene el hielo a una temperatura de -5°C , siendo circulada constantemente para mantener la temperatura en el tanque.
 - El tiempo requerido para que ocurra el congelamiento del agua variará de acuerdo al tamaño de los moldes utilizados.
 - Los moldes vacíos son retornadas a la máquina de llenado y el hielo es colocado en un área de almacenamiento temporal. A partir de ahí, es enviado o colocado en un área de almacenamiento regular por un apilador de hielo. (Jara Ponte y Barahona Baldeon, 2012)

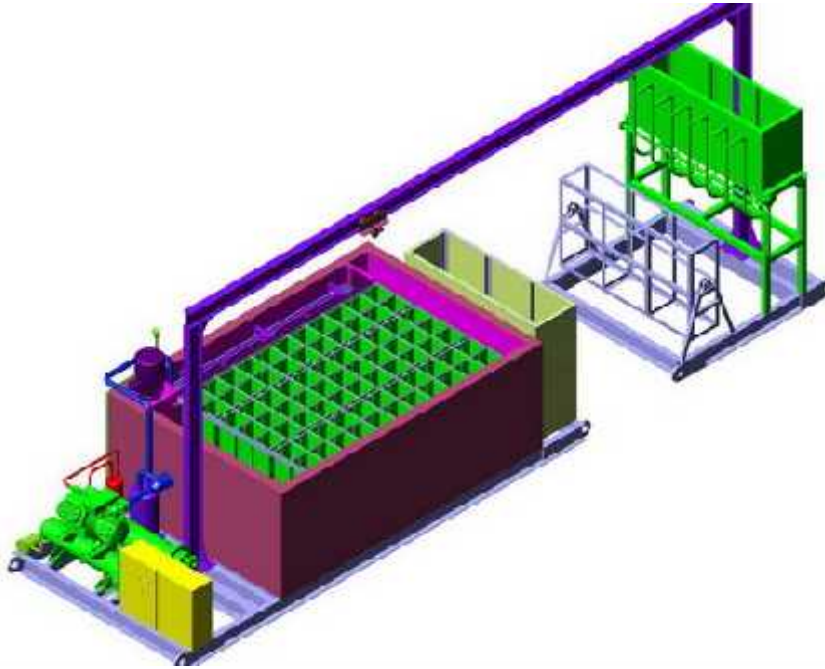


Figura N° 11 Esquema de planta de producción de hielo en bloque
Fuente: Fabricaciones Navales (2015)

2.5.2 CICLO DE REFRIGERACION POR COMPRESION DE VAPOR:

- a. **FUNDAMENTOS:** La refrigeración mecánica a través del ciclo de refrigeración por compresión de vapor se usa para remover calor de un medio más frío y expulsarlo a un medio más cálido usando las propiedades de calor latente del refrigerante. El sistema de refrigeración debe proporcionar una temperatura de refrigerante inferior a la temperatura del medio que se va a enfriar y elevar la temperatura del refrigerante a un nivel superior a la temperatura del medio que se utiliza para la expulsión. Los elementos básicos que se requieren para la refrigeración mecánica son: el compresor, el evaporador, el condensador, y la válvula de expansión termostática. Un esquema del ciclo de refrigeración se ilustra en la siguiente figura:

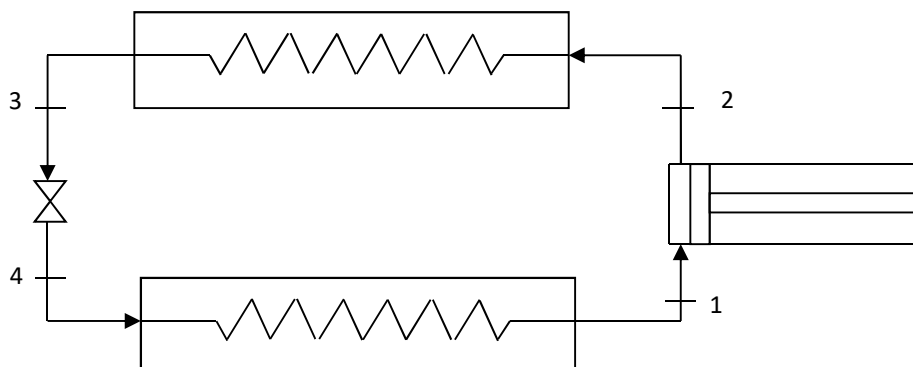


Figura N° 12 Distribución de equipos del Ciclo Termodinámico Ideal de Refrigeración por Compresión de Vapor

Fuente: Aldair Paredes y Antony Córdova

En este ciclo de refrigeración el refrigerante se evapora y se condensa alternadamente para luego comprimirse en la fase de vapor. Está compuesto por 4 procesos:

- J) Compresión isentrópica en un compresor. El proceso de 1-2 lo realiza el compresor cumple con dos funciones principales: primero, succiona el refrigerante vaporizado (línea de succión), reduciendo la presión en el evaporador hasta un punto en el que puede mantenerse la temperatura de evaporación deseada. Segundo el compresor comprime ese refrigerante vaporizado, descargándolo a una presión lo suficientemente alta (línea de descarga) para que la temperatura de saturación sea mayor que la temperatura del ambiente a refrigerar, de modo que se produzca la condensación fácilmente. En esta etapa se realiza el principal consumo de energía eléctrica a través del compresor. (Buenaño Sánchez, 2010)
- J) Disipación de calor a presión constante en un condensador. El proceso de 2-3 lo efectúa el condensador que es básicamente un intercambiador de calor, en donde el calor absorbido por el refrigerante en el proceso de compresión es cedido al medio condensación (al aire en este caso). A medida que el calor es cedido por el vapor de alta temperatura y presión desciende su temperatura hasta el punto de saturación, condensándose el vapor y convirtiéndose en líquido. (Buenaño Sánchez, 2010)
- J) Estrangulamiento en un dispositivo de expansión. El proceso de 3-4 lo realiza la válvula de expansión su misión es disminuir inmediatamente la presión y dosificar la cantidad de fluido refrigerante que debe ingresar al evaporador a entalpía constante hasta el punto 4. (Buenaño Sánchez, 2010)
- J) Absorción de calor a presión constante en un evaporador. El proceso de 4-1 la función que realiza el evaporador es extraer el calor del medio refrigerado por medio de la evaporación del refrigerante. El evaporador recibe refrigerante a baja presión y baja temperatura y lo entrega a baja presión y alta temperatura. En esta etapa se produce el efecto refrigerante. (Buenaño Sánchez, 2010)

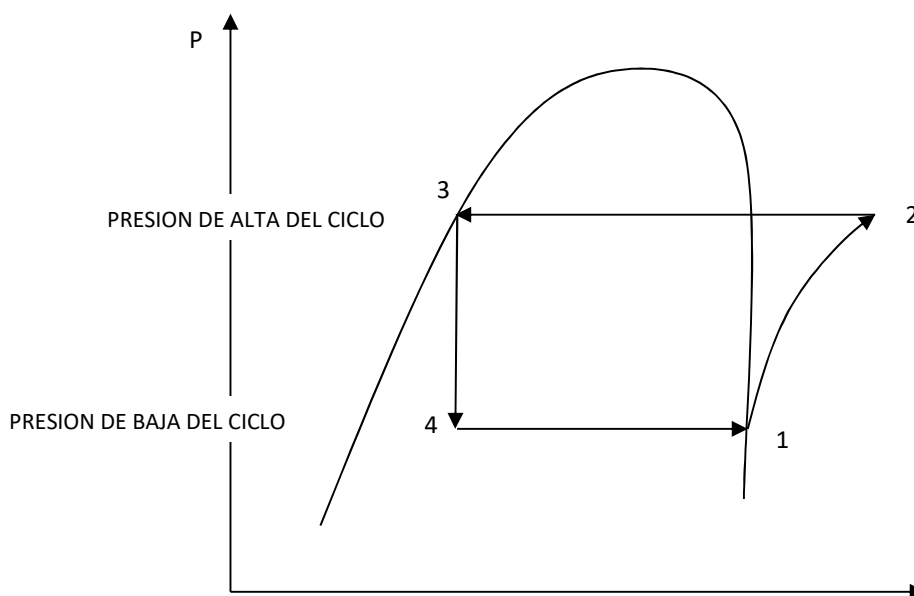


Figura N° 13 Diagrama P vs h del Ciclo Ideal de Refrigeración por Compresión de Vapor
Fuente: Elaboración Propia

b. COMPONENTES:

) **Compresores:** Es una maquina consumidora de energía que realiza la compresión del refrigerante desde la presión de baja a la presión de alta del ciclo, el responsable de más del 80 % de la demanda eléctrica de una instalación. Existen distintos tipos de compresores, con aplicaciones variadas según las necesidades de desplazamiento volumétrico y en función de las características constructivas. Todos los tipos de compresores pueden ser accionados por cualquier clase de motor conocido, fundamentalmente por motores eléctricos o de combustión interna. También puede utilizarse la energía del gas con motor alternativo o mediante turbina. (Blog de compresores, 2015)

El compresor de tornillo es una máquina, que por medio de dos tornillos (hembra y macho) comprime el aire. Empezando con el motor que transmite energía mecánica a la caja o deposito del compresor a través de una polea. Al momento que los tornillos empiezan a girar, crean una succión por la toma de aire mientras va aumentando la presión del mismo a través de las cavidades. Con la inyección de aceite pueden mantenerse considerablemente la estanqueidad interna del engranaje, permitiendo alcanzar elevadas relaciones de compresión (del orden de 1:20). Por otra parte, permite una reducción del nivel sonoro. La capacidad de estos compresores puede regularse mediante unas aperturas que permiten, antes de iniciarse la compresión, el retorno de una parte del gas aspirado a la tubería de aspiración. Como puede observarse, estos compresores no tienen válvulas y son relativamente reducidos de tamaño. Por el contrario, requieren un alto grado de calidad en las tolerancias, lo cual supone elevados costos de fabricación. (Blog de compresores, 2015)

Están formados por dos tornillos que van aspirando y comprimiendo gas a la vez; de manera que el espacio entre los dos tornillos se va reduciendo y comprimiendo el gas. La rotación permanente de tornillos helicoidales, permite la compresión del aire que se desplaza en sentido axial, hasta la presión de trabajo requerida en este tipo de compresores. Se distinguen por presentar presiones mayores que otras máquinas rotatorias de desplazamiento positivo. Los más comunes son los compresores de tornillo en los cuales el diámetro de los tornillos es diferente, el tornillo conductor tiene generalmente 4 filetes y el conducido 6 filetes con lo cual la relación de transmisión comúnmente es de 1,5. En modernos compresores de tornillo la relación entre la longitud de los tornillos y su diámetro esta entre 1.1 y 1.4 Y su velocidad tangencial puede ser hasta de 170 m/seg. ((Jara Ponte y Barahona Baldeon, 2012)

Estos compresores de tornillo helicoidal alcanzan caudales de hasta 50000 m³/h, se construyen mono etapas y de dos etapas alcanzando presiones de hasta 8 atm, en los mono etapa y hasta 25 atm en de dos etapas, se utilizan a veces como bombas de vacío obteniéndose vacío de hasta el 80%. Estos compresores giran a velocidades de rotación altas de hasta 9000 rpm. Estos compresores encuentran cada vez mayor aplicación en diferentes aplicaciones técnicas e industriales debido a su gran durabilidad, pequeñas dimensiones relativas, entregan aire suficientemente lubricado y además que el caudal entregado es prácticamente continuo. Este tipo de compresores deben ir provistos de separadores de

aceite muy eficaces, ya que el enfriamiento de la máquina se realiza por inyección de aceite en las diversas partes de la misma, la regulación de capacidad y también el sellado de los rotores. (Jara Ponte y Barahona Baldeon, 2012)

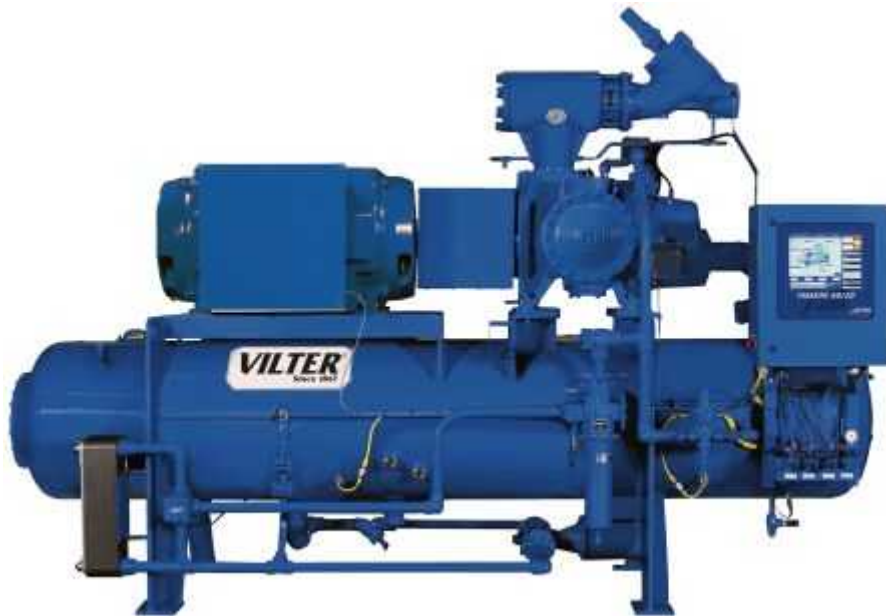


Figura N° 14 Compresor de Tornillo
Fuente: VILTER COMPANY

) **Evaporadores:** Los evaporadores son intercambiadores de calor constituidos por un haz de tuberías en las que se evapora el fluido refrigerante, extrayendo calor del espacio que se quiere enfriar, que es en esencia el fenómeno de producción de frío o potencia frigorífica que se desea conseguir. El Evaporador inundado, es el mas utilizado en ,los sistemas de refrigeración de las plantas de producción de hielo en bloque , se encuentran siempre completamente llenos de refrigerante líquido, regulándose la alimentación mediante una válvula de flotador, la cual mantiene constante el nivel de líquido en el evaporador. Preferentemente son utilizados en aplicaciones industriales, con un número considerable de evaporadores, operando a baja temperatura y utilizando amoníaco (R717) como refrigerante.(Gobierno de Aragón, 2014)

En los sistemas frigoríficos el evaporador opera como intercambiador de calor, por cuyo interior fluye el refrigerante el cual cambia su estado de líquido a vapor. Este cambio de estado permite absorber el calor sensible contenido alrededor del evaporador y de esta manera el gas, al abandonar el evaporador lo hace con una energía interna notablemente superior debido al aumento de su entalpía, cumpliéndose así el fenómeno de refrigeración. El flujo de refrigerante en estado líquido es controlado por un dispositivo o válvula de expansión la cual genera una abrupta caída de presión en la entrada del evaporador. En los sistemas de expansión directa, esta válvula despiden una fina mezcla de líquido y vapor a baja presión y temperatura. Debido a las propiedades termodinámicas de los gases refrigerantes, este descenso de

presión está asociado a un cambio de estado y, lo que es más importante aún, al descenso en la temperatura del mismo. De esta manera, el evaporador absorbe el calor sensible del medio a refrigerar transformándolo en calor latente el cual queda incorporado al refrigerante en estado de vapor. Este calor latente será disipado en otro intercambiador de calor del sistema de refrigeración por compresión conocido como condensador dentro del cual se genera el cambio de estado inverso, es decir, de vapor a líquido. (Jara Ponte y Barahona Baldeon, 2012)



Figura N° 15 Evaporador inundado
Fuente: FRIMAK ASOCIADOS

) **Condensadores:** Los condensadores evaporativos son equipos, por estructura y función, muy similares a las torres de refrigeración pero la principal diferencia estriba en el uso y modo de funcionamiento. Los condensadores están destinados a la condensación de gases en general (butano, propano, butileno, pentano, CO₂, vapor de agua, etc.), así como a la condensación de gases refrigerantes en los sistemas de acondicionamiento de aire y frío industrial. El agua se pulveriza directamente sobre un sistema de conductos en cuyo interior circula un refrigerante inicialmente en estado gaseoso y que por el enfriamiento del agua pasa a estado líquido. El refrigerante circula por un circuito totalmente independiente sin contacto con el agua.(Ministerio de sanidad, servicios sociales e igualdad, 2015)

El proceso de funcionamiento es el siguiente: El agua de condensación almacenada en la balsa de la torre hasta el intercambiador de calor (condensador) donde el gas refrigerante se condensa. En la condensación el refrigerante cede calor al agua que se transporta a su vez de vuelta a la torre donde se pulveriza y se pone en contacto con la corriente de aire ascendente para conseguir su refrigeración por evaporación parcial. Este es el único circuito realmente peligroso desde el punto de vista de transmisión de legionelosis, ya que es el único que puede emitir aerosoles al ambiente. .(Ministerio de sanidad, servicios sociales e igualdad, 2015)

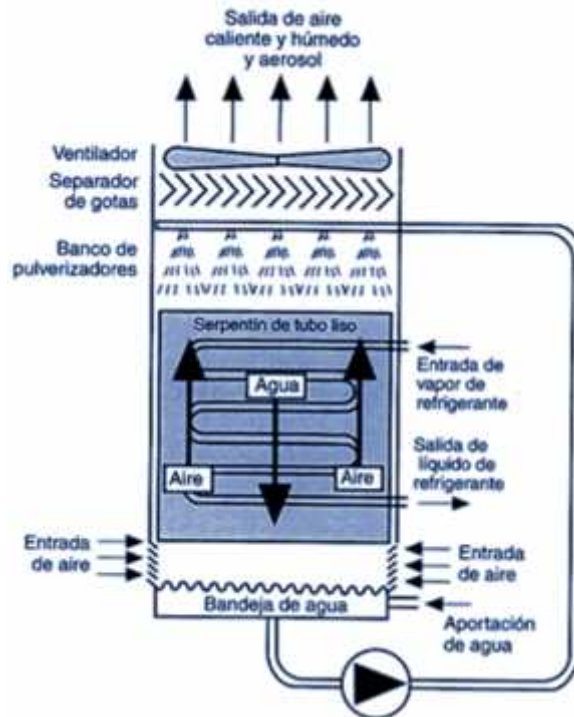


Figura N° 16 Condensador evaporativo
Fuente: Ingeniería de Refrigeración

) **Válvula de Expansión:** Las funciones de las válvulas de expansión en los sistemas de refrigeración son tres: Reducir la presión hasta la presión de entrada al evaporador, y por tanto provocar el enfriamiento del fluido refrigerante. Regular el caudal de refrigerante circulante en la máquina, adaptándolo a las necesidades de refrigeración. Estabilizar el evaporador ante sobrecargas, manteniendo constante el sobrecalentamiento de diseño, y en consecuencia, evitando que el compresor pueda aspirar refrigerante en estado líquido. (Aldair Paredes y Antony Córdova, 2014)

2.5.3 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA:

a. DIAGRAMA DE CARGA.

Son diagramas característicos mediante el cual se puede representar el comportamiento de la operación del consumo de un determinado insumo energético de una Planta Consumidora de Energía. Por lo general se le da una mayor utilidad para visualizar el comportamiento de la energía eléctrica durante un determinado periodo de tiempo. Este diagrama se construye para un periodo característico de operación que generalmente es de 24 horas. En las abscisas se representa el tiempo y en la ordenada la potencia eléctrica demandada, el área bajo la curva representa el valor de la energía activa consumida. La forma de la curva de carga depende fundamentalmente si es una demanda industrial, residencial o de una empresa de servicios, de la estación del año y de los factores climáticos que afectan el consumo a cada tipo de empresa en particular. (Guevara, 2017)

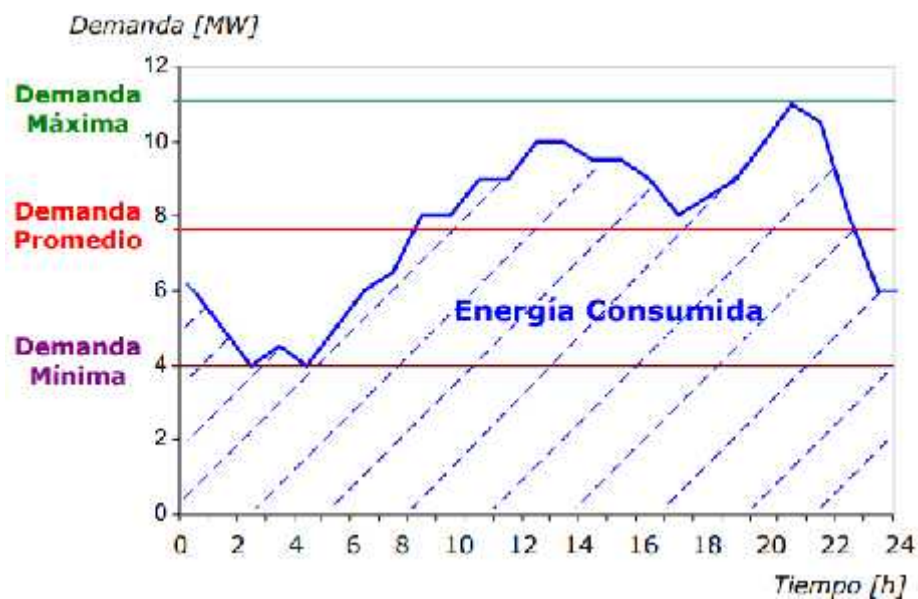


Figura N° 17 Diagrama de carga
 Fuente: Universidad Nacional de Tucumán (2015)

b. INDICADORES:

-) **Máxima Demanda:** La Máxima Potencia que se presenta en un diagrama de carga (en un día de operación), este valor es instantáneo. .(Guevara, 2017)
-) **Demanda Promedio:** Representa la máxima demanda que se obtendría si la energía activa consumida durante un día se realiza en forma continua, con una potencia constante. Se obtiene mediante la siguiente ecuación: .(Guevara, 2017)

$$\text{Demanda Promedio} = \frac{\text{Energía Activa del Día}}{\text{Nº de horas del Día}} \dots\dots (28)$$

-) **Potencia Contratada:** Es aquella potencia activa máxima que puede tomar un suministro y que ha sido convenida mediante contrato entre usuario y concesionaria. Al respecto, cualquier aumento de la mencionada potencia activa máxima, requerida por el usuario y que no exceda la potencia conectada, no deberá generar cobros adicionales por conceptos relacionados con los costos de conexión eléctrica y en tal sentido la empresa concesionaria de forma conjunta con el usuario deberán regularizar automáticamente la nueva potencia contratada.(Guevara, 2017)
-) **Potencia Conectada:** Es aquella potencia activa máxima requerida por el usuario al momento de solicitar el suministro y que técnicamente soporta la conexión eléctrica; el mismo que debe adecuarse al derecho de potencia otorgado por cada tipo de conexión eléctrica establecido en la Resolución OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD. .(Guevara, 2017)

) **Potencia Facturada:** Es aquella Potencia Activa que se factura mensualmente, y esta definida su condición de aplicación en el Contrato de Suministro.

) **Potencia Instalada:** Es la sumatoria de las potencias activas nominales de todos los equipos conformantes de un sistema energético: Por ejemplo la sumatoria de las potencias eléctricas de motores , cargas administrativas y sistemas de iluminación o también puede ser la sumatoria en BHP de las Potencias nominales de todos los generadores de vapor conformantes de un conjunto de calderos.

) **FACTOR DE CARGA:** Es un indicador característico , en este caso para un diagrama de carga, que representa el grado con el cual la P.C.E tiende a consumir la máxima demanda , y se obtiene en función a la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Maxima Demanda}} \dots (29)$$

) **FACTOR DE DEMANDA:** Es el Cociente entre la Máxima demanda y la potencia contratada, y mide el grado de acercamiento de la demanda con relación a la Potencia Contratada con el distribuidor.

) **FACTOR DE PLANTA:** Es un Indicador que permite comparar la máxima demanda y la potencia instalada. Mide el grado de utilización de la potencia instalada.

$$\text{Factor de Planta} = \frac{\text{Maxima Demanda}}{\text{Potencia Instalada}} \dots (30)$$

c. **DEMANDAS ESTACIONALES.**

La demanda de un sistema eléctrico varía con el tiempo y el espacio y la generación debe responder a la demanda en cada instante. Es por este motivo que los agentes del sistema, requieren conocer cual es el comportamiento temporal y espacial de la demanda, de forma de poder asegurar y optimizar su funcionamiento, tanto a nivel técnico, como económico. La información más requerida o de mayor utilidad es la curva de demanda del sistema.(Gómez Sagner, 2007)

Un caso típico de demandas estacionales es la operación de las Plantas frigoríficas aparte de depender del tipo de procesamiento que realiza , tiene dependencia de las estaciones del año , sobre todo si se ubica en zonas geográficas donde la temperatura de verano es superior a los 28 °C , lo que provoca una constante operación de los motores eléctricos que conforman la Planta frigorífica durante las 24 horas , condiciones diferentes se dan en ambientes en donde el invierno es pronunciado ,menos de 12°C , a lo cual se opta por apagar los motores eléctricos de los compresores por lo menos ¼ del tiempo del día debido a la temperatura fría del ambiente.(Calderón Villanueva y Medina Quezada, 2015)

La demanda eléctrica va cambiando a lo largo de los años, los días e incluso en las horas de un mismo día, en función a lo previsto. Por esta razón, el sistema eléctrico funciona con una incertidumbre que afecta

al costo del suministro de la electricidad y es por ello por lo que es importante conocer las razones por los que varía la demanda. La demanda de energía eléctrica tiene ciertas características que la diferencian de la demanda de otros bienes de consumo. En primer lugar, al no poder almacenarse, la demanda eléctrica coincide exactamente en el tiempo con su consumo. Por lo tanto, el consumidor eléctrico, la demanda en el momento que la va a consumir. Otra característica diferenciadora es la importancia del perfil horario de la energía. Es decir, no solo es importante la cantidad de energía que consume cada persona, sino las regularidades horarias en el consumo y la cantidad de energía demandada en las horas punta o de máximo consumo. (Caro Huertas, 2016)

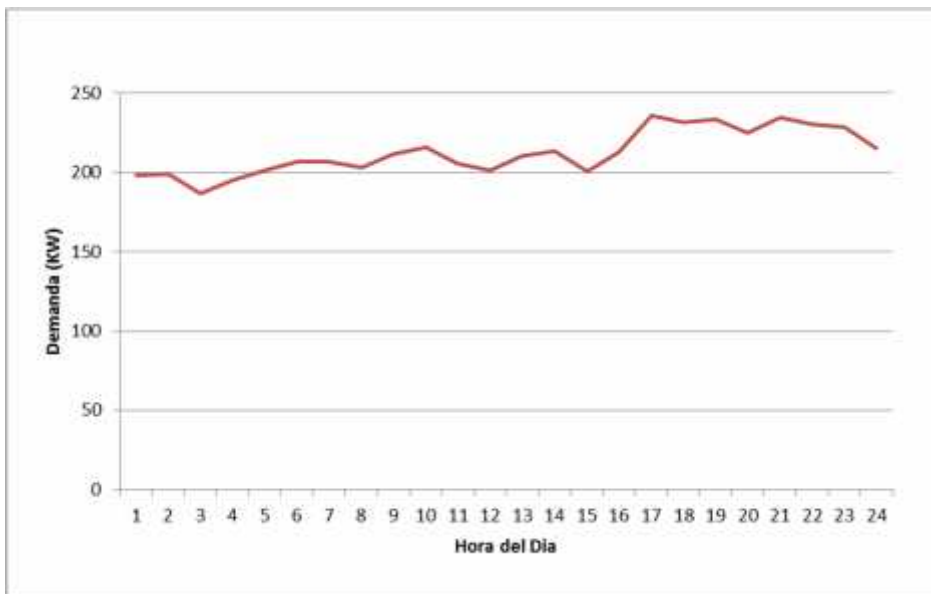


Figura N° 18 Diagrama de carga meses a plena producción
Fuente: Elaboración propia

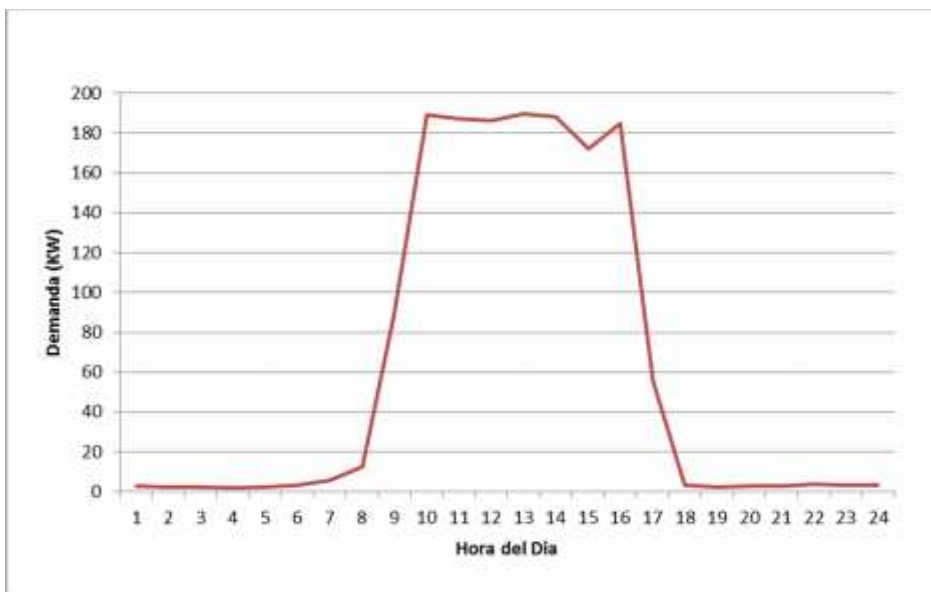


Figura N° 19 Diagrama de carga meses a mínima producción
Fuente: Elaboración propia

CAPITULO III

MATERIAL Y METODOS

3.1 MATERIALES.

3.1.1 PARAMETROS DE EVALUACION:

-) **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.

-) **ENERGIA REACTIVA:** Es un tipo de energía eléctrica, que absorben de la red algunos equipos eléctricos pero que luego la devuelven, por lo que no supone un consumo, aunque sí hay que generarla y transportarla hasta los equipos. Por ello las compañías eléctricas penalizan en factura, el consumo de energía reactiva a partir de un cierto valor.

-) **FACTOR DE POTENCIA:** Factor de potencia es el nombre dado a la relación entre la potencia activa (kW) usada en un sistema y la potencia aparente (kVA) que se obtiene de las líneas de alimentación, o dicho de otro modo, el coseno del ángulo formado por el desfase de la corriente con respecto al voltaje aplicado. Todos los aparatos que contienen inductancia, tales como motores, transformadores y demás equipos con bobinas necesitan corriente reactiva para establecer campos magnéticos necesarios para su operación. El desfase producido por la corriente reactiva se anula con el uso de capacitores de potencia, lo que hace que el funcionamiento del sistema sea más eficaz y, por lo tanto, requiera menos corriente en la línea. En el comercio de la electricidad se penaliza con el cargo de energía reactiva cuando el factor de planta de la empresa es menor a 0.956.

-) **POTENCIA ACTIVA:** representa la capacidad de una instalación eléctrica para transformar la energía eléctrica en trabajo útil: mecánica (movimiento o fuerza), lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es realmente la consumida en una instalación eléctrica. Se representa por P y se mide en vatios (W). La suma de esta potencia activa a lo largo del tiempo es la energía activa (kWh), que es lo que factura la compañía eléctrica (término de energía

-) **POTENCIA CONTRATADA:** Es aquella que suscribe el cliente con la Empresa por la máxima carga admisible de la conexión asignada al suministro. El cliente deberá abstenerse de tomar una carga mayor a la contratada pues de lo contrario estaría sujeto a la suspensión del suministro por poner en peligro las instalaciones de la Empresa.

3.1.2 DETALLES DE LA MUESTRA DE ESTUDIOS.

a. PLANTA DE 30 TON/día:

) INVENTARIO DE EQUIPOS Y PROCESO :

Cuadro N°1 Planta de Hielo en Bloques de 30 Ton/día

DATOS	ESPECIFICACIONES
Capacidad	30 TM/día
Refrigerante	R 717-Amoniaco
COMPRESOR	
Tipo	MYCOM de Tornillo Doble N8WBHF
Potencia del Motor	110 KW
Presión de Alta	15.5 Bar
Presión de Baja	2.3 Bar
CONDENSADOR	
Tipo	Condensador de flujo cruzado con aire forzado
Potencia de Ventiladores	4 de 2 KW
EVAPORADOR	
Tipo	Inundado con Banco de tubos de Acero Inox. De 2" sumergido dentro de poza de salmuera
Agitadores	4 de 1 KW
SISTEMAS AUXILIARES	
Molino despachador	10 KW
Bomba de agua	2 KW
Carga Administrativa	3.2 KW
Sistema de Iluminación	2.2 KW
Taller de Mecánica de Banco y Soldadura	2.5 KW

Fuente: Dpto. de Mantenimiento LESSER SAC

) **DIAGRAMA DE CARGA-PERODO DE ALTA DEMANDA:** Para el periodo contenido entre los meses de enero-junio del año 2017 donde se realizó la máxima demanda de producción , así como entre los meses de octubre a diciembre. Se tiene para un día típico del 16.01.2017.

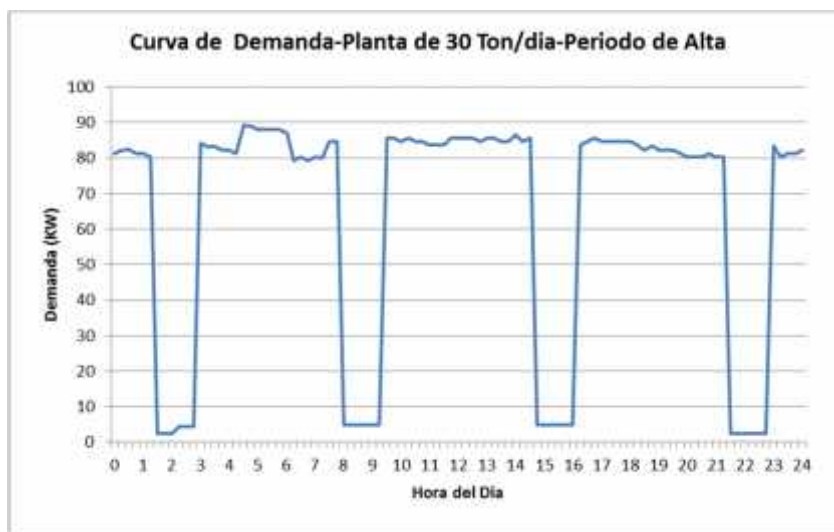


Figura N° 20 Curva de demanda-Planta de 30 Ton/día-Periodo de Alta

Fuente: Elaboración propia

) **DIAGRAMA DE CARGA –PERIODO DE BAJA DEMANDA:** Para el periodo contenido entre los meses de julio-setiembre del año 2017 donde se realizó la máxima demanda del periodo de baja demanda de hielo. Se tiene para un día típico del 18.09.2017.

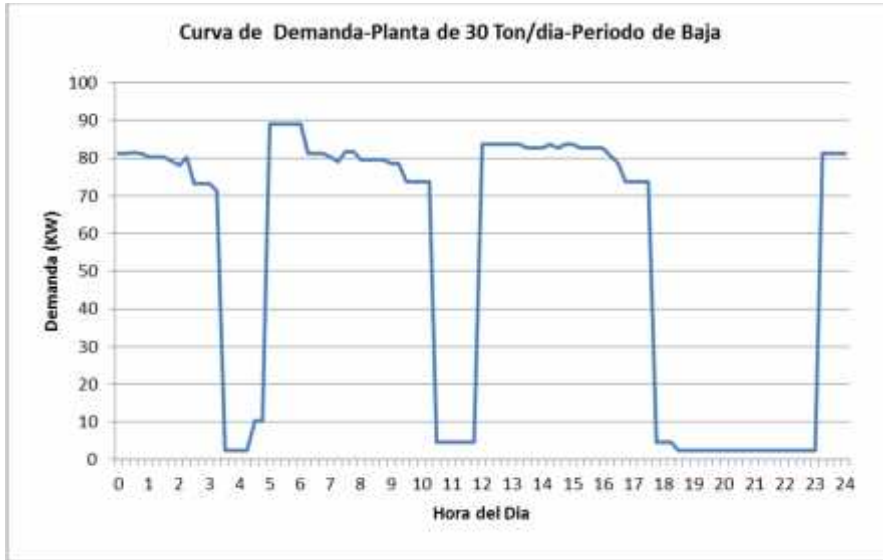


Figura N° 21 Curva de demanda-Planta de 30 Ton/día-Periodo de Baja
Fuente: Elaboración propia

) **ESTADÍSTICAS DE CONSUMO DE ENERGÍA:** La planta de hielo en bloques de 30 Ton/día cuenta con 1 suministro de energía eléctrica con Tarifa MT3 Calificación mensual, ubicada en la zona de concesión de la Empresa HIDRANDINA.

Cuadro N°2 Estadísticas de consumo de Energía - Planta de Hielo en Bloques de 30 Ton/día

MES	EAHFP KWh	EAHP KWh	EAT KWh	ERL KVARh	MDHFP KW	MDHP KW
DICIEMBRE(2016)	28329	6090	34419	15230	84.0	87.0
ENERO(2017)	30083	6248	36331	14580	89.2	88.0
FEBRERO(2017)	29678	6248	35926	16892	88.0	88.0
MARZO(2017)	25935	5865	31800	16475	84.0	85.0
ABRIL(2017)	26861	4260	31121	15784	87.0	80.0
MAYO(2017)	25347	6090	31437	17485	84.0	87.0
JUNIO(2017)	27992	5325	33317	15420	83.0	75.0
JULIO(2017)	27317	4970	32287	14250	81.0	70.0
AGOSTO(2017)	25840	5346	31186	16589	80.0	81.0
SETIEMBRE(2017)	30015	5467	35482	16894	89.0	77.0
OCTUBRE(2017)	27132	6106	33238	14520	84.0	86.0
NOVIEMBRE(2017)	28329	5751	34080	14785	84.0	81.0

Fuente: Empresa LESSER SAC

b. PLANTA DE 60 TON/H:**) INVENTARIO DE EQUIPOS Y PROCESO :**

Cuadro N°3 Planta de Hielo en Bloques de 60 Ton/día

DATOS	ESPECIFICACIONES
Capacidad	60 TM/día
Refrigerante	R 717-Amoniaco
COMPRESOR 1	
Tipo	MYCOM de Tornillo Doble 160VSD
Potencia del Motor	80 KW
COMPRESOR 2	
Tipo	BITZER de Tornillo Serie OSKA95
Potencia del Motor	80 KW
Presión de Alta	15.5 Bar
Presión de Baja	2.0 Bar
CONDENSADOR	
Tipo	Aerocondensador de flujo cruzado con aire forzado y agua en spray
Potencia de Ventiladores	4 de 2 KW
Potencia de bomba de agua	1 de 1.5 KW
EVAPORADOR	
Tipo	Inundado con Banco de tubos de Acero Inox. De 2" sumergido dentro de 02 poza de salmuera
Agitadores	6 de 1 KW
SISTEMAS AUXILIARES	
Molino despachador	10 KW
Bomba de agua	2 KW
Carga Administrativa	3.2 KW
Sistema de Iluminación	3.0 KW
Taller de Mecánica de Banco y Soldadura	2.5 KW

Fuente: Dpto. de Mantenimiento SUEN GOZZER

) DIAGRAMA DE CARGA-PERÍODO DE ALTA DEMANDA: Para el periodo contenido entre los meses de enero-junio del año 2017 donde se realizó la máxima demanda de producción , así como entre los meses de octubre a diciembre. Se tiene para un día típico del 25.01.2017.

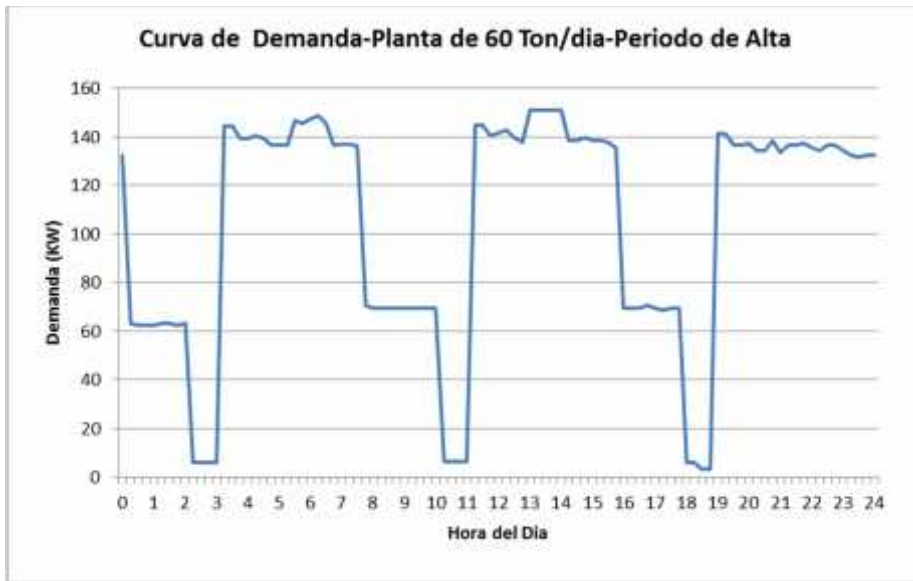


Figura N° 22 Curva de demanda-Planta de 60 Ton/dia-Periodo de Alta
Fuente: Elaboración propia

) **DIAGRAMA DE CARGA –PERIODO DE BAJA DEMANDA:** Para el periodo contenido entre los meses de julio-setiembre del año 2017 donde se realizó la máxima demanda del periodo de baja demanda de hielo. Se tiene para un día típico del 28.09.2017.

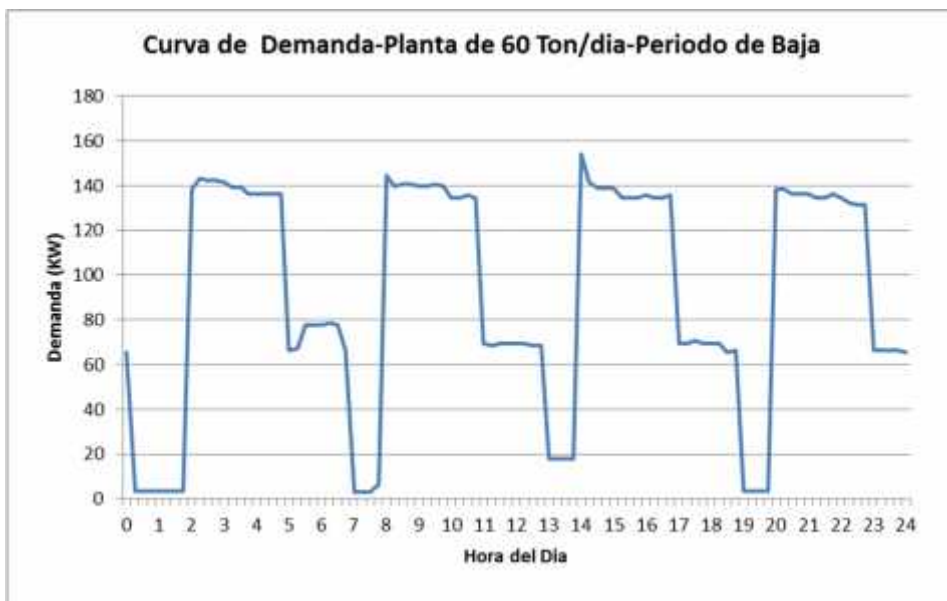


Figura N° 23 Curva de demanda-Planta de 60 Ton/dia-Periodo de Baja
Fuente: Elaboración propia

) **ESTADISTICAS DE CONSUMO DE ENERGIA:** La planta de hielo en bloques de 60 Ton/día cuenta con 1 suministro de energía eléctrica con Tarifa MT3 Calificación mensual , ubicada en la zona de concesión de la Empresa HIDRANDINA.

Cuadro N°4 Estadísticas de consumo de Energía - Planta de Hielo en Bloques de 60 Ton/día

MES	EAHFP KWh	EAHP KWh	EAT KWh	ERL KVARh	MDHFP KW	MDHP KW
DICIEMBRE(2016)	48507	10584	59091	25120	148.0	147.0
ENERO(2017)	48773	10710	59483	24870	151.0	153.0
FEBRERO(2017)	46465	10650	57115	23690	146.0	150.0
MARZO(2017)	44769	9108	53877	22451	145.0	138.0
ABRIL(2017)	43225	7455	50680	22784	140.0	142.0
MAYO(2017)	39168	9450	48618	21560	144.0	135.0
JUNIO(2017)	37004	9730	46734	19874	144.0	139.0
JULIO(2017)	43881	9928	53809	19630	149.0	146.0
AGOSTO(2017)	39900	8410	48310	21560	140.0	145.0
SETIEMBRE(2017)	43890	8540	52430	24780	154.0	140.0
OCTUBRE(2017)	41230	8662	49892	19860	140.0	142.0
NOVIEMBRE(2017)	43472	8235	51707	23450	143.0	135.0

Fuente: Empresa SUEN GOZZER

c. PLANTA DE 120 TON/H :

) INVENTARIO DE EQUIPOS Y PROCESO :

Cuadro N° 5 Planta de Hielo en Bloques de 120 Ton/día

DATOS	ESPECIFICACIONES
Capacidad	120 TM/día
Refrigerante	R 717-Amoniaco
COMPRESOR 1	
Tipo	MYCOM de Tornillo Doble N8WBHF
Potencia del Motor	200 HP
COMPRESOR 2	
Tipo	BITZER de Tornillo Serie OSKA95
Potencia del Motor	100 HP
Presión de Alta	15.5 Bar
Presión de Baja	2.0 Bar
CONDENSADOR	
Tipo	Aerocondensador de flujo cruzado con aire forzado y agua en spray
Potencia de Ventiladores	6 de 2 KW
Potencia de bomba de agua	1 de 1.5 KW
EVAPORADOR	
Tipo	Inundado con Banco de tubos de Acero Inox. De 2" sumergido dentro de 02 poza de salmuera de 60 Ton c/u (02 pozas de reserva sin compresor)
Agitadores	8 de 1 KW
SISTEMAS AUXILIARES	
Molino despachador	10 KW
Bomba de agua	2 KW
Carga Administrativa	3.2 KW
Sistema de Iluminación	3.0 KW
Taller de Mecánica de Banco y Soldadura	2.5 KW

Fuente: Dpto. de Mantenimiento PRC SAC

) **DIAGRAMA DE CARGA-PERIDO DE ALTA DEMANDA:** Para el periodo contenido entre los meses de enero-junio del año 2017 donde se realizó la máxima demanda de producción , así como entre los meses de octubre a diciembre. Se tiene para un día típico del 24.01.2017.

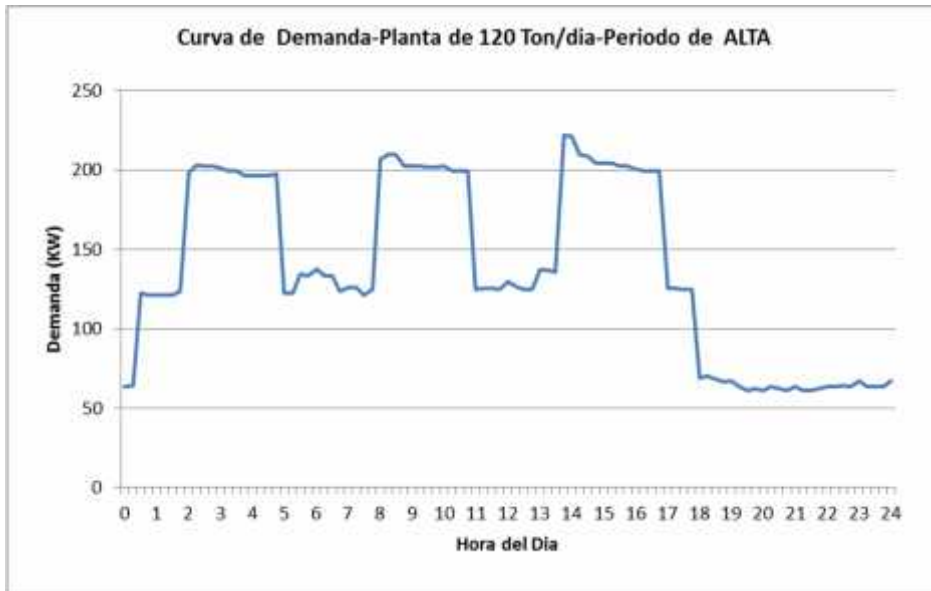


Figura N° 24 Curva de demanda-Planta de 120 Ton/dia-Periodo de Alta
Fuente: Elaboración propia

) **DIAGRAMA DE CARGA –PERIDO DE BAJA DEMANDA:** Para el periodo contenido entre los meses de julio-setiembre del año 2017 donde se realizó la máxima demanda del periodo de baja demanda de hielo. Se tiene para un día típico del 20.09.2017.

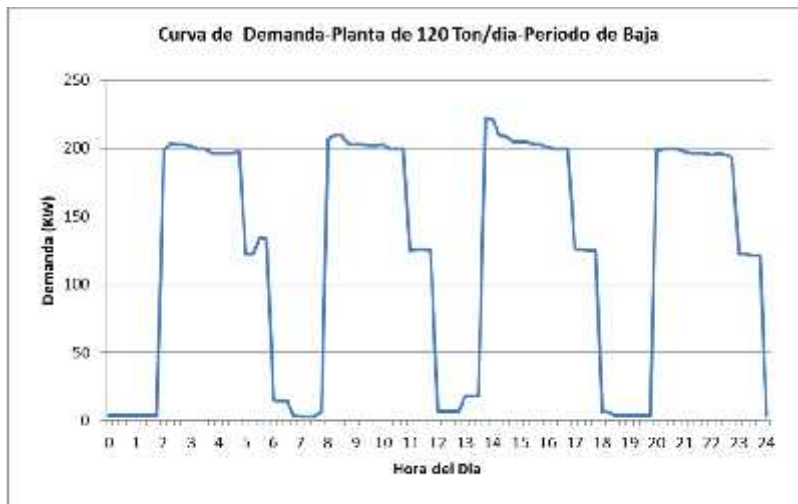


Figura N° 25 Curva de demanda-Planta de 120 Ton/dia-Periodo de Baja
Fuente: Elaboración propia

ESTADÍSTICAS DE CONSUMO DE ENERGÍA: La planta de hielo en bloques de 120 Ton/día cuenta con 1 suministro de energía eléctrica con Tarifa MT3 Calificación mensual, ubicada en la zona de concesión de la Empresa HIDRANDINA.

Cuadro N°6 Estadísticas de consumo de Energía - Planta de Hielo en Bloques de 120 Ton/día

MES	EAHFP KWh	EAHP KWh	EAT KWh	ERL KVARh	MDHFP KW	MDHP KW
DICIEMBRE(2016)	60254	13640	73894	31204	215.0	220.0
ENERO(2017)	65379	13420	78799	32560	222.0	220.0
FEBRERO(2017)	63023	12261	75284	30120	214.0	201.0
MARZO(2017)	57855	13332	71187	31560	203.0	202.0
ABRIL(2017)	60848	8910	69758	29450	210.0	198.0
MAYO(2017)	52275	12992	65267	29784	205.0	203.0
JUNIO(2017)	53965	12444	66409	28945	210.0	204.0
JULIO(2017)	58311	11343	69654	27845	198.0	199.0
AGOSTO(2017)	58425	10452	68877	29560	205.0	201.0
SEPTIEMBRE(2017)	58786	10200	68986	30120	221.0	200.0
OCTUBRE(2017)	51870	11400	63270	30230	210.0	190.0
NOVIEMBRE(2017)	60192	10800	70992	30140	198.0	200.0

Fuente: Empresa Inversiones PR C

3.1.3 PUNTOS DE SUMINISTRO. Los puntos de suministro para cada una de las empresas consideradas como muestra de estudio se ubican dentro de la concesión de la Empresa Distribuidora HIDRANDINA, en la ciudad de Chimbote.

	MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA
TARIFA MT2: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P			
	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	6.52
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/./KW.h	21.62
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/./KW.h	17.38
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/./KW-mes	57.81
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/./KW-mes	12.24
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/./KW-mes	13.67
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./KW.h	4.18
TARIFA MT3: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P			
	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	6.52
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/./KW.h	21.62
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/./KW.h	17.38
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S/./KW-mes	53.84
	Presentes Fuera de Punta	S/./KW-mes	26.58
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S/./KW-mes	13.25
	Presentes Fuera de Punta	S/./KW-mes	13.47
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./KW.h	4.18
TARIFA MT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P			
	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	6.52
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/./KW.h	18.43
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S/./KW-mes	53.84
	Presentes Fuera de Punta	S/./KW-mes	26.58
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S/./KW-mes	13.25

Figura N° 26 Captura de pantalla Tarifas en Media Tensión Diciembre 2017

Fuente: OSINERGMIN

3.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO: Se tiene la siguiente metodología de cálculo:

-) Determinación de los costos de facturación, según mercado regulado.
-) Estimación de los costos de facturación según mercado libre de energía, teniendo en cuenta la siguiente estructura de comercialización (Ver figura N°26)

-) Determinar características contractuales para una adecuada tarifa del mercado libre para empresas productoras de hielo en bloque
-) Determinar ahorros en la facturación.

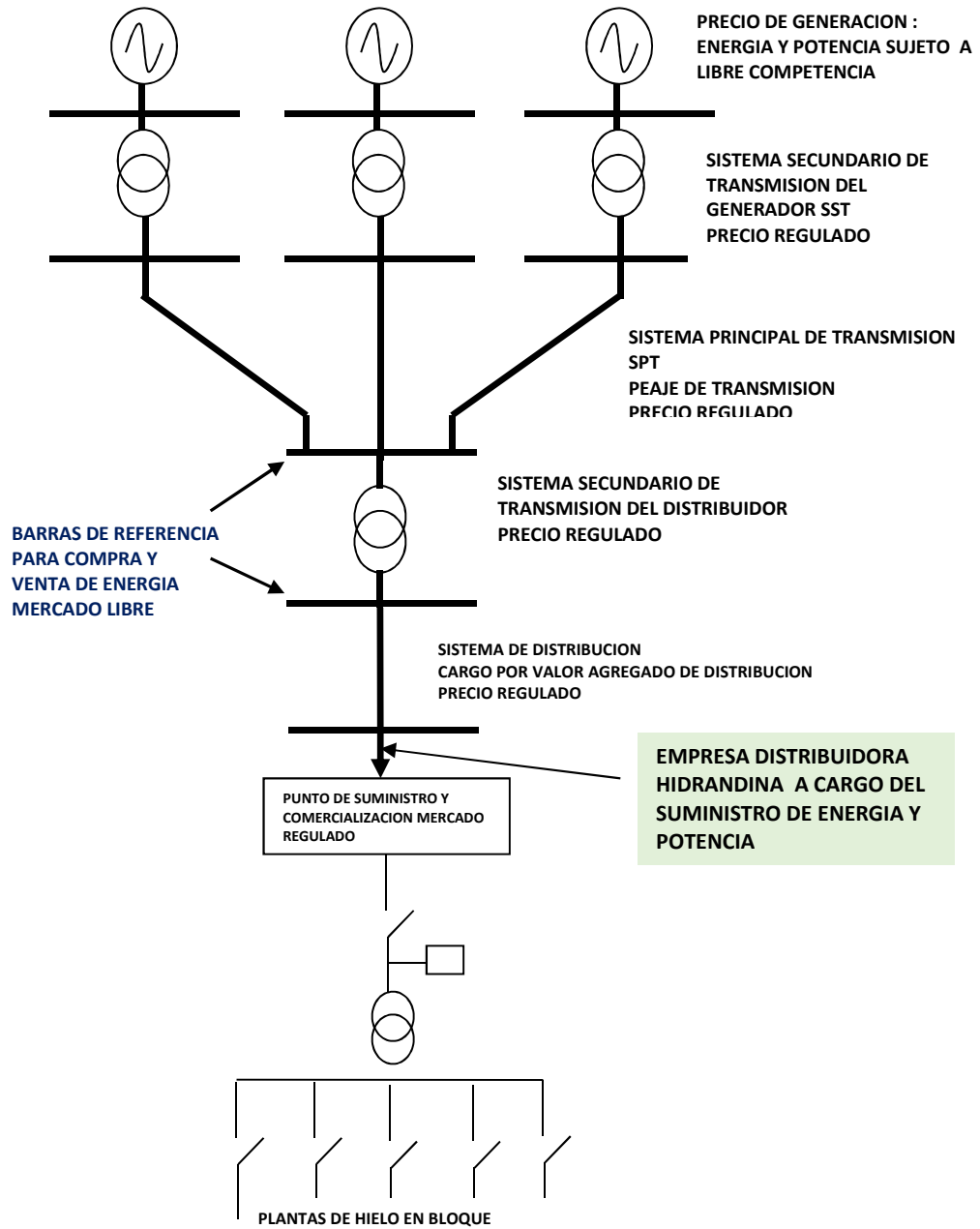


Figura N° 27 Estructura de la Comercialización de la energía
Fuente: Elaboración propia

CAPITULO IV:

CALCULOS Y DISCUSION DE

RESULTADOS

4.1 ANALISIS DEL CONSUMO DE ENERGIA EN LA MUESTRA DE ESTUDIO:

4.1.1 PLANTA DE 30 TON/DIA:

A. CARACTERIZACION DEL PROCESO DE GENERACION DE HIELO EN BLOQUE:

) Para nuestra muestra de estudio la Planta Lesser SAC de 30 Ton/dia se cuenta con tan solo con 01 compresor de tornillo de regulación variable, operando durante un lapso de tiempo y en stand by otro periodo de tiempo, en función a los periodos de producción.

) Para los periodos de alta producción, según la figura N° 20, se opera a máxima carga durante 4.5 horas y luego se tiene un batch de parada de 1.5 horas, con 4 periodos cíclicos de 6 horas al día. La máxima demanda de 89.2 KW, Factor de carga de 71.39 % y una demanda promedio de 63.68 KW.

) Para los periodos de baja producción , según la figura N° 21 , se opera a máxima carga durante las horas punta en tres batch de operación , con una máxima demanda de 89 KW, un factor d carga de 59.73 % y una demanda promedio de 53.16 KW.

B. FACTURACION DE ENERGIA ELECTRICA:

Teniendo en cuenta el cuadro N° 2 y Figura N° 26 referente a los costos unitarios de la Tarifa MT-3 Mercado Regulado , se presenta la facturación mensual promedio de S/ 13,960 para el periodo de alta producción (todos los meses del año salvo el periodo comprendido entre Julio-setiembre) y de S/ 13,948 para el periodo de baja producción(julio-setiembre)

Cuadro N°7 Facturación de Energía Electrica - Planta de Hielo en Bloques de 30 Ton/día

MES	EAHFP S/	EAHP S/	Erf S/	PAG S/	PARD S/	TOTAL+IGV S/	FACTOR DE CALIFICACION
DICIEMBRE(2016)	4924	1317	205	4684.08	1152.8	14492.8	0.583
ENERO(2017)	5228	1351	154	4802.53	1181.9	15006.6	0.584
FEBRERO(2017)	5158	1351	256	4737.92	1166.0	14948.7	0.592
MARZO(2017)	4508	1268	290	4576.40	1126.3	13886.3	0.575
ABRIL(2017)	4668	921	270	2312.46	1171.9	11025.2	0.408
MAYO(2017)	4405	1317	337	4684.08	1152.8	14036.6	0.583
JUNIO(2017)	4865	1151	227	4468.72	1099.8	13937.5	0.535
JULIO(2017)	4748	1075	191	4361.04	1073.3	13507.8	0.511
AGOSTO(2017)	4491	1156	302	4361.04	1073.3	13432.5	0.550
SETIEMBRE(2017)	5217	1182	261	4791.76	1179.3	14904.4	0.512
OCTUBRE(2017)	4716	1320	190	4630.24	1139.5	14154.7	0.592
NOVIEMBRE(2017)	4924	1243	191	4522.56	1113.0	14151.9	0.571

Fuente: Empresa Leseer SAC

4.1.2 PLANTA DE 60 TON/DIA:

A. CARACTERIZACION DEL PROCESO DE GENERACION DE HIELO EN BLOQUE:

) Para nuestra muestra de estudio la Planta SUEN GOZZER de 60 Ton/dia esta cuenta con 02 compresores de tornillo de carga variable. Estos operan alternadamente , en este caso en máxima operación ambos compresores operan en paralelo , y luego en el periodo de estabilización de la temperatura de la poza de salmuera para la generación de hielo en bloque , tan solo uno de ellos opera , mientras que el segundo compresor permanece en reserva.

) Para los periodos de alta producción, según la figura N° 22, se tienen 3 batch de producción. Durante 5 horas operan ambos compresores paralelamente, seguidamente 01 compresor opera 2 horas, manteniéndose el segundo en reserva. Cada batch de producción dura 7 horas de operación y una hora en el cual ambos compresores están en condición de stand by. La máxima demanda de 151 KW, Factor de carga de 68.48 % y una demanda promedio de 103.4 KW.

) Para los periodos de baja producción , según la figura N° 23 , se tienen 4 batch de operación de 6 horas cada uno , caracterizándose en que durante 3 horas operan ambos compresores, seguidamente durante 2 horas opera uno de ellos y luego durante 1 hora ambos compresores permanecen en stand by. Se tiene una máxima demanda de 154 KW, un factor de carga de 59.23 % y una demanda promedio de 91.22 KW.

B. FACTURACION DE ENERGIA ELECTRICA:

Teniendo en cuenta el cuadro N° 4 y Figura N° 26 referente a los costos unitarios de la Tarifa MT-3 Mercado Regulado, se presenta la facturación mensual promedio de S/ 22,197.20 para el periodo de alta producción (todos los meses del año salvo el periodo comprendido entre Julio-setiembre) y de S/ 19,977.80 para el periodo de baja producción(julio-setiembre)

Asi mismo se tiene un factor de calificación promedio de 0.528 , donde 04 meses están en la calificación de cliente fuera de punta.

Cuadro N°8 Facturación de Energía Eléctrica - Planta de Hielo en Bloques de 60 Ton/día

MES	EAHFP S/	EAHP S/	Erf S/	PAG S/	PARD S/	TOTAL+IGV S/	FACTOR DE CALIFICACION
DICIEMBRE(2016)	8431	2288	309	7968.32	1961.0	24729.4	0.596
ENERO(2017)	8477	2316	294	8237.52	2027.3	25193.8	0.583
FEBRERO(2017)	8076	2303	274	8076.00	1987.5	24444.4	0.592
MARZO(2017)	7781	1969	263	7806.80	1921.3	23294.2	0.523
ABRIL(2017)	7513	1612	317	3774.36	1912.7	17851.3	0.438
MAYO(2017)	6807	2043	292	7752.96	1908.0	22187.5	0.547
JUNIO(2017)	6431	2104	245	7752.96	1908.0	21759.9	0.563
JULIO(2017)	7626	2146	146	8022.16	1974.3	23499.8	0.555
AGOSTO(2017)	6935	1818	295	3854.10	1953.2	17529.5	0.483
SETIEMBRE(2017)	7628	1846	378	4093.32	2074.4	18904.1	0.462
OCTUBRE(2017)	7166	1873	205	7645.28	1881.5	22148.3	0.508
NOVIEMBRE(2017)	7555	1780	332	3800.94	1926.2	18165.9	0.480

Fuente: Empresa SUEN GOZZER

4.1.3 PLANTA DE 120 TON/DIA:**A. CARACTERIZACION DEL PROCESO DE GENERACION DE HIELO EN BLOQUE:**

) Para nuestra muestra de estudio la Planta Inversiones PRC de 120 Ton/día esta cuenta con 02 compresores de tornillo de carga variable, de distintas capacidades (200 y 100 HP) Estos operan alternadamente , en este caso en máxima operación ambos compresores operan en paralelo , y luego en el periodo de estabilización de la temperatura de las pozas de salmuera para la generación de hielo en bloque , tan solo uno de ellos opera , mientras que el segundo compresor permanece en reserva , alternándose este estado operación, en función a la temperatura de congelamiento.

) Para los periodos de alta producción, según la figura N° 24, se tienen 3 batch de producción similares y un batch de producción de mínima de frío industrial. Durante 3 horas operan ambos compresores paralelamente al 100 % de su capacidad , seguidamente el compresor de mayor capacidad (200 HP) genera la fuerza motriz necesaria para el enfriamiento , seguidamente durante las horas punta (en un total 7 horas) opera tan solo el compresor de 100 HP. De esta manera se controla el consumo de energía y la generación de hielo en bloque. La máxima demanda es de 222 KW, Factor de carga de 62.70 % y una demanda promedio de 139.20 KW.

) Para los periodos de baja producción , según la figura N° 25 , se tienen 4 batch de operación de 6 horas cada uno , caracterizándose en que durante 3 horas operan ambos compresores, seguidamente durante 1 hora opera el compresor de mayor capacidad (200 HP) , seguidamente ambos compresores permanecen en stand by. Se tiene una máxima demanda de 221 KW, un factor de carga de 56.88 % y una demanda promedio de 125.72 KW.

B. FACTURACION DE ENERGIA ELECTRICA:

Teniendo en cuenta el cuadro N° 6 y Figura N° 26 referente a los costos unitarios de la Tarifa MT-3 Mercado Regulado, se presenta la facturación mensual promedio de S/ 28,490.30 para el periodo de alta producción (todos los meses del año salvo el periodo comprendido entre Julio-setiembre) y de S/ 24,980.80 para el periodo de baja producción (julio-setiembre)

Así mismo se tiene un factor de calificación promedio de 0.467, donde tan solo 04 meses están en la calificación de cliente presentes en horas punta.

Cuadro N°9 Facturación de Energía Electrica - Planta de Hielo en Bloques de 120 Ton/día

MES	EAHFP S/	EAHP S/	Erf S/	PAG S/	PARD S/	TOTAL+HGV S/	FACTOR DE CALIFICACION
DICIEMBRE(2016)	10472	2949	378	11844.80	2915.0	33699.1	0.517
ENERO(2017)	11363	2901	373	11952.48	2941.5	34846.7	0.504
FEBRERO(2017)	10953	2651	315	5688.12	2882.6	26538.1	0.477
MARZO(2017)	10055	2882	427	10929.52	2689.8	31840.4	0.547
ABRIL(2017)	10575	1926	356	5581.80	2828.7	25096.7	0.354
MAYO(2017)	9085	2809	427	11037.20	2716.3	30767.6	0.528
JUNIO(2017)	9379	2690	377	5581.80	2828.7	24611.4	0.494
JULIO(2017)	10134	2452	290	5289.42	2680.5	24599.7	0.475
AGOSTO(2017)	10154	2260	372	5448.90	2761.4	24775.4	0.425
SEPTIEMBRE(2017)	10217	2205	394	5874.18	2976.9	25567.3	0.385
OCTUBRE(2017)	9015	2465	470	5581.80	2828.7	24025.3	0.452
NOVIEMBRE(2017)	10461	2335	370	5316.00	2694.0	24987.6	0.450

Fuente: Empresa Inversiones PRC

4.2 CUMPLIMIENTO CON LOS LÍMITES TECNICOS SEGÚN EL D.S N° 022-2009-EM:

“Artículo 2.- El límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

Según la siguiente figura , tan solo la Planta con una capacidad de producción de 120 Ton/día de hielo en bloque cumple con lo requerido por la normativa referida a los clientes libres.

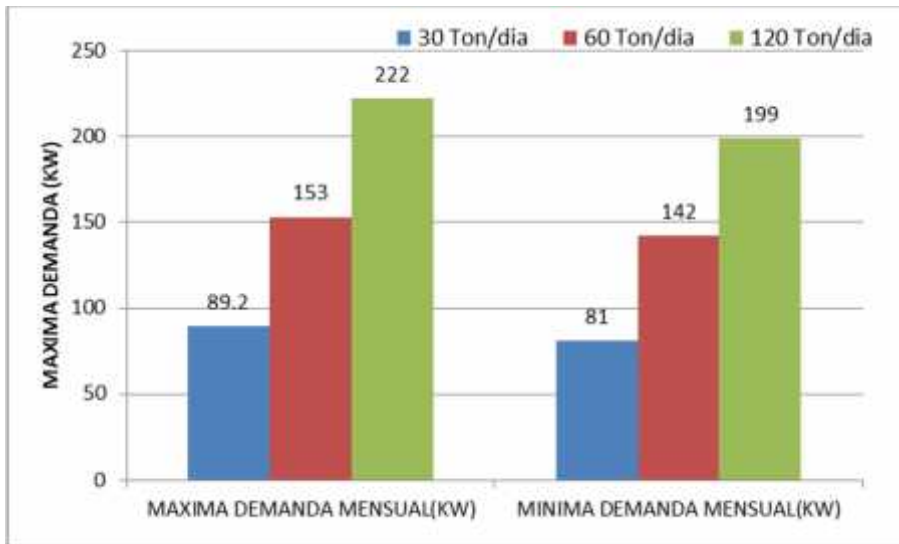


Figura N° 28 Cumplimiento del Art. 2° DS N° 022-2009-EM
Fuente: Elaboración propia

4.3 ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACION DE LA ENERGIA EN EL MERCADO LIBRE:

A. ALTERNATIVA 1 : SUMINISTRO DE ENERGIA A TRAVES DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE LA ZONA (HIDRANDINA).

a. CONSIDERACIONES CONTRACTUALES:

-) Punto de suministro: Zona de Distribución Chimbote.
-) Punto de comercialización: Barra de Chimbote 500 KV.
-) Consideraciones contractuales: Según CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE HIDRÁNDINA S.A.Y LA EMPRESA DANPER TRUJILLO SAC. Del 27.07.2017. Contrato /HID_DAN_2017727_0_1701.
-) Potencia contratada 200 KW
-) Penalidad por el exceso de Potencia contratada: a partir de 240 KW.

b. CRITERIOS TECNICOS:

-) Energía Activa en Horas Fuera de Punta : 31 U\$/MWh (0.0992 S/ /KWh)
-) Energía Activa en Horas Punta : 31 U\$/MWh (0.0992 S/ /KWh)
-) Energía Reactiva Inductiva : Precio similar al del mercado regulado 0.0481 S/KVARh
-) Precio de Potencia en barra: 20 S/ KW-mes.
-) Precio por exceso de potencia contratada en HP y HFP: 20 % sobre el precio de Potencia en barra cuando la Potencia contratada supera el 20 % de su valor fijado.
-) Precio de peaje por el sistema de transmisión según lo estipulado en la Tarifas en barra. El cargo por Peaje del Sistema principal de transmisión regulado por el OSINERGMIN según el Informe N° 102-2017-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo

Mayo 2017 a Abril 2018), el valor de este sera aquel establecido para la Barra de Chimbote 220 kV : 29.548 S/. /KW

) Para los Sistemas secundarios de transmisión se aplicaran los precios establecidos por el procedimiento establecido por la Resolución N° 026-2017 GART-OSINERGMIN .

Peaje Sistema Secundario de Transmisión Barra Chimbote 220 kV hacia Hidrandina = 0.005135 S/. /KWh

) Para el cálculo de los cargos por distribución se tomaron los precios vigentes para la Área de Concesión de Hidrandina vigentes según los Precios Regulados del Mes de Diciembre 2017, afectadas según el grado de calificación.

Precio de la Potencia Activa de Distribución HP = 13.25 S/. /KW

Precio de la Potencia Activa de Distribución HFP = 13.47 S/. /KW

c. **PLIEGO TARIFARIO:** El Cálculo se realiza para el mes de Enero del 2017

Se establecen así mismo Potencias Contratadas:

Potencia contratada HP = 200 KW

Potencia Contratada HFP = 200 KW

) El cálculo de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta , se determina según la ecuación N° 1:

Precio Unitario EAHFP_{ML} = 0.0992 S/ KWh

EAHFP = 65,379 KWh

$$FEAHFP = S/ 6,486.00$$

) El cálculo de la Energía Activa en Horas Punta , se determina según la ecuación N° 2:

Precio Unitario EAHP_{ML} = 0.0992 S/ kWh

EAHP = 13,420 KWh

$$FEAHP = S/ 1,331.00$$

) La facturación por penalidad de Energia Reactiva es similar a las condiciones del mercado regulado S/ 373.00

) El Cálculo de la Potencia Activa en Barra , se determina teniendo en cuenta que los excesos de Potencia no superan el valor de la Potencia contratada de 200 KW , por lo cual se selecciona la Maxima demanda del mes y se multiplica por el precio unitario de la potencia en barra.

Maxima Demanda = 222 KW.

Precio unitario PB_{ML} = 20.00 S/. /KW

Aplicando la ecuación N° 5 se tiene el siguiente resultado:

$$FPBC = S/ 4,440.00$$

) El Peaje del Sistema Principal de Transmisión se determina con la siguiente ecuación N° 12:

Donde el Peaje del Sistema Principal de Transmisión = 29.548 S/. / KW

Además la máxima demanda del mes es de 222 KW

$$FPSPT = S/ 6,559.70$$

) El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte de la distribución se determina en función a la ecuación N° 12 :

Peaje Sistema Secundario de Transmisión es 0.0051 S/. /KWh

La Energía Activa Total del mes es de 78,799 KWh

$$FCUSST = S/ 401.87$$

) Para el cálculo del Cargo por Distribución se tiene en cuenta que el grado de calificación es de 0.504 el mes de Enero-2017.

Maxima Demanda = 222 KW

Precio Potencia de Distribución HP = 13.25 S// KW

$$FVADHP = S/ 2941.50$$

) La Facturación mensual para Enero-2017 es igual a (aplicando IGV):

$$F_m E_{2017} = S/ 26,588.66$$

$$R_{Fc} m E_{2017} = S/ 8,258.07$$

Se presenta el Cuadro Resumen de la Facturación Diciembre 2016 a Noviembre 2017 , teniendo en cuenta que la compra de energía y potencia la realiza vía contrato libre a la Empresa Distribuidora HIDRANDINA S.A, con un ahorro anual de S/ 35,218.71.

Cuadro N° 10 Facturación vía mercado libre-HIDRANDINA

MES	EAHFP S/	EAHP S/	Erf S/	PB S/	PEAJE SPT S/	PEAJE SST S/	VAD S/	TOTAL+IGV S/	FACTOR DE CALIFICACION
DICIEMBRE(2016)	5977	1353	378	4400.00	6500.6	376.86	2915.00	25842.45	0.517
ENERO(2017)	6486	1331	373	4440.00	6559.7	401.87	2941.50	26588.66	0.504
FEBRERO(2017)	6252	1216	315	4280.00	6323.3	383.95	2882.58	25550.45	0.477
MARZO(2017)	5739	1323	427	4060.00	5998.2	363.05	2689.75	24307.20	0.547
ABRIL(2017)	6036	884	356	4200.00	6205.1	355.76	2828.70	24621.57	0.354
MAYO(2017)	5186	1289	427	4100.00	6057.3	332.86	2716.25	23726.80	0.528
JUNIO(2017)	5353	1234	377	4200.00	6205.1	338.68	2828.70	24234.07	0.494
JULIO(2017)	5784	1125	290	3980.00	5880.1	355.24	2680.53	23713.23	0.475
AGOSTO(2017)	5796	1037	372	4100.00	6057.3	351.27	2761.35	24159.85	0.425
SETIEMBRE(2017)	5832	1012	394	4420.00	6530.1	351.83	2976.87	25389.06	0.385
OCTUBRE(2017)	5146	1131	470	4200.00	6205.1	322.68	2828.70	23957.60	0.452
NOVIEMBRE(2017)	5971	1071	370	4000.00	5909.6	362.06	2694.00	24045.66	0.450
TOTAL								296136.60	

Fuente: Elaboración propia

B. ALTERNATIVA 2: SUMINISTRO DE ENERGIA A TRAVES DE EMPRESA DE GENERACION ORAZUL ENERGY:**a. CONSIDERACIONES CONTRACTUALES:**

-)] Punto de suministro: Zona de Distribución Chimbote.
-)] Punto de comercialización: Barra de Chimbote 500 KV.
-)] Consideraciones contractuales: Según CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE ORAZUL ENERGY Y LA EMPRESA MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A. Del 15.06.2017. Contrato / ORA_MIN_2017615_2_1618
-)] Potencia contratada 200 KW
-)] Penalidad por el exceso de Potencia contratada en HP : a partir de 200 KW.

b. CRITERIOS TECNICOS:

-)] Energía Activa en Horas Fuera de Punta : 24.26 U\$/MWh (0.0776 S/ /KWh)
-)] Energía Activa en Horas Punta : 25.71 U\$/MWh (0.0822 S/ /KWh)
-)] Energía Reactiva Inductiva : Precio similar al del mercado regulado 0.0481 S/KVARh
-)] Precio de Potencia en barra: 6.30 U\$/KW-mes o 20.16 S/ KW-mes.
-)] Precio por exceso de potencia contratada en HP : 10 % sobre el precio de Potencia en barra cuando la Potencia contratada supera el valor contractual. 22.176 S/ / KW-mes.
-)] Precio de peaje por el sistema de transmisión según lo estipulado en la Tarifas en barra. El cargo por Peaje del Sistema principal de transmisión regulado por el OSINERGMIN según el Informe N° 102-2017-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2017 a Abril 2018), el valor de este sera aquel establecido para la Barra de Chimbote 220 kV : 29.548 S/./KW

) Para los Sistemas secundarios de transmisión se aplicaran los precios establecidos por el procedimiento establecido por la Resolución N° 026-2017 GART-OSINERGMIN .

Peaje Sistema Secundario de Transmisión Barra Chimbote 220 kV hacia Hidrandina = 0.005135 S/. /KWh

) Para el cálculo de los cargos por distribución se tomaron los precios vigentes para la Área de Concesión de Hidrandina vigentes según los Precios Regulados del Mes de Diciembre 2017, afectadas según el grado de calificación.

Precio de la Potencia Activa de Distribución HP = 13.25 S/. /KW

Precio de la Potencia Activa de Distribución HFP = 13.47 S/. /KW

c. **PLIEGO TARIFARIO:** El Cálculo se realiza para el mes de Enero del 2017

Se establecen así mismo Potencias Contratadas:

Potencia contratada HP = 200 KW

Potencia Contratada HFP = 200 KW

) El cálculo de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta , se determina según la ecuación N° 1:

Precio Unitario EAHFP_{ML} = 0.0776 S/ KWh

EAHFP = 65,379 KWh

$$FEAHFP = S/ 5,073.00$$

) El cálculo de la Energía Activa en Horas Punta , se determina según la ecuación N° 2:

Precio Unitario EAHP_{ML} = 0.0822 S/ KWh

EAHP = 13,420 KWh

$$FEAHP = S/ 1,103.00$$

) La facturación por penalidad de Energía Reactiva es similar a las condiciones del mercado regulado S/ 373.00

) El Cálculo de la Potencia Activa en Barra , en función a la potencia contratada de 200 KW.

Potencia contratada = 200 KW.

Precio unitario PB_{ML} = 20.16 S/. /KW

Aplicando la ecuación N° 5 se tiene el siguiente resultado:

$$FPBC = S/ 4,032.00$$

) El Cálculo del exceso de Potencia contratada, se aplica en el caso de que la diferencia entre la Maxima demanda y la potencia contratada es positiva.

Maxima Demanda = 222 KW

Potencia contratada = 200 KW.

Exceso de Potencia Contratada = 22 KW

Precio unitario $PB_{ML} = 22.176$ S/. /KW

Aplicando la ecuación N° 6 se tiene el siguiente resultado:

$$FPBC = S/ 487.90$$

) El Peaje del Sistema Principal de Transmisión se determina con la siguiente ecuación N° 12:

Donde el Peaje del Sistema Principal de Transmisión = 29.548 S/. / KW

Además la máxima demanda del mes es de 222 KW

$$FPSPT = S/ 6,559.7$$

) El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte de la distribución se determina en función a la ecuación N° 12 :

Peaje Sistema Secundario de Transmisión es 0.0051 S/. /KWh

La Energía Activa Total del mes es de 78,799 KWh

$$FCUSST = S/ 401.87$$

) Para el cálculo del Cargo por Distribución se tiene en cuenta que el grado de calificación es de 0.504 el mes de Enero-2017.

Maxima Demanda = 222 KW

Precio Potencia de Distribución HP = 13.25 S/ / KW

$$FVADHP = S/ 2941.50$$

) La Facturación mensual para Enero-2017 es igual a (aplicando IGV):

$$F_m E_{2017} = S/ 24,747.32$$

$$R F_m E_{2017} = S/ 10,099.40$$

Se presenta el Cuadro Resumen de la Facturación Diciembre 2016 a Noviembre 2017 , teniendo en cuenta que la compra de energía y potencia la realiza vía contrato

libre a la Empresa Generadora ORAZUL ENERGY S.A, con un ahorro anual de S/ 55,137.95

Cuadro N° 11 Facturación vía mercado libre-ORAZUL ENERGY S.A

MES	EAHFP S/	EAHP S/	Erf S/	PB S/	EPCHP S/	PEAJE SPT S/	PEAJE SST S/	VAD S/	TOTAL+IGV S/	FACTOR DE CALIFICACION
DICIEMBRE(2016)	4676	1121	378	4032.00	443.5	6500.6	376.9	2915.0	24122.19	0.517
ENERO(2017)	5073	1103	373	4032.00	487.9	6559.7	401.9	2941.5	24747.32	0.504
FEBRERO(2017)	4891	1008	315	4032.00	310.5	6323.3	383.9	2882.6	23771.88	0.477
MARZO(2017)	4490	1096	427	4032.00	66.5	5998.2	363.1	2689.8	22610.61	0.547
ABRIL(2017)	4722	732	356	4032.00	221.8	6205.1	355.8	2828.7	22955.39	0.354
MAYO(2017)	4057	1068	427	4032.00	110.9	6057.3	332.9	2716.3	22184.40	0.528
JUNIO(2017)	4188	1023	377	4032.00	221.8	6205.1	338.7	2828.7	22672.43	0.494
JULIO(2017)	4525	932	290	4032.00	0.0	5880.1	355.2	2680.5	22060.81	0.475
AGOSTO(2017)	4534	859	372	4032.00	110.9	6057.3	351.3	2761.4	22511.65	0.425
SEPTIEMBRE(2017)	4562	838	394	4032.00	465.7	6530.1	351.8	2976.9	23777.79	0.385
OCTUBRE(2017)	4025	937	470	4032.00	221.8	6205.1	322.7	2828.7	22470.29	0.452
NOVIEMBRE(2017)	4671	888	370	4032.00	0.0	5909.6	362.1	2694.0	22332.60	0.450
TOTAL									276217.36	

Fuente: Elaboración propia

C. ALTERNATIVA 3: SUMINISTRO DE ENERGIA A TRAVES DE EMPRESA DE GENERACION ENEL GENERACION PERU S.A.A:

a. CONSIDERACIONES CONTRACTUALES:

-) Punto de suministro: Zona de Distribución Chimbote.
-) Punto de comercialización: Barra de Santa Rosa en Lima 220 KV.
-) Consideraciones contractuales: Según CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE ENEL GENERACION PERU S.A.A Y LA EMPRESA FUNDICION FRROSA S.A.C . Del 05.01.2017. Contrato / ENE_FUN_201715_0_1466
-) Potencia contratada 200 KW
-) Penalidad por el exceso de Potencia contratada en HP : a partir de 220 KW.

b. CRITERIOS TECNICOS:

-) Energía Activa en Horas Fuera de Punta : 25.00 U\$/MWh (0.0800 S/ /KWh)
-) Energía Activa en Horas Punta : 25.00 U\$/MWh (0.0800 S/ /KWh)
-) Energía Reactiva Inductiva : Precio similar al del mercado regulado 0.0481 S/KVARh
-) Precio de Potencia en barra: 6.00 U\$/KW-mes o 19.20 S/ KW-mes.
-) Precio por exceso de potencia contratada en HP : 2 % sobre el precio de Potencia en barra cuando la Potencia contratada supera el valor contractual en 10 % . 19.58 S/ / KW-mes.

) Precio de peaje por el sistema de transmisión según lo estipulado en la Tarifas en barra. El cargo por Peaje del Sistema principal de transmisión regulado por el OSINERGMIN según el Informe N° 102-2017-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2017 a Abril 2018), el valor de este sera aquel establecido para la Barra de Santa Rosa 220 kV : 29.548 S/. /KW

) Para los Sistemas secundarios de transmisión por parte del generador y del distribuidor se aplicaran los precios establecidos por el procedimiento establecido por la Resolución N° 026-2017 GART-OSINERGMIN.

Peaje Sistema Secundario de Transmisión Barra Santa Rosa 220 kV hacia REP y desde REP en Barra Chimbote 220 KV a Barra de Distribución Chimbote 1 de HIDRANDINA = 0.001327 S/. /KWh * 2 = 0.002654 S/. /KWh-

) Para el cálculo de los cargos por distribución se tomaron los precios vigentes para la Área de Concesión de Hidrandina vigentes según los Precios Regulados del Mes de Diciembre 2017, afectadas según el grado de calificación.

Precio de la Potencia Activa de Distribución HP = 13.25 S/. /KW

Precio de la Potencia Activa de Distribución HFP = 13.47 S/. /KW

c. **PLIEGO TARIFARIO:** El Cálculo se realiza para el mes de Enero del 2017

Se establecen así mismo Potencias Contratadas:

Potencia contratada HP = 200 KW

Potencia Contratada HFP = 200 KW

) El cálculo de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta , se determina según la ecuación N° 1:

Precio Unitario EAHFP_{ML} = 0.0800 S/ KWh

EAHFP = 65,379 KWh

$$FEAHFP = S/ 5,230.00$$

) El cálculo de la Energía Activa en Horas Punta , se determina según la ecuación N° 2:

Precio Unitario EAHP_{ML} = 0.0800 S/ KWh

EAHP = 13,420 KWh

$$FEAHP = S/ 1,074.00$$

) La facturación por penalidad de Energía Reactiva es similar a las condiciones del mercado regulado S/ 373.00

) El Cálculo de la Potencia Activa en Barra , en función a la potencia contratada de 200 KW.

Potencia contratada = 200 KW.

Precio unitario $PB_{ML} = 19.20 \text{ S/. /KW}$

Aplicando la ecuación N° 5 se tiene el siguiente resultado:

$$FPBC = S/ 3,840.00$$

) El Cálculo del exceso de Potencia contratada , se aplica en el caso de que la diferencia entre la Maxima demanda y la potencia contratada es positiva, a partir de 210 KW.

Maxima Demanda = 222 KW

Potencia contratada = 200 KW.

Limite de Potencia antes de aplicar la penalidad = 210 KW

Exceso de Potencia sin penalidad = $210 - 200 = 10 \text{ KW}$

Precio unitario $PB_{ML} = 19.20 \text{ S/. /KW}$

Aplicando la ecuación N° 6 se tiene el siguiente resultado:

$$FExpBC = S/ 192.00$$

Exceso de Potencia Contratada con penalización = $222 - 210 = 12 \text{ KW}$

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

Aplicando la ecuación N° 6 se tiene el siguiente resultado:

$$FExpBC = S/ 234.96$$

Finalmente la facturación por el Exceso de Potencia a la Potencia contratada es:

$$FExpBC \text{ total} = 234.96 + 192.00 = S/ 427.00$$

) El Peaje del Sistema Principal de Transmisión se determina con la siguiente ecuación N° 12:

Donde el Peaje del Sistema Principal de Transmisión = 29.548 S/. / KW

Además la máxima demanda del mes es de 222 KW

$$FPSPT = S/ 6,559.70$$

J) El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte de la generación y distribución se determina en función a la ecuación N° 12 :

Peaje Sistema Secundario de Transmisión es 0.002654 S/. /KWh

La Energía Activa Total del mes es de 78,799 KWh

$$FCUSST = S/ 209.10$$

J) Para el cálculo del Cargo por Distribución se tiene en cuenta que el grado de calificación es de 0.504 el mes de Enero-2017.

Maxima Demanda = 222 KW

Precio Potencia de Distribución HP = 13.25 S/ / KW

$$FVADHP = S/ 2941.50$$

J) La Facturación mensual para Enero-2017 es igual a (aplicando IGV):

$$F_t \quad m \quad E \quad 2017 = S/ 24,371.76$$

$$R \quad F \quad m \quad E \quad 2017 = S/ 10,474.96$$

Se presenta el Cuadro Resumen de la Facturación Diciembre 2016 a Noviembre 2017 , teniendo en cuenta que la compra de energía y potencia la realiza vía contrato libre a la Empresa Generadora ENEL GENERACION PERU S.A.A , con un ahorro anual de S/ 59,073.60

Cuadro N° 12 Facturación vía mercado libre-ENEL GENERACION PERU S.A.A

MES	EAHFP S/	EAHP S/	Erf S/	PB S/	EPCHP S/	PEAJE SPT S/	PEAJE SST S/	VAD S/	TOTAL+IGV S/	FACTOR DE CALIFICACION
DICIEMBRE(2016)	4820	1091	378	3840.00	387.8	6500.6	196.1	2915.0	23751.83	0.517
ENERO(2017)	5230	1074	373	3840.00	427.0	6559.7	209.1	2941.5	24371.76	0.504
FEBRERO(2017)	5042	981	315	3840.00	270.3	6323.3	199.8	2882.6	23427.31	0.477
MARZO(2017)	4628	1067	427	3840.00	57.6	5998.2	188.9	2689.8	22297.29	0.547
ABRIL(2017)	4868	713	356	3840.00	192.0	6205.1	185.1	2828.7	22641.57	0.354
MAYO(2017)	4182	1039	427	3840.00	96.0	6057.3	173.2	2716.3	21866.22	0.528
JUNIO(2017)	4317	996	377	3840.00	192.0	6205.1	176.2	2828.7	22339.60	0.494
JULIO(2017)	4665	907	290	3840.00	0.0	5880.1	184.9	2680.5	21768.90	0.475
AGOSTO(2017)	4674	836	372	3840.00	96.0	6057.3	182.8	2761.4	22207.06	0.425
SETIEMBRE(2017)	4703	816	394	3840.00	407.4	6530.1	183.1	2976.9	23423.30	0.385
OCTUBRE(2017)	4150	912	470	3840.00	192.0	6205.1	167.9	2828.7	22143.30	0.452
NOVIEMBRE(2017)	4815	864	370	3840.00	0.0	5909.6	188.4	2694.0	22043.56	0.450
TOTAL									272281.70	

Fuente: Elaboración propia

D. ALTERNATIVA 4 : SUMINISTRO DE ENERGIA A TRAVES DE EMPRESA DE GENERACION KALLPA GENERACION :

a. **CONSIDERACIONES CONTRACTUALES:**

- J Punto de suministro: Zona de Distribución Chimbote.
- J Punto de comercialización: Barra de Chilca en Lima 220 KV.(Punto de entrega de la Central de ciclo combinado de Kallpa Generación S.A)
- J Consideraciones contractuales: Según CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE KALLPA GENERACION S.A Y LA EMPRESA CERAMICOS KLAMBAYEQUE S.A.C. Del 28.02.2017 . Contrato / KAL_CER_2017228_0_1532
- J Potencia contratada 200 KW
- J Penalidad por el exceso de Potencia contratada: a partir de 220 KW.

b. **CRITERIOS TECNICOS:**

- J Energía Activa en Horas Fuera de Punta : 28.00 U\$/MWh (0.0896 S/ /KWh)
- J Energía Activa en Horas Punta : 28.00 U\$/MWh (0.0896 S/ /KWh)
- J Energía Reactiva Inductiva : Precio similar al del mercado regulado 0.0481 S/KVARh
- J Precio de Potencia en barra: 6.10 U\$/KW-mes o 19.52 S/ KW-mes.
- J Precio por exceso de potencia contratada en HP : 15 % sobre el precio de Potencia en barra cuando la Potencia contratada supera el valor contractual en 10 % . 22.45 S/ / KW-mes.
- J Precio de peaje por el sistema de transmisión según lo estipulado en la Tarifas en barra. El cargo por Peaje del Sistema principal de transmisión regulado por el OSINERGMIN según el Informe N° 102-2017-GART-OSINERGMIN (Tarifas en barras vigente para el periodo Mayo 2017 a Abril 2018), el valor de este sera aquel establecido para la Barra de Chilca 220 kV : 29.548 S/. /KW
- J Para los Sistemas secundarios de transmisión por parte del generador y del distribuidor se aplicaran los precios establecidos por el procedimiento establecido por la Resolución N° 026-2017 GART-OSINERGMIN.
Peaje Sistema Secundario de Transmisión Barra Chilca 220 kV hacia REP y desde REP en Barra Chimbote 220 KV a Barra de Distribución Chimbote 1 de HIDRANDINA = 0.001327 S/. /KWh * 2 = 0.002654 S/. /KWh-
- J Para el cálculo de los cargos por distribución se tomaron los precios vigentes para la Área de Concesión de Hidrandina vigentes según los Precios Regulados del Mes de Diciembre 2017, afectadas según el grado de calificación.

Precio de la Potencia Activa de Distribución HP = 13.25 S/. /KW

Precio de la Potencia Activa de Distribución HFP = 13.47 S/. /KW

c. **PLIEGO TARIFARIO:** El Cálculo se realiza para el mes de Enero del 2017

Se establecen así mismo Potencias Contratadas:

Potencia contratada HP = 200 KW

Potencia Contratada HFP = 200 KW

) El cálculo de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta , se determina según la ecuación N° 1:

Precio Unitario EAHP_{ML} = 0.0896 S/ KWh

EAHP = 65,379 KWh

$$FEAHP = S/ 5,858.00$$

) El cálculo de la Energía Activa en Horas Punta , se determina según la ecuación N° 2:

Precio Unitario EAHP_{ML} = 0.0896 S/ KWh

EAHP = 13,420 KWh

$$FEAHP = S/ 1,202.00$$

) La facturación por penalidad de Energía Reactiva es similar a las condiciones del mercado regulado S/ 373.00

) El Cálculo de la Potencia Activa en Barra , en función a la potencia contratada de 200 KW.

Potencia contratada = 200 KW.

Precio unitario PB_{ML} = 19.52 S/. /KW

Aplicando la ecuación N° 5 se tiene el siguiente resultado:

$$FPBC = S/ 3,904.00$$

) El Cálculo del exceso de Potencia contratada, se aplica en el caso de que la diferencia entre la Maxima demanda y la potencia contratada es positiva, a partir de 210 KW.

Maxima Demanda = 222 KW

Potencia contratada = 200 KW.

Límite de Potencia antes de aplicar la penalidad = 210 KW

Exceso de Potencia sin penalidad = 210-200 = 10 KW

Precio unitario $PB_{ML} = 19.52 \text{ S/. /KW}$

Aplicando la ecuación N° 6 se tiene el siguiente resultado:

$$F_{ExpBC} = S/ 195.20$$

Exceso de Potencia Contratada con penalización = 222-210 = 12 KW

Precio unitario $ExPB_{ML} = 22.45 \text{ S/. /KW}$

Aplicando la ecuación N° 6 se tiene el siguiente resultado:

$$F_{ExpBC} = S/ 269.40$$

Finalmente la facturación por el Exceso de Potencia a la Potencia contratada es:

$$F_{ExpBC} \text{ total} = 269.40 + 195.20 = S/ 464.60$$

) El Peaje del Sistema Principal de Transmisión se determina con la siguiente ecuación N° 12:

Donde el Peaje del Sistema Principal de Transmisión = 29.548 S/. / KW

Además la máxima demanda del mes es de 222 KW

$$F_{PSPT} = S/ 6,559.70$$

) El Peaje del Sistema secundario de transmisión por parte de la generación y distribución se determina en función a la ecuación N° 12 :

Peaje Sistema Secundario de Transmisión es 0.002654 S/. /KWh

La Energía Activa Total del mes es de 78,799 KWh

$$F_{CUSST} = S/ 209.10$$

) Para el cálculo del Cargo por Distribución se tiene en cuenta que el grado de calificación es de 0.504 el mes de Enero-2017.

Maxima Demanda = 222 KW

Precio Potencia de Distribución HP = 13.25 S// KW

$$F_{VADHP} = S/ 2941.50$$

) La Facturación mensual para Enero-2017 es igual a (aplicando IGV):

$$\begin{array}{l} F \\ R \end{array} \quad \begin{array}{l} m \\ F \end{array} \quad \begin{array}{l} E \\ m \end{array} \quad \begin{array}{l} 2017 \\ E \end{array} = S/ 25,384.33$$
$$\begin{array}{l} R \\ F \end{array} \quad \begin{array}{l} F \\ m \end{array} \quad \begin{array}{l} E \\ m \end{array} \quad \begin{array}{l} 2017 \\ E \end{array} = S/ 9,462.39$$

Se presenta el Cuadro Resumen de la Facturación Diciembre 2016 a Noviembre 2017, teniendo en cuenta que la compra de energía y potencia la realiza vía contrato libre a la Empresa Generadora KALLPA GENERACION S.A, con un ahorro anual de S/ 48,468.28

Cuadro N° 13 Facturación vía mercado libre-KALLPA GENERACION S.A

MES	EAHFP S/	EAFP S/	Erf S/	PB S/	EPCHP S/	PEAJESPT S/	PEAJESST S/	VAD S/	TOTAL+HGV S/	FACTOR DE CALIFICACION
DICIEMBRE(2016)	5399	1222	378	3904.00	419.7	6500.6	196.1	2915.0	24702.07	0.517
ENERO(2017)	5858	1202	373	3904.00	464.6	6559.7	209.1	2941.5	25384.33	0.504
FEBRERO(2017)	5647	1099	315	3904.00	285.0	6323.3	199.8	2882.6	24372.97	0.477
MARZO(2017)	5184	1195	427	3904.00	58.6	5998.2	188.9	2689.8	23180.35	0.547
ABRIL(2017)	5452	798	356	3904.00	195.2	6205.1	185.1	2828.7	23511.07	0.354
MAYO(2017)	4684	1164	427	3904.00	97.6	6057.3	173.2	2716.3	22682.97	0.528
JUNIO(2017)	4835	1115	377	3904.00	195.2	6205.1	176.2	2828.7	23171.17	0.494
JULIO(2017)	5225	1016	290	3904.00	0.0	5880.1	184.9	2680.5	22633.46	0.475
AGOSTO(2017)	5235	936	372	3904.00	97.6	6057.3	182.8	2761.4	23064.70	0.425
SEPTIEMBRE(2017)	5267	914	394	3904.00	442.2	6530.1	183.1	2976.9	24321.33	0.385
OCTUBRE(2017)	4648	1021	470	3904.00	195.2	6205.1	167.9	2828.7	22939.32	0.452
NOVIEMBRE(2017)	5393	968	370	3904.00	0.0	5909.6	188.4	2694.0	22923.28	0.450
TOTAL									282887.02	

Fuente: Elaboración propia

4.4 BENCHMARKING ENTRE ALTERNATIVAS:

Con referencia a las muestras de estudios las plantas con capacidad de producción de 30 y 60 Ton/día de hielo en bloque no cumplen con los criterios para la compra de energía y potencia en el mercado libre de electricidad, se presenta la figura comparativa de costos de facturación entre las tres empresas tomadas como muestra.

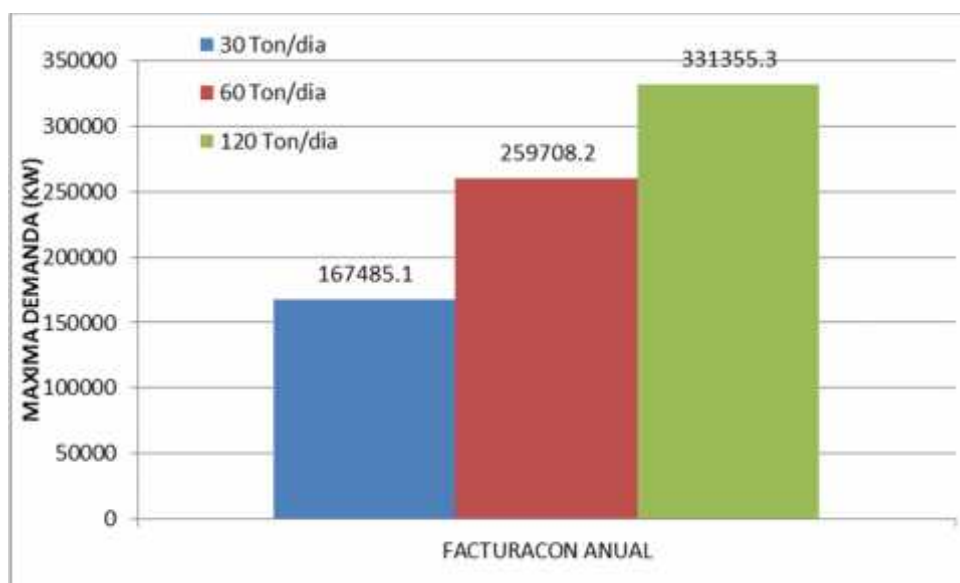


Figura N° 29 Variación de la facturación anual en función a la capacidad de producción de hielo en bloque

Fuente: Elaboración propia

- J) De la muestra tomada como base de estudios tan solo la planta de producción de hielo en bloques de 120 Ton/día, cumple con los criterios técnicos para la compra de energía y potencia a través del mercado libre de energía.
- J) La empresa tiene un factor de carga de 62.70 % en los periodos de alta producción y un factor de carga de 56.88 % , con una máxima demanda de 222 KW y una facturación anual de S/ 331,355.30 , mediante una tarifa MT-3 con calificación mensual.
- J) Se presentan los costos comparativos entre la facturación mensual para el mes de enero 2017 con las 04 alternativas propuestas. En el cual con la compra de la energía y potencia a la Empresa de Generación ENEL GENERACION PERU S.A.A ubicada en la ciudad de Lima , se consigue un ahorro mensual con respecto a los consumos de enero 2017 de S/ 10,474.94.

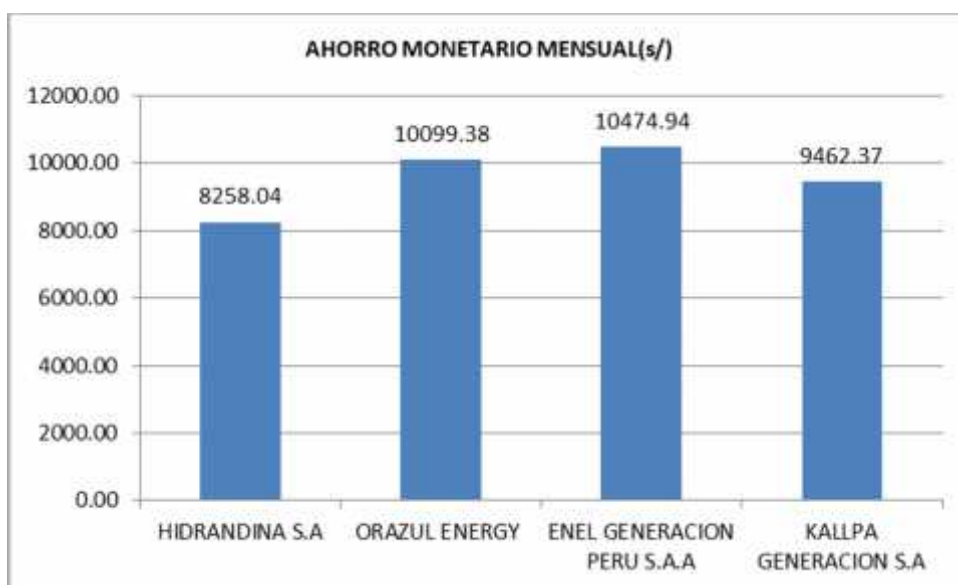


Figura N° 30 Ahorro mensual de la facturación via contratos del mercado libre de Enero-2017
Fuente: Elaboración propia

- J) Se presentan los costos comparativos entre la facturación anual para la planta de producción de hielo en bloque de 120 Ton/día con las 04 alternativas propuestas. En el cual con la compra de la energía y potencia a la Empresa de Generación ENEL GENERACION PERU S.A.A ubicada en la ciudad de Lima se consigue un ahorro anual de S/ 59,073.30 mensual con respecto a la facturación teniendo un contrato dentro del mercado regulado.

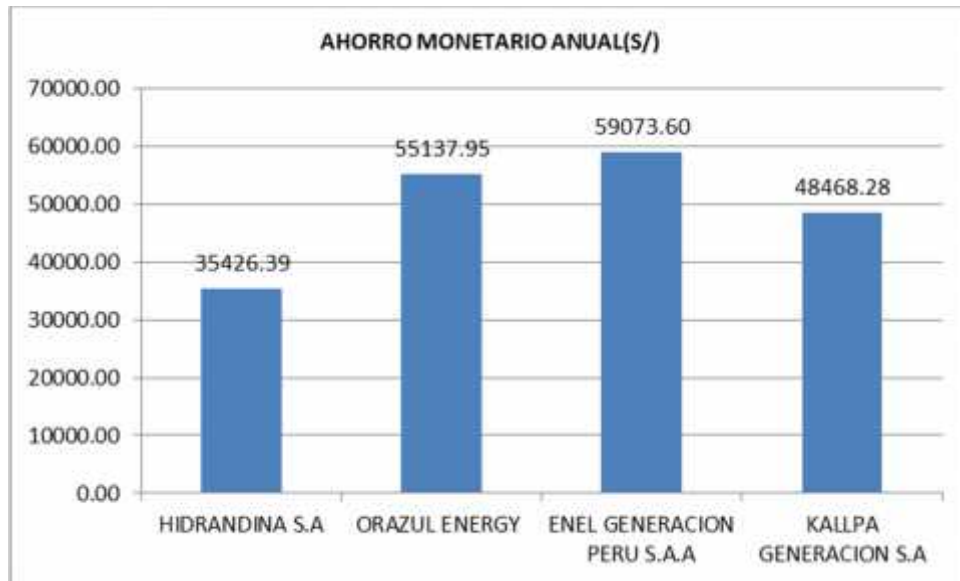


Figura N° 31 Ahorro anual de la facturación vía contratos del mercado libre
Fuente: Elaboración propia

) Se presentan los costos comparativos entre los porcentajes de ahorro en la facturación anual para la planta de producción de hielo en bloque de 120 Ton/día con las 04 alternativas propuestas. En el cual con la compra de la energía y potencia a la Empresa de Generación ENEL GENERACION PERU S.A.A ubicada en la ciudad de Lima se consigue un porcentaje de ahorro anual de 17.83 % , así como también con la compra de energía y potencia a la Empresa Distribuidora de la zona pero vía mercado libre se consigue ahorros anuales de 10.69 % , de esta manera se supera el valor de la hipótesis propuesta de 5 %.

Así mismo se consigue un ahorro mensual a la facturación del mes de enero de 30.06 %.

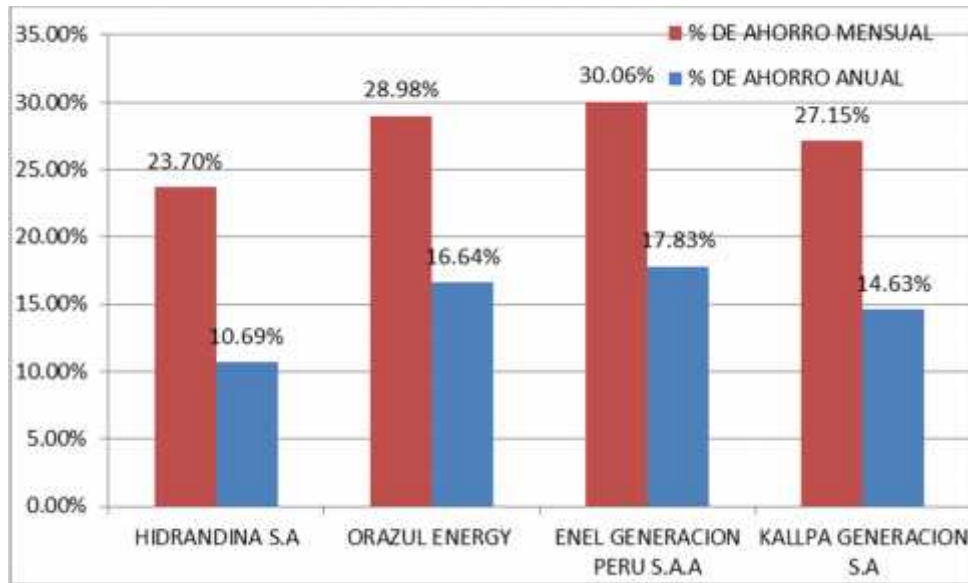


Figura N° 32 Porcentaje de ahorro en la facturación vía contratos del mercado libre
Fuente: Elaboración propia

4.5 CONDICIONES CONTRACTUALES:

No existen barreras para la aplicación del D.S N° 022-2009 EM Reglamento del Merco Libre de Electricidad del Perú , tan solo la asimetría de la información , la hace aun inviable en algunos sectores , limitado tan solo por la potencia (200 KW). Este derecho a la información se respalda con el Artículo 58 del Código del Consumidor en donde: 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.

Teniendo presente los modelos de Mercado Libre existentes se plantea la siguiente estructura contractual:

- J Información general: Detallándose loas razones sociales, apoderados, RUC, direcciones y poderes inscritos de la parte suministrante y el suministrado.
- J CLAUSULA 1 : Antecedentes Se debe detallar por ejemplo:
 “GENERADORA “ es una sociedad constituida de acuerdo a las leyes peruanas, que declara satisfacer todas las condiciones legales, técnicas y económicas necesarias para prestar los servicios objeto del presente Contrato.

“EL CLIENTE “ es una sociedad constituida de acuerdo a las leyes peruanas, dedicada al desarrollo de actividades de fabricación de productos metálicos, entre otros.

J) CLAUSULA 2 : Marco Legal. Se detalla la normatividad vigente y la que se debe tener en cuenta para la aplicación del contrato, tal como:

Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832), la NTCSE, la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE) y el Reglamento de Usuarios Libres, entre otros según el caso.

J) CLAUSULA 3: Objeto y modalidad de la contratación por ejemplo : “ EL CLIENTE se obliga a comprar dicha Potencia y Energía Asociada a LA GENERADORA y efectuar los pagos respectivos conforme a lo previsto en este Contrato.”

J) CLAUSULA 4: Definiciones.

J) CLAUSULA 5: Interpretaciones y Anexos.

J) CLAUSULA 6 : Plazo.

J) CLAUSULA 7: Transferencia de propiedad y riesgo.

J) CLAUSULA 8: Transferencia de propiedad y riesgo.

J) CLAUSULA 9: Potencias Contratadas.

J) CLAUSULA 10 : Referente a las mediciones.

J) CLAUSULA 11 : Precios y peajes.

J) CLAUSULA 12 : Facturación y pago.

J) CLAUSULA 13 : Casos fortuitos o fuerza mayor.

J) CLAUSULA 14 : Solución de controversias.

J) CLAUSULA 15 :Incumplimiento y resolución del contrato.

J) CLAUSULA 16 : Modificaciones del Contrato.

4.6 DISCUSION DE RESULTADOS:

J) Con referencia la tesis de Aliaga Bautista , en el cual la autora manifiesta que mmás del 80% de las pequeñas y microempresas en el Perú, tienen conocimientos vagos o nulos de la actual política tarifaria, los cuales gastan montos excesivos y generalmente no justificados en pagos de energía eléctrica, donde los únicos beneficiados son las empresas de distribución eléctricas y en indica que las expectativas de ahorro de energía permite ahorros de hasta el 20 %, a partir de

nuestro informe de tesis , se demuestra que se consiguen ahorros entre 17.83% a 10.69 %. Del mismo modo actual ha habido un incremento considerable de contratos de mercado libre desde 250 a 1,656 suministros o contratos existentes, con lo cual la asimetría de la información se ha reducido.

- J Con respecto a lo detallado por Calderón Villanueva y Medina Quezada , los cuales afirmaban que las plantas de hielo en bloque tienen dos estaciones anuales de operación anual, podemos decir que el incremento de la temperatura ambiental ha provocado que desaparezca la estacionalidad , incrementándose el numero de meses con altas temperaturas , para nuestro caso no ha sido necesario recomendar un contrato estacional , debido a que la producción de hielo en bloque es casi constante durante el año.
- J Con referencia a la tesis de Gener de Manzanos que manifiesta que en España, muchos usuarios con potencias contratadas de hasta 15 KW se han beneficiado con las tarifas de electricidad del mercado libre, y es positivo que tanto como suministrador como usuario lleguen a un acuerdo el tipo bilateral para seleccionar el mecanismo contractual de suministro de energía que no afecte a suministrador, ni usuario. Para nuestro caso la aplicación del Reglamento del Mercado Libre de electricidad ha permitido el crecimiento de los usuarios pertenecientes al mercado libre desde 250 a 1,656 suministros.
- J Así mismo Madrid Amaya en su tesis manifiesta que el mercado eléctrico peruano es un sector de gran dinamismo, principalmente en el mercado libre de electricidad y es un lugar de oportunidades donde se tranzan los precios y venta de energía y potencia por mutuo acuerdo entre las empresas distribuidoras o generadoras de energía con los usuarios finales, la cual está limitado por la máxima demanda eléctrica que debe ser mayor o igual a 2.5 MW. Así mismo se determinó un ahorro porcentual de 11.83 %, mientras que en nuestro informe se ha superado este valor , obteniéndose un ahorro de 17.83 %, con una máxima demanda de 222 KW.
- J Así mismo Miranda Seminario y Álvarez Jara plantearon 04 alternativas de suministro de energía y potencia vía Mercado Libre de electricidad , en lo cual mediante simulaciones de compra y venta de energía y potencia con 01 Empresa

Distribuidora y 03 empresas de Generación, estimándose los costos de facturación con la información estadística de los años 2013 y 2014 , siendo en los 4 casos favorable la opción de compra mediante un comercializador de energía, el cual a su vez se suministra de energía y potencia mediante la compra al Mercado libre de electricidad a la Empresa EDEGEL desde la Barra de Chimbote 220 KV . Esto permite ahorros promedios netos de S/ 265,183.54 anuales lo que representa una reducción de la facturación del orden del 5.48%,; en nuestro caso también se han tomado 4 alternativas , en donde la Empresa ENEL GENERACION PERU S.A.A (Ex EDEGEL) permite ahorros más sustantivos en el orden de 17.83 % a 10.69 %

**CONCLUSIONES
Y
RECOMENDACIONES**

CONCLUSIONES

- J Las plantas de producción de hielo en bloques caracterizan por operar con el ciclo de reiteración por compresión de vapor en donde el compresores el principal máquina que consume energía eléctrica, el 80 % de la demanda eléctrica es consumida por el compresor. Par nuestro caso la planta de producción de hielo de 120 Ton/día de producción y hielo en bloque cumple con los requisitos para pertenecer calificar como cliente libre al tener una máxima de manda de 22 KW.
- J La planta de producción de hielo en bloque de 120 Ton/día de producción tiene un factor de carga de 62.70 % en periodos de alta producción y un factor de carga de 56.88 en los periodos de baja producción, con una facturación anual de S/ 331,355.30 con una Tarifa MT3 calificación mensual y un grado de calificación promedio de 0.467.
- J Se tienen como alternativas de comercializan de energía y potencia para suministrarse a la planta de 120 Ton/día de producción de hielo en bloque, esto a través de una empresa distribuidora de energía (Hidrandina S.A) y tres alternativas de suministro a través de empresas de generación de energía electrica (ORAZUL ENERGY S.A , ENEL GENERACION PERU S.A.A y KALLPA GENERACION S.A) ubicadas geográficamente en Ancash , Lima y Chilca, con una Potencia contratada de 200 KW.
- J La compra de energía y potencia como cliente libre a la Empresa de generación de energía electrica ENEL GENERACION PERU S.A.A , le permite una facturación anual de S/ 271,281.70 , con un ahorro en la facturación de S/ 59,073.70 con respecto a la venta de energía en el mercado regulado. Las condiciones de comercialización principal son un precio de energía de 0.08 S/ / KWh tanto en la Horas punta como en las horas fuera de punta, un precio de potencia activa en generación de 19.2 S/ / KW-mes y con una penalidad del 2% sobre el precio unitario de la potencia a partir de un exceso de potencia superior en 10% al valor de la potencia contratada.
- J Las alternativas de propuesta de venta de energía como cliente libre a la planta de producción de hielo en bloque de 120 Ton/dia permiten ahorros significativos entre 17.83% (Empresa ENEL GENERACION PERU) S.A.A) a 10.69 % (Empresa Distribuidora HIDRANDINA S.A) , superándose el valor propuesto en la hipótesis del presente estudio que es de 5%.

J Se ha planteado un esquema de propuesta contractual conteniendo un total de 16 cláusulas para la venta de producción de hielo en bloque de 120 Ton/día consolidando los 04 modelos de contrato tomadas en cuenta como alternativas para el suministro de energía eléctrica vía mercado libre.

RECOMENDACIONES

- J Es necesario realizar un estudio para poder determinar qué sectores comerciales más pueden acceder al mercado libre, teniendo en cuenta los resultados favorables en este informe para las plantas de hielo en bloque de 120 Ton/día de producción. Para nuestro caso la estacionalidad de la producción no fue una restricción para demostrar que es mucho más económico para una empresa ser cliente libre que cliente regulado.

- J La posibilidad de la inserción de un comercializador de energía o un asesor de energía en contratos de cliente libre permitiría una mayor difusión de los beneficios de pertenecer al mercado libre de electricidad, teniendo en cuenta que existen normas que permiten su desarrollo.

- J 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.

- J 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 se temas pendientes de estudio.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TESIS

ALIAGA BAUTISTA, Ruby. Optimización de costos en la facturación eléctrica aplicados a la pequeña y micro empresa basados en una correcta aplicación del marco regulatorio y la ley de concesiones eléctricas y su reglamento. DL 25844 – DS 093-2003. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. 2,008. 82 p.

CALDERON VILLANUEVA, José y MEDINA QUEZADA, Edwin. “Metodología de estudio del diagrama de carga para el mejoramiento del factor de potencia de la planta frigorífica de la corporación HAYDUK”. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2,015. 140 p.

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.

MADRID AMAYA, German. S.A.” Determinación de los criterios técnicos y económicos para el ingreso al mercado libre de electricidad en el Perú - caso empresa HAYDUK S.A”. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2,010. 125 p.

MIRANDA SEMINARIO, Lenin y ALVAREZ JARA, Armando. “Influencia del comercializador de energía en la reducción de la tarifas eléctricas”. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2015. 150 p.

PALACIOS HUERTA, Danny. "Expectativas de desarrollo y propuestas complementarias del Mercado de usuarios libres de electricidad según la ley N° 28832". Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista de la Universidad nacional Mayor de San marcos. Perú. 2,007. 215 p.

TEXTOS

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.

GUEVARA, Robert. Módulo de Plantas Generadoras de Potencia. Universidad Nacional del Santa. 2016.83 p.

LINKOGRAFIA

ENDESA. Tarifas Eléctricas. ENDESA. España .2,016. ●Consulta: 15 de agosto del 2,017'. Disponible en:

http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/xx.-la-tarifa-electrica

MHEDUCACION. Tarifación Eléctrica . MHEDUCACION. España .2,017. ●Consulta: 22 de agosto del 2,017'. Disponible en:

<http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448147197.pdf>

INDECOPI. Ley N° 29751 Código de Protección y defensa del consumidor. Normas legales del Perú. •Consulta: 20 de agosto del 2017'. Disponible en:
http://www.indecopi.gob.pe/repositorioaps/0/8/jer/legislacion_lineamientos/CodigoDProteccionyDefensaDelConsumidor.pdf

OSINERGMIN. “Reglamento del Cliente Libre del Perú”. Gobierno del Perú. .
•Consulta: 11 de agosto del 2017'. Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-022-2009-EM.pdf>

OSINERGMIN. Resumen del Mercado Libre-2016. Gobierno del Perú. •Consulta: 09 de agosto del 2017'. Disponible en:
<http://svrgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>

ANEXOS

ANEXO N°1: Decreto Supremo N° 022-2009-EM Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

ANEXO N° 2 : Copia contractual CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE HIDRÁNDINA S.A.Y LA EMPRESA DANPER TRUJILLO SAC. Del 27.07.2017. Contrato /HID_DAN_2017727_0_1701.

ANEXO N° 3 : Copia contractual CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE ORAZUL ENERGY Y LA EMPRESA MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A. Del 15.06.2017. Contrato / ORA_MIN_2017615_2_1618

ANEXO N° 4 : Copia contractual CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE ENEL GENERACION PERU S.A.A Y LA EMPRESA FUNDICION FRROSA S.A.C . Del 05.01.2017. Contrato / ENE_FUN_201715_0_1466

ANEXO N° 5 : Copia contractual CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE KALLPA GENERACION S.A Y LA EMPRESA CERAMICOS KLAMBAYEQUE S.A.C. Del 28.02.2017. Contrato / KAL_CER_2017228_0_1532

ANEXO N° 6 : la Resolución N° 026-2017 GART-OSINERGMIN. Peaje Sistema Secundario de Transmisión

ANEXO N° 1

**Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad DECRETO SUPREMO N° 022-
2009-EM Publicado el 16 de Abril de 2009**

CONCORDANCIAS:

1. [Decreto Ley N° 25844](#), publicado el 19/11/92. ([LCE](#))
2. [Decreto Supremo N° 009-1993-EM](#), publicado el 25/02/1993. ([RLCE](#))
3. [Ley N° 28832](#), publicada el 05/07/2006.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 8 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un régimen de precios regulados para aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, a los mismos que, de acuerdo con el artículo 2 del Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, se les estableció un tope de 1000 kW como límite de potencia para ser considerados como Usuarios Regulados, por encima del cual quedaron ubicados los Usuarios Libres, quedando sujeto el cambio de condición del Usuario únicamente a la variación del señalado límite de potencia;

Que, la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, otorga a los Usuarios la facultad de cambiar su condición de Usuario Libre o de Usuario Regulado, siempre que su demanda máxima anual se encuentre comprendida dentro de un rango que se establezca en el Reglamento;

Que, los estudios efectuados por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, permiten concluir que el rango dentro del cual los Usuarios puedan optar entre la condición de Usuario Regulado o la condición de Usuarios Libre, debe tener como límite inferior una potencia de 200 kW y como límite superior una potencia de 2 500 kW, dado que los Usuarios con potencia superior de 2500 kW pueden ser atendidos en condiciones de competencia bajo un régimen de libertad de precios, y aquellos comprendidos dentro del indicado rango constituyen un número suficientemente representativo de las actividades económicas y productivas del país, cuya migración de una condición a otra, ya sea en forma individual o asociativa, contribuirá a crear mejores condiciones de competencia en el mercado eléctrico beneficiando así al Sistema en su conjunto, por lo cual resulta necesario modificar el artículo 2 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas para adecuarlo a la Ley N° 28832;

Que, la Segunda Disposición Complementaria Final de la mencionada Ley N° 28832, establece una nueva referencia para la comparación a ser efectuada en la determinación del Precio en Barra, al indicar que dicho Precio que fija OSINERGMIN no podrá diferir en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios resultantes de las Licitaciones de suministro de electricidad vigentes al 31 de marzo de cada año; sin embargo, de acuerdo con la Tercera Disposición

Complementaria Transitoria de la misma Ley, mientras la energía adquirida mediante Licitaciones sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de precios se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones de suministro de electricidad y los precios de los contratos con los Usuarios Libres;

Que, en consecuencia, resulta pertinente modificar el artículo 129 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas referido a la comparación de la tarifa en barra con los precios de los Usuarios Libres, a fin de adecuarlo a los cambios señalados en el considerando que antecede;

Que, el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, establece los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos a libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados en la comparación con la tarifa en barra conforme a lo establecido en el artículo 53 de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, el segundo párrafo de la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832, le atribuye a OSINERGMIN la facultad de definir el procedimiento para la comparación a efectos de determinar el Precio en Barra, por lo que resulta pertinente dejar sin efecto dicho Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios y recoger lo referido a los criterios mínimos a considerar en los contratos de suministro de Usuarios Libres en un nuevo Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad;

De conformidad con las atribuciones previstas en el numeral 8) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Aprobación

Aprobar el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, que consta de tres (03) Títulos, nueve (09) Artículos, dos (02) Disposiciones Complementarias y una (01) Disposición Transitoria, el mismo que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Modificación de los artículos 2 y 129 del Reglamento de la Ley de Concesiones

Modifíquense los artículos 2 y 129 del Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, de acuerdo a lo siguiente:

“Artículo 2. - El límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

En los Sistemas Aislados, todos los suministros están sujetos a regulación de precios.”

“Artículo 129.- En el Procedimiento para la comparación del Precio en Barra con la nueva referencia conforme a lo establecido en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, OSINERGMIN precisará el procedimiento a aplicarse en los casos en que la energía adquirida para los Usuarios Regulados a través de Licitaciones de Electricidad sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda total de energía de los Usuarios Regulados, en concordancia con lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma ley.”

Artículo 3.- Derogatoria

Deróguese el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado en el artículo 1 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM.

Artículo 4.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas, y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los quince días del mes de abril del año dos mil nueve.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA
Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Definiciones

Para los efectos del presente Reglamento, entiéndase por:

Barra de Referencia de Generación (BRG): Es la Subestación más próxima al Punto de Suministro, de la relación de Subestaciones Base cuyos Precios en Barra son publicados por OSINERGMIN que, en conjunto con los sistemas de transmisión disponible, permite un menor precio mensual al Usuario.

Compra en Bloque: Es la compra de energía y potencia que efectúa un Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

Ley: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Ministerio: Ministerio de Energía y Minas.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

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

Punto de Suministro: Es el punto de conexión eléctrica donde inician las instalaciones del Usuario Libre. En dicho punto es transferida, del Suministrador al Usuario Libre, la electricidad objeto del contrato de suministro.

Reglamento: Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Suministrador: Generador o Distribuidor en general. Se precisa que un Suministrador puede atender a Usuarios Libres conectados en cualquier parte del SEIN.

Usuarios: Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

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

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

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los precedentemente indicados, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, RLCE u otras normas aplicables.

Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponden, se debe entender referida al presente Reglamento. Los plazos establecidos en días, se refieren a días hábiles, salvo que se indique explícitamente lo contrario. Se entiende por hábiles, todos los días del año excepto sábados, domingos, feriados y aquellos otros declarados como no laborables a nivel nacional por el Poder Ejecutivo para el sector público.

Artículo 2.- Objeto y Alcance

El Reglamento tiene por objeto establecer los requisitos mínimos a considerar para que un Usuario conectado al SEIN pueda acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, así como los aspectos generales a considerar en los contratos de suministro de los Usuarios Libres.

TÍTULO II

CONDICIÓN DE USUARIO

Artículo 3.- Rango de Máxima Demanda

3.1 En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los Usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado.

3.2 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, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento.

3.3 Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres.

Artículo 4.- Requisitos y condiciones

El cambio de condición solo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario manifestada por escrito. El cambio de condición se hará efectivo en la fecha señalada por el Usuario una vez cumplidos los siguientes requisitos:

4.1 El Usuario comunicará por escrito a su Suministrador actual, con copia a su Suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.

4.2 El cambio de condición no se hará efectivo mientras el Usuario tenga deudas vencidas con su actual Suministrador.

4.3 El Usuario deberá contar con los equipos de medición adecuados para que el cambio de condición se produzca efectivamente.

4.4 El Usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (03) años.

TÍTULO III

COMPRA DE ELECTRICIDAD Y CONTRATACIÓN

Artículo 5.- Compra de Electricidad en el Mercado Libre

El Usuario Libre puede comprar electricidad a uno o más Suministradores a la vez.

La Compra en Bloque se sujeta a las normas del presente Reglamento.

Las compras de energía y potencia que los Usuarios Libres efectúen en el Mercado de Corto Plazo, se rigen por el correspondiente reglamento.

Los Usuarios Libres pueden tener uno o más Puntos de Suministro.

Artículo 6.- Aspectos Generales de Contratación

Los contratos de suministro deberán considerar que la responsabilidad del Suministrador ante el Usuario Libre abarca hasta los Puntos de Suministro. Todo contrato será remitido por el Suministrador al OSINERGMIN dentro de un plazo no mayor de quince (15) días de haber sido suscrito. Dichos contratos de suministro son de dominio público y deberán considerar, como mínimo, los siguientes aspectos:

a) 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.

b) 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.

c) 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.

d) Descripción de las fórmulas y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte del Usuario Libre.

e) Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio, las mismas que no podrán ser inferiores a las establecidas en la NTCSE, salvo que el Usuario Libre plantee de manera expresa lo contrario a cambio de alguna otra condición especial que le favorezca. La cadena de pagos será establecida por acuerdo de partes en el contrato.

Artículo 7.- Red de Transmisión y/o Distribución

Las tarifas y compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución, son reguladas por el OSINERGMIN de acuerdo a lo señalado en la LCE y normas reglamentarias, y no están sujetos a la libre negociación de las partes.

Los titulares de las instalaciones de transmisión y distribución no están facultados a facturar directamente al Usuario Libre por el uso de sus instalaciones. Los correspondientes cargos serán facturados al Suministrador, con excepción en los casos que existan contratos previos o de los contratos previstos en el literal c) del numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley 28832.

Artículo 8.- Corte y Reconexión

El Suministrador deberá convenir con el Transmisor y/o el Distribuidor por cuyas redes se abastece físicamente al Usuario Libre, las condiciones y procedimientos de corte y reconexión del suministro. Las responsabilidades derivadas de tales hechos corresponden exclusivamente al Suministrador.

Artículo 9.- Facturación

La factura emitida por el Suministrador deberá contener de manera desagregada cada uno de los rubros. Asimismo, deberá acompañar el detalle necesario que permita identificar, separadamente, el cargo y compensación por los servicios de transporte y/o distribución.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- Para las relaciones comerciales en el mercado libre de electricidad, es de aplicación el Decreto Legislativo N° 1034, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas, o el que lo sustituya.

Segunda.- Todos los Usuarios mantienen la condición que tenían en la fecha de publicación del presente Reglamento, en tanto no ejerzan su derecho de solicitar el cambio de condición.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Única.- La renovación de contratos vigentes, deberá adecuarse a lo establecido en el presente Reglamento.

ANEXO N° 2

CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE HIDRANDINA S.A. Y DANPER TRUJILLO S.A.C

Conste por el presente documento privado el **Contrato de Suministro de Electricidad** que celebran, de una parte EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRONORTE MEDIO SOCIEDAD ANONIMA – HIDRANDINA S.A.,, en adelante, el **“Suministrador”**, con R.U.C. No. 20132023540, con domicilio en Av. Camino Real N° 348 Torre El Pilar, Oficina 1302, distrito San Isidro, provincia y departamento de Lima Perú, debidamente representada por su Gerente General, señor Alberto Matías Pérez Morón, identificado con DNI N° 07941273; y, por su Gerente Corporativo Comercial señor Javier Alexander Muro Rosado, identificado con DNI N° 16739162, según los poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 11000323 del Registro de Personas Jurídicas de la Zona Registral V de La Libertad; y, de la otra parte, Danper Trujillo S.A.C., en adelante el **“Cliente”**, con domicilio en Carretera Industrial a Laredo S/N Sector Barrio Nuevo, Distrito de Moche, Provincia de Trujillo y Departamento de La Libertad, debidamente representada por su apoderado Ing. Javier Antonio Gilardi Arbulú, identificado con DNI N° 17870847 [según poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 03131384 del Registro de Personas Jurídicas de la Zona Registral V de La Libertad; conforme a las estipulaciones siguientes:

1. CLÁUSULA PRIMERA: DEFINICIONES Y REGLAS DE INTERPRETACIÓN

1.1. **Definiciones.** Los términos que comienzan en mayúscula y que se definen a continuación tendrán para efectos de este documento los siguientes significados:

- 1.1.1. **Autoridad Gubernamental Competente:** significa cualquier autoridad judicial, legislativa, política o administrativa del Perú, incluidos tanto el gobierno central como los gobiernos regionales y locales, así como los organismos reguladores y fiscalizadores, que se encuentren facultados, conforme a las Leyes Aplicables, para emitir o interpretar normas, decisiones o reglamentos de carácter general o particular, con efectos obligatorios para quienes se encuentran sometidos a sus alcances. Por extensión, esta definición incluye al COES.
- 1.1.2. **Barras de Referencia de Generación o BRGs:** Son aquellas barras detalladas en el Anexo 2 del presente Contrato.
- 1.1.3. **Capacidad Disponible:** Es la potencia y energía firme propias y contratadas con terceros que tiene el **Suministrador**, luego de restar la potencia y energía que tiene contratada en todos sus contratos de suministro eléctrico.
- 1.1.4. **Cargo por Electrificación Rural:** será el cargo asociado a la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 025-2007-EM, según estos hayan sido, o puedan ser modificados.
- 1.1.5. **Cargo FISE:** cargo asociado al Fondo de Inclusión Social Energético establecido en la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, y su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 21-2012-EM, según estos hayan sido, o puedan ser modificados.













- 1.1.5. **Cargos por la Ley N° 29970:** serán los cargos asociados a la Ley N° 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País, y su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 005-2014-EM, según estos hayan sido, o puedan ser modificados.
- 1.1.7. **Cargos Regulados:** Tiene el significado que se le atribuye en el numeral 9.3 del Contrato.
- 1.1.8. **Centro:** es el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Trujillo.
- 1.1.9. **Cláusula(s):** Será(n) toda(s) y/o cada una de las cláusulas estipuladas en el presente Contrato.
- 1.1.10. **Cliente:** es Danper Trujillo S.A.C., una empresa dedicada a actividades agroindustriales, que tiene interés en contratar con el Suministrador el suministro de potencia y energía eléctrica en los términos contenidos en el presente documento.
- 1.1.11. **COES:** es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
- 1.1.12. **Contrato:** es el presente Contrato, sus anexos y las adendas que puedan ser suscritas entre las Partes.
- 1.1.13. **Costo Marginal de Corto Plazo, Costo Marginal o CMG:** es el costo marginal de corto plazo calculado por el COES, en períodos de quince minutos, para la BRG correspondiente, según dicho concepto se encuentra definido por la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y/o las normas que resulten aplicables.
- 1.1.14. **Controversia o Disputa:** es cualquier controversia, discrepancia, diferencia de interpretación, conflicto y/o reclamo que surja, se derive o se encuentre relacionada con este Contrato, incluyendo, pero sin limitarse, a cualquier controversia o reclamo sobre la validez, nulidad, anulabilidad, aplicación, interpretación, vigencia, terminación, ejecución y/o incumplimiento del mismo.
- 1.1.15. **Demanda Mensual Coincidente:** es el consumo de potencia del Cliente medido en los Puntos de Suministro, coincidente con el período de quince minutos de la máxima demanda mensual del SEIN determinada por el COES.
- 1.1.16. **Día(s) Hábil(es):** son los días, de lunes a viernes, excepto aquellos que hayan sido o sean declarados feriados no laborables para el sector privado a nivel nacional por la Autoridad Gubernamental Competente.
- 1.1.17. **Día(s):** son los días del calendario gregoriano, incluidos los fines de semana y feriados no laborables.
- 1.1.18. **Distribuidor:** Es el concesionario de distribución donde se encuentran las instalaciones de El Cliente, materia de suministro bajo el presente Contrato.



2

- 1.1.19. **Dólares o USD:** son Dólares de los Estados Unidos de América o cualquier moneda de circulación forzosa en los Estados Unidos de América.
- 1.1.20. **Energía:** es la energía activa, expresada en MWh o kWh.
- 1.1.21. **Energía Asociada:** Significa la cantidad máxima de Energía Asociada a la Potencia Contratada, que el **Suministrador** se obliga a entregar mensualmente a **El Cliente** y que este tiene derecho a retirar, en el Punto de Suministro, expresada en MWh o kWh.
- 1.1.22. **Exceso de Consumo de Energía.** - Son los consumos de energía del **Cliente** medidos en los Puntos de Suministro que exceden la Potencia Contratada en Horas Punta y/o en Horas Fuera de Punta en cada intervalo de medición de quince (15) minutos.
- 1.1.23. **Exceso de Consumo de Potencia.** - Es la Demanda Mensual Coincidente del **Cliente** que excede la Potencia Contratada.
- 1.1.24. **Factores de Pérdidas de Transmisión y Distribución:** Son los factores de pérdidas de potencia y energía entre los Puntos de Suministro y las Barras de Referencia de Generación que sean publicados por el OSINERGMIN vigentes a la fecha de facturación.
- 1.1.25. **Fecha de Inicio del Consumo:** es la definida en la cláusula cuarta del presente Contrato, fecha en la que se inicia el consumo de Potencia y Energía Asociada por el **Cliente** bajo el presente Contrato en cada Punto de Suministro.
- 1.1.26. **Grupo Económico:** Entiéndase por grupo económico al conjunto de personas jurídicas y/o entes jurídicos, nacionales o extranjeros, conformado al menos por dos integrantes, cuando alguno de ellos ejerce control sobre el otro u otros, o cuando el control sobre las personas jurídicas y/o entes jurídicos corresponde a una o varias personas naturales que actúan de manera conjunta como una unidad de decisión. Conforme lo dispuesto por la Resolución de la SBS N° 5780-2015 y la Resolución SMV N° 019-2015-SMV-01
- 1.1.27. **Horas de Punta o HP:** son las horas comprendidas entre las 18:00 y 23:00 horas de todos los Días del año, salvo domingos y feriados en el ámbito nacional no laborables y los decretados por la Autoridad Gubernamental correspondiente para el sector privado. Estas horas podrán ser modificadas por dicha Autoridad.
- 1.1.28. **Horas Fuera de Punta o HFP:** son las horas del día no comprendidas en las Horas de Punta.
- 1.1.29. **Ley:** es la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por el Decreto Ley N° 25844, junto con sus normas modificatorias y complementarias.
- 1.1.30. **Leyes Aplicables:** son las leyes, reglamentos y demás disposiciones legales y reglamentarias vigentes en cada oportunidad durante la vigencia del presente Contrato en la República del Perú.



- 1.1.31. **NTCSE:** es la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto Supremo N° 20-97-EM, así como sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias.
- 1.1.32. **Obligaciones Sustanciales:** Son las referidas en la cláusula 15.1.1, tanto para el **Suministrador** como para el **Ciente**.
- 1.1.33. **Operaciones Comerciales:** Son aquellas actividades desarrolladas por el **Ciente** en sus instalaciones ubicadas en diversas ciudades del territorio peruano, cuyos Puntos de Suministro se detallan en el Anexo 2 y aquellos que en un futuro se integren a dicho Anexo, previo acuerdo escrito entre las Partes, conforme a lo previsto en el numeral 7.5. de la Cláusula Séptima del presente Contrato.
- 1.1.34. **OSINERGMIN:** es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería o entidad que la sustituya en sus funciones.
- 1.1.35. **Parte:** es, indistintamente, el **Ciente** o el **Suministrador**.
- 1.1.36. **Partes:** es, conjuntamente, el **Ciente** y el **Suministrador**.
- 1.1.37. **Peajes:** son los cargos, peajes y compensaciones fijados por OSINERGMIN para remunerar los sistemas de transmisión y transformación pertenecientes a los sistemas de transmisión principal, garantizado, complementario y secundario, y otros Cargos Regulados que, siendo de naturaleza distinta, se incorporen en los peajes, de acuerdo a las Leyes Aplicables.
- 1.1.38. **Periodo de Prueba:** Es el periodo de tiempo definido en el numeral 7.2 de la Cláusula Séptima del presente Contrato.
- 1.1.39. **Potencia:** es la potencia eléctrica activa suministrada por el **Suministrador** al **Ciente** en los Puntos de Suministro, expresada en MW-mes.
- 1.1.40. **Potencia Contratada:** es la Potencia máxima que el **Suministrador** está obligada a suministrar o hacer que se suministre al **Ciente** en cada uno de los Puntos de Suministro en HP y en HFP conforme se detalla en el Anexo 2. La Potencia Contratada definitiva será determinada luego del Periodo de Prueba.
- 1.1.41. **Potencia Contratada Total:** es la sumatoria de las Potencias Contratadas en cada uno de los Puntos de Suministro, a la fecha de suscripción del presente Contrato.
- 1.1.42. **Potencia Mínima Facturable:** Es igual a cero por ciento (0%) de la Potencia Contratada en cada Punto de Suministro.
- 1.1.43. **Precios:** son los precios unitarios de la Potencia y Energía Asociada definidos y reajustados de acuerdo a lo establecido en el Anexo 2 del presente Contrato.



4

1.1.44. **Punto(s) de Suministro:** Son aquellos definidos en el Anexo 2 del presente Contrato,

1.1.45. **Reglamento:** es el Reglamento de la Ley, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, así como sus normas modificatorias y complementarias.

1.1.46. **Reglas:** son las Reglas de Arbitraje del Centro, vigentes en la fecha en que la Parte demandante presenta la solicitud de inicio de arbitraje.

1.1.47. **SEIN:** es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

1.1.48. **Suministrador:** es una sociedad constituida de acuerdo a las leyes peruanas, cuyo objeto es el suministro y comercialización de electricidad, contando para ello con las respectivas concesiones y/o autorizaciones.

1.1.49. **Tipo de Cambio:** es el tipo de cambio compra del Dólar, publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP en el Diario Oficial El Peruano, tomando como base el promedio de las operaciones de venta y compra realizadas en el Día Hábil anterior a su publicación.

1.2. **Reglas de Interpretación.** Salvo estipulación en contrario:

1.2.1. Toda referencia a cualquier "cláusula", "numeral" o "anexo", significa una cláusula, numeral o anexo del Contrato.

1.2.2. Todas las referencias a "aquí", "del presente", "bajo el presente" y términos similares se considerarán referidas al Contrato.

1.2.3. Las referencias al plural incluirán al singular, y viceversa, siempre que sea aplicable dentro del contexto; y el masculino incluirá el femenino y viceversa.

1.2.4. El término "incluyendo" (y, consiguientemente, el término "incluye") significa que incluye, sin limitar la generalidad de la descripción que precede al uso de dicho término.

1.2.5. Los términos cuya inicial está en mayúsculas, que no se hayan definido de otro modo en el Contrato, tendrán el significado otorgado a los mismos por la Ley N° 28832 y sus reglamentos, la Ley, su Reglamento y demás Leyes Aplicables.

1.2.6. Las palabras y abreviaturas que no se definan en este Contrato y que tengan significados conocidos, ya sean técnicos o relacionados con la industria eléctrica del Perú, se emplean en este Contrato de conformidad con dichos significados conocidos.

1.2.7. Cualquier referencia a una norma o instrumento contractual se extenderá a la norma o instrumento contractual que modifique, derogue o sustituya a la norma o instrumento contractual citado.

2. **CLAUSULA SEGUNDA. - OBJETO DEL CONTRATO**



Handwritten signature



- 2.1. El **Suministrador** se obliga a suministrar al **Ciente** o a hacer que se le suministre al **Ciente** a través de los procedimientos de transferencias establecidos por el COES, la Potencia y Energía Asociada en los Puntos de Suministro necesarios para atender los requerimientos de las Operaciones Comerciales del **Ciente**, hasta un valor máximo igual a la Potencia Contratada establecida en la Cláusula Séptima del presente Contrato y la Energía Asociada a ésta.
- 2.2. Por su parte, el **Ciente** se obliga a comprar exclusivamente al **Suministrador** la Potencia Contratada y la Energía Asociada para sus Operaciones Comerciales en los Puntos de Suministro hasta el límite de la Potencia Contratada y la Energía Asociada a ésta; y efectuar los pagos respectivos conforme a lo previsto en este Contrato.
- 2.3. Las Partes dejan constancia que los supuestos que a continuación se indican no implican un incumplimiento de la exclusividad detallada en el numeral 2.2:
 - (i) La implementación de soluciones de autoconsumo y/o eficiencia energética por parte del **Ciente**;
 - (ii) La contratación del **Ciente** con cualquier otro suministrador del mercado para la atención de la potencia y energía asociada a uno o más puntos de suministro no detallados en el Anexo 2; y/o,
 - (iii) La contratación de requerimientos de potencia y energía adicional a la acordada en el presente Contrato para la atención de la demanda asociada a los Puntos de Suministro detallados en el Anexo 2. En este caso el **Ciente** reconocerá que existe una exclusividad a favor del **Suministrador**, por lo que la facturación de la Potencia Contratada y Energía Asociada a este Contrato corresponderán al **Suministrador** y lo adicional corresponderá a él o los nuevos suministradores, de conformidad con lo indicado en el numeral 7.6 de este Contrato.

3. CLÁUSULA TERCERA: TRANSFERENCIA DE PROPIEDAD Y RIESGO

La transferencia de propiedad y riesgo sobre la Potencia Contratada y Energía Asociada suministrada por el **Suministrador** al **Ciente** se producirá en los Puntos de Suministro.

4. CLÁUSULA CUARTA: FECHA DE INICIO DEL CONSUMO

4.1. La Fecha de Inicio del Consumo es a las 00:00 horas del 1 de julio 2017.

5. CLÁUSULA QUINTA: VIGENCIA Y PLAZO

5.1. Si bien el presente Contrato entrará en vigencia en la fecha de suscripción, las Partes acuerdan que el plazo del suministro materia del presente Contrato se inicia en la Fecha de Inicio del Consumo y concluirá a las 24:00 horas del 31 de mayo 2021. Este plazo es forzoso para las Partes y sólo podrá resolverse por las causales y procedimientos establecidos en el presente Contrato.

5.2. A la terminación del plazo pactado, todos los derechos y obligaciones que se deriven del Contrato cesarán automáticamente, excepto aquellos que sobrevivan a dicha terminación conforme a sus términos o a cualquier derecho u obligación que surja debido a su terminación, en razón del incumplimiento por cualquiera de las Partes de sus obligaciones bajo el mismo. La terminación del presente Contrato no



6

eximirá a ninguna de las Partes del cumplimiento de las obligaciones contractuales que hubieran surgido antes de dicha terminación y que subsistan a dicha terminación.

6. CLÁUSULA SEXTA: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SUMINISTRO

- 6.1. El **Suministrador** suministrará o hará que se suministre al **Cliente**, la Potencia y la Energía Asociada, en los Puntos de Suministro, de conformidad con lo establecido en la NTCSE. En este sentido, las condiciones de calidad aplicables al suministro materia del presente Contrato son las establecidas en la NTCSE.
- 6.2. El **Cliente** se obliga a que las perturbaciones inyectadas al SEIN por la operación de sus instalaciones, no excedan las tolerancias establecidas en la NTCSE.
- 6.3. Se considerará como incumplimiento de los rangos estipulados en los numerales 6.1 y 6.2 precedentes a las situaciones calificadas como de mala calidad en aplicación de los períodos de medición, indicadores de calidad, tolerancias y condiciones establecidos en la NTCSE.
- 6.4. Las Partes acuerdan que, por el incumplimiento de los indicadores de calidad, el pago de compensaciones se sujetará a lo establecido en la NTCSE y al Anexo 1 del Contrato.
- 6.5. El **Suministrador** realizará las gestiones que resulten necesarias a fin que OSINERGMIN emita la resolución correspondiente en la que se califiquen los suministros del **Cliente** como carga esencial.

7. CLÁUSULA SÉTIMA: POTENCIA CONTRATADA Y ENERGÍA ASOCIADA

- 7.1. La Potencia Contratada y Energía Asociada en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta a partir de la Fecha de Inicio del Consumo, y en cada Punto de Suministro, es la que se muestra en el Anexo 2 del presente Contrato.
- 7.2. Para determinar la Potencia Contratada definitiva las Partes acuerdan seguir el siguiente procedimiento (**Período de Prueba**):
 - 7.2.1. Dentro del Período de Prueba indicado en el siguiente numeral, se determinará la Potencia Contratada definitiva del Cliente.
 - 7.2.2. El Período de Prueba tendrá un plazo de duración de seis (6) meses contados a partir de la fecha de inicio del Consumo. La Potencia Contratada será definida a partir del promedio de las máximas demandas registradas en HP y HFP en cada uno de los Puntos de Suministro. Para ello, también se deberá tomar en consideración la proyección del crecimiento de la demanda para las temporadas pico del año, siguiendo un diagrama de carga típico del Cliente.
 - 7.2.3. Dentro de los treinta (30) días de vencido el Período de Prueba, las Partes suscribirán la adenda incluida como Anexo 3 en el presente Contrato, en la cual se especificará la Potencia Contratada definitiva en HP y HFP en cada Punto de Suministro, definida luego del Período de Prueba.

Handwritten signature and several circular official stamps from various Peruvian companies and organizations, including OSINERGMIN, and a handwritten number '7'.

- 7.3. La Potencia Contratada y Energía Asociada tendrán una banda de 20% adicional, en Horas Punta y en Horas Fuera de Punta, no aplicando hasta dicho porcentaje algún tipo de penalización respecto al Exceso de Consumo de Potencia y/o el Exceso de Consumo de Energía Asociada, conforme a lo dispuesto en los numerales 10.1.3 y 10.2.2.
- 7.4. Durante la vigencia del Contrato y hasta el límite de la Potencia Contratada, el Cliente no podrá adquirir de ningún otro suministrador, que no sea el Suministrador, potencia ni energía para los Puntos de Suministro materia del presente Contrato, salvo en aquellos casos en que el Suministrador no pueda cumplir total o parcialmente con suministrar al Cliente la Potencia y Energía Asociada requerida hasta el límite de la Potencia Contratada, ya sea con producción propia, comprada a terceros, o a través de las transferencias en el COES.
- 7.5. Durante el período de vigencia del presente Contrato, el Cliente tendrá el derecho de:
- (i) Incrementar la Potencia Contratada y Energía Asociada en uno o varios Puntos de Suministro; y/o (ii) incorporar al presente Contrato nuevos puntos de suministro, a fin de que los requerimientos de potencia y energía asociada a éstos sean atendidos por el Suministrador. El ejercicio de este derecho se sujetará a lo siguiente:
 - (i) En tanto que el ejercicio del derecho no suponga un incremento superior al 15% de la Potencia Contratada Total, los requerimientos adicionales de potencia y energía asociada se sujetarán a los mismos precios, términos y condiciones que se estipulan en este Contrato.
 - (ii) El Cliente solicitará al Suministrador el incremento de la Potencia Contratada o la incorporación de puntos de suministro con una anticipación mínima de tres (3) meses respecto a la fecha efectiva.
 - (iii) Siempre que el Cliente cumpla con el plazo establecido en el acápite (ii) anterior, el Suministrador deberá atender el referido incremento y/o la incorporación de los nuevos puntos en la fecha solicitada, el cual no podrá ser denegado salvo que el Suministrador no cuente con Capacidad Disponible para atender lo solicitado. En caso se verifique este supuesto, y en consecuencia, el Suministrador no pueda incrementar la Potencia Contratada y/o incorporar los nuevos puntos de suministro, éste deberá comunicarlo al Cliente a más tardar dentro de los veinte (20) Días de recibido el requerimiento por parte del Cliente.
 - (iv) En el caso en que cualquier solicitud de incremento de la Potencia Contratada esté sujeta a que los respectivos concesionarios de transmisión y/o distribución realicen las inversiones requeridas para la ampliación y/o reforzamiento de las instalaciones de transmisión y/o distribución existentes, que fuesen necesarias, el Cliente pagará directamente a los respectivos concesionarios de transmisión y/o distribución el costo de las inversiones necesarias para realizar las ampliaciones que correspondan.
 - (v) El incremento de la Potencia Contratada y/o la incorporación de los nuevos puntos de suministro deberán formalizarse mediante la suscripción de una adenda al presente Contrato.
- 7.6. Sin perjuicio de lo indicado en el numeral 7.5, queda expresamente establecido que, en cualquier caso, los requerimientos adicionales de potencia y energía asociada a los Puntos de Suministro, podrán ser libremente contratados por el Cliente con otro u otros suministradores del mercado, en cuyo caso el Cliente reconocerá que existe una exclusividad a favor del Suministrador por los consumos del Cliente registrados en cada Punto de Suministro hasta el límite de la Potencia Contratada



8

y Energía Asociada acordada en este Contrato que corresponderán al **Suministrador**, y lo adicional corresponderá a él o los nuevos suministradores. De igual forma, queda establecido que los requerimientos de potencia y energía del **Cliente**, asociados a puntos de suministro no previstos en el presente Contrato, podrán ser libremente contratados con otro u otros suministradores.

Los supuestos regulados en el presente numeral, no implican un incumplimiento a la exclusividad acordada en el presente Contrato a favor del **Suministrador**.

- 7.7. Durante la vigencia del presente Contrato, el **Cliente** podrá solicitar la reducción de la Potencia Contratada y Energía Asociada, y/o el retiro de uno o más Puntos de Suministro, en los siguientes casos: (i) cuando cierre y/o suspensión parcial total o parcial de las Operaciones Comerciales en alguno o algunos de los Puntos de Suministro; (ii) en caso que los Puntos de Suministro sean destinados a una actividad distinta a sus Operaciones Comerciales, o (iii) a causa de la implementación de soluciones de autoconsumo y/o eficiencia energética se reduzcan los consumos en sus Operaciones Comerciales.

Estas reducciones de Potencia corresponderán únicamente a la Potencia Contratada en el o los Puntos de Suministro que sean materia de los supuestos antes indicados en los acápites (i), (ii) y (iii) precedentes. Para ejercer el derecho a la reducción, el **Cliente** deberá cursar una comunicación al **Suministrador** con una anticipación no menor a tres (3) meses anteriores a la fecha en la que la reducción deba ser realizada y entre en vigencia. Dicha reducción deberá formalizarse mediante la suscripción de una adenda al Contrato y se encuentra exenta del pago de penalidad o indemnización alguna por parte del **Cliente** en la medida en que la reducción solicitada se encuentre sustentada en cualquiera de los supuestos establecidos en este numeral. La potencia contratada a reducir no podrá ser contratada con terceros mientras el Contrato esté vigente.

8. CLÁUSULA OCTAVA: MEDICIÓN

- 8.1. La adquisición, instalación y mantenimiento de los equipos de medición de Potencia y Energía Asociada, así como el servicio de telemedición necesario para determinar el consumo mensual del **Cliente**, y todos los costos asociados a ello, serán de responsabilidad del **Suministrador**. Los medidores deberán ser electrónicos multifunción, de clase de precisión 0.5 IEC o mejor, con capacidad de memoria de masa para almacenar información como mínimo de treinta y cinco (35) Días, con intervalos de integración cada quince (15) minutos, incluyendo modem para interrogación a distancia y será programado, instalado y mantenido por el **Suministrador**. La implementación de los equipos de medición será efectuada por el **Suministrador**.

En el supuesto que durante la vigencia de este Contrato se requiera la adquisición, instalación y mantenimiento de equipos de medición de características o niveles de precisión distintos a los señalados en el párrafo anterior, en tanto así lo exijan las Leyes Aplicables, ello será responsabilidad del **Suministrador**.

- 8.2. Las Partes acuerdan que adicionalmente a los medidores a que se hace referencia el numeral 8.1, el **Cliente** podrá contar con medidores de respaldo a efectos de contrastar y verificar la correcta medición del consumo de energía.



- 8.3. El **Suministrador** utilizará, para la facturación mensual, la información almacenada en la memoria de los medidores instalados en los Puntos de Suministro, desde las 00:15 horas del primer día hasta las 24:00 horas del último día de cada mes. La correspondiente toma de estado será efectuada por el **Suministrador** preferentemente mediante acceso remoto y deberá remitir copia del archivo respectivo al **Ciente** conjuntamente con la respectiva factura. El referido archivo no podrá ser manipulado de manera previa a su envío por el **Suministrador**, salvo que en el proceso de validación de la información se encuentre información que no es congruente, lo que se informará detalladamente al **Ciente** adjuntando el sustento correspondiente.
- 8.4. La actualización horaria, así como la modificación de la configuración de la página base y/o memoria de los medidores, que fueran necesarias, serán efectuadas por el **Suministrador** preferentemente mediante teleproceso, previo aviso escrito al **Ciente** con confirmación de recepción. Una vez efectuadas dichas acciones, el **Suministrador** remitirá al **Ciente** vía correo electrónico el archivo de cada medidor, conteniendo la información almacenada hasta el intervalo de quince (15) minutos inmediato anterior a la ejecución de las indicadas acciones.
- 8.5. Cualquier intervención, mantenimiento, verificación, ajuste horario, etc. del sistema de medición y/o de los equipos de medición que pretenda realizar el **Suministrador**, que pudiera significar alteración de los registros (mantenimientos, reemplazos, contrastes, etc.) deberá efectuarse con previa notificación escrita al **Ciente**, con una anticipación no menor de tres (3) Días Hábiles; estando facultado este último para presenciar dichas intervenciones y suscribir las actas correspondientes. La inasistencia del representante del **Ciente** a las indicadas intervenciones, no constituirá impedimento para su realización ni invalidará sus resultados, de haber sido oportunamente notificada, salvo que la inasistencia se justifique, se notifique y se solicite la postergación con una antelación no menor de veinticuatro (24) horas a la intervención de los equipos.
- Cualquier intervención, mantenimiento, verificación, ajuste horario, etc. del sistema de medición y/o de los equipos de medición que sea realizada por el **Suministrador** sin cumplir con notificar al **Ciente** con los plazos de anticipación previstos en el párrafo precedente, invalidará los resultados de la intervención, verificación y/o ajuste, no siendo dichos resultados oponibles al **Ciente**.
- 8.6. Siempre que los medidores se encuentren dentro de las instalaciones del **Ciente**, este prestará al **Suministrador** las facilidades necesarias para el acceso a la información registrada en los respectivos medidores, vía Interrogación a distancia y/o lectura directa, cumpliendo el protocolo que para tal efecto establezcan las Partes de común acuerdo.
- 8.7. Para la medición de la Potencia en los Puntos de Suministro, se considerará el valor promedio de la potencia registrada en períodos de integración de 15 minutos.
- 8.8. Cada medidor de cada Punto de Suministro deberá ser verificado mediante una prueba de contraste por el **Suministrador**, la misma que deberá realizarse en intervalos de tres (03) años o según las indicaciones del fabricante y/o aquello que indiquen las Leyes Aplicables, lo que resulte menor. El **Ciente** tendrá el derecho de estar presente en todas las pruebas de los medidores y el **Suministrador** deberá darle aviso por escrito con, al menos, tres (3) Días Hábiles de anticipación de toda prueba que vaya a efectuarse. Si se constatará que un medidor presenta



defectos, el **Suministrador** deberá restituirlo por su cuenta por un medidor de las mismas características. El **Suministrador** llevará a cabo la programación de medidores y cualquier corrección de acuerdo a lo estipulado en el numeral 8.5.

- 8.9. Cualquiera de las Partes y en cualquier oportunidad, tendrá el derecho de requerir que se efectúe una prueba especial de contraste del medidor. Si la prueba hecha a instancia de una de las Partes demuestra que el medidor probado está registrando con la exactitud correspondiente a su clase de precisión, la Parte que haya solicitado la prueba deberá pagar los costos de esas pruebas. El resultado de todas las pruebas y calibraciones estará abierto al examen de las Partes y deberá proporcionarse a cada una de ellas el informe de esas pruebas.
- 8.10. Si como resultado de cualquier prueba se verifica que un medidor tiene un error mayor al que corresponde a su clase de precisión, el **Suministrador** deberá asumir los costos de la prueba, así como efectuar los ajustes o el reemplazo del medidor que sean necesarios. Adicionalmente, las facturaciones para las lecturas de esos medidores previamente tomadas serán corregidas por el **Suministrador** de conformidad con el porcentaje de exactitud para el período en que pueda determinarse que efectivamente dicho medidor ha registrado las mediciones incorrectamente. Si este período durante el cual las mediciones incorrectas fueron efectuadas no pudiere ser determinado, el período para el cual se corregirá la facturación será el equivalente a la mitad del tiempo transcurrido desde la prueba anterior. En estos supuestos, el **Suministrador** y el **Cliente** deberán reintegrarse los montos cobrados de más o de menos, según sea el caso, sin intereses ni moras.
- 8.11. En caso que cualquier equipo de medición fallara en cualquier momento en registrar o en caso que el registro sea tan errático que éste sea sin sentido, la Potencia y la Energía Asociada suministrada será determinada por la mejor información disponible, incluyendo, entre otros, según el siguiente orden de preferencia: (a) mediciones registradas con los equipos de respaldo, en caso estos existan, y (b) otros resultados de medición concordados entre las Partes. Los profesionales técnicos de las Partes suscribirán un acta conteniendo las magnitudes de las energías más apropiadas de reemplazo. El **Suministrador** se compromete a mantener un medidor de repuesto para la inmediatez de los reemplazos en casos de fallas.
- 8.12. Al final del período de suministro materia del presente Contrato, el **Cliente** tendrá el derecho de adquirir la propiedad de los equipos de medición a los que hace referencia esta Cláusula, para lo cual se deberá acordar con el **Suministrador** las condiciones de dicha adquisición. La intención de realizar dicha adquisición será informada por el **Cliente** con una anticipación de por lo menos 6 meses a la fecha de finalización del Contrato.

9. CLÁUSULA NOVENA: PRECIOS, PEAJES, CARGOS REGULADOS Y TRIBUTOS

- 9.1. Las Partes acuerdan que los Precios de la Potencia y de la Energía Asociada en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta a ser utilizados en la facturación del mes correspondiente serán los establecidos en el Anexo 2 del presente Contrato.
- 9.2. Los Precios detallados en el Anexo 2 del presente Contrato no incluyen el Impuesto General a las Ventas (IGV) ni el impuesto de Promoción Municipal, que serán de cargo del **Cliente**.



9.3. Los Cargos Regulados incluyen los Peajes por el uso de los sistemas de transmisión y distribución aplicables, derechos, tributos y otros cargos, costos y/o conceptos regulados, actuales o futuros, que tengan relación con la demanda de Potencia y consumo de Energía del Cliente, en la medida que resulten exigibles a la Generadora con ocasión de la ejecución del presente Contrato y que de acuerdo a las Leyes Aplicables sean trasladables o de cargo del Cliente, tales como el Cargo FISE, Cargos por la Ley N° 29970, Cargo por Electrificación Rural y otros que se encuentren o puedan ser incorporados en los Peajes de transmisión por disposición de las Leyes Aplicables.

9.4. El Cliente pagará los Cargos Regulados actuales o futuros de conformidad con las Leyes Aplicables. En caso las Leyes Aplicables no establezcan el criterio mediante el cual los Cargos Regulados deban ser repartidos entre los clientes de los generadores y/o distribuidores, en la medida que tales cargos conlleven costos para el Suministrador que no existirían si este Contrato no estuviera vigente, estos serán transferidos al Cliente de manera transparente y sin recargo alguno en la proporción que el consumo de Potencia y/o Energía Asociada del Cliente representa del total del consumo de potencia y/o Energía de todos los clientes del Suministrador, incluido, el Cliente, durante el período a ser facturado.

Para determinar el monto de los cargos que será asumido por el Cliente, en caso ocurra la situación del párrafo anterior, el Suministrador le hará llegar al Cliente el porcentaje a ser asumido por el Cliente y toda la información sustentatoria relacionada a la transferencia y reparto proporcional de los Cargos materia del presente numeral 9.4. Una vez entregada dicha información el Cliente contará con un plazo de quince (15) Días para revisar o de ser el caso realizar correcciones y/o solicitar aclaraciones al monto y/o porcentaje del Cargo que el Suministrador propuso sea asumido por el Cliente, quedando el Suministrador obligado a corregir cualquier error cometido.

9.5. Las Partes dejan constancia que lo señalado en los numerales precedentes no habilita a el Suministrador a trasladar al Cliente conceptos o importes, cualquiera sea su naturaleza, que las Leyes Aplicables no hayan definido como trasladables y a cargo del Cliente.

9.6. Las Partes acuerdan que si se generase algún sobrecosto como consecuencia de períodos de congestión en las instalaciones de transmisión y/o distribución eléctrica, o restricciones o interrupciones en el suministro y/o transporte y/o distribución del Gas Natural u otro que haya sido declarado por el COES o por la Autoridad Gubernamental Competente, este será asumido por el Suministrador, quien no podrá hacer traslado del mismo hacia el Cliente, salvo que este sobrecosto esté incluido en algún peaje o cargo regulado en las Leyes Aplicables.

10. CLÁUSULA DÉCIMA: FACTURACIÓN Y PAGO

10.1. Para efectos de la facturación mensual de la Potencia Contratada suministrada por el Suministrador, así como los Excesos de Consumo de Potencia, se seguirá el siguiente procedimiento:

10.1.1. La Potencia Facturable será la Demanda Mensual Coincidente registrada en cada Punto de Suministro.



- 10.1.2. El **Suministrador** facturará y el **Ciente** pagará el monto resultante del producto de: (a) la Potencia Facturable, por (b) el Precio de la Potencia establecido en el Anexo 2 de este Contrato.
- 10.1.3. En caso se presenten Excesos de Consumo de Potencia que no superen el 120% de la Potencia Contratada, dichos excesos, siempre que no sean atribuibles a otro suministrador, atendiendo a lo dispuesto en el numeral 7.6, serán facturados por el **Suministrador** y pagados por el **Ciente** aplicando el Precio de la Potencia establecido en el Anexo 2 de este Contrato.
- 10.1.4. En caso se presenten Excesos de Consumo de Potencia que superen el 120% de la Potencia Contratada, dichos excesos para efectos de facturación serán determinados en cada Punto de Suministro, atendiendo a lo dispuesto en el numeral 7.6, serán facturados por el **Suministrador** y pagados por el **Ciente** utilizando el precio de Potencia del Anexo 2 con un recargo de 20%.
- 10.2. Para efectos de la facturación mensual de la Energía Asociada suministrada por el **Suministrador**, así como de los Excesos de Consumo de Energía, se seguirá el siguiente procedimiento:
- 10.2.1. La facturación de la Energía Asociada incluirá los siguientes conceptos:
- a) Energía Asociada en Horas Punta, que será igual al producto de (i) la Energía Asociada registrada en las Horas Punta en cada Punto de Suministro, por (ii) el Precio de Energía Asociada en Horas Punta establecido en el Anexo 2.
 - b) Energía Asociada en Horas Fuera de Punta, que será igual al producto de (i) la Energía Asociada registrada en las Horas Fuera de Punta en cada Punto de Suministro, por (ii) el Precio de Energía Asociada en Horas Fuera de Punta establecido en el Anexo 2.
- 10.2.2. En caso se presenten Excesos de Consumo de Energía, siempre que no sean atribuibles a otro suministrador, atendiendo a lo dispuesto en el numeral 7.6, serán facturados por el **Suministrador** y pagados por el **Ciente** aplicando lo dispuesto en el numeral 10.2.1.
- 10.3. La facturación del Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Garantizado de Transmisión se efectuarán en forma mensual y se valorizarán de acuerdo a la Demanda Mensual Coincidente del **Ciente** reflejada en la respectiva BRG para cada Punto de Suministro, utilizando los factores de pérdidas de transmisión y distribución, según los precios establecidos por OSINERGMIN o por la Autoridad Gubernamental Competente.
- 10.4. La facturación del peaje que pudiese resultar aplicable por uso de instalaciones del Sistema Secundario y Sistema Complementario de Transmisión se efectuarán conforme a lo establecido en las Leyes Aplicables.
- 10.5. Los consumos de energía reactiva inductiva y capacitiva serán medidos en los Puntos de Suministro y serán facturados de acuerdo al procedimiento, precio y moneda que OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental Competente defina.

[Handwritten signature]



10.6. Cualquier otro cargo, aporte o contribución regulado por las Leyes Aplicables, actual o futuro, que el **Suministrador** tenga que pagar a terceros en virtud del presente Contrato, será facturado por el **Suministrador** y pagado por el **Ciente**, siempre y cuando sean aplicables o atribuibles al **Ciente** conforme lo establecido en las Leyes Aplicables.

10.7. El procedimiento de facturación por parte del **Suministrador** será el siguiente:

10.7.1. La facturación se efectuará mensualmente por el total de los Puntos de Suministro dentro de los OCHO (08) Días del mes siguiente al mes del consumo. La facturación será emitida en al menos dos (2) facturas, en forma desagregada por cada uno de los conceptos facturados, según el siguiente detalle:

La facturación será realizada conforme a normativa vigente emitiéndose las facturas por cada uno de los suministros. En el presente caso, por cada suministro se emitirán dos facturas: una en dólares por el cargo de energía y otra en soles por el resto de cargos. Conservando correspondientemente la desagregación de la factura conforme normativa vigente; y todas las facturas serán remitidas a la dirección electrónica indicada en el numeral 17.4, para su cobranza, en formato digital y por correo electrónico. Al mismo tiempo, una copia de estas facturas deberá ser presentada en físico en las oficinas de la empresa, ubicadas en la dirección señalada en el numeral 17.4.

Conjuntamente con las facturas, el **Suministrador** enviará, también vía correo electrónico, en los plazos establecidos, los anexos sustentatorios, los cuales deben incluir el detalle de la facturación de cada uno de los Puntos de Suministro y los registros de la memoria masa de los medidores en un formato de lectura compatible (txt, prn, csv, xls, etc.).

10.7.2. La facturación se efectuará por mes calendario, es decir, por el período comprendido entre las 00:00 horas del primer día calendario del mes y las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes.

10.7.3. Las facturas deberán ser pagadas a los quince (15) Días contados a partir de la fecha en que se entregó la factura al **Ciente** a la dirección de correo electrónico indicada en el numeral 17.4. El atraso en la presentación de las facturas, los anexos sustentatorios y/o la información a que se refiere el numeral 10.7.1, más allá de los plazos antes indicados, producirá que el plazo con el que cuenta el **Ciente** para efectuar el pago de la respectiva factura se amplíe, por un número de días equivalente al número de días de atraso, sin responsabilidad alguna o costo adicional para el **Ciente**.

10.7.4. Si el **Ciente** tuviera observaciones respecto de alguna de las facturas presentadas, pondrá este hecho en conocimiento del **Suministrador**, con todos los sustentos pertinentes. La observación parcial de alguna factura antes de su vencimiento, no relevará al **Ciente** de su obligación de pagar el monto no observado en la fecha original del vencimiento. Toda observación que se presente luego de la fecha de vencimiento, estará sujeta a que la o las facturas observadas hayan sido pagadas por el **Ciente**.



14

10.7.5. En caso el **Cliente** observe una factura, el **Suministrador** procederá a efectuar la revisión y brindar una respuesta al **Cliente** dentro de los veinte (20) Días Hábiles siguientes de notificada la observación. Recibida dicha respuesta, el **Cliente** deberá pagar el monto adeudado, si lo hubiere, dentro de los cinco (5) Días Hábiles de recibida la respuesta, salvo que se mantenga la discrepancia, en cuyo caso ésta será resuelta de conformidad con el procedimiento de solución de controversias previsto en la Cláusula Décima Cuarta.

Dentro de los veinte (20) Días siguientes de resuelta la controversia o resuelta por el laudo expedido por el tribunal arbitral designado de acuerdo a la Cláusula Décimo Cuarta, el **Cliente** deberá pagar a el **Suministrador** el monto adeudado si lo hubiere; o el **Suministrador** deberá proceder a efectuar las correcciones en la facturación según lo resuelto por las Partes o determinado por el laudo.

10.7.6. En caso se requieran ajustes o correcciones a las liquidaciones y facturas como resultado de inexactitudes en el medidor electrónico u otros errores en el cálculo, medición o facturación, las Partes volverán a calcular los montos a facturar. El resultado se aplicará a todo el período de inexactitud.

Una vez que los nuevos cálculos se hayan efectuado y acordado entre las Partes, el **Suministrador** emitirá la nota de crédito o débito, según sea el caso, dentro de los siete (7) Días Hábiles siguientes, y la Parte deudora pagará a la otra dentro de los veinte (20) Días de recibida la referida nota contable.

10.7.7. Si una factura (o nota de débito, si fuera el caso) no fuese pagada ni observada en el plazo indicado en el numeral 10.7.2 (o 10.7.6), el **Cliente** incurrirá en mora automática desde el vencimiento del plazo correspondiente. El **Cliente** deberá pagar a partir del primer día de vencida la factura (o nota de débito), el interés compensatorio y el interés moratorio previstos en el artículo 176° del Reglamento, ambos sobre cualquier monto vencido y no pagado oportunamente.

El interés compensatorio y el interés moratorio se aplicarán hasta la fecha de la cancelación de la factura (o nota de débito, si fuera el caso) que no haya sido oportunamente cancelada.

10.7.8. El **Cliente** se obliga a pagar todas las facturas en la cuenta bancaria que el **Suministrador** le indicará por escrito al **Cliente** con una anticipación de quince (15) Días a la fecha prevista para el pago.

11. CLÁUSULA UNDÉCIMA: RESPONSABILIDAD DE LAS PARTES

Además de las indicadas en otras cláusulas del presente Contrato, las Partes tendrán las siguientes responsabilidades:

11.1. Del Suministrador. -



15

11.1.1. Poner a disposición del **Ciente** la Potencia Contratada y la Energía Asociada a ésta en los Puntos de Suministro, de acuerdo a las condiciones pactadas en el presente Contrato.

11.1.2. Operar y mantener sus instalaciones de conformidad con lo dispuesto en las Leyes Aplicables.

11.1.3. Cumplir con las Leyes Aplicables y los procedimientos del COES relativos a la operación del SEIN u otros y acatar sus órdenes y/o las del coordinador de la operación en tiempo real.

11.1.4. Pagar las compensaciones por transgresiones a la NTCSE a favor del **Ciente** que se determinen conforme al Anexo N° 1.

11.2. **Del Cliente. -**

11.2.1. Cumplir con las Leyes Aplicables y los procedimientos del COES relativos a la operación del SEIN.

11.2.2. Pagar oportunamente a el **Suministrador** la contraprestación establecida en la Cláusula Décima del Contrato.

12. **CLÁUSULA DUODÉCIMA: COORDINACIONES OPERATIVAS Y SUSPENSIÓN**

12.1. Las situaciones originadas por fallas o indisponibilidades imprevistas de los equipos de generación, transmisión en el SEIN, sistemas secundarios de transmisión y sistemas de distribución que puedan afectar el suministro del **Ciente**, deberán ser comunicadas de inmediato por el **Suministrador** al **Ciente**. Así también, el **Ciente** comunicará al **Suministrador** cualquier evento, programado o imprevisto, en sus instalaciones que afecten el suministro de Potencia Contratada y Energía Asociada.

12.2. Los equipos de protección de ambas Partes deberán seleccionarse y ajustarse de forma que, en lo posible, no se produzcan efectos negativos en los sistemas eléctricos de las Partes ni de terceros. El **Suministrador** podrá revisar los equipos instalados por el **Ciente** y verificar la conformidad de los mismos. Cada Parte es responsable de la idoneidad de sus equipos.

12.3. El **Suministrador** hará sus mejores esfuerzos para efectuar las coordinaciones con el COES o con las empresas transmisoras y distribuidoras para la ejecución de los trabajos de mantenimiento programados o fortuitos en la red de distribución del área de influencia del **Ciente**, con el objeto de que no se afecte o se afecte lo menos posible el normal, continuo y confiable suministro de Potencia Contratada y Energía Asociada del **Ciente**.

12.4. 12.4 El **Suministrador** podrá suspender el suministro objeto de este Contrato, sin responsabilidad alguna, cuando se requiera efectuar trabajos programados de mantenimiento o modificaciones en:

12.4.1. **EISEIN**. En este caso los trabajos deberán ser programados y coordinados por el COES. Estas suspensiones se programarán y se coordinarán con la anticipación que determine el COES y serán informados al **Ciente**, por escrito, con al menos diez (10) Días de anticipación, de acuerdo a la

16



periodicidad con la que el COES apruebe los programas de mantenimiento o sus modificaciones, salvo los casos de reprogramación de la operación en tiempo real, en cuyo caso se informará apenas se tenga conocimiento del cambio.

12.4.2. Las instalaciones eléctricas de transmisión secundaria o de distribución eléctrica asociadas al suministro del **Ciente**. En este caso, el aviso previo se deberá realizar con la anticipación que determine el COES o la empresa distribuidora de la zona y serán debidamente informados por escrito al **Ciente** con al menos diez (10) Días de anticipación, de acuerdo a la periodicidad con la que el COES o la empresa distribuidora de la zona apruebe los programas de mantenimiento o sus modificaciones, salvo los casos de reprogramación de la operación en tiempo real, en cuyo caso se informará apenas se tenga conocimiento del cambio.

12.5. Asimismo, el **Suministrador** está facultado a efectuar el corte del suministro en el supuesto que el **Ciente** no haya pagado las facturas correspondientes a dos (02) meses consecutivos o alternos en un periodo de doce (12) meses, de consumo de Potencia y Energía Asociada, siempre que los montos impagos no hayan sido observados por el **Ciente**, conforme al numeral 10.7.4. El **Suministrador** deberá enviar al **Ciente** previamente una notificación notarial señalando su incumplimiento y otorgándole al **Ciente** un plazo no menor a siete (07) Días Hábiles para subsanar la situación de impago desde que haya recibido la notificación. El **Ciente** incurrirá en mora automática.

La reconexión de los Puntos de Suministro se efectuará una vez que el **Ciente** haya abonado la totalidad de lo adeudado, más el interés compensatorio y el interés moratorio a que hubiere lugar.

13. CLÁUSULA DÉCIMA TERCERA: CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

13.1. No se considerará que el **Suministrador** ha incurrido en incumplimiento de su obligación de suministrar o poner a disposición del **Ciente** la Potencia Contratada y/o la Energía Asociada en los Puntos de Suministro según lo establecido en este Contrato, cuando ello sea atribuible a la imposibilidad, ya sea total o parcial, de entregar la Potencia y Energía Asociada en los Puntos de Suministro debido a un evento de caso fortuito o fuerza mayor. Se deja claramente establecido que los eventos de fuerza mayor que afecten la capacidad del **Suministrador** de producir Energía no constituyen eventos de fuerza mayor bajo este Contrato, en la medida que no impidan al **Suministrador** cumplir con su obligación de suministro; es decir, en la medida que ésta puede adquirir Energía en el SEIN y ponerla a disposición del **Ciente**, de acuerdo a lo establecido en el numeral 11.1.1.

13.2. Igualmente, el **Ciente** no estará obligado a consumir la Potencia Contratada y/o la Energía Asociada bajo este Contrato y a pagar la retribución correspondiente a dicha Potencia Contratada y/o dicha Energía Asociada, cuando se vea impedido o imposibilitado de consumirlas o desarrollar sus operaciones por causa de un evento de caso fortuito o fuerza mayor.

13.3. Las Partes reconocen como eventos de caso fortuito y/o fuerza mayor, entre otros, los siguientes: actos fortuitos, huelgas y otras interrupciones del trabajo de carácter general, guerra, terremoto, inundación, vandalismo, manifestaciones, conmoción civil, terrorismo, trastorno del orden público y epidemias, siempre que cumplan con

17



lo establecido en el artículo 1315° del Código Civil, así como cualquier medida, disposición, acto u omisión de actuar de cualquier Autoridad Gubernamental Competente que impida a cualquier Parte cumplir con este Contrato, incluyendo las decisiones operativas del COES. Las Partes no son imputables por la inexecución de una obligación o por cumplimiento parcial, tardío o defectuoso, durante el término en que la Parte obligada se vea afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor y siempre que tal causa haya impedido o imposibilitado su debido cumplimiento.

- 13.4. La Parte afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor notificará dicha circunstancia a la otra Parte dentro de las 48 horas siguientes de detectado el incidente. Tan pronto como ello sea posible bajo las respectivas circunstancias, deberá remitir a la otra Parte una descripción razonablemente detallada del evento de caso fortuito o fuerza mayor y de sus consecuencias, teniendo en cuenta la información disponible en ese momento. Posteriormente, y en un plazo no mayor de 30 (treinta) Días después de ocurrido el evento, deberá entregar a la otra Parte un informe detallado, sustentando la causa fáctica del evento de caso fortuito o fuerza mayor, adjuntando los medios probatorios que correspondan.
- 13.5. La Parte afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor deberá actuar con la diligencia debida y hacer sus mejores esfuerzos, para remediar su incumplimiento a la brevedad posible. Si pese a ello, el evento de fuerza mayor o los efectos del evento se prolongan por más de seis (6) meses, la Parte distinta de la que invoque caso fortuito o fuerza mayor podrá resolver el Contrato con arreglo al numeral 15.2.1 de la Cláusula Décima Quinta, o a criterio del Cliente, se procederá a reducir la Potencia Contratada respecto de los Puntos de Suministro afectados con el evento de caso fortuito o fuerza mayor.
- 13.6. Tratándose de eventos de fuerza mayor que de acuerdo a las Leyes Aplicables deban ser calificados como tales por OSINERGMIN, la mencionada calificación será requisito indispensable para que el Suministrador pueda exonerarse de responsabilidad frente al Cliente por la inexecución de obligaciones que tengan su origen en dicho evento.
- 13.7. En ningún caso podrá considerarse como caso fortuito o fuerza mayor a: (a) la incapacidad de pago de cualquiera de las Partes con respecto a las obligaciones monetarias asumidas en el presente Contrato y (b) la no obtención, revocación o cancelación de una autorización, permiso, aprobación o informe favorable de cualquier Autoridad Gubernamental Competente que sea necesario para (i) que la respectiva Parte pueda realizar las actividades y operaciones que sean necesarias para el debido cumplimiento de su objeto social; y, (ii) el cumplimiento de cualquier obligación asumida en virtud del presente Contrato, considerándose la no obtención, revocación o cancelación como una causa imputable a la Parte afectada por dicha situación.
- 13.8. En el supuesto que una de las Partes no estuviera de acuerdo con la calificación del evento como de caso fortuito o fuerza mayor, puede recurrir al procedimiento de solución de controversias de la Cláusula Décima Cuarta.
- 13.9. El caso fortuito o fuerza mayor no liberará a las Partes del cumplimiento de las obligaciones que no se vean afectadas y no sean suspendidas por dichos eventos. Las obligaciones afectadas quedarán suspendidas mientras dure el evento de caso fortuito o fuerza mayor.



13.10. En el caso que el **Suministrador** invoque un evento de caso fortuito o fuerza mayor, de acuerdo a lo regulado en las cláusulas anteriores, el **Cliente** podrá satisfacer sus requerimientos de Potencia Contratada y Energía Asociada respecto del Punto(s) de Suministro afectado(s), mediante generación propia, generación por parte de terceras empresas generadoras, o grupos electrógenos alquilados y cualquier otro medio idóneo. En ningún caso se considerará que esta situación configura una violación de la exclusividad pactada en los numerales 2.2 y 7.4.

14. CLÁUSULA DÉCIMA CUARTA: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS Y LEGISLACIÓN APLICABLE

14.1. Cualquier litigio, conflicto, controversia, diferencia de interpretación o reclamación que surja entre las partes relativos a la interpretación, ejecución, resolución, aplicación, terminación, existencia, eficacia, nulidad, anulabilidad o validez y, en general, en relación con el presente Contrato, será sometido a arbitraje de derecho, a cargo de un tribunal arbitral, cuyo laudo será definitivo e inapelable. El arbitraje se llevará a cabo bajo la organización, administración y reglas del Centro, conforme a su estatuto y reglamento (en adelante denominados como las "Reglas"), a las cuales las Partes se someten incondicionalmente.

14.2. El tribunal arbitral de derecho será conformado por tres (3) árbitros. La Parte que solicita el inicio del arbitraje designará a un árbitro en su propia petición de arbitraje, mientras que la otra Parte designará a un árbitro dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes a la fecha en que fue notificada de la petición de arbitraje de su contraparte. Los dos (2) árbitros antes designados por las Partes designarán al tercer miembro del tribunal arbitral, el mismo que será el presidente. Esta última designación será efectuada dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes a la fecha en que las personas designadas por las Partes sean confirmadas como árbitros por el Centro.

En caso alguna de las Partes no designe a su árbitro en el plazo previsto en el párrafo anterior o los dos (2) árbitros designados no cumplan con nombrar al tercer árbitro en el plazo previsto en el párrafo anterior, el Centro deberá designar al árbitro o árbitros faltantes.

14.3. El arbitraje se desarrollará en la ciudad de Trujillo, en idioma castellano.

14.4. En todo lo no previsto en la presente cláusula se aplicarán las normas contenidas en el Decreto Legislativo N° 1071 (Ley de Arbitraje), sus reglamentos (si los hubiera), así como las Regias, o las disposiciones de aquella ley o norma que los sustituya y/o modifique.

14.5. El laudo arbitral tiene naturaleza de cosa juzgada, es final definitivo, inapelable, vinculante, determinante y concluyente en todos sus extremos.

14.6. Cualquier arbitraje derivado de una Disputa, incluyendo cualquier transacción a la que puedan llegar las Partes, el laudo arbitral, las actuaciones del proceso arbitral o cualquier documento presentado por las Partes, será considerado confidencial y no podrá ser revelado por las Partes o sus agentes, representantes, empleados, directores, administradores y abogados a terceros, salvo que dicha información sea necesaria para la ejecución del laudo correspondiente o su divulgación sea necesaria conforme a las Leyes Aplicables.

19



- 14.7. En caso de intervención de los jueces y tribunales ordinarios dentro del proceso arbitral, las partes se someten expresamente a la competencia de los jueces y tribunales del distrito Judicial de La Libertad, renunciando al fuero de sus domicilios. Asimismo, para el caso de toda controversia no arbitrable las partes también se somete expresamente a la competencia de los jueces y tribunales del distrito judicial de La Libertad, renunciando al fuero de sus domicilios.
- 14.8. Las Partes dejan expresamente establecido que en todo lo no previsto en el presente Contrato será de aplicación el Código Civil peruano y, en general, las Leyes Aplicables.
- 14.9. Lo señalado en los numerales anteriores de la presente Cláusula, no implica desconocer las competencias que OSINERGMIN ostenta en materia de solución de controversias, de acuerdo a las Leyes Aplicables. Consecuentemente, en caso se suscite una controversia entre las Partes que versa sobre las materias de son de competencia exclusiva de OSINERGMIN, las Partes se someterán a aquella.

15. CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA: INCUMPLIMIENTO Y RESOLUCIÓN

15.1. Incumplimientos. -

15.1.1. Las Partes convienen que, en la eventualidad que una parte incumpla cualquiera de las Obligaciones Sustanciales previstas en el presente Contrato, podrá ser requerida por la otra Parte, a través de conducto notarial, la subsanación del respectivo incumplimiento dentro de un plazo no menor de 15 (quince) Días, bajo apercibimiento de resolver el Contrato de pleno derecho.

Para efectos del presente Contrato, se consideran incumplimientos de Obligaciones Sustanciales del **Suministrador** los siguientes:

1. Incumplimiento del suministro de Potencia y Energía Asociada por un (1) Día en cualquiera de los Puntos de Suministro, por causas imputables al **Suministrador** y aun cuando el suministro pueda ser prestado por cualquier otro suministrador. En este caso, el Contrato podrá ser resuelto solamente respecto de los Puntos de Suministro afectados por el incumplimiento.
2. Por no asumir el costo de eventuales compensaciones derivadas de la aplicación de la NTCSE, de conformidad con lo establecido en el Anexo 1 del presente Contrato.
3. Si el **Suministrador** cede su posición contractual o sus derechos sin considerar lo contemplado en la Cláusula Décima Sexta del Contrato.
4. Desconocer o incumplir los laudos arbitrales o las medidas cautelares que se expidan al amparo de la Cláusula Décima Cuarta. Tratándose de laudos arbitrales se entenderá por desconocimiento o incumplimiento de lo dispuesto por el Tribunal Arbitral, aquellos supuestos en que la Parte vencida no se ajuste a estas disposiciones luego de que el laudo haya quedado consentido o alcance el grado de ejecutoriado. Esto es, cuando el laudo no hubiera sido materia de recurso de anulación dentro



del plazo legal previsto o, en su caso, cuando habiéndose interpuesto recurso de anulación, dicho recurso hubiera sido desestimado por el Poder Judicial.

Para efectos del presente Contrato, se consideran incumplimientos de Obligaciones Sustanciales del Cliente los siguientes:

1. Falta de pago total o parcial de dos (2) o más facturas mensuales consecutivas o alternas dentro de un periodo de doce (12) meses, en la parte que no hayan sido observadas de conformidad con el numeral 10.7.4, a pesar de haber sido requerido por escrito en el Domicilio Contractual.
2. Por no asumir el costo de eventuales compensaciones derivadas de la aplicación de la NTCSE, de conformidad con lo establecido en el Anexo 1 del presente Contrato.
3. Si el Cliente cede su posición contractual o sus derechos sin considerar lo contemplado en los numerales 16.1 o 16.2 de la Cláusula Décima Sexta del Contrato.
4. Desconocer o incumplir los laudos arbitrales o las medidas cautelares que se expidan al amparo de la Cláusula Décima Cuarta. Tratándose de laudos arbitrales se entenderá por desconocimiento o incumplimiento de lo dispuesto por el Tribunal Arbitral, aquellos supuestos en que la Parte vencida no se ajuste a estas disposiciones luego de que el laudo haya quedado consentido o alcance el grado de ejecutoriado. Esto es, cuando el laudo no hubiera sido materia de recurso de anulación dentro del plazo legal previsto o, en su caso, cuando habiéndose interpuesto recurso de anulación, dicho recurso hubiera sido desestimado por el Poder Judicial.

15.1.2. Independientemente de la decisión de resolver o no el Contrato, el incumplimiento de cualquiera de las Partes permitirá a la otra solicitar el pago de los daños y perjuicios provocados como consecuencia del incumplimiento.

15.1.3. Las Partes acuerdan que a partir del presente Contrato podrá ser resuelto unilateralmente y sin expresión de causa, siempre y cuando la Parte que haga efectiva la resolución anticipada pague a la otra una penalidad equivalente a seis (6) veces el promedio de las cuatro (4) facturaciones totales mensuales más altas de los últimos doce (12) meses inmediatamente anteriores a la fecha de recepción de la carta notarial informando su decisión de ejercer de derecho de resolución regulado en el presente numeral.

La carta notarial referida en el párrafo precedente deberá ser entregada con una anticipación no menor a noventa (90) Días de la fecha efectiva de la resolución y debe ser remitida acompañada del pago de la penalidad mencionada. No obstante, lo dispuesto en esta cláusula, ninguna de las Partes podrá resolver el Contrato durante el primer año calendario contado desde la Fecha de Inicio de Consumo, salvo por incumplimiento de Obligaciones Sustanciales.

21



15.2. Causales de Resolución Contractual de Pleno Derecho. -

15.2.1. Cualquiera de las Partes tendrá derecho a resolver de pleno derecho el presente Contrato, si se verifica cualquiera de las siguientes causales:

- (a) Si la otra Parte fuese declarada en estado de insolvencia y/o resultase comprendida en cualquier proceso concursal conforme a la Ley Aplicable por la Autoridad Gubernamental Competente.
- (b) Si la otra Parte incurriera en causal de disolución o liquidación forzosa o voluntaria.
- (c) Si la otra Parte se viera impedida a desarrollar su objeto social o, en caso el Cliente se viera impedido de desarrollar todas las actividades que conforman su objeto social, ya sea voluntaria o forzosamente.
- (d) Si se mantuviera un evento de caso fortuito o fuerza mayor que impida la ejecución total del Contrato, por un plazo mayor a seis (6) meses, con arreglo a la cláusula Décima Tercera.

15.2.2. El Cliente podrá terminar de manera anticipada el presente Contrato sin responsabilidad ni obligación de indemnización o pago de penalidad alguna a favor del Suministrador en caso cierre definitivamente o suspenda las Operaciones Comerciales en por lo menos el sesenta por ciento (60%) de los Puntos de Suministro.

15.2.3. Para hacer efectiva la resolución del Contrato en los supuestos señalados en los numerales 15.2.1 y 15.2.2, bastará con que la Parte afectada notifique a la otra, por la vía notarial, de su decisión de terminar el contrato de manera anticipada. El Contrato quedará terminado a los treinta (30) Días de verificada la notificación notarial antes referida.

La resolución del Contrato se producirá sin perjuicio de la obligación de cada una de las Partes de pagar las cantidades que adeude a la otra.

16. CLAUSULA DÉCIMA SEXTA: CESIÓN

16.1. Las Partes no podrán ceder su posición contractual o sus derechos bajo este Contrato, sin el consentimiento previo y por escrito de la otra Parte. Sin perjuicio de ello, ninguna de las Partes podrá denegar injustificadamente su consentimiento a la solicitud de cesión que formule su contraparte.

No tendrá efecto la cesión que cualquiera de las Partes celebre incumpliendo la presente cláusula Décima Sexta.

16.2. La cesión de posición contractual efectuada conforme a lo previsto en la presente cláusula surtirá efecto luego de la suscripción de la correspondiente adenda al presente Contrato.

17. CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA: DOMICILIOS



Las Partes acuerdan las siguientes reglas con respecto a los domicilios de notificación:

- 17.1. Independientemente del domicilio legal, social, fiscal o de constitución de las Partes y sin tomar en consideración los Puntos de Suministro ni el lugar o lugares en donde se facturen los consumos de los Puntos de Suministro o se ejecute el presente Contrato, las Partes se obligan a fijar y mantener un domicilio para cualquier notificación, demanda, consentimiento, aprobación, modificación o cualquier otra comunicación (en adelante, referidas como la "Comunicación" o las "Comunicaciones") relacionadas con el presente Contrato en la ciudad de Lima, República del Perú, en adelante, el/los "Domicilio(s) Contractual(es)".
- 17.2. Las Partes se obligan a remitir a sus respectivos Domicilios Contractuales todas las Comunicaciones que se cursen entre sí y relacionadas con el presente Contrato, salvo las facturaciones que serán enviadas a la dirección electrónica indicada en el numeral 17.4.
- 17.3. Toda Comunicación entre las Partes referida al presente Contrato, deberá efectuarse por escrito, en Día Hábil, y ser entregada a la otra Parte en su respectivo Domicilio Contractual, con cargo de recepción, no requiriéndose necesariamente utilizar la vía notarial.
- 17.4. Los Domicilios Contractuales y correo electrónico para coordinaciones de cada una de las Partes será el siguiente:

El Cliente:

Domicilio: Carretera Industrial S/N camino a Laredo, Sector Barrio Nuevo, distrito de Moche, provincia de Trujillo, departamento de La Libertad.

Correo para facturación electrónica: mpereira@danper.com; comprobanteselectron@danper.com

El Suministrador:

Domicilio Legal:

Jirón San Martín N° 831 - Trujillo, provincia de Trujillo y departamento de La Libertad.

Representante Autorizado:

Gerente Comercial, César Chuyes Gutiérrez.
Correo electrónico: cchuyesg@distriluz.com.pe

Domicilio Legal:

Av. Camino Real N° 348 Torre El Pilar, Oficina 1302, San Isidro, provincia y departamento de Lima.

Representante Autorizado:

Gerente Corporativo Comercial, Javier Muro Rosado
Correo electrónico: jmuror@distriluz.com.pe

Para efectos de la entrega de comprobantes de pago será de acuerdo al procedimiento que establezca Danper

- 17.5. La modificación del Domicilio Contractual de cualquiera de las Partes sólo producirá efectos en tanto haya sido comunicada a la otra mediante comunicación escrita, recibida con una anticipación no menor de quince (15) días a la fecha en



que se produce el cambio del Domicilio Contractual. Las Partes acuerdan que no podrán cambiar de Domicilio Contractual a una ciudad distinta a la originalmente señalada como Domicilio Contractual, ni tampoco podrán variar la jurisdicción pactada. La modificación del correo para facturación electrónica sólo producirá efectos en tanto haya sido comunicada a la otra mediante comunicación escrita, recibida con una anticipación no menor de cinco (5) Días a la fecha en que se produce el cambio.

17.6. En caso no se cumpliera con cualquiera de los requisitos antes señalados, el cambio de Domicilio Contractual no surtirá efecto alguno y no será oponible a las Partes. En este supuesto, todas las Comunicaciones remitidas al Domicilio Contractual serán consideradas válidas y eficazmente realizadas, incluso si la Parte notificada se ha mudado, liquidado, disuelto, o no se encuentra presente por cualquier otra razón.

17.7. Para los efectos del presente Contrato ambas Partes contratantes designan como sus representantes, quienes podrán ser sustituidos en cualquier momento, previa comunicación escrita cursada a la otra parte, a las siguientes personas:

El Cliente: Danper Trujillo S.A.C.

Representante: Javier Antonio Gilardi Arbulú, Edwin Huber Cuadros Camposano.

Correo electrónico: jgilardi@danper.com; ecuadros@danper.com

Teléfono: 949711446; 978725379.

El Suministrador:

Gerente Comercial, César Chuyes Gutiérrez.

Correo electrónico: cchuyesg@distriluz.com.pe

Debe precisarse que las personas aquí designadas deben encontrarse disponibles cualquier día del año y a cualquier hora con el propósito de permitir un canal de comunicación a través del cual se pueda solucionar cualquier problema o inconveniente que sea verificado con ocasión de la ejecución de este Contrato.

18. CLÁUSULA DÉCIMO OCTAVA: ACUERDO TOTAL Y EJERCICIO DE DERECHOS

18.1. Salvo los casos previstos específicamente en este Contrato, la omisión de cualquiera de las Partes en exigir a la otra Parte la estricta ejecución de cualquier disposición de este Contrato o de ejercer cualquier derecho previsto en este Contrato, no será interpretada como una renuncia o desistimiento del derecho de dicha Parte a recurrir a la respectiva disposición contractual o a ejercer el correspondiente derecho, salvo que se trate de una renuncia expresa y por escrito.

18.2. Ninguna renuncia que efectúe cualquiera de las Partes respecto de cualquier disposición de este Contrato o a ejercer cualquier derecho en caso de cualquier incumplimiento previsto en este Contrato, podrá ser considerada como precedente aplicable en el futuro a otras circunstancias o a otras cláusulas, derechos o incumplimientos.

18.3. Queda claramente entendido que, adicionalmente a lo estipulado en este instrumento y sus Anexos suscritos por las Partes, no existen otros acuerdos.

24



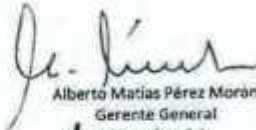
declaraciones o entendimientos orales o escritos entre el **Cliente** y el **Suministrador** en relación con lo pactado, y que lo pactado en este Contrato junto con sus Anexos deja sin efecto, de existir, cualquiera y todos los acuerdos, declaraciones y entendimientos previos entre las Partes relacionados con el objeto del presente Contrato.

19. CLÁUSULA DÉCIMO NOVENA: ANEXOS

Debidamente suscritos por las Partes, forman parte integrante del Contrato los siguientes Anexos:

- ANEXO 1: Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- ANEXO 2: Barras de Referencia de Generación, Puntos de Suministro, Potencia Contratada, Precios de Potencia y Energía Asociada y fórmulas de indexación.

Suscrito en la ciudad de Lima, a los 27 días del mes de julio de 2017.


Alberto Matías Pérez Morán
Gerente General
Hidrandina S.A.


Javier Alexander Muro Rosado
Gerente Corporativo Comercial
Hidrandina S.A.


~~DANPER TRUJILLO S.A.C.~~
~~Rig. Javier Antonio Gilardi Artubalu~~
~~ApoDERADO~~
Rig. Javier Antonio Gilardi Artubalu
ApoDERADO
DANPER TRUJILLO S.A.C.









25

**ANEXO 1
APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS
ELÉCTRICOS**

Sujeto a las restricciones que se especifican en los siguientes párrafos de este anexo, para el cómputo de las compensaciones que puedan corresponder al **Ciente** en aplicación de lo establecido en el Contrato, con relación a calidad del producto y del suministro, así como para la medición, registro y control de las variables, se aplicarán los estándares aplicables a los generadores establecidos en la NTCSE, sujeto a las precisiones y limitaciones señaladas a continuación.

Restricciones a la aplicación de la NTCSE:

a) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que por causas atribuibles al **Suministrador** se interrumpió el suministro o se afectó la calidad del producto o la calidad de suministro al **Ciente** en algún Punto de Suministro según lo establecido en el presente Contrato, ésta pagará al **Ciente**, las compensaciones correspondientes establecidas en la NTCSE.

b) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que por causas atribuibles a un tercero o terceros se interrumpió el suministro o se afectó la calidad del producto o la calidad del suministro al **Ciente** en algún Punto de Suministro según lo establecido en el presente Contrato, el **Suministrador** trasladará al **Ciente** las compensaciones que previamente haya obtenido de aquellos a los cuales se les atribuya la responsabilidad de la interrupción o la afectación de la calidad del suministro al **Ciente**.

c) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente no pueda determinar quién fue el responsable de la interrupción en el suministro o de la mala calidad del suministro al **Ciente** en algún Punto de Suministro según lo establecido en el presente Contrato, el **Suministrador** no estará sujeto a pagar compensación alguna al **Ciente**. No obstante, cualquier compensación que el **Suministrador** reciba de terceros a favor del **Ciente** le será transferida a esta última.

d) En los casos b) y c) precedentes, el **Suministrador** sólo compensará al **Ciente** si es que previamente ha recibido los importes a compensar.

e) En el supuesto que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que la carga del **Ciente** es la causante de perturbaciones que exceden las tolerancias establecidas en la NTCSE y que, como consecuencia de lo anterior, la Generadora tuviera que pagar compensaciones en aplicación de lo establecido en la NTCSE, el **Ciente** reembolsará a la **Suministradora**, los montos que ésta haya pagado a terceros por concepto de dicha compensaciones, contra presentación por la **Suministradora** al **Ciente** de los documentos que demuestren los respectivos pagos efectuados, salvo que exista controversia sobre la responsabilidad del **Ciente** o el cálculo de las compensaciones, en cuyo caso, la obligación de reembolso se suspenderá hasta que se emita un pronunciamiento definitivo sobre la controversia, de parte del COES o la Autoridad Gubernamental Competente.



ANEXO 2

BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN, PUNTOS DE SUMINISTRO, POTENCIAS CONTRATADAS, PRECIOS Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

1. BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN, PUNTOS DE SUMINISTRO Y POTENCIAS CONTRATADAS

Sim	Local	Suministro	BRG	Punto de Suministro	Alimentador	Punto de Medición	PC HP (kW)	PC HFP (kW)
P1	Conserva	47421850	SE Trujillo Norte 220 kV	10 Kv-MT	A3019	E 301859	1.000	1.000
P2	Muchik - Fondo	47358369		10 Kv-MT	A3143	E 301655	600	600
P3	Muchik - Pta. Fresco	61993186		10 Kv-MT	(nuevo)	(nuevo)	574	574
P4	Congelado	47377822		10 Kv-MT	A3019	E 301797	700	700
P5	Compositán	47415180		22.9/13.1 Kv-MT	A3249	E 301887	1.800	1.800

Los valores de potencia aquí definidos son provisionales, vigentes durante el Periodo de Prueba. Durante este periodo, los valores de potencia a facturar serán los registrados en hora coincidente con la máxima demanda del SEIN y no serán pasibles de penalidades por excesos de potencia.

Los excesos de potencia mayores al 120% se facturan incluyendo una penalidad equivalente al 20% del Precio de Potencia.

El Punto de Suministro Muchik - Pta. Fresco se encuentra en la etapa de recepción de obras por parte de Hidrandina y las partes acuerdan que el inicio de la operación del mismo, se realizará en el mes de agosto de 2017. Las Partes suscribirán un Acta en donde conste la fecha de inicio del suministro.

2. PRECIOS EN LAS BRGs:

Potencia SOLES / kW-mes (PPg,o)	Energía Asociada USD/MWh	
	Horas Punta (PEPg,o)	Horas Fuera de Punta (PEFPg,o)
20.09	31.00	31.00

Los precios base están referidos al mes de julio 2017 a partir de la Fecha de Inicio del Consumo, se aplicará la indexación indicada en el siguiente numeral 3.

3. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE PRECIOS DE-GENERACION

Los Precios establecidos en el numeral 2 del presente anexo serán reajustados de manera mensual a partir de la Fecha de Inicio del Consumo de acuerdo con las siguientes fórmulas de indexación:



ANEXO 2

BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN, PUNTOS DE SUMINISTRO, POTENCIAS CONTRATADAS, PRECIOS Y FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

1. BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN, PUNTOS DE SUMINISTRO Y POTENCIAS CONTRATADAS

Sum	Local	Suministro	BRG	Punto de Suministro	Alimentador	Punto de Medición	PC HP (kW)	PC HFF (kW)
P1	Conserva	47421850	SE Trujillo Norte 220 kv	10 Kv-MT	A3019	E 301859	1,000	1,000
P2	Muchik - Fondo	47358569		10 kv-MT	A3143	E 301655	600	600
P3	Muchik - Pta. Fresca	61993196		10 Kv-MT	(nuevo)	(nuevo)	574	574
P4	Congelado	47377822		10 Kv-MT	A3019	E 301797	700	700
P5	Compositari	47416180		22.9/13.1 Kv-MT	A3249	E 301887	1,500	1,500

Los valores de potencia aquí definidos son provisionales, vigentes durante el Periodo de Prueba. Durante este periodo, los valores de potencia a facturar serán los registrados en hora coincidente con la máxima demanda del SEIN y no serán pasibles de penalidades por excesos de potencia.

Los excesos de potencia mayores al 120% se facturan incluyendo una penalidad equivalente al 20% del Precio de Potencia.

El Punto de Suministro Muchik - Pta. Fresca se encuentra en la etapa de recepción de obras por parte de Hidrandina y las partes acuerdan que el inicio de la operación del mismo, se realizará en el mes de agosto de 2017. Las Partes suscribirán un Acta en donde conste la fecha de inicio del suministro.

2. PRECIOS EN LAS BRGs:

Potencia SOLES / kW-mes (PPg.o)	Energía Asociada USD/MWh	
	Horas Punta (PEPg.o)	Horas Fuera de Punta (PEFPg.o)
20.09	31.00	31.00

Los precios base están referidos al mes de julio 2017 a partir de la Fecha de Inicio del Consumo, se aplicará la indexación indicada en el siguiente numeral 3.

3. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE PRECIOS DE-GENERACION

Los Precios establecidos en el numeral 2 del presente anexo serán reajustados de manera mensual a partir de la Fecha de Inicio del Consumo de acuerdo con las siguientes fórmulas de indexación:





ANEXO 3

**PRIMERA ADENDA AL CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE
[**]Y [**]**

Conste por el presente documento, la Primera Adenda al Contrato de Suministro de Electricidad (en adelante la "Primera Adenda"), que celebran, de una parte:

[****], en adelante, la **Generadora**, con R.U.C. No. [****], con domicilio en _____, debidamente representada por [****], debidamente autorizados para este propósito según los poderes inscritos en la Partida No. [****] del Registro de Personas Jurídicas, Oficina Registral de Lima y Callao; y, de la otra parte:

[****], en adelante el "**Cliente**", con R.U.C. N° [****], con domicilio en Av. [****], distrito de [****], provincia y departamento de [**], debidamente representada por su [****], identificada con D.N.I. N° [****] y [****] identificado con D.N.I. N° [****], según poderes inscritos en la partida electrónica N° [****] del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de [****]; y de la otra parte,

La Primera Adenda se celebra en los términos y condiciones que constan en las cláusulas siguientes:

CLÁUSULA PRIMERA: ANTECEDENTES

- 1.1 Con fecha [****], las Partes celebraron el Contrato de Suministro de Electricidad (el "Contrato").
- 1.2 De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 7.2.2 del Contrato, una vez culminado el Período de Prueba, las Partes determinarán la Potencia definitiva a contratar por el **Cliente**, para lo cual se suscribe la presente Adenda.

CLÁUSULA SEGUNDA: POTENCIA CONTRATADA

- 2.1 La Potencia Contratada en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta, a partir de la fecha de suscripción del presente acuerdo será la siguiente:

Potencia contratada en HP (MW) [****]	Potencia contratada en HFP (MW) [****]
---	--

- 2.2 Aprobar la modificación del numeral 2 del Anexo 2 del Contrato, el cual quedará establecido de acuerdo a lo siguiente:

CLÁUSULA TERCERA: VIGENCIA DE LA ADENDA

Las modificaciones al Contrato contenidas en la presente Adenda tendrán vigencia a partir de la fecha de suscripción de la misma.

CLÁUSULA CUARTA: INALTERABILIDAD DE LAS CONDICIONES



30

Salvo las modificaciones especificadas en la presente Adenda, las Partes declaran que las demás estipulaciones del Contrato y sus respectivos Anexos permanecerán inalterables, conservarán plena validez y serán exigibles conforme a lo pactado entre las Partes, siempre que no se opongan a lo acordado en la presente Adenda.

En la ciudad de Lima, a los [**] días del mes de [**] del año [**], en señal de conformidad con todas y cada una de las cláusulas que anteceden, las Partes suscriben la presente Adenda en tres (3) ejemplares.

31

ANEXO N° 3

**PRIMERA ADENDA AL CONTRATO DE SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGÍA
ENTRE ORAZUL ENERGY EGENOR S. EN C. POR A. Y MINERA BARRICK
MISQUICHILCA S.A. (LAGUNAS NORTE)**

Conste por el presente documento, que se extiende por duplicado, la Primera Adenda al Contrato de Suministro de Potencia y Energía (en adelante, la "Primera Adenda") que celebran de una parte, en su condición de suministrador, la empresa de generación eléctrica **ORAZUL ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.** (antes **DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.**), con Registro Único de Contribuyentes N° 20338646802, con domicilio en Avenida Dionisio Derteano N° 144, Piso 19, distrito de San Isidro, provincia y departamento de Lima, debidamente representada por su Director Comercial, el señor Carlos Luis Fossati, identificado con DNI N° 48726496, y por su Directora Legal, la señora Dora María Avendaño Arana, identificada con DNI N° 06625483, según poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 11018850 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima (en adelante el "GENERADOR") y;

De la otra Parte, en su condición de suministrado, **MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.**, con Registro Único de Contribuyentes N° 20209133394, con domicilio en Avenida Manuel Olguín N° 375, distrito de Santiago de Surco, provincia y departamento de Lima, debidamente representada por sus Apoderados, el señor Eduardo Néstor Ruiz Salcedo, identificado con DNI N° 08880810 y el señor Eduardo Cabrera Segura, identificado con DNI N° 08719029, según poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 11359937 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima (en adelante el "CLIENTE"), en los términos y condiciones siguientes:

PRIMERA: ANTECEDENTES

Con fecha 16 de enero de 2014, el **GENERADOR** y el **CLIENTE** (en adelante las "PARTES") celebraron el Contrato de Potencia y Energía (A-0006-0-14/PEGEN-004-2014) (en adelante, el "Contrato") para que el **GENERADOR** suministre energía eléctrica a favor del **CLIENTE**, conforme a las estipulaciones establecidas en el Contrato.

Mediante Acuerdo de Junta General de Accionistas de fecha 20 de enero de 2017, **DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.** cambió su denominación social por **ORAZUL ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.** Dicha modificación fue inscrita en asiento B00017 de la Partida Electrónica N° 11018850 el 1° de febrero de 2017 y fue debidamente informada al **CLIENTE** mediante comunicación N° C-EGN-030-2017 (M) del 1° de febrero de 2017.

SEGUNDA: ALCANCES DE LA PRIMERA ADENDA

Mediante la presente Primera Adenda, las PARTES acuerdan lo siguiente:

2.1 Modificación de Cláusula 3 del Contrato

Se modifica la Cláusula 3 del Contrato, la cual quedará redactada de la siguiente manera:

"El Plazo de vigencia rige a partir de las 00:00:01 del 01 de agosto del año 2014 y finalizará a las 24:00:00 horas del 31 de diciembre del año 2020.

La Fecha de Inicio del suministro de electricidad es a las 00:00:01 horas del 01 de agosto del año 2014."



2.2 Modificación del Numeral 5.4.2 de la Cláusula 5 del Contrato

Se modifica el Numeral 5.4.2 de la Cláusula 5 del Contrato, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

"Cobro por exceso de Potencia Contratada de acuerdo al Numeral 5.3 y valorizada al precio de la potencia en Horas de Punta más el 10% de dicho precio y reajustes convenidos en el Anexo 2."

2.3 Modificación del Numeral 8.3 de la Cláusula 8 del Contrato

Se modifica el Numeral 8.3 de la Cláusula 8 del Contrato, el cual quedará redactado de la siguiente manera:

"En caso de resolución del Contrato con arreglo a los puntos (i) y/o (iii), del numeral 8.1 la Parte que incurrió en dicha causal deberá pagar a la otra Parte una penalidad de seis (6) veces la facturación promedio de los últimos doce (12) Meses, o de doce (12) veces la facturación de la Potencia Contratada por el precio del Contrato, lo que resulte mayor, salvo acuerdo de las Partes en contrario. Esta penalidad se irá reduciendo trimestralmente en 1/9 de su valor inicial, contados a partir del mes de enero 2018.

El monto total de la penalidad deberá ser pagado dentro de los treinta (30) Días siguientes a la fecha de resolución del Contrato."

2.4 Modificación del Anexo 2 del Contrato

Se reemplaza el Anexo 2 "Precios y Metodología de Ajuste" por el nuevo Anexo 2 "Precios y Metodología de Ajuste", el cual forma parte integrante de la presente Primera Adenda.

2.5. Fecha de vigencia de la Primera Adenda y Devolución de Montos Facturados

La presente Primera Adenda tiene plenos efectos desde el día 01 de enero de 2017, por lo que a la fecha de suscripción de la misma existe un monto pendiente de devolución en favor del **CLIENTE**, ascendente a la suma de US\$ 387 586.78 (en adelante, el "Monto Pendiente"). El Monto Pendiente será devuelto por el **GENERADOR** al **CLIENTE** a través de la facturación de los meses siguientes a la fecha de firma de la presente Primera Adenda, conforme se detalla a continuación:

- Facturación del mes de junio de 2017, se devolverá el monto ascendente a US\$ 80 710.94, correspondiente al mes de enero de 2017.
- Facturación del mes de julio de 2017, se devolverá el monto ascendente a US\$ 74 444.65, correspondiente al mes de febrero de 2017.
- Facturación del mes de agosto de 2017, se devolverá el monto ascendente a US\$ 77 242.35, correspondiente al mes de marzo de 2017.
- Facturación del mes de septiembre de 2017, se devolverá el monto ascendente a US\$ 77 594.42, correspondiente al mes de abril de 2017.
- Facturación del mes de octubre de 2017, se devolverá el monto ascendente a US\$ 85 982.98, correspondiente al mes de mayo de 2017.

Asimismo, se realizarán los siguientes reintegros por menor facturación por concepto del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE):

- Reintegro ascendente a US\$ 2 179.20, correspondiente al mes de enero de 2017.



- Reintegro ascendente a US\$ 2 010.01, correspondiente al mes de febrero de 2017.
- Reintegro ascendente a US\$ 2 085.54, correspondiente al mes de marzo de 2017.
- Reintegro ascendente a US\$ 2 095.05, correspondiente al mes de abril de 2017.
- Reintegro ascendente a US\$ 2 321.54, correspondiente al mes de mayo de 2017.

Los reintegros antes descritos serán considerados en Soles, al tipo de cambio correspondiente a la fecha de emisión de las correspondientes notas.

El Monto Pendiente a devolver en cada facturación, conforme al detalle descrito anteriormente, se realizará mediante la emisión de la correspondiente Nota de Crédito por parte del **GENERADOR**. Dichas notas de crédito reflejarán: la diferencia de lo facturado en cada mes con los nuevos precios detallados en la presente Primera Adenda, menos el monto facturado con los precios consignados originalmente en el Contrato.

TERCERA: VIGENCIA DE LAS ESTIPULACIONES PACTADAS EN EL CONTRATO

Todas las estipulaciones del Contrato se mantienen vigentes conforme a lo pactado en dicho documento, en cuanto no hayan sido modificadas expresamente por la presente Primera Adenda.

En señal de conformidad y aceptación de los términos de la presente Primera Adenda, las **PARTES** suscriben la misma en dos (2) ejemplares de igual valor y tenor, a los 15 días del mes de junio de 2017.

POR EL GENERADOR



Carlos Luis Fossati
Director Comercial



Dora Maria Avendaño Arana
Directora Legal

POR EL CLIENTE



Eduardo Néstor Ruiz Salcedo
Apoderado



Eduardo Manuel Cabrera Segura
Apoderado

8



ANEXO 2

Precios y Metodología de Ajuste

Punto de Entrega	:	S.E. Trujillo Norte 220 kV
Punto de Medición	:	S.E. Trujillo Norte 138 kV
Moneda	:	US\$ Dólares Americanos

A. PERÍODOS TARIFARIOS Y POTENCIA CONTRATADA

Periodos Tarifarios : Son los definidos por el OSINERGMIN

B. PRECIOS DE GENERACIÓN

B.1 PRECIOS BASE DE POTENCIA Y ENERGÍA ACTIVA

Para el Año 2017

Potencia	:	6.30 US\$/kW-mes
Energía Activa en Hora Punta	:	37.25 US\$/MWh
Energía Activa en Hora Fuera de Punta	:	35.60 US\$/MWh

A partir del Año 2018

Potencia	:	6.30 US\$/kW-mes
Energía Activa en Hora Punta	:	25.71 US\$/MWh
Energía Activa en Hora Fuera de Punta	:	24.26 US\$/MWh*

B.2 ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS

Para el Año 2017

Los precios de potencia y energía activa serán actualizados el 01 de octubre de cada año aplicando el factor de ajuste "Fact_Adj"

$$\text{Fact_Adj} = \text{CPI}/\text{CPI}_0$$

Dónde:

CPI = Consumer Price Index serie: CUUR0000SA0 del mes de consumo

CPI₀ = CPI correspondiente al 30 de setiembre 2012

En ningún caso el factor de ajuste "Fact_Adj" podrá ser menor de 1.0

Los precios a aplicarse a partir del 01 de enero 2017 serán el resultado de aplicar, a los Precios Base, el factor de ajuste correspondiente al 01 de octubre de 2016

A partir del Año 2018

Los precios de potencia y energía activa serán actualizados el 01 de octubre de cada año aplicando el factor de ajuste "Fact_Adj"

$$\text{Fact_Adj} = \text{CPI/CPIo}$$

Dónde:

CPI = Consumer Price Index serie: CUUR0000SA0 del mes de consumo

CPIo= CPI correspondiente al 30 de setiembre 2016

En ningún caso el factor de ajuste "Fact_Adj" podrá ser menor de 1.0

El primer ajuste de precios se realizará el 01 de octubre de 2017

C. PRECIOS DE ENERGÍA REACTIVA

Son los precios regulados por el OSINERGMIN vigentes para el mes de facturación. Su facturación será en Soles.

D. PEAJES Y COMPENSACIONES

Son los precios regulados por el OSINERGMIN vigentes para el mes de facturación. Para el Peaje de Conexión incluye la Garantía de Red Principal (GRP). Incluye las compensaciones por los Sistemas Complementarios de Transmisión y del SGT cuando corresponda según la Ley Aplicables. Su facturación será en Soles.

E. FACTORES DE PÉRDIDAS

Para fines de facturación, los cargos de potencia, energía activa, Peaje de Conexión, CPSEE y cualquier otro cargo regulado, se aplicarán a los consumos registrados en el medidor afectado por los factores de pérdidas reales determinados en la medición. Cuando ello no sea posible, se utilizarán los factores de pérdidas medias determinados de los factores fijados por el OSINERGMIN

F. AJUSTE DE PRECIOS

Todos los peajes y cargos de transmisión regulados, así como los correspondientes a la energía reactiva, serán actualizados en la oportunidad y forma que establecen las resoluciones del OSINERGMIN

G. OTROS CARGOS

También se incluirá Alumbrado Público y el Aporte por Electrificación Rural, si fueran aplicables y serán los regulados por el OSINERGMIN

B

ANEXO N° 4

**CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD
ENTRE FUNDICIÓN FERROSA S.A.C. Y ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A.**

Conste por el presente documento privado el **Contrato de Suministro de Electricidad** que celebran, de una parte,

ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A. ("LA GENERADORA"), con RUC No. 20330791412, domiciliada en Calle César López Rojas N° 201, urbanización Maranga 7ma etapa, distrito de San Miguel, provincia y departamento de Lima, debidamente representada por su Gerente Comercial, señor Carlos Alfredo Rosas Cedillo, identificado con D.N.I. N° 08236235, según poderes inscritos en la partida electrónica N° 11008822 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao; y de la otra parte,

FUNDICIÓN FERROSA S.A.C. ("EL CLIENTE"), con RUC N° 20100653487, domiciliada en Mz. B Lte. 5 Urb Santa Lucía, distrito de Ate Vitarte, provincia de y departamento de Lima, debidamente representada por su Gerente General señora Naima Montiel Nemes, identificada con DNI N° 08275702, según poderes inscritos en la partida electrónica N° 01114832 del Registro de Personas Jurídicas de Lima. El presente Contrato se gobierna por las estipulaciones siguientes:

CLÁUSULA PRIMERA.- ANTECEDENTES

- 1.1 LA GENERADORA es una sociedad constituida de acuerdo a las leyes peruanas, que declara satisfacer todas las condiciones legales, técnicas y económicas necesarias para prestar los servicios objeto del presente Contrato.
- 1.2 EL CLIENTE es una sociedad constituida de acuerdo a las leyes peruanas, dedicada al desarrollo de actividades de fabricación de productos metálicos, entre otros.

CLÁUSULA SEGUNDA.- MARCO LEGAL

- 2.1 El suministro de energía eléctrica objeto del presente Contrato corresponde al mercado no regulado y por tanto se encuentra sujeto al régimen de libertad de precios previsto por el artículo 8° de la Ley y el artículo 2° del Reglamento. En ese sentido, los términos y condiciones del Contrato derivan del libre acuerdo entre las Partes.
- 2.2 La interpretación y regulación del presente Contrato, en todo lo no previsto en el mismo, se efectuará de conformidad con la Ley y su Reglamento y demás Leyes Aplicables, entre ellas, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832), la NTCSE, la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE) y el Reglamento de Usuarios Libres, así como las normas modificatorias de los dispositivos antes mencionados y las demás normas complementarias y reglamentarias del sector eléctrico, así como sus respectivas disposiciones complementarias y modificatorias.



CLÁUSULA TERCERA.-OBJETO Y MODALIDAD DE LA CONTRATACION

- 3.1 A partir de la Fecha de Inicio y hasta el vencimiento del plazo establecido en la cláusula sexta, LA GENERADORA se obliga a suministrar a EL CLIENTE, o a hacer que se le suministre, a través de los procedimientos de transferencias establecidos por el COES, la Potencia y Energía Asociada en los Puntos de Suministro, hasta un valor máximo igual a la Potencia Contratada establecida en la cláusula Octava del presente Contrato y la Energía Asociada a ésta, siempre que exista suficiente capacidad de distribución, transmisión y transformación en el SEIN para realizar dicho suministro.
- 3.2 Por su parte, EL CLIENTE se obliga a comprar dicha Potencia y Energía Asociada a LA GENERADORA y efectuar los pagos respectivos conforme a lo previsto en este Contrato.

CLÁUSULA CUARTA.- DEFINICIONES, INTERPRETACIÓN Y ANEXOS

4.1 Definiciones.-

Los términos en mayúsculas, tal como se utilizan en el presente Contrato, tendrán los significados que se describen a continuación.

- a. **Autoridad(es) Gubernamental(es):** Cualquier órgano del gobierno peruano nacional, departamental o local, cualquier subdivisión política de cualquiera de ellos o cualquier otra entidad gubernamental, judicial, pública o administrativa del Perú con facultades, conforme a las Leyes Aplicables, para emitir o interpretar normas, decisiones o reglamentos de carácter general o particular, con efectos obligatorios para alguna de las Partes; incluyendo al COES y a cualquier tribunal arbitral que se constituya de acuerdo a la Cláusula Décima Cuarta del presente Contrato
- b. **Barra de Referencia de Generación o BRG:** Es la barra o barras indicada(s) en el Anexo 1.
- c. **Centro:** es el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima.
- d. **COES:** es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
- e. **Contrato:** es el presente Contrato.
- f. **Costo Marginal de Corto Plazo, Costo Marginal o CMG:** es el costo marginal de corto plazo calculado por el COES para la BRG correspondiente, según dicho concepto se encuentra definido por la Ley, su Reglamento, los Procedimientos del COES y/o las normas que resulten aplicables.
- g. **Demanda Mensual Coincidente:** es la demanda de EL CLIENTE en el Punto de Suministro, coincidente con la máxima demanda mensual del SEIN, ésta última determinada por el COES.
- h. **Días:** son los días hábiles, de lunes a viernes, excepto aquellos que hayan sido o sean declarados feriados no laborables en el Perú por la autoridad competente.
- i. **Disputa:** es cualquier controversia o reclamo que surja, se derive o se encuentre relacionada con este Contrato, incluyendo pero sin limitarse, a cualquier controversia o reclamo sobre la validez, interpretación, vigencia, terminación, ejecución o incumplimiento del mismo.
- j. **Dólares o USD o US\$:** son Dólares de los Estados Unidos de América o cualquier moneda de circulación forzosa en los Estados Unidos de América.
- k. **Energía:** es la energía activa.
- l. **Energía Asociada:** es la Energía que guarda relación con la Potencia



- Contratada en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta, según corresponda, y medida en el Punto de Suministro.
- m. **Fecha de Inicio:** será el 13 de agosto de 2017.
 - n. **Fecha de Entrada en Vigencia del Contrato:** será la fecha en la que se firma el Contrato.
 - o. **Fecha de Terminación:** ocurrirá cuando se cumplan tres (3) años contados desde la Fecha de Inicio.
 - p. **Horas de Punta o HP:** Para el caso de la Potencia, son las horas comprendidas entre las 18:30 y las 20:30 horas de todos los días del año, salvo domingos y feriados. Para el caso de la Energía, es el período comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas de todos los días del año, salvo domingo y feriados.
 - q. **Horas Fuera de Punta o HFP:** son las horas del día no comprendidas en las Horas de Punta.
 - r. **Ley:** es la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844.
 - s. **Leyes Aplicables:** son cualquier norma jurídica de cumplimiento obligatorio para las Partes que se encuentre vigente durante la vigencia del presente Contrato.
 - t. **NTCSE:** es la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto Supremo N° 20-97-EM, así como sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias.
 - u. **Parte:** es LA GENERADORA o EL CLIENTE.
 - v. **Partes -** Significa EL CLIENTE y LA GENERADORA de forma conjunta.
 - w. **Peajes:** son los cargos, peajes y compensaciones fijados por OSINERGMIN para remunerar los sistemas de distribución, transmisión y transformación, pertenecientes a los sistemas de transmisión principal, garantizado, complementario y secundario, así como de las redes de distribución, incluidos los cargos regulados que, siendo de naturaleza distinta, se incorporen en los peajes, de acuerdo a las Leyes Aplicables.
 - x. **Potencia:** es la potencia eléctrica activa suministrada por LA GENERADORA a EL CLIENTE en el Punto de Suministro, expresada en MW.
 - y. **Potencias Contratadas:** Son las Potencias máximas que LA GENERADORA está obligada a suministrar o hacer que se suministre a EL CLIENTE en el Punto de Suministro en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta, conforme al presente Contrato.
 - z. **Potencia Mínima Contratada:** es el treinta y tres por ciento por ciento (33%) de la Potencia Contratada en Horas de Punta. EL CLIENTE tiene la opción de no contar con Potencia Mínima Contratada por dos (02) meses al año, para lo cual EL CLIENTE comunicará como máximo el día 20 del mes a solicitar a LA GENERADORA.
 - aa. **Precios:** son los precios unitarios de Potencia y Energía Asociada del Contrato.
 - bb. **Punto de Suministro:** Serán los puntos de entrega y medición dentro de los predios que acuerden LA GENERADORA y EL CLIENTE. En el Anexo 3 se señalan los predios en los que se encuentra actualmente el Punto de Suministro. Dicho Anexo 3 será modificado por adenda al Contrato en caso de ampliaciones de conformidad con las cláusulas 9.5 y 9.6 del Contrato.
 - cc. **Reglamento:** es el Reglamento de la Ley, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, así como sus normas modificatorias, sustitutorias y complementarias.
 - dd. **Reglamento de Usuarios Libres:** significará el Reglamento de Usuarios Libres, aprobado por el Decreto Supremo N° 022-2009-EM, y sus normas modificatorias, sustitutorias y complementarias.
 - ee. **Reglas:** son las Reglas de Arbitraje del Centro.
 - ff. **SEIN:** es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
 - gg. **Tipo de Cambio:** es el tipo de cambio promedio ponderado venta del Dólar,



publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros en el Diario Oficial El Peruano tomando como base el promedio de las operaciones de venta realizadas en el día anterior a su publicación.

- hh. **Tensión de Operación:** la tensión promedio registrada en los últimos doce (12) Meses, incluyendo el Período de Facturación correspondiente. Como referencia, la Tensión de Operación a la fecha de suscripción del Contrato es la que corresponda a cada Punto de Suministro.

CLÁUSULA QUINTA: INTERPRETACIÓN Y ANEXOS

5.1 **Interpretación.-** Salvo estipulación en contrario:

- 5.1.1 Toda referencia a cualquier "cláusula", "numeral" o "anexo" significa una cláusula, numeral o anexo del Contrato.
- 5.1.2 Todas las referencias a "aquí", "del presente", "bajo el presente" y términos similares se considerarán referidas al Contrato.
- 5.1.3 Las referencias al plural incluirán al singular, y viceversa, siempre que sea aplicable dentro del contexto; y el masculino incluirá el femenino y viceversa.
- 5.1.4 El término "incluyendo" (y, consiguientemente, el término "incluye") significa que incluye sin limitar la generalidad de la descripción que precede al uso de dicho término.
- 5.1.5 Los términos cuya inicial está en mayúsculas, que no se hayan definido de otro modo en el Contrato, tendrán el significado otorgado a los mismos por la Ley N° 28832 y sus reglamentos, la Ley, su Reglamento y demás Leyes Aplicables.
- 5.1.6 Las palabras y abreviaturas que no se definan en este Contrato y que tengan significados conocidos, ya sean técnicos o relacionados con la industria eléctrica del Perú, se emplean en este Contrato de conformidad con dichos significados conocidos.
- 5.1.7 Cualquier referencia a una norma o instrumento contractual se extenderá a la norma o instrumento contractual que modifique, derogue o sustituya a la norma o instrumento contractual citado.
- 5.1.8 El solo hecho que alguna de las Partes no ejerza alguno de los derechos que le confiere el Contrato, en ningún caso podrá considerarse como una renuncia a tal derecho. Cualquier renuncia de las Partes a derechos conferidos por el Contrato deberá manifestarse expresamente y por escrito.
- 5.1.9 Los términos del Contrato deben entenderse e interpretarse en forma integral, lógica y con arreglo al principio de buena fe contractual, no pudiendo interpretarse de manera aislada.
- 5.2 **Anexos:** Los anexos del Contrato forman parte integrante del mismo, por lo que cualquier referencia al Contrato se extenderá también a dichos anexos.

CLÁUSULA SEXTA: PLAZO

- 6.1 El plazo del presente Contrato será desde la Fecha de Entrada en Vigencia del Contrato hasta la Fecha de Terminación. EL CLIENTE tendrá la opción de renovar el Contrato bajo las mismas condiciones hasta el 31 de diciembre de 2021, para lo cual EL CLIENTE deberá notificarlo seis (6) meses antes de la



Fecha de Terminación. En este caso la Fecha de Terminación será el 31 de diciembre de 2021.

- 6.2 En la Fecha de Terminación, todos los derechos y obligaciones que se deriven del Contrato cesarán automáticamente, excepto aquellos que sobrevivan a la terminación del Contrato conforme a sus términos o a cualquier derecho u obligación que surja debido a su terminación, en razón del incumplimiento por cualquiera de las Partes de sus obligaciones contractuales. La terminación del presente Contrato no relevará a ninguna de las Partes del cumplimiento de las obligaciones contractuales que hubieran surgido antes de dicha terminación y que subsistan a dicha terminación.

CLÁUSULA SÉPTIMA: TRANSFERENCIA DE PROPIEDAD Y RIESGO

- 7.1 Las Partes dejan constancia de que, según con lo previsto en el artículo 6° del Reglamento de Usuarios Libres, la transferencia de propiedad y riesgo sobre la Potencia y Energía Asociada suministrada por LA GENERADORA a EL CLIENTE se producirá en el Punto de Suministro. A partir de la transferencia de propiedad y riesgo sobre la Potencia y Energía Asociada a EL CLIENTE, éste asumirá toda responsabilidad sobre el cuidado y control de la misma cesando automáticamente toda responsabilidad de LA GENERADORA.
- 7.2 EL CLIENTE señala que, independientemente de quien sea el propietario de la red de distribución o transmisión, como cliente regulado ha venido recibiendo, de la distribuidora de la zona de concesión en donde se encuentra el Punto de Suministro, el suministro de electricidad en forma normal y sin interrupciones, por lo que asume que la capacidad de las instalaciones de las líneas de transmisión y distribución, así como las instalaciones de transformación, (i) permiten el suministro de Potencia y Energía Asociada a EL CLIENTE (las "Instalaciones de Conexión"), (ii) son suficientes para atender su demanda y la de terceros que se conecten a las Instalaciones de Conexión, y (iii) que los parámetros de calidad no serán afectados por falta de capacidad de las Instalaciones de Conexión. En ese sentido, LA GENERADORA asume que la capacidad de las Instalaciones de Conexión resultan suficientes para atender la demanda de EL CLIENTE o para mantener la calidad del suministro objeto del presente Contrato.

CLÁUSULA OCTAVA: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SUMINISTRO

- 8.1 La Energía Asociada será entregada en el(los) Punto(s) de Suministro(s), cumpliendo los estándares de calidad especificados en la NTCSE.
- 8.2 La Potencia y Energía Asociada, suministradas por LA GENERADORA en los Puntos de Suministro, deberá efectuarse a la Tensión de Operación, y a la frecuencia nominal de 60Hz.
- 8.3 LA GENERADORA se obliga a pagar a EL CLIENTE las compensaciones por los incumplimientos de los estándares de calidad establecidos en la NTCSE, en los montos determinados de conformidad con dicha norma, excepto en los casos de fuerza mayor o caso fortuito.
- 8.4 EL CLIENTE se obliga a que las perturbaciones inyectadas al SEIN por la operación de las instalaciones de EL CLIENTE, no excedan los rangos



establecidos en la NTCSE.

- 8.5 Las Partes acuerdan que por el incumplimiento de los indicadores de calidad, el pago de compensaciones se sujetará a lo establecido en la NTCSE y al Anexo 2 del Contrato.

CLÁUSULA NOVENA: POTENCIAS CONTRATADAS

- 9.1 Las Potencias Contratadas en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta y la Energía Asociada a éstas constituyen la máxima obligación de suministro asumida por LA GENERADORA bajo este Contrato en los Puntos de Suministro. LA GENERADORA no estará obligada a suministrar, o a disponer que se suministre a EL CLIENTE, en el Punto de Suministro, cualquier cantidad de potencia o energía por encima de la Potencia Contratada y la respectiva Energía Asociada para cada uno de tales puntos. La Potencia Contratada debe y deberá cumplir con lo establecido en el Reglamento de Usuarios Libres.

- 9.2 La Potencia Contratada en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta será la siguiente:

	Potencia Contratada en Horas Punta (MW)	Potencia Contratada en Horas Fuera de Punta (MW)
Durante el Plazo del Contrato	0.30	2.45

- 9.3 La Potencia Mínima Contratada constituye la obligación mínima de pago de Potencia por parte de EL CLIENTE a LA GENERADORA.

- 9.4 **Exclusividad.**- Durante la vigencia del Contrato y hasta el límite de la Potencia Contratada, EL CLIENTE no podrá adquirir de ningún otro suministrador, que no sea LA GENERADORA, Potencia ni Energía Asociada para los suministros de su titularidad, salvo en aquellos casos que LA GENERADORA no pueda cumplir total o parcialmente con suministrar a EL CLIENTE la Potencia y Energía Asociada requerida hasta el límite de la Potencia Contratada, ya sea con producción propia o a través de los procedimientos de transferencias establecidos por el COES, en este último supuesto, el precio de la electricidad puesta en el suministro que deberá abonar a EL CLIENTE no varía, siendo el establecido en el Contrato, asumiendo LA GENERADORA cualquier costo adicional que pudiese generar la transferencia.

- 9.5 EL CLIENTE podrá solicitar el incremento de la Potencia Contratada, el cual no podrá exceder durante la vigencia del Contrato una Potencia acumulada equivalente hasta en veinte por ciento (20%) de la Potencia Contratada inicial, a los mismos precios estipulados en el Contrato. Para ello, EL CLIENTE deberá enviar una comunicación escrita a LA GENERADORA, con al menos treinta (30) días calendario de anticipación, indicando los nuevos valores de Potencia Contratada aplicables y la fecha a partir de la cual estos entrarán en vigencia. EL CLIENTE se encontrará obligado a solicitar el incremento, en primer lugar, de manera preferente a LA GENERADORA de acuerdo a lo establecido en el presente numeral, manteniendo las condiciones de precio ofertado por LA GENERADORA en el presente Contrato.



LA GENERADORA realizará sus mejores esfuerzos para atender el referido incremento, salvo: i) que las instalaciones de transmisión o distribución mediante las cuales se abastece el suministro eléctrico de EL CLIENTE no lo permitan o ii) LA GENERADORA no cuente con capacidad disponible para atender el incremento solicitado. En caso de denegatoria de la solicitud de incremento de la Potencia Contratada, LA GENERADORA deberá comunicárselo a EL CLIENTE por escrito en un plazo no mayor de quince (15) días después de recibida la solicitud de EL CLIENTE.

La modificación de la Potencia Contratada no alterará las demás condiciones del suministro pactadas bajo el presente Contrato.

En cualquier caso de modificación de la Potencia Contratada, las Partes deberán suscribir una adenda que indique la nueva Potencia Contratada.

En el caso que LA GENERADORA no pueda atender el incremento solicitado de conformidad con lo indicado en este numeral, EL CLIENTE quedará facultado de solicitar el incremento de Potencia y Energía a otro suministrador.

- 9.6 EL CLIENTE asumirá los posibles costos que, de ser el caso, las empresas concesionarias de los sistemas de transmisión y distribución exijan, de conformidad con las Leyes Aplicables, para poner a disposición la capacidad requerida por EL CLIENTE.
- 9.7 En el caso que EL CLIENTE, cuando ello se encuentre permitido por este Contrato, sea suministrado en uno o más Puntos de Suministro por suministradores distintos a LA GENERADORA, entonces la Potencia y Energía registrada en tales puntos serán repartidas en forma proporcional al concepto equivalente a la Potencia Contratada que corresponda a cada suministrador según el respectivo contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA: MEDICIÓN

- 10.1 La medición de la Potencia y la Energía suministradas se hará en el(los) Punto(s) de Suministro. LA GENERADORA será responsable de los medidores y otros equipos de medición, los que serán provistos, instalados y mantenidos por el mismo o un tercero contratista, bajo responsabilidad de LA GENERADORA. Los equipos de medición deberán ser digitales, con clave de seguridad, de clase cero coma dos (0,2) o superior, e incluir al menos un sistema de registro de demanda hora-watt integrada de quince (15) minutos, un medidor de hora-var ("var"-hora), capacidad de memoria de masa para almacenar información como mínimo de treinta y cinco (35) días y los dispositivos apropiados para permitir a EL CLIENTE y a LA GENERADORA el acceso remoto a los medidores.
- 10.2 EL CLIENTE podrá instalar en el(los) Punto(s) de Suministro equipos adicionales de medición similares a los de LA GENERADORA, corriendo por cuenta de EL CLIENTE los gastos de adquisición, instalación y mantenimiento correspondientes; estos equipos se utilizarán como respaldo en casos de falla de los equipos de medición de propiedad de LA GENERADORA, o cuando las pruebas de estos últimos revelasen un error superior al de su clase de precisión.
- 10.3 LA GENERADORA utilizará, para la facturación mensual, la información almacenada en la memoria de los medidores instalados en el(los) Punto(s) de



Suministro, desde las 00:00 horas del primer día hasta las 24:00 horas del último día de cada mes. La correspondiente toma de estado será efectuada por LA GENERADORA, preferentemente, mediante teleproceso y deberá remitir copia del archivo respectivo a EL CLIENTE, conjuntamente con la respectiva factura.

- 10.4 La actualización de la hora, así como la modificación de la configuración de la página base y/o memoria de los medidores, que fueran necesarias, serán efectuadas por EL CLIENTE y LA GENERADORA en sus respectivos medidores preferentemente mediante teleproceso, previo aviso escrito a la otra Parte con confirmación de recepción. Una vez efectuadas dichas acciones, la Parte que efectuó la modificación antes señalada le remitirá a la otra Parte, vía correo electrónico, el archivo de cada medidor, conteniendo la información almacenada hasta el intervalo de quince (15) minutos inmediato anterior a la ejecución de las indicadas acciones.
- 10.5 Cualquier intervención en sitio de los equipos de medición por una de las Partes que pudiera significar alteración de los registros (mantenimientos, reemplazos, contrastes, etc.) deberá efectuarse con previa notificación escrita a la otra Parte, con una anticipación no menor de tres (3) Días; estando facultada esta última para presenciar dichas intervenciones y suscribir las actas correspondientes. La inasistencia del representante de la otra Parte a las indicadas intervenciones, no constituirá impedimento para su realización ni invalidará sus resultados, de haber sido oportunamente notificada, salvo que la inasistencia se justifique, se notifique y se solicite postergación con una antelación no menor a veinticuatro (24) horas a la intervención de los equipos. La postergación que se solicite no podrá ser mayor de cinco (5) Días desde la fecha inicial notificada por la Parte que realizará la intervención de los equipos de medición.
- 10.6 Las Partes se prestarán mutuamente las facilidades necesarias para el acceso a la información registrada en los respectivos medidores, vía interrogación a distancia y/o lectura directa, cumpliendo el protocolo que para tal efecto se establezca.
- 10.7 Para la medición de la Potencia absorbida en cada Punto de Suministro, se considerará el valor promedio de la potencia registrada en periodos de integración de quince (15) minutos.
- 10.8 Cada medidor que se use deberá, en comparación con los estándares de exactitud, ser probado y calibrado por la Parte que sea responsable del medidor (el "Responsable") a su costo, como máximo cada tres (3) años. La otra Parte tendrá el derecho de estar presente en todas las pruebas de los medidores y el Responsable deberá darle aviso por escrito con tres (3) Días de anticipación de toda prueba que vaya a efectuarse. Si se constata que un medidor presenta defectos, el Responsable deberá restituirlos por su cuenta a las mismas condiciones de exactitud o reemplazarlo por un medidor exacto. El Responsable llevará a cabo la programación de medidores y cualquier corrección de acuerdo a lo estipulado en el numeral 10.4.
- 10.9 Cualquiera de las Partes y en cualquier momento, tendrá el derecho de requerir que se efectúe una prueba especial de los equipos de medición. Si la prueba hecha a instancia de una de las Partes demuestra que el equipo de medición probado está registrado con exactitud dentro de un margen de cero coma dos por ciento (0,2%), la Parte que haya solicitado la prueba deberá pagar su costo.



El resultado de todas las pruebas y calibraciones estará abierto al examen de ambas Partes y deberá proporcionarse a cada una de ellas el informe de esas pruebas.

- 10.10 Si como resultado de cualquier prueba se verifica que un medidor tiene un error mayor a cero coma dos por ciento (0,2%), el Responsable deberá asumir los costos de la prueba, así como efectuar los ajustes o el reemplazo del medidor que sean necesarios. Adicionalmente, LA GENERADORA hará el respectivo reajuste de la facturación mensual a partir del mes en que fue detectada la falla utilizando la mejor información disponible y en forma prioritaria la información de los equipos de medición instalados como respaldo. En estos supuestos, LA GENERADORA y EL CLIENTE deberán reintegrarse los montos cobrados de más o de menos, según sea el caso, sin intereses ni moras. Los reajustes de la facturación ante casos de falla de los equipos de acuerdo se limitarán a un máximo de doce (12) meses anteriores a la última factura emitida.
- 10.11 En caso que cualquier equipo de medición falle, las Potencias y Energías Asociadas suministradas serán determinadas por la mejor información disponible, según el siguiente orden de preferencia: (a) las mediciones registradas con los equipos de respaldo de propiedad de EL CLIENTE, en el caso de que estos existan, y (b) otros resultados de medición concordados entre las Partes.

CLÁUSULA UNDÉCIMA: PRECIOS Y PEAJES

- 11.1 Las Partes acuerdan que los Precios de la Potencia de Punta, de la Energía en Horas de Punta y de la Energía en Horas Fuera de Punta serán los que resulten de aplicar, a los Precios iniciales establecidos en el Anexo 1, las correspondientes fórmulas de reajuste conforme a lo señalado en el mismo anexo.
- 11.2 Los Precios iniciales de Potencia y Energía establecidos en el numeral 1 del Anexo 1, serán reajustados mensualmente, mediante la aplicación de las fórmulas de indexación descritas en el numeral 2 de dicho anexo.
- 11.3 Los Precios son netos, vale decir, no incluyen el Impuesto General a las Ventas (IGV) ni el impuesto de Promoción Municipal, que serán de cargo de EL CLIENTE. Asimismo, todo cambio futuro de las leyes tributarias que establezcan tributos a ser asumidos por los consumidores de electricidad y que, de acuerdo con la legislación tributaria, deban ser trasladados a EL CLIENTE, determinará un reajuste automático de los Precios, de forma tal que LA GENERADORA reciba siempre los Precios netos pactados.
- 11.4 Serán de cargo de EL CLIENTE los Peajes y otros cargos, costos y/o conceptos, actuales o futuros que estén directamente vinculados al suministro objeto del presente Contrato, en la medida que: (i) tales Peajes, cargos, costos y/o conceptos sean trasladables a EL CLIENTE de acuerdo con las Leyes Aplicables, y (ii) conlleven costos para LA GENERADORA que no existirían si este Contrato no estuviera vigente. Los peajes, compensaciones, cargos regulados y tributos, así como su metodología de cálculo, oportunidad de pago, moneda de facturación y fórmulas de actualización, serán los que establezca OSINERGMIN (o la Autoridad Gubernamental competente).



CLÁUSULA DUODÉCIMA: FACTURACIÓN Y PAGO

12.1 Facturación de la Potencia.

Para efectos de la facturación mensual de la Potencia suministrada por LA GENERADORA, se seguirá el siguiente procedimiento:

- 12.1.1 La Potencia mensual a tomar en cuenta en la facturación será la Demanda Mensual Coincidente.
- 12.1.2 LA GENERADORA facturará y EL CLIENTE pagará el monto resultante del producto de (a) la Demanda Mensual Coincidente reflejada desde cada Punto de Suministro hasta la BRG, por (b) el precio de la Potencia mensual Coincidente establecido en el numeral 11.1. Para estos efectos, la Demanda Mensual Coincidente será reflejada desde el Punto de Suministro hasta la BRG utilizando los factores de pérdidas de Potencia activa promedio ("fpp") determinados entre el Punto de Suministro y la correspondiente BRG, por OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental correspondiente, salvo que el distribuidor de la zona de concesión en donde se encuentre el Punto de Suministro presente los factores de pérdidas de potencia activa con el sustento técnico correspondiente.
- 12.1.3 En el caso de que la Demanda Mensual Coincidente resultase inferior a la Potencia Mínima Contratada, LA GENERADORA facturará y EL CLIENTE pagará el monto resultante del producto de (a) la Potencia Mínima Contratada reflejada desde dicho Punto de Suministro hasta la correspondiente BRG utilizando los factores de pérdidas estipulados en el numeral 12.1.2, por (b) el precio de la Potencia establecido en el numeral 11.1.
- 12.1.4 En el caso de que la Demanda Mensual Coincidente resultase superior al ciento diez por ciento (110%) de la Potencia Contratada, dicho excedente se considerará un exceso de Potencia. LA GENERADORA facturará el exceso de Potencia, reflejada en la BRG utilizando los factores estipulados en el numeral 12.1.2, a EL CLIENTE con un recargo del dos por ciento (2%) respecto al precio de la Potencia establecido en el numeral 11.1. de la cláusula undécima del Contrato.

12.2 Facturación de la Energía:

- 12.2.1 La facturación de la Energía Asociada será igual al producto del consumo efectivo de Energía de EL CLIENTE registrado en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta, por los correspondientes Precios de la Energía en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta establecidos en el numeral 11.1. Para estos efectos, la Energía en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta deberá ser previamente reflejada desde el Punto de Suministro hasta la BRG, utilizando los factores de pérdidas de Energía activa promedio ("fpe") determinados, entre el Punto de Suministro y la correspondiente BRG, por OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental correspondiente, salvo que el distribuidor de la zona de concesión en donde se encuentre el Punto de Suministro presente los factores de pérdidas de energía activa con el sustento técnico correspondiente.



12.2.2 En el caso de que se presenten excesos de consumo de Energía por parte de EL CLIENTE, dichos excesos serán facturados por LA GENERADORA y pagados por EL CLIENTE empleando el mayor valor entre: (a) los correspondientes Precios de la Energía en Horas de Punta o en Horas Fuera de Punta establecidos en el numeral 11.1, según corresponda; y (b) el ciento dos por ciento (102%) de los CMG.

Los excesos de Energía consumida se determinarán por períodos de integración de quince (15) minutos cada uno, como la Energía contenida bajo la curva de carga (Potencia vs Tiempo) que exceda la Potencia Contratada en Horas Punta y Horas Fuera de Punta, más la tolerancia prevista en el numeral 12.1.4. Para efectos de la comparación entre los Precios y los CMG, estos últimos serán convertidos a Dólares, utilizando el Tipo de Cambio publicado el primer Día del mes siguiente al que se factura. Dichos excesos de Energía deberán ser previamente reflejados desde el Punto de Suministro hasta la BRG, utilizando los factores de pérdida estipulados en el numeral 12.2.1.

12.3 Facturación de Energía Reactiva:

Los consumos de energía reactiva inductiva y capacitiva serán medidos en el(los) Punto(s) de Suministro y serán facturados de acuerdo al procedimiento, precio y moneda establecidos por OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental competente.

12.4 Facturación de los Peajes y otros cargos y/o conceptos regulados

La facturación de los Peajes y otros cargos y/o conceptos regulados, actuales o futuros, se efectuará de acuerdo con los precios y procedimientos regulados por OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental competente, vigentes en el mes al que corresponda el suministro facturado.

12.5 Procedimiento de Facturación:

12.5.1 La facturación se efectuará en forma desagregada por cada uno de los conceptos facturados y en al menos cuatro (4) facturas: una (1) por el suministro de Potencia y Energía Asociada, expresada en Dólares; y tres (3) por los siguientes conceptos: (i) cargos por transmisión, por energía reactiva, otros cargos regulados y otros conceptos previstos en este Contrato; (ii) cargo FISE (Fondo de Inclusión Social Energético); y (iii) cargo por aporte por electrificación rural. Las facturas indicadas en los numerales (i), (ii) y (iii) serán expresadas en Nuevos Soles (S/) o en la moneda que determine la Autoridad Gubernamental competente o que corresponda según lo establecido en este Contrato. Todas las facturas serán presentadas, para su cobranza, dentro de los diez (10) primeros Días del mes siguiente al mes del consumo (con excepción del primer mes, en el cual la facturación podrá ser realizada dentro de los primeros dieciocho (18) Días del mes siguiente al mes del consumo). LA GENERADORA presentará las facturas y los anexos sustentatorios que incluirán una memoria de cálculo (con archivos en Excel) y los registros de la memoria masa de los medidores en un formato de lectura compatible (txt, prn, csv, xls, etc) al correo electrónico que indique EL CLIENTE, para emitir facturas electrónicas de acuerdo a la cláusula Décimo Sexta. EL CLIENTE será responsable de que dicha dirección de correo electrónico se encuentre siempre activa, así como de su



correcto y adecuado funcionamiento, el cual será de su responsabilidad.

El cargo por FISE y al cargo por aporte por electrificación rural serán facturados en forma separada dado que dichos conceptos no están afectos del Impuesto General a las Ventas y LA GENERADORA sólo los recauda para transferirlos a las entidades correspondientes según las Leyes Aplicables.

- 12.5.2 La facturación se efectuará por mes calendario, es decir por el periodo comprendido entre las 00:00 horas del primer día calendario del mes y las 24:00 horas del último día calendario del mes. En caso de resolución del presente Contrato, el periodo comprendido en la factura respectiva será el que transcurra entre el primer día calendario del mes y el día calendario anterior al que opere la resolución del Contrato.
- 12.5.3 Las facturas, notas de crédito y notas de débito deberán ser pagadas o podrán ser observadas por EL CLIENTE, con los fundamentos y pruebas pertinentes, dentro del plazo de quince (15) Días de recibidas.
- 12.5.4 Cualquier demora en entregar las facturas, notas de crédito o notas de débito determinará una postergación igual en la fecha de vencimiento de estas, sin ninguna responsabilidad o costo adicional para EL CLIENTE.
- 12.5.5 Si las facturas, notas de crédito o notas de débito no fuesen pagadas ni observadas en el plazo indicado en 12.5.3, LA GENERADORA facturará y EL CLIENTE deberá pagar un interés compensatorio y el recargo por mora previstos en el artículo 176° del Reglamento, sobre cualquier monto vencido y no pagado oportunamente.
- 12.5.6 Si EL CLIENTE tuviera objeciones a las facturas, notas de crédito o notas de débito presentadas, pondrá este hecho en conocimiento de LA GENERADORA dentro del plazo previsto para el pago, con todos los fundamentos y pruebas pertinentes. La observación parcial de las facturas, notas de crédito o notas de débito dentro de su plazo de vencimiento, no relevará a EL CLIENTE de su obligación de pagar el monto no observado en la fecha original del vencimiento.

Cualquier observación de las facturas, notas de crédito o notas de débito que se realice con posterioridad a su fecha de vencimiento, no eximirá a EL CLIENTE de su obligación de pagar la totalidad del importe observado.

- 12.5.7 En el caso que EL CLIENTE observase una factura, nota de crédito o nota de débito, LA GENERADORA procederá a efectuar su revisión dentro de los diez (10) Días siguientes de notificada la observación.

De mantenerse la discrepancia, ésta será resuelta de conformidad con el procedimiento de solución de controversias previsto en la cláusula Décima Cuarta del presente Contrato.

Dentro de los diez (10) Días siguientes de resuelta la Disputa, la parte deudora deberá pagar a la acreedora el monto adeudado, más los intereses compensatorios y moratorios estipulados en el numeral 12.5.5, devengados hasta la fecha de pago.



- 12.5.8 En el caso de que se requieran ajustes o correcciones a las facturas, notas de crédito o notas de débito como resultado de inexactitudes en el medidor electrónico u otros errores en el cálculo, medición o facturación, las Partes volverán a calcular los montos por la Potencia y Energía entregadas. El resultado se aplicará a todo el período de inexactitud.

Una vez que los nuevos cálculos se hayan efectuado, LA GENERADORA emitirá la nota de crédito o débito, según sea el caso, dentro de los siete (7) Días siguientes, y la parte deudora pagará a la otra dentro de los cinco (5) Días de recibida la referida nota contable. En este caso, los intereses compensatorios y moratorios se devengarán únicamente a partir del séptimo Día siguiente a la fecha en que la parte deudora fue notificada con el resultado y requerida para pagar la diferencia, según la nota contable.

- 12.5.9 En caso de falta de pago de una factura, LA GENERADORA enviará a EL CLIENTE una notificación señalando su incumplimiento. EL CLIENTE tendrá un plazo no mayor a cinco (5) Días para subsanar la situación de impago.

Si luego de cumplido el plazo de subsanación indicado, existiesen aún montos impagos, LA GENERADORA estará facultada para solicitar el corte del suministro a EL CLIENTE, previo aviso a EL CLIENTE con tres (3) Días de anticipación.

La reconexión del suministro sólo se efectuará cuando EL CLIENTE haya abonado la totalidad de lo adeudado, más el interés compensatorio, el recargo por mora y los costos de reconexión a que hubiere lugar.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCERA: CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

- 13.1 No se considerará que LA GENERADORA ha incurrido en incumplimiento de su obligación de suministrar o poner a disposición de EL CLIENTE la Potencia Contratada y/o la Energía Asociada en cada Punto de Suministro según lo establecido en este Contrato, y EL CLIENTE no incurrirá en incumplimiento de sus obligaciones de consumir Potencia o Energía bajo este Contrato, cuando ello se deba a caso fortuito o fuerza mayor, según lo previsto por el artículo 1315° del Código Civil.

Los eventos de caso fortuito o fuerza mayor incluyen pero no se limitan a: actos fortuitos, huelgas u otros conflictos laborales (excepto huelgas, cierres o conflictos laborales en las instalaciones de las Partes), guerra, terremoto, conmoción civil, terrorismo, trastorno del orden público, epidemia, medida, disposición, acto u omisión de actuar de cualquier Autoridad Gubernamental competente, incluyendo las decisiones operativas del COES, modificación o reinterpretación de las Leyes Aplicables por parte de las Autoridades Gubernamentales competentes o del COES.

- 13.2 La Parte afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor notificará dicha circunstancia a la otra Parte dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes de detectado el incidente. Tan pronto como ello sea posible bajo las respectivas



circunstancias, deberá remitir a la otra Parte una descripción razonablemente detallada del evento de caso fortuito o fuerza mayor y de sus consecuencias, teniendo en cuenta la información disponible en ese momento. Posteriormente, y en un plazo no mayor de treinta (30) Días después de ocurrido el evento, deberá entregar a la otra Parte un informe detallado, sustentando la causa fáctica del evento de caso fortuito o fuerza mayor.

- 13.3 La Parte afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor deberá actuar con la diligencia debida y hacer sus mejores esfuerzos para remediar su incumplimiento a la brevedad posible. Si pese a ello, el evento de fuerza mayor se prolonga por más de tres (3) meses, la Parte distinta de la que invoque caso fortuito o fuerza mayor podrá resolver el Contrato con arreglo a la cláusula Décima Quinta.
- 13.4 El hecho que OSINERGMIN califique o deje de calificar a un determinado evento como un evento de "fuerza mayor" no es determinante para efectos de establecer si dicho evento constituye fuerza mayor de acuerdo con lo estipulado en el presente Contrato.
- 13.5 En el supuesto en el que una de las Partes no estuviera de acuerdo con la calificación del evento como caso fortuito o fuerza mayor, puede recurrir al procedimiento de solución de controversias de la Cláusula Décima Cuarta.

CLÁUSULA DÉCIMA CUARTA: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

- 14.1 Cualquier Disputa será en lo posible solucionada en trato directo entre las Partes, en el plazo de diez (10) Días, prorrogables por acuerdo entre ellas.
- 14.2 De no llegarse a un acuerdo en trato directo, dentro del plazo establecido en el numeral 14.1, la Disputa deberá ser resuelta de manera exclusiva y definitiva mediante un arbitraje de derecho, cuya decisión será final, inapelable y vinculante para las Partes, salvo en el supuesto de Disputas cuya jurisdicción corresponda en exclusiva a OSINERGMIN.
- 14.3 El arbitraje se sujetará a lo establecido en esta cláusula y en lo que no esté específicamente estipulado en la misma, a las Reglas, siendo de aplicación supletoria el Decreto Legislativo N° 1071 que norma el arbitraje o la ley que lo sustituya. La aplicación de las Reglas del Centro no implica el sometimiento del arbitraje a la administración del Centro pues queda acordado que el arbitraje será *ad hoc*.
- 14.4 La Disputa será resuelta por un tribunal arbitral conformado por tres (3) árbitros. La Parte que solicita el inicio del arbitraje designará a un árbitro en su propia petición de arbitraje, mientras que la otra Parte designará a un árbitro dentro de los diez (10) Días siguientes a la fecha en que fue notificada de la petición de arbitraje de su contraparte. Los dos árbitros antes designados por las Partes designarán al tercer miembro del tribunal arbitral, el mismo que será el presidente. Esta última designación será efectuada dentro de los diez (10) Días siguientes a la fecha en que las personas designadas por las Partes sean confirmadas como árbitros por el Centro.

En el caso de que alguna de las Partes no designe al árbitro que le corresponde en el plazo previsto en el párrafo anterior, dicho árbitro será designado, a solicitud de cualquiera de las Partes, por el Centro. Así mismo, en el caso que



los dos (2) árbitros designados no cumplan con nombrar al tercer árbitro en el plazo previsto en el párrafo anterior, el nombramiento será efectuado, a solicitud de cualquiera de las Partes o de los árbitros designados, por el Centro.

- 14.5 El arbitraje tendrá lugar en la ciudad de Lima, Perú y será conducido en idioma español.
- 14.6 El laudo arbitral emitido y debidamente notificado será definitivo, inapelable, tendrá el valor de cosa juzgada y será eficaz y de obligatorio cumplimiento desde su notificación a las Partes. Las Partes, de la manera más amplia que permitan las Leyes Aplicables, renuncian a interponer cualquier recurso impugnatorio contra el laudo arbitral, quedando a salvo únicamente el recurso de anulación del laudo previsto en el Decreto Legislativo N° 1071 que norma el arbitraje o la ley que lo sustituya.
- 14.7 En caso de que alguna de las Partes decidiera interponer recurso de anulación contra el laudo arbitral ante el Poder Judicial, deberá constituir previamente a favor de la Parte contraria una garantía consistente en una carta fianza bancaria, solidaria e incondicional, otorgada por un banco de primer orden con sede en Lima, equivalente al sesenta por ciento (60%) del monto de la indemnización impuesta por el laudo, carta fianza que será ejecutable en caso que dicho recurso, en fallo definitivo, no fuera declarado fundado. Dicha carta fianza deberá estar vigente durante el tiempo que dure el proceso judicial promovido.

Para cualquier intervención de los jueces y tribunales ordinarios que fuera necesaria conforme al Decreto Legislativo N° 1071, las Partes se someten expresamente a la competencia de los jueces y tribunales del Distrito Judicial de Lima.

- 14.8 Los honorarios del tribunal arbitral y los gastos de secretaría serán fijados por el tribunal arbitral, teniendo como límite los establecidos por el Centro en su tabla de aranceles vigente a la fecha de inicio del arbitraje, no pudiendo exceder en ningún caso de los honorarios del tribunal arbitral y los gastos de secretaría para cuantías de cinco millones de Dólares (US\$ 5 000 000).

Para efecto de determinar los honorarios y los gastos por secretaría, la cuantía de la Disputa se determinará tomando como base la valorización económica de la afectación invocada por el impugnante.

Quando se trate de materias que no son cuantificables en dinero, el tribunal arbitral fijará sus honorarios según la complejidad de la materia, teniendo como límite los montos de honorarios y gastos administrativos previstos en la Tabla de Aranceles del Centro para cuantías de cinco millones de Dólares (US\$ 5 000 000).

Los gastos incurridos por las Partes como consecuencia del arbitraje serán asumidos por la Parte que resulte perdedora.

- 14.9 Sin perjuicio de lo expuesto en los numerales anteriores de la presente Cláusula Décima Cuarta, las Partes someten la dirimencia de las Disputas que no fuesen arbitrables, a la jurisdicción y competencia de los jueces y tribunales del Distrito Judicial de Lima, renunciando de antemano a los fueros de sus domicilios.



- 14.10 Durante el proceso de solución de controversias conducido de conformidad con esta cláusula, las Partes estarán obligadas a continuar cumpliendo con sus obligaciones respectivas en virtud del Contrato en la medida que sea posible, inclusive con aquellas vinculadas a la materia de disputa, salvo que exista medida cautelar arbitral o judicial que autorice lo contrario.
- 14.11 Cualquier arbitraje derivado de una Disputa, incluyendo cualquier transacción a la que puedan llegar las Partes, el laudo arbitral, las actuaciones del proceso arbitral o cualquier documento presentado por las Partes, será considerado confidencial y no podrá ser revelado por las Partes o sus agentes, representantes, empleados, directores, administradores y abogados a terceros, salvo que dicha información sea necesaria para la ejecución del laudo correspondiente o su divulgación sea necesaria conforme a las Leyes Aplicables.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA: INCUMPLIMIENTO Y RESOLUCIÓN

15.1 Causales de Resolución Contractual por Incumplimiento Previa Notificación a la Parte Infractora

- 15.1.1 Salvo por aquellas causales comprendidas en el numeral 15.2 de esta cláusula, las Partes convienen que, en la eventualidad de que alguna de ellas incumpla (la "Parte Incumplidora") cualquiera de las obligaciones previstas en el presente Contrato, la Parte perjudicada con el incumplimiento (la "Parte Perjudicada") podrá requerir a la Parte Incumplidora, por carta notarial, la subsanación del respectivo incumplimiento dentro de un plazo no menor de veinte (20) Días, bajo apercibimiento de que, en caso contrario, el Contrato quedará resuelto, salvo decisión en contrario de la Parte Perjudicada, la que en cualquier caso tendrá derecho a la indemnización por los daños y perjuicios que el incumplimiento de la Parte Incumplidora le origine.
- 15.1.2 En el caso de resolución del Contrato por incumplimiento, la Parte Incumplidora deberá pagar a la Parte afectada por el incumplimiento una penalidad equivalente al promedio mensual de la facturación de Potencia y Energía que el presente contrato origine, multiplicado por doce (12), o por el número de meses que falte para terminar el Contrato, lo que sea menor. La penalidad y cualquier importe adeudado deberán ser cancelados, a más tardar, dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha en que opere la resolución contractual.
- 15.1.3 Las Partes acuerdan expresamente que la penalidad estipulada en el numeral precedente constituirá el límite máximo de la responsabilidad de cualquiera de ellas por daños y perjuicios derivados o vinculados con el incumplimiento de obligaciones asumidas de conformidad con el presente Contrato. Este límite no aplicará cuando el incumplimiento o daño sean consecuencia del dolo o culpa inexcusable.

15.2 Causales de Resolución Contractual de Pleno Derecho

- 15.2.1 Cualquiera de las Partes tendrá derecho a resolver de pleno derecho el presente Contrato, de verificarse alguna de las siguientes causales:



- (a) Si la otra Parte fuese declarada en estado de insolvencia por la Autoridad Gubernamental competente, mediante resolución firme.
- (b) Si la otra Parte incurriera en causal de disolución o liquidación forzosa o voluntaria.
- (c) Si la otra Parte desconociera o incumpliera los laudos arbitrales o las medidas cautelares que se expidan al amparo de la cláusula Décima Cuarta y que, en el caso de laudos arbitrales, no hubieran sido materia de recurso de anulación dentro del plazo legal previsto o, en su caso, cuando habiéndose interpuesto recurso de anulación, dicho recurso hubiera sido desestimado por el Poder Judicial.
- (d) Si se mantuviera un evento de caso fortuito o fuerza mayor que impida la ejecución total o parcial del Contrato, por un plazo mayor a seis (6) meses consecutivos, con arreglo a la cláusula Décima Tercera.

15.2.2 Para la eficacia de la resolución de pleno derecho, bastará con que la Parte que no se encuentre incurso en la causal resolutoria -para las causales previstas en los literales (a), (b) y (c) del numeral 15.2.1- o cualquiera de las Partes, para la causal prevista en el inciso (d) del numeral 15.2.1, notifique a la otra Parte, por la vía notarial, su decisión de resolver el Contrato, señalando de manera precisa la causal verificada y la fecha a partir de la cual el Contrato quedará resuelto, siendo que en los casos de los literales (a), (b) y (d) del numeral 15.2.1, ninguna de las Partes está afectada al pago de penalidad alguna.

15.2.4 En el caso de resolución del Contrato conforme a lo establecido en el literal (c) del numeral 15.2.1, la Parte que incurrió en la causal de resolución deberá pagar a la otra Parte como penalidad el producto de multiplicar por 12 (doce) el promedio de los importes de las últimas 12 (doce) facturas de Potencia y Energía o de las que se hayan emitido, en caso no hayan transcurrido 12 (doce) meses desde la Fecha de Inicio, considerando como última facturación la correspondiente al mes correspondiente al mes en el que se comunique la resolución del Contrato.

15.2.5 A partir del vencimiento del segundo año de suministro, el Contrato podrá ser resuelto anticipadamente, a voluntad de una de las Partes, siempre y cuando dicha Parte pague a la otra Parte una penalidad equivalente al promedio mensual de las facturaciones correspondientes al período transcurrido desde la Fecha de Inicio multiplicado por doce (12), considerando como última facturación mensual la correspondiente al mes en el que se efectúe la comunicación de resolución anticipada del Contrato.

Si el Contrato fuera resuelto antes de haberse cumplido doce (12) meses de suministro efectivo por parte de la Generadora, la penalidad establecida en el párrafo precedente será equivalente al promedio mensual de las facturaciones correspondientes al período transcurrido desde la Fecha de Inicio multiplicado por doce (12), considerando como última facturación mensual la correspondiente al mes en el que se efectúe la comunicación de resolución anticipada del Contrato.



Si el Contrato fuera resuelto después de haberse cumplido doce (12) meses de suministro efectivo por parte de LA GENERADORA, la penalidad establecida en el párrafo precedente se determinará multiplicando por doce (12) el promedio mensual de las últimas doce (12) facturaciones de Potencia y Energía que el presente Contrato origine), o por el número de meses que falte para terminar el Contrato, lo que sea menor, considerando como última facturación mensual la correspondiente al mes en el que se efectúe la comunicación de resolución anticipada del Contrato.

La Parte que invoque la resolución anticipada del Contrato, deberá hacerlo por escrito y con una anticipación mínima de seis (6) meses con respecto a la fecha de resolución del Contrato, y deberá hacer entrega a la otra Parte del cincuenta por ciento (50%) del monto de la penalidad y cancelar el restante cincuenta por ciento (50%) en cualquier fecha previa a la fecha de la resolución anticipada del Contrato.

15.3 Disposiciones Comunes

- 15.3.1 Salvo los casos previstos específicamente en este Contrato, la omisión de cualquiera de las Partes en exigir a la otra Parte la estricta ejecución de cualquier disposición de este Contrato o de ejercer cualquier derecho previsto en este Contrato, no será interpretada como una renuncia o desistimiento del derecho de dicha Parte a recurrir a la respectiva disposición contractual o a ejercer el correspondiente derecho, salvo que se trate de una renuncia expresa y por escrito. Ninguna renuncia que efectúe cualquiera de las Partes respecto de cualquier disposición de este Contrato o a ejercer cualquier derecho en caso de cualquier incumplimiento previsto en este Contrato, podrá ser considerada como precedente aplicable en el futuro a otras circunstancias o a otras cláusulas, derechos o incumplimientos.
- 15.3.2 La resolución del Contrato se producirá sin perjuicio de la obligación de cada una de las Partes de pagar las cantidades que adeude a la otra.
- 15.3.3 Las Partes pactan, expresamente, que la adopción de un acuerdo de transformación, fusión, escisión o reorganización no será causal de resolución del presente Contrato, en tanto cada una de ellas mantenga su existencia societaria y las autorizaciones y/o concesiones exigidas por la legislación aplicable para cumplir con las obligaciones asumidas en virtud del Contrato.
- 15.3.4 Cualquiera de las Partes podrá ceder a terceros su posición contractual en el presente Contrato, siempre que la otra Parte autorice previamente en forma expresa y por escrito tal cesión, y siempre que la empresa cesionaria acepte expresamente asumir en su integridad toda la posición contractual de la cedente. Sin perjuicio de ello, ninguna de las Partes podrá denegar injustificadamente su consentimiento a la solicitud de cesión que formule su contraparte.
- 15.3.5 En caso LA GENERADORA cediera su posición contractual a una empresa distribuidora vinculada, y EL CLIENTE decidiera ampliar o modificar el Punto de Suministro de tal forma que no sea posible que la empresa distribuidora vinculada pueda realizar el suministro a EL CLIENTE, entonces, LA GENERADORA se compromete a asumir los



puntos de suministro que se encuentren en esta situación una vez que estos se encuentren instalados y conectados en su nueva zona de concesión de distribución.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA: MODIFICACIONES DEL CONTRATO

Las Partes acuerdan que cualquier modificación al presente Contrato se efectuará mediante la suscripción de Adendas suscritas por cada una de las Partes.

CLÁUSULA DÉCIMA SÉPTIMA: DOMICILIO LEGAL Y COMUNICACIONES

Para todos los efectos derivados del presente Contrato, las Partes señalan como sus domicilios los siguientes:

LA GENERADORA

Calle César López Rojas N° 201, urbanización Maranga 7ma. etapa, San Miguel, Lima.

Teléfono: 215 6300

Atención: Carlos Alfredo Rosas Cedillo - Gerente Comercial.

Correo electrónico: carlos.rosas@enel.com

EL CLIENTE:

Mz. B Lte. 5 Urb Santa Lucia, Ate Vitarte, Lima

Teléfono: 628 1982 – 628 1983

Atención: Manuel Montiel – Director Consultor

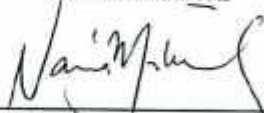
Correo electrónico: mmontiel@fundicionferrosa.com.pe

La Parte que cambie de domicilio o de representante legal deberá comunicarlo a la otra por escrito con un mínimo de cinco (5) Días de anticipación; en el caso contrario, se presumirán conocidas las comunicaciones y notificaciones cursadas a los domicilios y representantes señalados en esta cláusula. Las Partes acuerdan que no podrán variar su domicilio para los efectos de este Contrato, salvo que medie consentimiento de la otra Parte, a una ciudad distinta a la originalmente señalada, ni tampoco podrán variar unilateralmente la jurisdicción pactada.

En señal de aceptación y aprobación de todas y cada una de las cláusulas del presente Contrato, firman los representantes de las Partes en tres (3) ejemplares, dos (2) para LA GENERADORA y uno (1) para EL CLIENTE.

Firmado en la ciudad de Lima, al 05 de enero de 2017.

FOR EL CLIENTE



Naima Montiel Nemes
Gerente General

POR LA GENERADORA



Carlos Alfredo Rosas Cedillo
Gerente Comercial



ANEXO 1

PRECIOS DE POTENCIA Y ENERGÍA APLICABLES AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

1. PRECIOS INICIALES EN LA BRG

Barra de Referencia de Generación (BRG)	Energía US\$/MWh		Potencia HP US\$/kW-mes
	Horas Punta (PEPo)	Horas Fuera de Punta (PEFo)	(PPo)
Santa Rosa 220 kV	25.00	25.00	6.00

2. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN

Los Precios establecidos en el numeral 1 del presente anexo serán reajustados de acuerdo a las siguientes fórmulas de indexación:

2.1 Fórmula de Reajuste del Precio de la Potencia Activa:

El Precio base de Potencia (PPo) en el Punto de Suministro será actualizado mensualmente, aplicando la fórmula siguiente:

$$PP_s = \left[\left(\frac{PPI_s}{PPI_o} \right) \right] * PP_o$$

Dónde:

- PPs: Precio actualizado en US\$/kW-mes de la Potencia Activa para el Período de Facturación correspondiente. En caso de que el precio de potencia sea inferior al PPM calculado por OSINERGMIN, el Precio de Potencia se ajustará a dicho valor para ese mes.
- PPo: Precio base de la Potencia en US\$/kW-mes.
- PPis: Índice de Precios al Productor de los EE.UU. "Producer Price Index – Commodities", Serie WPSFD4131 (antes serie WPSSOP3500 Seasonally Adjusted), publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor en su portal Internet: www.bls.gov, correspondiente al mes anterior al del período de facturación. En los casos que el valor publicado sea preliminar, se tomará este valor como definitivo y no será modificado posteriormente.
- PPio: PPI inicial estimado, correspondiente al mes de enero de 2016, ascendente a 193.8 publicado como preliminar pero que es considerado como definitivo para efectos de este Contrato.
- PPM: es el Precio de la Potencia a Nivel de Generación, expresado en S/kW-mes, en la BRG asociada al Punto de Suministro y Medición correspondiente, vigente en el respectivo Período de Facturación, el cual corresponde al precio básico de la Potencia en Hora de Punta, determinado, publicado y actualizado por el OSINERGMIN, según la regulación vigente, y será convertido a US\$/kW-mes, utilizando el tipo

de cambio venta, publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) el último día hábil del mes de facturación.

2.2 Fórmula de Reajuste del Precio de la Energía Activa:

Los precios base para la Energía Activa en Horas de Punta (PEP₀) y para la Energía Activa en Horas Fuera de Punta (PEF₀) en el Punto de Suministro, serán ajustados mensualmente por la FAE_i vigente en esa oportunidad, mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

$$PEP_s = PEP_0 * FAE_i$$

y

$$PEF_s = PEF_0 * FAE_i$$

$$FAE_i = \left(0.5 * \frac{PPI_s}{PPI_0} \right) + \left(0.5 * \frac{PGN_s}{PGN_0} \right)$$

Dónde:

- FAE_i: Factor de actualización de los precios de la Energía Activa en HP y HFP aplicable al mes al que corresponde el reajuste.
PEP_s: Precio actualizado de la Energía Activa en Horas Punta en el periodo de facturación correspondiente.
PEP₀: Precio inicial de la Energía Activa en Horas Punta.
PEF_s: Precio actualizado de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta en el periodo de facturación correspondiente.
PEF₀: Precio inicial de la Energía Activa en Horas Fuera de Punta.

Y donde:

- PGN_s: Precio del gas natural de Camisea para generación eléctrica, publicado por OSINERGMIN en su página WEB (www2.osinergmin.gob.pe), obtenido mediante la aplicación del "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra", aprobado mediante la Resolución N° 108-2006-OS/CD (el "Procedimiento"), sin incluir las normas que la modifiquen o sustituyan. Dicho precio será expresado en Dólares, aplicable al mes al que corresponda el reajuste. En el caso de que dicho valor no esté disponible, se determinará el precio utilizando el Procedimiento. El valor del PGN debe corresponder al mismo mes que se utiliza para el PPI.
- PGN₀: Precio Base, expresado en Dólares, del Gas Natural de Camisea para el servicio público de generación eléctrica, a enero del 2016, igual a 2.7112 US\$/MMBTu.
- PPI_s: Índice de Precios al Productor de los EE.UU. "Producer Price Index – Commodities", Serie WPSFD4131 (antes serie WPSSOP3500 Seasonally Adjusted), publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor en su portal Internet: www.bls.gov, correspondiente al mes anterior al del periodo de facturación. En los casos que el valor publicado sea preliminar, se tomará este valor como definitivo y no será modificado posteriormente.
- PPI₀: PPI inicial preliminar, correspondiente al mes de enero del 2016, ascendente a 193.8 publicado como preliminar pero será considerado como definitivo para los efectos de este Contrato.

Los precios reajustados de Energía y Potencia serán redondeados a dos decimales en US\$/MWh y US\$/kW-mes para la Energía y Potencia, respectivamente.

A.

am

22

A.

ANEXO 2

APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

Sujeto a las restricciones que se especifican en los siguientes párrafos de este anexo, para el cómputo de las compensaciones que puedan corresponder a EL CLIENTE en aplicación de lo establecido en el Contrato, con relación a calidad del producto y del suministro, así como para la medición, registro y control de las variables, se aplicarán los estándares aplicables a los generadores establecidos en la NTCSE, sujeto a las precisiones y limitaciones señaladas a continuación.

Restricciones a la aplicación de la NTCSE:

- a) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental competente determine, por resolución firme, que por causas atribuibles a LA GENERADORA se interrumpió el suministro o se afectó la calidad del producto o la calidad de suministro a EL CLIENTE en algún Punto de Suministro según lo establecido en el presente Contrato, ésta pagará a EL CLIENTE, las compensaciones correspondientes establecidas en la NTCSE.
- b) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental competente determine, por resolución firme, que por causas atribuibles a un tercero o terceros se interrumpió el suministro o se afectó la calidad del producto o la calidad del suministro a EL CLIENTE en algún Punto de Suministro según lo establecido en el presente Contrato, LA GENERADORA trasladará a EL CLIENTE las compensaciones que previamente haya obtenido de aquellos a los cuales se les atribuya la responsabilidad de la interrupción o la afectación de la calidad del suministro a EL CLIENTE.
- c) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental competente no pueda determinar quién fue el responsable de la interrupción en el suministro o de la mala calidad del suministro a EL CLIENTE en algún Punto de Suministro según lo establecido en el presente Contrato, LA GENERADORA no estará sujeta a pagar compensación alguna a EL CLIENTE. No obstante, cualquier compensación que LA GENERADORA reciba de terceros, de acuerdo a lo indicado en este literal, a favor de EL CLIENTE le será transferida a este último.
- d) En los casos b) y c) precedentes, LA GENERADORA sólo compensará a EL CLIENTE si es que previamente ha recibido los importes a compensar.
- e) En el supuesto que el COES o la Autoridad Gubernamental competente determine que la carga de EL CLIENTE es la causante de perturbaciones que exceden las tolerancias establecidas en la NTCSE y que, como consecuencia de lo anterior, LA GENERADORA tuviera que pagar compensaciones en aplicación de lo establecido en la NTCSE, EL CLIENTE reembolsará a LA GENERADORA, los montos que éste haya pagado a terceros por concepto de dichas compensaciones, contra presentación por LA GENERADORA a EL CLIENTE de los documentos que demuestren los respectivos pagos efectuados.

R

ANEXO 3

RELACION DE SUMINISTROS

1. RELACIÓN POR SUMINISTROS:

En la tabla siguiente se muestra el consumo estimado de EL CLIENTE según predio y número de suministro actual.

Predio	Dirección	Punto de Suministro	Potencia Contratada		Potencia Disponible (MW)	Consumo Anual Estimado (MWh)
			HP (MW)	HFP (MW)		
1	Mz. B Lte. 5 Urb Santa Lucía - Ate Vitarte	Número de Suministro: 1223995 Alimentador: A-25 Tensión: 10 KV Concesionario de Distribución: Luz del Sur	0.30	2.45	2.45	6.00

2

24





FUNDICION FERROSA S.A.C.

FUNDICION EN HIERRO GRIS, NODULAR, ACEROS Y ALEADOS
CALLE 2 MZ B LT 5 URB. HTO.SANTA LUCIA-LIMA 3 ATE TELF: (51-1)628-1982 628-1983 628-1983 FAX (51-1)628-1981 LIMA 100
E-MAIL: ferrosa@fundicionferrosa.com.pe WEB: www.fundicionferrosa.com.pe

Lima, 23 enero de 2017

Señor:
Christian Sacha Guerrero
Ejecutivo Comercial
Presente.-
Asunto: Contrato

Estimados señores,

Por medio la presente, enviamos adjunto 02 juegos originales de los contratos de Fundición Ferrosa con la empresa Enel Generación Perú S.A.A.

Sin otro particular, quedamos atentos a su colaboración.

FUNDICION FERROSA S.A.C.


Juan Carlos Aguirre
Gerente Administrativo



ANEXO N° 5


**CONTRATO DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD ENTRE
KALLPA GENERACIÓN S.A. Y CERÁMICOS LAMBAYEQUE S.A.C**

Conste por el presente documento privado el **Contrato de Suministro de Electricidad** que celebran, de una parte:


- 
1. **KALLPA GENERACIÓN S.A.**, en adelante la "**Generadora**", con R.U.C. N° 20510992904, con domicilio en Av. Santo Toribio N° 115, Piso 7, distrito de San Isidro, provincia y departamento de Lima, debidamente representada por su Gerente General, señora Rosa María Flores Araoz Cedrón, identificada con D.N.I. N° 09343153 y su Gerente Comercial, señor Irwin Frisancho Triveño, identificado con D.N.I. N° 31034160, según poderes inscritos en la partida electrónica N° 11767759 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima; y de la otra parte,
 2. **CERÁMICOS LAMBAYEQUE S.A.C.** en adelante el "**Cliente**", con R.U.C. N° 2048127791, con domicilio legal en CAL. SAN ANDRÉS MZA G LOTE 2B (LOTIZACIÓN SANTA MARTA) LIMA - LIMA - ATE, debidamente representada por su Representante Legal, LUIS ALBERTO MUNDACA CARDOZO, identificado con DNI. N° 16666570 según poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 11061933 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Chiclayo.

El presente Contrato se gobierna por las estipulaciones siguientes:

CLAUSULA PRIMERA.- ANTECEDENTES

- 
- 1.1 El **Cliente** es una empresa debidamente constituida bajo las Leyes Aplicables, que realiza actividades de Transporte de Carga por Carretera, Fabricación y Producción de Cerámica No Refractaria N. Est., Venta Mayorista de Materiales de Construcción, en la provincia de Lambayeque, departamento de Chiclayo para lo cual, cuenta con todas las concesiones, permisos, licencias y autorizaciones requeridas por las Leyes Aplicables;
 - 1.2 La **Generadora** es una sociedad constituida de acuerdo a las leyes peruanas, cuyo objeto es la generación y comercialización de electricidad, contando para ello con las respectivas concesiones y/o autorizaciones.

CLAUSULA SEGUNDA.- OBJETO Y MODALIDAD DE LA CONTRATACION

- 
- 2.1 La **Generadora** se obliga a suministrar al **Cliente** o a hacer que se le suministre a través de los procedimientos de transferencias establecidos por el COES, la Potencia y Energía Asociada en el Punto de Suministro necesarias para atender los requerimientos de las Operaciones del **Cliente**, hasta un valor máximo igual a la Potencia Contratada establecida en la cláusula Séptima del presente Contrato y la Energía Asociada a ésta.
 - 2.2 Por su parte, el **Cliente** se obliga a comprar para su uso en las Operaciones de sus instalaciones ubicadas en Carretera Panamericana Norte Km 776 Nro S/N

Sector Culpón (Espaldas de Grifo Mori) – Lambayeque – Chiclayo – José Leonardo Ortiz, en exclusividad a la **Generadora**, hasta el límite de la Potencia Contratada y la Energía Asociada a ésta; y efectuar los pagos respectivos conforme a lo previsto en este Contrato, estando impedido de revender, redistribuir, reasignar o transferir, bajo cualquier título, dicha Potencia o Energía Asociada.



CLÁUSULA TERCERA.- DEFINICIONES, INTERPRETACIÓN Y ANEXOS

3.1 Definiciones.-

Los términos en mayúsculas, tal como se utilizan en el presente Contrato, tendrán los significados que se describen a continuación.

Afiliada: en relación con una Parte, es una persona jurídica que: (a) es sujeta de Control por parte de dicha Parte, (b) es sujeta de Control por una persona jurídica que también ejerce Control sobre dicha Parte o (c) ejerce Control sobre dicha Parte.

Autoridad Gubernamental Competente: significa cualquier autoridad judicial, legislativa, política o administrativa del Perú, incluidos tanto el gobierno central como los gobiernos regionales y locales, así como los organismos reguladores y fiscalizadores, que se encuentren facultados, conforme a las Ley Aplicable, para emitir o interpretar normas, decisiones o reglamentos de carácter general o particular, con efectos obligatorios para quienes se encuentran sometidos a sus alcances. Por extensión, esta definición incluye al COES.

Barra de Referencia de Generación o BRGs Es la Barra Chiclayo Oeste 220 kV.

Cargo por Electrificación Rural: será el cargo asociado a la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, según estos hayan sido, o puedan ser, modificados.



Cargo FISE: será el cargo asociado al Fondo de Inclusión Social Energético establecido en la Ley N° 29852 que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), según estos hayan sido, o puedan ser, modificados.

Cargo CASE: Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética.

Cargos por la Ley N° 29970: serán los cargos asociados a la Ley N° 29970 que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país, según estos hayan sido, o puedan ser, modificados.



Cargos Regulados: Tiene el significado que se le atribuye en la cláusula 9.3 del Contrato.

Centro: es el Centro de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio y Producción de Lambayeque.

Ciente: Tiene el significado que se le atribuye en la definición del presente Contrato

COES: es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

Contrato: es el presente Contrato.

Control: consiste en ser directa o indirectamente titular del 50% o más de las acciones o participaciones de una persona jurídica o ser directa o indirectamente titular del derecho de más del 50% de la votación en la junta general de accionistas de una determinada persona jurídica, del directorio de una determinada persona jurídica o de cualquier órgano societario similar a los anteriores o ser directa o indirectamente titular del derecho de designación de la gerencia de una determinada persona jurídica.

Costo Marginal de Corto Plazo, Costo Marginal o CMG: es el costo marginal de corto plazo calculado por el COES, en períodos de quince minutos, para la BRG correspondiente, según dicho concepto se encuentra definido por la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y/o las normas que resulten aplicables.

Controversia o Disputa: es cualquier controversia o reclamo que surja, se derive o se encuentre relacionada con este Contrato, incluyendo pero sin limitarse, a cualquier controversia o reclamo sobre la validez, interpretación, vigencia, terminación, ejecución o incumplimiento del mismo.

Demanda Mensual Coincidente: es la demanda de potencia medida en el Punto de Suministro correspondiente al presente Contrato, coincidente con el período de quince minutos de la máxima demanda mensual del SEIN determinada por el COES.

Día Hábil: son los días, de lunes a viernes, excepto aquellos que hayan sido o sean declarados feriados no laborables a nivel nacional por la Autoridad Gubernamental Competente.

Día(s): son los días del calendario gregoriano, incluidos los fines de semana y feriados no laborables.

Dólares o USD: son Dólares de los Estados Unidos de América o cualquier moneda de circulación forzosa en los Estados Unidos de América.

Energía: es la energía activa, expresada en MW.h.

Energía Asociada: es la Energía que guarda relación con la Potencia

suministrada al Cliente por la **Generadora**, medida en el Punto de Suministro y expresada en MWh.

Entidades Financieras: son las entidades financieras que provean financiamiento a la **Generadora** o sus Afiliadas para el desarrollo de sus proyectos. Además, son las entidades financieras que provean financiamiento al **Cliente** para el desarrollo de sus proyectos.

Estado Peruano: es cualquier instancia del poder ejecutivo, poder legislativo, poder judicial, gobiernos regionales, gobiernos locales, organismos constitucionalmente autónomos (como el Tribunal Constitucional) o cualquier otro órgano u organismo del Estado de la República del Perú.

Evento de Congestión Eléctrica: es la congestión de redes de transmisión y/o equipos de transformación de cualquier instalación en el SEIN que desacople el despacho económico de las centrales de generación en dos o mas subsistemas e impida al Subsitema Congestionado recibir Energía de otro subsistema a costos más bajos, debiendo por ello a despachar unidades de mayor costo en el subsistema Congestionado.

Exceso de Consumo de Potencia: Es la diferencia positiva entre la Demanda Mensual Coincidente menos la multiplicación de la Potencia Contratada por 1,10.

Exceso de Consumo de Energía: Toda energía contenida bajo la curva de carga (Potencia vs tiempo) registrada por encima de la multiplicación de la Potencia Contratada y 1,10 en Horas de Punta y Fuera de Punta, determinada por períodos de integración de quince (15) minutos.

Factores de Pérdidas de Transmisión y Distribución: Son los factores de pérdidas de potencia y energía entre el Punto de Suministro y la Barra de Referencia de Generación que sean publicados por el OSINERGMIN vigentes a la fecha de facturación.

Factores de Transmisión Eléctrica: Para el caso de la potencia corresponderá al factor que resulte de aplicar las resoluciones de Precios en Barra vigentes, en tanto que para la energía se calculará con la siguiente expresión:

$$FT = \frac{\sum_t \frac{CMg_{i,t}}{CMg_{0,t}} \times E_{i,t}}{\sum_t E_{i,t}}$$

Donde:

FT	:	Factor de Transmisión Eléctrica de energía en la barra Chiclayo Oeste 220 kV en el mes.
$CM_{gt,t}$:	Costo Marginal de Corto Plazo determinado por el COES en la barra Chiclayo Oeste 220 kV, en el periodo t .
$CM_{g0,t}$:	Costo Marginal de Corto Plazo determinado por el COES para los contratos de suministro en la barra de referencia Santa Rosa 220 kV del SEIN ($i=0$) en el periodo t del mes.
$E_{i,t}$:	Suma de las energías consideradas como retiro en la barra Chiclayo Oeste 220 kV en el periodo t del mes, para efectos de las transferencias de energía.

Fecha de Inicio del Consumo: será la fecha en la que se inicia el consumo de Potencia y Energía Asociada por el **Cliente** bajo el presente Contrato, según lo establecido en el numeral 4.2 del mismo.

Generadora: tiene el significado que se le atribuye en la definición del presente Contrato.

Garantía por Red Principal o GRP: es el cargo de Garantía por Red Principal, de conformidad con la Ley N° 27133 y su reglamento, según estos hayan sido, o puedan ser, modificados.

Horas de Punta o HP: son las horas comprendidas entre las 18:00 y 23:00 horas de todos los Días del año, salvo domingos y feriados.

Horas Fuera de Punta o HFP: son las horas del día no comprendidas en las Horas de Punta.

Ley: es la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, junto con sus normas modificatorias y complementarias.

Leyes Aplicables: es cualquier norma jurídica peruana de cumplimiento obligatorio para las Partes que se encuentre vigente, en cada oportunidad, durante la vigencia del presente Contrato.

NTCSE: es la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto Supremo N° 20-97-EM, así como sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias.

Parte: CERÁMICOS LAMBAYEQUE S.A.C. (el **Cliente**) o indistintamente Kallpa Generación S.A. (la **Generadora**).

Peajes: son los cargos, peajes y compensaciones fijados por OSINERGMIN para remunerar los sistemas de transmisión y transformación pertenecientes a los sistemas de transmisión principal, garantizado, complementario y

secundario, incluida la Garantía por Red Principal, si fuera aplicable y otros Cargos Regulados que, siendo de naturaleza distinta, se incorporen en los peajes, de acuerdo a las Leyes Aplicables.

Potencia: es la potencia eléctrica activa suministrada por la **Generadora** al **Cliente** en el Punto de Suministro, expresada en MW - mes.

Potencia Contratada: es la Potencia máxima que la **Generadora** está obligada a suministrar o hacer que se suministre al **Cliente** en el Punto de Suministro conforme a la cláusula Séptima de este Contrato.

Potencia Mínima Facturable: es el 60% de la Potencia Contratada.

Precios: son los precios unitarios de la Potencia y Energía Asociada.

Punto de Suministro: son las barras de entrega y medición en los niveles de tensión conforme al cuadro de la tabla N° 7.2.

Reglamento: es el Reglamento de la Ley, aprobado mediante Decreto Supremo N° 9-93-EM, así como sus normas modificatorias y complementarias.

Reglas: son las Reglas de Arbitraje del Centro vigentes incluyendo cualquier modificación o cualquier regla de arbitraje que la sustituya a la fecha en que la Parte demandante presente la solicitud de arbitraje que dé inicio al procedimiento arbitral.

Saldo Neto: es el saldo monetario resultante de la valorización de transferencias de Energía activa del COES, considerando lo señalado en el Anexo 2 del presente Contrato.

SEIN: es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.


Subsistema Congestionado: es el subsistema de transmisión desacoplado del SEIN como consecuencia de un Evento de Congestión Eléctrica al que se encuentra conectado el Punto de Suministro.

Tipo de Cambio: es el tipo de cambio compra del Dólar, publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros en el Diario Oficial El Peruano tomando como base el promedio de las operaciones de venta realizadas en el Día Hábil anterior a su publicación.


3.2. Interpretación.-

Salvo estipulación en contrario:

3.2.1 Toda referencia a cualquier "cláusula", "numeral" o "anexo" significa la cláusula, numeral o anexo del Contrato.

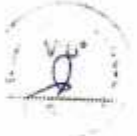
- 
- 3.2.2 Todas las referencias a "aquí", "del presente", "bajo el presente" y términos similares se considerarán referidas al Contrato.
- 3.2.3 Las referencias al plural incluirán al singular, y viceversa, siempre que sea aplicable dentro del contexto; y el masculino incluirá el femenino y viceversa.
- 3.2.4 Los títulos y encabezamientos que aparecen en este Contrato son meramente enunciativos y no serán tomados en cuenta para la interpretación de su contenido.
- 3.2.5 El término "incluyendo" (y, consiguientemente, el término "incluye") significa que incluye sin limitar la generalidad de la descripción que precede al uso de dicho término.
- 3.2.6 Los términos en mayúsculas que no se hayan definido de otro modo en el Contrato, tendrán el significado otorgado a los mismos por la Ley 28832 y sus reglamentos, la Ley, su Reglamento y demás Leyes Aplicables.
- 3.2.7 Las palabras y abreviaturas que no se definan en este Contrato y que tengan significados conocidos, ya sean técnicos o relacionados con la industria eléctrica del Perú, se emplean en este Contrato de conformidad con dichos significados conocidos.
- 3.2.8 Cualquier referencia a una norma o instrumento contractual se extenderá a la norma o instrumento contractual que modifique, derogue o sustituya a la norma o instrumento contractual citado.

3.3. **Anexos.-**



Los anexos del Contrato forman parte integrante del mismo, por lo que cualquier referencia al Contrato se extenderá también a dichos anexos.

CLÁUSULA CUARTA: PLAZO

- 
- 4.1 El presente Contrato entrará en vigencia en la fecha de suscripción y estará vigente a partir del 01 de marzo de 2018 a las 00:00 horas hasta las 24:00 horas de 28 de febrero de 2021. Este plazo es forzoso para ambas Partes y sólo podrá resolverse por las causales y los procedimientos establecidos en el presente Contrato.
- 4.2 La Fecha de Inicio del Consumo será a las 00:00 horas del 01 de marzo de 2018.
- 4.3 A la terminación del plazo pactado, todos los derechos y obligaciones que se deriven del Contrato cesarán automáticamente, excepto aquellos que sobrevivan a dicha terminación conforme a sus términos o a cualquier derecho u

obligación que surja debido a su terminación, en razón del incumplimiento por cualquiera de las Partes de sus obligaciones bajo el mismo. La terminación del presente Contrato no relevará a ninguna de las Partes del cumplimiento de las obligaciones contractuales que hubieran surgido antes de dicha terminación y que subsistan a dicha terminación.



CLÁUSULA QUINTA: TRANSFERENCIA DE PROPIEDAD Y RIESGO

La transferencia de propiedad y riesgo sobre la Potencia y Energía Asociada suministrada por la **Generadora** al **Ciente** se producirá en el Punto de Suministro.

CLÁUSULA SEXTA: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SUMINISTRO

- 6.1 La **Generadora** suministrará o hará que se suministre, a través de los procedimientos de transferencias establecidos por el COES, la Potencia y la Energía Asociada al **Ciente**, en el Punto de Suministro, de conformidad con lo establecido en la NTCSE. En este sentido, las condiciones de calidad aplicables al suministro materia del presente Contrato son de nivel estándar.
- 6.2 El **Ciente** se obliga a que las perturbaciones inyectadas al SEIN por la operación de las instalaciones del **Ciente**, no excedan las tolerancias establecidas en la NTCSE. Adicionalmente, el **Ciente** se obliga a mantener un factor de potencia no menor a 0.95 o el que indiquen las Leyes Aplicables.
- 6.3 Se considerará como incumplimiento de los rangos estipulados en los acápites 6.1 y 6.2 precedentes a las situaciones calificadas como de mala calidad en aplicación de los periodos de medición, indicadores de calidad, tolerancias y condiciones establecidos en la NTCSE.
- 6.4 Las Partes acuerdan que el pago de compensaciones por incumplimiento de los indicadores de calidad establecidos en la NTCSE se sujetará a lo establecido en el Anexo 1 del Contrato.



CLÁUSULA SÉTIMA: POTENCIA CONTRATADA

- 7.1 La Potencia Contratada en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta y la Energía Asociada constituyen la máxima obligación de suministro asumida por la **Generadora** bajo este Contrato, tanto en Horas de Punta como en Horas Fuera de Punta, en el Punto de Suministro.

Lo anterior está sujeto a que se efectuen las inversiones necesarias en el SEIN para permitir a la Generadora suministrar la Potencia contratada y Energía de acuerdo al Contrato. La Generadora no será responsable si las ampliaciones en las instalaciones propias de los consumidores del Cliente o del SEIN no permiten el suministro de la Potencia Contratada. Estas ampliaciones incluyen instalación de equipamiento de compensación reactiva, filtros, entre otros



- 7.2 La Potencia Contratada en Horas de Punta y en Horas Fuera de Punta a partir de la Fecha de Inicio del Consumo será:

Vigencia	BRG	Punto de Suministro	Potencia contratada HP (MW)	Potencia contratada HFP (MW)
Marzo 2018 – Febrero 2021	Chiclayo Oeste 220 kV	SED E-202256 en 10 kV, Código de Suministro 25876773 - Lambayeque	0.52	0.52

- 7.3 La Potencia Mínima Facturable constituye la obligación mínima de pago de Potencia por parte del **Ciente** a la **Generadora**.
- 7.4 Durante la vigencia del Contrato y hasta el límite de la Potencia Contratada, el **Ciente** no podrá adquirir de ningún suministrador, que no sea la **Generadora**, potencia ni Energía para sus Operaciones.
- 7.5 En el caso que el Cliente requiera un incremento en la Potencia Contratada, necesariamente deberá cursar una comunicación escrita a la Generadora con no menos de sesenta (60) Días de anticipación. La Generadora deberá responder a dicha solicitud de incremento en un plazo no mayor a treinta (30) Días. De no existir respuesta alguna por parte de la Generadora dentro del plazo establecido, se entenderá que la propuesta ha sido denegada y que la Potencia Contratada permanece inalterada. En caso la Generadora no acepte atender el incremento de demanda solicitado por el Cliente, éste podrá contratar con terceros el suministro de dicho incremento de demanda siendo que, en tal caso, la Potencia y Energía activa suministrada por la Generadora se determinará según las normas aplicables del Reglamento de la Ley de concesiones o de la norma que pudiera sustituirlo.

Lo establecido en la presente cláusula está sujeto a que las inversiones requeridas para la ampliación y/o reforzamiento de las instalaciones de transmisión y/o distribución existentes, que sean necesarias a consecuencia de los referidos incrementos de Potencia Contratada, sean ejecutadas de acuerdo al marco legal, que establece los plazos límite para las ampliaciones que deban realizar los concesionarios de transporte y/o distribución de manera que ello le permita a la Generadora el suministro de acuerdo al Contrato.


La Generadora no será responsable si las ampliaciones en las instalaciones propias de los Consumidores del Cliente o del SEIN que no permita el suministro de la Potencia Contratada. Estas ampliaciones incluyen la instalación de equipamiento de compensación reactiva, filtros, entre otros.

De ser el caso, la Generadora podrá trasladar al Cliente los aportes financieros reembolsables que a su vez sean exigidos a la Generadora por los respectivos concesionarios de transmisión y/o distribución.



- 7.6 Las Partes acuerdan revisar conjuntamente las potencias contratadas al cuarto mes de ocurrida la Fecha de Inicio del Consumo realizando los ajustes que

correspondan de acuerdo a la máxima demanda medida en los primeros 3 meses de iniciado el consumo.

CLÁUSULA OCTAVA: MEDICIÓN

- 
- 8.1 Para la medición de la Potencia suministrada y la Energía Asociada, se utilizarán los medidores de Energía de propiedad del Cliente o de la empresa distribuidora, según corresponda, quien probará y mantendrá estos medidores y todos los componentes relacionados con el sistema de medición en el Punto de Suministro, directamente o a través de terceros contratistas. Los equipos de medición deberán ser digitales, con sistema de telemetría para el sistema scada del cliente, con clave de seguridad, de clase 0.2 o superior, con sistema de registro de demanda kW-hora en ambas direcciones de flujo de la potencia, KVAR-hora en los cuatro cuadrantes del flujo de la potencia reactiva, kV promedio de la barra de medición, armónicos, eventos eléctricos y de intervención del medidor, flickers, capacidad de memoria de masa para almacenar información de facturación como mínimo de 35 Días y los dispositivos apropiados para permitir al Cliente y a la Generadora el acceso remoto a los medidores.

Los contrastes a los medidores serán realizados por el propietario y la generadora una vez por año con instrumentos patrón certificados internacionalmente y los ajustes del reloj de cada uno de los medidores se realizarán cada vez que excedan de los 30 segundos, los costos de dichas pruebas y ajustes serán compartidos por las Partes de forma equitativa. La reparación de cualquier falla del medidor será efectuada por el propietario tan pronto se detecte la falla.

- 8.2 Las Partes podrán participar en todos los eventos de operación, mantenimiento, contraste, ajuste de reloj, etc. del sistema de medición del Cliente.
- 8.3 La Generadora utilizará, para la facturación mensual, la información almacenada en la memoria de los medidores instalados en el Punto de Suministro, desde las 00:00 horas del primer día hasta las 24:00 horas del último día de cada mes. La correspondiente toma de estado será efectuada por la Generadora preferentemente mediante teleproceso y deberá remitir copia del archivo respectivo al Cliente conjuntamente con la respectiva factura.
- 
- 8.4 La actualización de la hora, así como la modificación de la configuración de la página base y/o memoria de los medidores, que fueran necesarias, serán efectuadas por la Generadora preferentemente mediante teleproceso, previo aviso escrito al Cliente con confirmación de recepción. Una vez efectuadas dichas acciones, el propietario le remitirá al Cliente vía correo electrónico el archivo de cada medidor, conteniendo la información almacenada hasta el intervalo de 15 minutos inmediato anterior a la ejecución de las indicadas acciones.
- 
- 8.5 Cualquier intervención en sitio de los equipos de medición del propietario, que pudiera significar alteración de los registros (mantenimientos, reemplazos, contrastes, etc.) deberá efectuarse con previa notificación escrita a la Generadora, con una anticipación no menor de 5 (cinco) Días Hábiles; estando


facultada esta última para presenciar dichas intervenciones y suscribir las actas correspondientes. La inasistencia del representante de la Generadora a las indicadas intervenciones, no constituirá impedimento para su realización ni invalidará sus resultados, de haber sido oportunamente notificada, salvo que la inasistencia se justifique, se notifique y se solicite la postergación con una antelación no menor de 24 horas a la intervención de los equipos. La postergación que se solicite no podrá ser mayor de 7 Días desde la fecha inicial notificada por el Cliente informando sobre la intervención de los equipos de medición.



- 8.6 El propietario prestará a la Generadora las facilidades necesarias para el acceso a la información registrada en los respectivos medidores, vía interrogación a distancia y/o lectura directa, cumpliendo el protocolo que para tal efecto se establezca.
- 8.7 Para la medición de la Potencia absorbida en el Punto de Suministro, se considerará el valor promedio de la potencia registrada en períodos de integración de 15 minutos.
- 8.8 Cada medidor que se use deberá, en comparación con los estándares de exactitud, ser probado y calibrado por el propietario del medidor y la generadora, compartiendo los gastos equitativamente, una vez, en intervalos no mayores de 12 meses. Las Partes tendrán el derecho de estar presentes en todas las pruebas de los medidores y la Parte que solicite la prueba deberá darle aviso por escrito a la otra Parte con 3 Días Hábiles de anticipación de toda prueba que vaya a efectuarse. Si se constata que un medidor presenta defectos, el propietario deberá restituirlo por su cuenta a las mismas condiciones de exactitud o reemplazarlo por un medidor que se rija a los estándares de exactitud. El propietario llevará a cabo la programación de medidores y cualquier corrección de acuerdo a lo estipulado en 8.4.
- 8.9 Cualquiera de las Partes y en cualquier tiempo, tendrá el derecho de requerir que se efectúe una prueba especial de los equipos de medición, adicionalmente a la prueba anual. Si la última prueba realizada, demuestra que el equipo de medición probado está registrado con exactitud dentro de un margen de 0.2%, la Parte que haya solicitado la prueba especial deberá pagar los costos de esas pruebas. El resultado de todas las pruebas y calibraciones estará abierto al examen de todas las Partes y deberá proporcionarse a cada una de ellas el informe de esas pruebas.
- 8.10 Si como resultado de cualquier prueba se verifica que un medidor tiene un error mayor a 0.2%, el propietario deberá asumir los costos de la prueba, así como efectuar los ajustes o el reemplazo del medidor que sean necesarios. Adicionalmente, las facturaciones para las lecturas de esos medidores previamente tomadas serán corregidas por la Generadora de conformidad con el porcentaje de exactitud para el periodo en que pueda determinarse que efectivamente dicho medidor ha registrado las mediciones incorrectamente. Si este periodo durante el cual las mediciones incorrectas fueron efectuadas no



puriere ser determinado, el período para el cual se corregirá la facturación será el equivalente a la mitad del tiempo transcurrido desde la prueba anterior. En estos supuestos, la Generadora y el Cliente deberán reintegrarse los montos cobrados de más o de menos, según sea el caso, sin intereses ni moras.

- 
- 8.11 En caso que cualquier equipo de medición fallare en cualquier momento en registrar o en caso que el registro sea tan errático que éste sea sin sentido, la Potencia y la Energía Asociada suministrada será determinada por la mejor información disponible, incluyendo, entre otros, según el siguiente orden de preferencia: (a) mediciones registradas con los equipos de respaldo, en caso estos existan, y (b) otros resultados de medición concordados entre las Partes. Los profesionales técnicos de las empresas afectadas suscribirán un acta conteniendo las magnitudes de las energías más apropiadas de reemplazo.

CLÁUSULA NOVENA: PRECIOS, PEAJES, CARGOS REGULADOS Y TRIBUTOS


(i) Precios.-

- 9.1 Las Partes acuerdan que los Precios de la Potencia y de la Energía Asociada en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta a ser utilizados en la facturación del mes correspondiente serán los que resulten de aplicarle mensualmente a los Precios iniciales establecidos en el Anexo 2 las fórmulas de reajuste que se indican en el mismo anexo en el numeral 2.1 para el caso de la Potencia y 2.2 para la Energía Asociada.
- 9.2 Los Precios son totales y netos en el Punto de Suministro. No incluyen el Impuesto General a las Ventas (IGV) ni el impuesto de Promoción Municipal, que serán de cargo del Cliente. Asimismo, todo cambio futuro de las leyes tributarias que establezcan tributos a ser asumidos por los consumidores de electricidad y que, de acuerdo con la legislación tributaria, deban ser trasladados al Cliente, será regulado conforme a lo dispuesto en la cláusula 9.3 siguiente.



(ii) Cargos Regulados.-

- 9.3 Los Cargos Regulados incluyen los Peajes, derechos, tributos y otros cargos, costos y/o conceptos regulados, actuales o futuros tales como la GRP, los Cargos FISE, CASE, Cargos por la Ley N° 29970, Cargo por Electrificación Rural y otros que se encuentren o puedan ser incorporados en los peajes de transmisión por disposición de las Leyes Aplicables, o que se paguen de otra manera. El Cliente pagará los Cargos Regulados actuales o futuros de conformidad con las Leyes Aplicables.



En caso que las Leyes Aplicables no establezcan el criterio mediante el cual los Cargos Regulados deberán ser repartidos entre los clientes de la Generadora, en la medida que tales cargos conlleven costos para la Generadora que no existirían si este Contrato no estuviera vigente, estos serán transferidos al

Ciente de manera transparente y sin recargo alguno en la proporción que el consumo de Potencia y/o Energía Asociada del **Ciente** representa del total del consumo de potencia y/o Energía de todos los clientes de la **Generadora**, incluido el **Ciente**, durante el período a ser facturado.



CLÁUSULA DECIMA: FACTURACIÓN Y PAGO

10.1 Facturación de la Potencia.-

Para efectos de la facturación mensual de la Potencia suministrada por la **Generadora**, se seguirá el siguiente procedimiento:

- 10.1.1 La Potencia mensual a tomar en cuenta en la facturación será la demanda activa medida en el Punto de Suministro, que coincida con la máxima demanda del SEIN (Demanda Mensual Coincidente) debidamente reflejada hasta la Barra de Referencia de Generación aplicando los respectivos Factores de Transmisión y Distribución.
- 10.1.2 La **Generadora** facturará y el **Ciente** pagará el monto resultante del producto de (a) la Demanda Mensual Coincidente medida en el Punto de Suministro y debidamente reflejada hasta la BRG, por (b) el precio de la Potencia establecido en la cláusula Novena literal (i).
- 10.1.3 En caso que la Demanda Mensual Coincidente resultase inferior a la Potencia Mínima Facturable, ambas debidamente reflejadas hasta la BRG, la **Generadora** facturará y el **Ciente** pagará el monto resultante del producto de (a) la Potencia Mínima Facturable por (b) el precio de la Potencia establecido en el numeral 9.1.

De ocurrir en un mes determinado un exceso de consumo de Potencia con respecto a la Potencia Contratada, se aplicará el numeral 10.3.

10.2 Facturación de la Energía Asociada.-

- 10.2.1 La facturación de la Energía Asociada será igual al producto de (a) el consumo efectivo de Energía del **Ciente** en Horas de Punta y Horas Fuera de Punta registrado en el Punto de Suministro, debidamente reflejada hasta la Barra de Referencia de Generación aplicando los correspondientes Factores de Pérdidas de Transmisión y Distribución, por (b) sus respectivos precios de la Energía establecidos en la cláusula Novena literal (i).
- 10.2.2 En caso se presenten excesos de consumo de Energía por parte del **Ciente**, dichos excesos serán facturados por la **Generadora** y pagados por el **Ciente** empleando el procedimiento establecido en el numeral 10.3. Los excesos de Energía consumidos se determinarán por periodos de integración de 15 minutos cada uno, como la Energía contenida bajo la curva de carga (Potencia vs Tiempo) que exceda 1,10 veces la Potencia Contratada en Horas Punta y Horas Fuera de Punta.



Para efectos de la correspondiente facturación referida en el párrafo precedente por dichos excesos de Energía, el Costo Marginal expresado en Nuevos Soles (S/.) será convertido a Dólares utilizando el Tipo de Cambio publicado el primer día del mes siguiente al que se factura.

10.3 Facturación de los Excesos de Consumo de Potencia y Energía Asociada

10.3.1 Si la Demanda Coincidente del Cliente es mayor que 1,10 veces la Potencia Contratada, la diferencia de la Potencia Contratada será considerada como Excesos de Consumo de Potencia, aplicando a tal diferencia los precios convenidos en el numeral 10.3.3.

10.3.2 Si el consumo de Energía Asociada en Hora Punta y Hora Fuera de Punta del Cliente es mayor que 1,1 veces la Potencia Contratada, la diferencia será considerada como Exceso de Consumo de Energía Asociada, aplicando a tal diferencia los precios convenidos en el siguiente numeral.

10.3.3 Los Excesos de Consumo de Potencia y los Excesos de Consumo de Energía Asociada, serán facturados de acuerdo a:

Precio Excesos de Potencia (S/./kW-mes)	Precio Excesos de Energía en Hora Punta (S/./kW.h)	Precio Excesos de Energía en Hora Fuera de Punta (S/./kW.h)
Precio de Potencia debidamente actualizado x 1.15	El mayor valor entre el precio de energía en Horas de Punta debidamente actualizado y 1.01 x Costo Marginal en la BRG	El mayor valor entre el precio de energía en Horas Fuera de Punta debidamente actualizado y 1.01 x Costo Marginal en la BRG

10.4 Facturación de Energía Reactiva.-

Los consumos de energía reactiva inductiva y capacitiva serán medidos en el Punto de Suministro y serán facturados de acuerdo al procedimiento, precio y moneda establecidos por OSINERGMIN o la Autoridad Gubernamental Competente.

10.5 Facturación de los Peajes y demás Cargos Regulados.-

Los Peajes y demás Cargos Regulados se facturarán de acuerdo con los precios y procedimientos regulados por OSINERGMIN, la Autoridad Gubernamental Competente, vigentes en el mes al que corresponda el suministro facturado y/o según lo establecido en el Contrato.

10.6 Procedimiento de Facturación.-

10.6.1 La facturación se efectuará mensualmente y será enviada a la dirección indicada en la cláusula décimo séptima, numeral 17.5.1, en forma desagregada por cada uno de los conceptos facturados y en 2 o más

facturas: (i) una por el suministro de Potencia y Energía Asociada, expresada en Dólares Americanos; y (ii) otros por conceptos previstos en este Contrato como el FISE, Cargo por Electrificación Rural u otros que correspondan; estas últimas facturas expresadas en Soles (S/.) o en la moneda que determine la Autoridad Gubernamental Competente o que corresponda según lo establecido en este Contrato. Las facturas serán remitidas al **Ciente**, para su cobranza, en formato digital y la factura electrónica por correo electrónico, dentro de los diez (10) primeros Días Hábiles del mes siguiente al mes del consumo. Conjuntamente con las facturas, la **Generadora** enviará, también vía correo electrónico e impresos, en los plazos establecidos, los anexos sustentatorios, los cuales deben incluir un informe de cálculo y los registros de la memoria masa de los medidores en un formato de lectura compatible (txt, prn, csv, xls, etc), así como una copia de todos los documentos y cálculos necesarios para sustentar los eventos de congestión eléctrica y/o eventos de interrupción que hayan generado cargos trasladados al **Ciente**.

10.6.2 La facturación se efectuará por mes calendario, es decir por el periodo comprendido entre las 00:00 horas del primer día calendario y las 24:00 horas del último día calendario del mes.

10.6.3 La factura deberá ser pagada o podrá ser observada por el **Ciente**, con los fundamentos y pruebas pertinentes, dentro del plazo de 15 (quince) Días de recibida la factura electrónica y sus anexos sustentatorios en la dirección electrónica indicada en la cláusula Décimo Séptima, numeral 17.5.1.

10.6.4 Si el **Ciente** tuviera objeciones a la factura presentada, pondrá este hecho en conocimiento de la **Generadora** dentro del plazo previsto para el pago, con todos los fundamentos y pruebas pertinentes. La observación parcial de la factura dentro de su plazo de vencimiento, no relevará al **Ciente** de su obligación de pagar el monto no observado en la fecha original del vencimiento.

Cualquier observación de las facturas que se realice con posterioridad a su fecha de vencimiento, no eximirá al **Ciente** de su obligación de pagar la totalidad del importe observado.

10.6.5 En caso el **Ciente** observe una factura, la **Generadora** procederá a efectuar la revisión dentro de los quince (15) Días siguientes de notificada la observación.

De mantenerse la discrepancia, ésta será resuelta de conformidad con el procedimiento de solución de controversias previsto en la cláusula Décima Cuarta.

Dentro de los quince (15) Días siguientes de resuelta la controversia, la parte deudora deberá pagar a la acreedora el monto adeudado, más los intereses compensatorios y moratorios devengados hasta la fecha de pago con las tasas máximas permitidas por el artículo 1243° del Código Civil.

- 10.6.6 En caso se requieran ajustes o correcciones a las liquidaciones y facturas como resultado de inexactitudes en el medidor electrónico u otros errores en el cálculo, medición o facturación, las Partes volverán a calcular los montos por la Potencia y Energía Asociada entregadas. El resultado se aplicará a todo el período de inexactitud.

Una vez que los nuevos cálculos se hayan efectuado, la **Generadora** emitirá la nota de crédito o débito, según sea el caso, dentro de los siete (7) Días Hábiles siguientes, y la parte deudora pagará a la otra dentro de los cinco (5) Días Hábiles de recibida la referida nota contable.

- 10.6.7 Si una factura (o nota de débito, si fuera el caso) no fuese pagada ni observada en el plazo indicado en el numeral 10.6.3, la **Generadora** facturará y el **Cliente** deberá pagar, a partir del primer día de vencida la factura (o nota de débito), un interés compensatorio y moratorio correspondiente a las tasas más altas permitidas por el artículo 1243° del Código Civil vigente para obligaciones de pago en contratos privados, sobre cualquier monto vencido y no pagado oportunamente.

El interés compensatorio y el interés moratorio se aplicarán, hasta la fecha de la cancelación de la factura que no haya sido oportunamente cancelada.

- 10.6.8 Sin perjuicio de lo establecido en el numeral 15.1.1, la acumulación de montos facturados impagos por el equivalente a un (1) mes de consumo de Potencia y Energía Asociada, facultará a la **Generadora** a efectuar el corte del suministro y/o suspender la ejecución del Contrato, siempre que los montos impagos no hayan sido observados por el **Cliente**, conforme a la cláusula 10.6.5. La **Generadora** deberá enviar al **Cliente** previamente una notificación notarial señalando su incumplimiento. El **Cliente** tendrá un plazo no mayor a 5 Días Hábiles para subsanar la situación de impago.

La ejecución del Contrato y la reconexión del suministro se reanudarán una vez que el **Cliente** haya abonado la totalidad de lo adeudado, más el interés compensatorio y el interés moratorio a que hubiere lugar.

- 10.6.9 Conforme a lo previsto en el artículo 1237° del Código Civil, el **Cliente** se obliga a pagar todas las facturas expresadas en Dólares en esa misma moneda, en la cuenta bancaria que la **Generadora** indicará por escrito al **Cliente** con la debida anticipación. El **Cliente** conviene en que todas las facturas y cualesquiera montos facturados en Dólares sólo podrán ser



pagados en Dólares, salvo lo dispuesto de otro modo y por escrito por la **Generadora** notificado al **Ciente** con una anticipación mínima de quince (15) Días, mediante carta notarial. De otra parte, las facturas expresadas en Nuevos Soles serán pagadas en Nuevos Soles en la cuenta bancaria que la **Generadora** indicará por escrito al **Ciente** con al menos dos (2) Días Hábiles de anticipación.

CLÁUSULA UNDÉCIMA: RESPONSABILIDAD DE LAS PARTES

11.1 De la Generadora.-

11.1.1 Poner a disposición del **Ciente** la Potencia Contratada y la Energía Asociada a ésta en el Punto de Suministro, de acuerdo a las condiciones pactadas en el presente Contrato. La obligación de suministro se mantendrá aun cuando la **Generadora** se encuentre imposibilitada o restringida para generar la Potencia Contratada y Energía Asociada, supuesto en el cual deberá adquirirla en el mercado de corto plazo a través de los procedimientos de transferencias de potencia y Energía en el COES, sin perjuicio de lo establecido en el numeral 15.2.3 (a). En este sentido, en la medida que haya suficiente potencia y Energía disponible en el SEIN que pueda ser (a) adquirida por la **Generadora** en el mercado de corto plazo conforme a lo señalado precedentemente y (b) entregada en el Punto de Suministro de conformidad con las disposiciones y procedimientos del COES, la **Generadora** deberá cumplir con su obligación de suministro conforme al presente Contrato. Sin embargo, en caso de racionamiento, interrupción total o parcial o restricción en el suministro objeto del presente Contrato debido a un evento de caso fortuito o fuerza mayor o por causas no imputables a la **Generadora**, ésta se verá liberada de su obligación de suministro y en consecuencia, no será responsable por los daños y/o perjuicios que pudiera sufrir el **Ciente**.

11.1.2 Operar y mantener sus instalaciones de conformidad con lo dispuesto en las Leyes Aplicables.

11.1.3 Cumplir con los procedimientos del COES relativos a la operación del SEIN u otros y acatar sus órdenes y/o las del coordinador de la operación en tiempo real.

11.1.4 Pagar oportunamente al **Ciente** las compensaciones y/o penalidades establecidas en el presente Contrato..

11.2 Del Cliente.-

11.2.1 Pagar a la **Generadora** oportunamente las facturas, de acuerdo a la cláusula Décima del Contrato.

11.2.2 Cumplir con las Leyes Aplicables y los procedimientos del COES relativos a la operación del SEIN u otros y a acatar sus órdenes y/o las del coordinador de la operación en tiempo real, incluyendo los racionamientos que este pueda disponer.

11.2.3 Pagar oportunamente a la **Generadora** las compensaciones y/o penalidades establecidas en el presente Contrato.

CLÁUSULA DUODÉCIMA: COORDINACIONES OPERATIVAS

12.1 El **Ciente** será responsable de cumplir con las disposiciones emitidas por el COES y/o la Autoridad Gubernamental Competente respecto a los rechazos de carga.

12.2 Las situaciones de emergencia, originadas por la desconexión forzosa de equipos de generación y/o transmisión en el SEIN que afecten el suministro al **Ciente** deberán ser comunicadas en el más breve plazo posible, por teléfono y correo electrónico, por el operador de turno del centro de control de la **Generadora** al supervisor del centro de control del **Ciente**.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCERA: CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

13.1 No se considerará que la **Generadora** ha incurrido en incumplimiento de su obligación de suministrar o poner a disposición del **Ciente** la Potencia Contratada y/o la Energía Asociada en el Punto de Suministro según lo establecido en este Contrato, cuando ello sea atribuible a la imposibilidad, ya sea total o parcial, de entregar la Potencia y Energía Asociada en el Punto de Suministro debido a un evento de caso fortuito o fuerza mayor. Sin perjuicio de lo establecido en el numeral 15.2.3 (a), se deja claramente establecidos que los eventos de fuerza mayor que afecten la capacidad de la **Generadora** de producir Energía no constituyen eventos de fuerza mayor bajo este Contrato, en la medida que no impidan a la **Generadora** cumplir con su obligación de suministro; es decir, en la medida que ésta puede adquirir Energía en el SEIN y ponerla a disposición del **Ciente**, de acuerdo a lo establecido en la cláusula 11.1.1.

13.2 Igualmente, el **Ciente** no estará obligado a consumir la Potencia Contratada y/o la Energía Asociada bajo este Contrato y a pagar la retribución correspondiente a dicha Potencia Contratada y/o dicha Energía Asociada, cuando se vea impedido o imposibilitado de consumirlas o desarrollar sus operaciones por causa de un evento de caso fortuito o fuerza mayor.

13.3 Las Partes reconocen como eventos de caso fortuito y/o fuerza mayor, entre otros, los siguientes: actos fortuitos, huelgas y otras interrupciones del trabajo de carácter general, guerra, terremoto, conmoción civil, terrorismo, trastorno del orden público, epidemia, medida, disposición, acto u omisión de actuar de cualquier Autoridad Gubernamental Competente que impida a cualquier Parte a cumplir con este Contrato, incluyendo las decisiones operativas del COES que

interrumpan el suministro al **Ciente** o que afecten la habilidad de la **Generadora** para cumplir con su obligación de suministro bajo este Contrato, modificación o reinterpretación de las leyes, reglamentos y procedimientos por parte de las Autoridades Gubernamentales Competentes, según lo dispuesto por los artículos 1314º y 1315º del Código Civil. Las Partes no son imputables por la inejecución de una obligación o por cumplimiento parcial, tardío o defectuoso, durante el término en que la Parte obligada se vea afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor y siempre que tal causa haya impedido o imposibilitado su debido cumplimiento.



- 13.4 La Parte afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor notificará dicha circunstancia a la otra Parte dentro de las 48 horas siguientes de detectado el incidente. Tan pronto como ello sea posible bajo las respectivas circunstancias, deberá remitir a la otra Parte una descripción razonablemente detallada del evento de caso fortuito o fuerza mayor y de sus consecuencias, teniendo en cuenta la información disponible en ese momento. Posteriormente, y en un plazo no mayor de treinta (30) Días después de ocurrido el evento, deberá entregar a la otra Parte un informe detallado, sustentando la causa fáctica del evento de caso fortuito o fuerza mayor, adjuntando los medios probatorios que correspondan.
- 13.5 La Parte afectada por un evento de caso fortuito o fuerza mayor deberá actuar con la diligencia debida y hacer sus mejores esfuerzos comercialmente razonables, para remediar su incumplimiento a la brevedad posible. Si pese a ello, el evento de fuerza mayor se prolonga por más de seis (6) meses, la Parte distinta de la que invoque caso fortuito o fuerza mayor podrá resolver el Contrato con arreglo a la cláusula Décima Quinta.
- 13.6. El hecho que OSINERGMIN califique o deje de calificar a un determinado evento como un evento de "fuerza mayor" no es vinculante para efectos de determinar si dicho evento constituye fuerza mayor de acuerdo con lo estipulado en el presente Contrato.
- 13.7 En ningún caso podrá considerarse como caso fortuito o fuerza mayor a: (a) la incapacidad de pago de cualquiera de las Partes con respecto a las obligaciones monetarias asumidas en el presente Contrato y (b) la no obtención, revocación o cancelación de una autorización, permiso, aprobación o informe favorable de cualquier Autoridad Gubernamental Competente que sea necesario para el cumplimiento de cualquier obligación asumida en virtud del presente Contrato, considerándose dicha no obtención revocación o cancelación como una causa imputable a la Parte afectada por dicha situación.
- 13.8 En el supuesto que una de las Partes no estuviera de acuerdo con la calificación del evento como de caso fortuito o fuerza mayor, puede recurrir al procedimiento de solución de controversias de la cláusula Décima Cuarta.
- 13.9 El caso fortuito o fuerza mayor no liberará a las Partes del cumplimiento de las obligaciones que no sean suspendidas por dichos eventos. Las obligaciones



afectadas quedarán suspendidas mientras dure el evento de caso fortuito o fuerza mayor. En todos los casos, las Partes deberán actuar diligentemente a efectos de evitar la ocurrencia de los eventos de caso fortuito o fuerza mayor y mitigar sus efectos.



- 13.10 En el caso que la **Generadora** invoque un evento de caso fortuito o fuerza mayor, de acuerdo a lo regulado en las cláusulas anteriores o en caso de producirse racionamientos programados por el COES por falta de capacidad de transmisión eléctrica en la zona donde está ubicado el **Ciente**, el **Ciente** podrá satisfacer sus requerimientos de Potencia Contratada y Energía Asociada, hasta la fecha en que finalice el evento de caso fortuito o fuerza mayor o sus efectos, o el racionamiento programado por el COES, mediante generación propia o grupos electrógenos alquilados y cualquier otro medio idóneo. En ningún caso se considerará que esta situación configura una violación de la exclusividad pactada en el numeral 7.4 de la cláusula Séptima.

CLÁUSULA DÉCIMA CUARTA: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

- 14.1 En caso de surgir algún conflicto en relación a la interpretación, ejecución, resolución o nulidad del Contrato, las personas responsables designadas en el mismo Contrato (cláusula Décima Séptima, Domicilio Legal, Comunicaciones y Representantes), por medio de conversaciones bilaterales directas, tratarán de llegar a un acuerdo dentro del más franco espíritu de colaboración y comprensión mutua. La parte que considere que se ha generado un conflicto deberá enviar una carta con cargo de recepción a la otra solicitando el inicio de este período de conversaciones bilaterales.

14.1.1 Si transcurridos treinta (30) Días Hábiles desde la fecha en la que la Parte reclamante dio a conocer a la otra el objeto materia de la controversia, los representantes designados en la cláusula Décima Séptima, no llegaran a acuerdos integrales y/o satisfactorios para ambas partes, el Gerente General del **Ciente** y el Gerente General de la **Generadora** por medio de conversaciones bilaterales directas, tratarán de llegar a un acuerdo dentro del más franco espíritu de colaboración y comprensión mutua.



14.1.2. Si transcurridos quince (15) Días Hábiles desde que el Gerente General del **Ciente** y el Gerente General de la **Generadora** iniciaron conversaciones sin que hubieran podido llegar a un acuerdo satisfactorio para ambas partes, éstas se someterán al arbitraje establecido en la cláusula Décima Cuarta.

- 14.2 Sólo en caso que las partes no hayan podido llegar a un acuerdo integral y satisfactorio utilizando el procedimiento establecido en la sub-cláusula 14.1, según el caso, éstas acuerdan que cualquier litigio, controversia, diferencia o reclamación que surja entre las partes relativos a la interpretación, ejecución, resolución, terminación, existencia, eficacia, nulidad, anulabilidad o validez y, en general, en relación con el presente Contrato, que no hubiera podido ser



resuelta de mutuo acuerdo entre ellas, será sometido a arbitraje de derecho bajo la organización, administración y reglas del Centro, conforme a su estatuto y reglamento (en adelante denominados como las "Reglas"), a los cuales las partes se someten incondicionalmente.



- 14.3 La Disputa será resuelta por un tribunal arbitral conformado por tres (3) árbitros. La Parte que solicita el inicio del arbitraje designará a un árbitro en su propia petición de arbitraje, mientras que la otra Parte designará a un árbitro dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes a la fecha en que fue notificada de la petición de arbitraje de su contraparte. Los dos (2) árbitros antes designados por las Partes designarán al tercer miembro del tribunal arbitral, el mismo que será el presidente. Esta última designación será efectuada dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes a la fecha en que las personas designadas por las Partes sean confirmadas como árbitros por el Centro.

En caso alguna de las Partes no designe a su árbitro en el plazo previsto en el párrafo anterior o los dos (2) árbitros designados no cumplan con nombrar al tercer árbitro en el plazo previsto en el párrafo anterior, el Centro deberá designar al árbitro o árbitros faltantes.

- 14.4 El arbitraje se desarrollará en la ciudad de Chiclayo, en idioma castellano.
- 14.5 En todo lo no previsto en la presente cláusula se aplicarán las normas contenidas en el Decreto Legislativo N° 1071 (Ley de Arbitraje), sus reglamentos (si los hubiera), así como las Reglas, o los que los sustituya.
- 14.6 Las partes renuncian expresamente a su derecho de recusar y/o impugnar al árbitro designado por la otra parte.
- 14.7 El laudo arbitral tiene naturaleza de cosa juzgada, es final, vinculante, determinante y concluyente en todos sus extremos. En consecuencia, las partes renuncian expresamente a su derecho a interponer impugnación, reclamación o contradicción de algún tipo o naturaleza y ante ninguna instancia, persona o entidad.
- 14.8 Cualquier arbitraje derivado de una Disputa, incluyendo cualquier transacción a la que puedan llegar las Partes, el laudo arbitral, las actuaciones del proceso arbitral o cualquier documento presentado por las Partes, será considerado confidencial y no podrá ser revelado por las Partes o sus agentes, representantes, empleados, directores, administradores y abogados a terceros, salvo que dicha información sea necesaria para la ejecución del laudo correspondiente o su divulgación sea necesaria conforme a las leyes aplicables.



CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA: INCUMPLIMIENTO Y RESOLUCIÓN

- 15.1 Incumplimientos.-





15.1.1 Las Partes convienen que, en la eventualidad que alguna de ellas incumpla (la "Parte Incumplidora") cualquiera de las obligaciones sustanciales previstas en el presente Contrato ("Obligaciones Sustanciales"), la Parte perjudicada con el incumplimiento de la otra (la "Parte Perjudicada") podrá requerir a la Parte Incumplidora, por carta notarial, la subsanación del respectivo incumplimiento dentro de un plazo no menor de 30 Días, bajo apercibimiento de que, en caso contrario, el Contrato quedará resuelto, salvo decisión en contrario de la Parte Perjudicada.

Para efectos del presente Contrato, se consideran incumplimientos de Obligaciones Sustanciales de la **Generadora** los siguientes:

1. Incumplimiento por causas imputables a la **Generadora** de su obligación de suministrar Potencia y Energía Asociada por más de 30 Días consecutivos.
2. Desconocer o incumplir los laudos arbitrales o las medidas cautelares que se expidan al amparo de la cláusula Décima Cuarta y que, en caso de tratarse de laudos arbitrales, no hubieran sido materia de recurso de anulación dentro del plazo legal previsto o, en su caso, cuando habiéndose interpuesto recurso de anulación, dicho recurso hubiera sido desestimado por el Poder Judicial.

Para efectos del presente Contrato, se consideran incumplimientos de Obligaciones Sustanciales del **Ciente** los siguientes:

1. Falta de pago total o parcial de dos o más facturas mensuales, consecutivas o alternadas, en la parte que no hayan sido observadas de conformidad con la cláusula 10.6.4.
2. Desconocer o incumplir los laudos arbitrales o las medidas cautelares que se expidan al amparo de la cláusula Décima Cuarta y que, en caso de tratarse de laudos arbitrales, no hubieran sido materia de recurso de anulación dentro del plazo legal previsto o, en su caso, cuando habiéndose interpuesto recurso de anulación, dicho recurso hubiera sido desestimado por el Poder Judicial.



15.1.2 Independientemente de la decisión de resolver o no el Contrato, el incumplimiento de cualquiera de las Partes permitirá a la otra solicitar el pago de los daños y perjuicios provocados como consecuencia del incumplimiento. En ningún caso las Partes serán responsables por lucro cesante o daño moral. El monto correspondiente al pago por daños y perjuicios provocados como consecuencia del incumplimiento, acumulados durante la vigencia del Contrato, no podrá ser mayor al monto definido en el numeral 15.1.3.





15.1.3 En caso de resolución del Contrato por incumplimiento de alguna de las Obligaciones Sustanciales, la Parte Incumplidora deberá pagar a la Parte Perjudicada una penalidad equivalente al mayor valor de i) el promedio de las 4 facturaciones mas altas del año multiplicadas por 12 y ii) US\$ 250 000,00 /Doscientos Cincuenta Mil Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y 00/100), en forma adicional a los importes adeudados hasta la fecha de resolución como consecuencia de la ejecución del Contrato. La penalidad y los importes debidos que correspondan deberán ser cancelados, a más tardar, dentro de los treinta (30) Días siguientes a la fecha en que opere la resolución contractual.

15.1.4 Las Partes acuerdan que la indemnización y penalidad estipuladas en los numerales precedentes 15.1.2 y 15.1.3 no podrán exigirse de manera simultánea por un mismo incumplimiento. En consecuencia, si el Contrato termina conforme al numeral 15.1.3, la Parte Incumplidora deberá pagar por todo concepto una penalidad equivalente al monto definido en el numeral 15.1.3, no pudiendo la Parte Perjudicada solicitar el pago de otros daños y perjuicios derivados de un incumplimiento. Adicionalmente se establece que las limitaciones no son aplicables al incumplimiento de pago de obligaciones dinerarias.

15.2 Causales de Resolución Contractual de Pleno Derecho.-

15.2.1 Cualquiera de las Partes tendrá derecho a resolver de pleno derecho el presente Contrato, si se verificaran cualquiera de las siguientes causales:

- (a) Si la otra Parte fuese declarada en estado de insolvencia y/o resultase comprendida en cualquier proceso concursal conforme a la Ley Aplicable por la Autoridad Gubernamental Competente.
- (b) Si la otra Parte incurriera en causal de disolución o liquidación forzosa o voluntaria.
- (c) Si la otra Parte se viera impedida de desarrollar su objeto social voluntaria o forzosamente.
- (d) Si se mantuviera un evento de caso fortuito o fuerza mayor que impida la ejecución total o parcial del Contrato, por un plazo mayor a 6 meses, con arreglo a la cláusula Décima Tercera.

15.2.2 El Cliente podrá resolver de pleno derecho el presente Contrato en caso cierre definitivamente o suspenda sus Operaciones por más de seis (6) meses consecutivos.

15.2.3 La Generadora podrá resolver de pleno derecho el presente Contrato:

- (a) En caso que ocurra algún siniestro que afecte a más de 170 MW de la capacidad efectiva de las instalaciones de la Generadora o de sus Afiliadas, restringiéndole la capacidad de inyección de electricidad al



SEIN por más de seis (6) meses consecutivos, a pesar de la disposición y diligencia de la **Generadora** y sus Afiliadas para resolver el problema.

(b) En caso el **Ciente** cierre definitivamente o suspenda sus Operaciones por más de seis (6) meses consecutivos.

15.2.4 Para la eficacia de la resolución de pleno derecho, bastará con que la Parte afectada notifique a la otra Parte, por la vía notarial, de su decisión resolutoria, señalando de manera precisa la causal verificada. El Contrato quedará resuelto a los 30 Días después de verificada la notificación notarial antes referida.

Si el Contrato quedara resuelto en aplicación del numeral 15.2.2 y posteriormente el **Ciente** o cualquiera de sus Afiliadas reiniciara sus Operaciones antes del vencimiento del plazo pactado en el numeral 4.1, la **Generadora** tendrá el derecho a retomar el suministro al **Ciente**, en las mismas condiciones establecidas en el Contrato. Para ello, el **Ciente** deberá informar este hecho a la **Generadora**, mediante carta notarial, con una anticipación no menor a 60 Días de anticipación al reinicio de sus operaciones. La **Generadora** tendrá un plazo de 30 Días, luego de recibida la carta notarial del **Ciente**, para comunicar su respuesta mediante carta notarial. En caso el **Ciente** no le informe a la **Generadora** acerca del reinicio de sus operaciones, la **Generadora** facturará y el **Ciente** pagará una penalidad equivalente a la establecida en el numeral 15.1.3.

15.3 Disposiciones Comunes.-

15.3.1 Salvo los casos previstos específicamente en este Contrato, la omisión de cualquiera de las Partes en exigir a la otra Parte la estricta ejecución de cualquier disposición de este Contrato o de ejercer cualquier derecho previsto en este Contrato, no será interpretada como una renuncia o desistimiento del derecho de dicha Parte a recurrir a la respectiva disposición contractual o a ejercer el correspondiente derecho, salvo que se trate de una renuncia expresa y por escrito. Ninguna renuncia que efectúe cualquiera de las Partes respecto de cualquier disposición de este Contrato o a ejercer cualquier derecho en caso de cualquier incumplimiento previsto en este Contrato, podrá ser considerada como precedente aplicable en el futuro a otras circunstancias o a otras cláusulas, derechos o incumplimientos.

15.3.2 La resolución del Contrato se producirá sin perjuicio de la obligación de cada una de las Partes de pagar las cantidades que adeude a la otra.

15.3.3 Las Partes pactan expresamente que la adopción de un acuerdo de transformación, fusión, escisión o reorganización con una empresa Afiliada no será causal de resolución del presente Contrato.



15.3.4 Las Partes dejan expresamente establecido que en todo lo previsto en el presente Contrato será de aplicación el Código Civil peruano y, en general, las Leyes Aplicables.

15.3.5 Para cualquier intervención de los jueces y tribunales ordinarios dentro de la mecánica arbitral y/o del Contrato, las partes se someten expresamente a la jurisdicción de los jueces y tribunales de la ciudad de Chiclayo, renunciando al fuero de sus domicilios.

CLAUSULA DÉCIMA SEXTA: CESIÓN

16.1 Las Partes sólo podrán ceder su posición contractual o sus derechos bajo este Contrato, sin requerir el consentimiento de la otra Parte: a (i) Entidades Financieras o (ii) a cualquier Afiliada con capacidad de generación no menor de 50 MW siempre y cuando se comprometa a asumir la posición contractual del cedente.

16.2 La cesión tendrá efecto al día siguiente de la recepción de la comunicación por la Parte distinta al cedente.

16.3 No tendrá efectos la cesión que cualquiera de las Partes celebre incumpliendo la presente cláusula Décima Sexta.

CLÁUSULA DÉCIMA SÉPTIMA: DOMICILIO LEGAL, COMUNICACIONES Y REPRESENTANTES

Las Partes acuerdan las siguientes reglas con respecto a los domicilios de notificación:

17.1 Independientemente del domicilio legal, social, fiscal o de constitución de las Partes y sin tomar en consideración el lugar o lugares en donde se preste el servicio o se ejecute el presente Contrato, las Partes fijan y mantienen sus domicilios para cualquier notificación, demanda, consentimiento, aprobación, modificación o cualquier otra comunicación (en adelante referidas como la "Comunicación" o las "Comunicaciones") relacionadas con el presente Contrato según lo especifican en numeral 17.5, las cual deberán ser parte del territorio de la República del Perú y se conocerán en adelante como los domicilios contractuales de las Partes.

17.2 Las Partes se obligan a remitir a sus respectivos Domicilios Contractuales todas las Comunicaciones que se cursen entre si y relacionadas con el presente Contrato.

17.3 Toda Comunicación entre las Partes referida al presente Contrato, deberá efectuarse por escrito y ser entregada a la otra Parte en su respectivo Domicilio



Contractual, con cargo de recepción y mediante los siguientes medios válidos: fax, correo electrónico, correo físico regular, compañías de mensajería y cartas simples, no requiriéndose necesariamente utilizar la vía notarial.

- 17.4 Las Partes aceptan que los cargos de confirmación o recepción del envío de la Comunicación enviados por fax, correo electrónico, correo físico regular, compañías de mensajería y por la propia Parte que los recibe, representan prueba suficiente de que la Comunicación ha sido válidamente recibida.
- 17.5 Para los efectos del presente Contrato, las partes señalan como sus Domicilios Contractuales y su correo electrónico los siguientes:

El Cliente:

Domicilio: Carretera Panamericana Norte Km 775 – Lambayeque
Referencia: Induamérica
Correo electrónico: lmundaca@induamerica.com.pe

La Generadora:

Domicilio: Av. Santo Toribio 115 piso 7, San Isidro, Lima, Perú.
Correo electrónico: lrwin.frisancho@kg.com.pe

- 17.6 La modificación del Domicilio Contractual o del correo electrónico de cualquiera de las Partes sólo producirá efectos en tanto haya sido comunicada a la otra mediante comunicación escrita, recibida con una anticipación no menor de quince (15) Días a la fecha en que se produce el cambio del Domicilio Contractual. Las Partes acuerdan que no podrán cambiar de Domicilio Contractual a una ciudad distinta a la originalmente señalada como Domicilio Contractual, ni tampoco podrán variar la jurisdicción pactada.
- 17.7 En caso no se cumpliera con cualquiera de los requisitos antes señalados, el cambio de Domicilio Contractual o de correo electrónico no surtirá efecto alguno y no será oponible a las Partes. En este supuesto, todas las Comunicaciones remitidas al Domicilio Contractual o al correo electrónico serán consideradas válidas y eficazmente realizadas, incluso si la Parte notificada se ha mudado, liquidado, disuelto, o no se encuentra presente por cualquier otra razón.
- 17.8 Para los efectos del presente Contrato ambas Partes contratantes designan como sus representantes, quienes podrán actuar conjunta o individualmente, a las siguientes personas:

El Cliente: Luis Alberto Mundaca Cardozo , email: lmundaca@induamerica.com.pe

La Generadora: Sr. Irwin Frisancho Treviño, email: lrwin.frisancho@kg.com.pe, teléfonos: 706-7822

Toda variación de los representantes deberá ser comunicada por escrito entre las Partes para surtir efecto.

CLÁUSULA DECIMA OCTAVA. LEYES ANTICORRUPCION Y ANTISOBORNO.

18.1 Cumplimiento de las Leyes Aplicables.

18.1.1 El Cliente garantiza y declara que cumple con las disposiciones establecidas en las leyes aplicables, incluyendo las normas relacionadas a lavado de dinero, anticorrupción y anti soborno, así como garantiza que no realizará actividades que hagan que la Generadora viole o incumpla las mencionadas normas.

18.1.3 El Cliente declara que ha recibido copia de las Políticas Corporativas Anticorrupción de la Generadora ("Políticas de Cumplimiento") y declara que conoce y entiende las reglas y procedimientos aplicables y acepta cumplir con dichas reglas y procedimientos en todo momento.

Bajo ninguna circunstancia El Cliente deberá involucrarse en actos de lavado de dinero, corrupción o soborno, o incumplir sanciones aplicables que se encuentren definidas o incorporadas en las Políticas de Cumplimiento; o ayudar, asistir o hacer que una persona se involucre en dichos actos.

18.2 Adecuados Procedimientos y Controles de Cumplimiento.

18.2.1 El Cliente garantiza y declara que cuenta con un área de control interno, un oficial de cumplimiento que supervisan, controlan y previenen sobornos de funcionarios públicos y personas en transacciones de negocios y lavado de dinero.

18.3 Obligación de reportar.

En caso El Cliente conozca o sospeche de algún incumplimiento de las Políticas de Cumplimiento o cualquier potencial violación a las Leyes Aplicables por parte de cualquier persona actuando en representación de El Cliente o cualquier trabajador de El Cliente, deberá notificar de inmediato a la Generadora.

18.4 Divulgación del Acuerdo/Contrato.

El Cliente acepta mantener las Políticas de Cumplimiento en estricta confidencialidad y acuerda no divulgar su contenido a terceras personas sin el consentimiento expreso por escrito de la Generadora, en tanto la Generadora no las haya divulgado.

El Cliente acepta que la divulgación total del presente Acuerdo/Contrato podrá realizarse como respuesta a una solicitud de alguna Autoridad Gubernamental competente o por ley, a discreción de la Generadora.

18.5 Resolución de Acuerdo/Contrato.

La Generadora podrá resolver el presente Acuerdo/Contrato por la verificación de cualquier incumplimiento por parte de El Cliente a cualquiera de las obligaciones asumidas por El Cliente en virtud de la presente cláusula. La resolución se hará efectiva a partir de la fecha en que la Generadora entregue a El Cliente una notificación escrita en la que informe sobre el ejercicio del derecho de resolver el Acuerdo/Contrato en virtud de la presente Cláusula sin que sea necesario la realización o celebración de ningún acto o formalidad adicional. El ejercicio del derecho de resolución al que se refiere la presente Cláusula no impide a la Generadora el derecho a exigir a El Cliente el pago de

indemnización para compensar cualquier daño sufrido como consecuencia de la terminación del presente Acuerdo/Contrato o del incumplimiento que motivó dicha terminación.

CLÁUSULA DECIMA NOVENA: ANEXOS

Debidamente suscritos por las Partes, forman parte integrante del Contrato los siguientes anexos:

- ANEXO 1 : Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- ANEXO 2 : Precios de Potencia y Energía Asociada aplicables al suministro de electricidad

CLÁUSULA VIGÉSIMA: MODIFICACIONES

Las modificaciones del Contrato que las Partes acordaran durante su vigencia, se harán por adendas suscritas por cada una de las Partes, las cuales tendrán validez sólo a partir de la fecha en que fueran suscritas por sus representantes, salvo que expresamente se señale una fecha distinta.

En señal de aceptación y aprobación de todas y cada una de las cláusulas del presente Contrato, firman los representantes de las Partes en tres ejemplares.

Firmado en la ciudad de Lima, a los 28 días del mes de Febrero de 2017.

Por el CLIENTE

Por la GENERADORA



CERAMICOS SAN BAYEQUE S.A.C.
Luis Alberto Mondaca Cardozo
Gerente General

Rosa María Flores Araoz
Gerente General



Irwin Frisancho
Gerente Comercial

ANEXO 1

APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

Sujeto a las restricciones que se especifican en los siguientes párrafos de este anexo, para el cómputo de las compensaciones que puedan corresponder al **Ciente** en aplicación de lo establecido en el Contrato, con relación a calidad del producto y del suministro, así como para la medición, registro y control de las variables, se aplicarán los estándares aplicables a los generadores establecidos en la NTCSE, sujeto a las precisiones y limitaciones señaladas a continuación.

Restricciones a la aplicación de la NTCSE:

a) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que por causas atribuibles a la **Generadora** se interrumpió el suministro o se afectó la calidad del producto o la calidad de suministro al **Ciente** según lo establecido en el presente Contrato, ésta pagará al **Ciente**, por daños y perjuicios, las compensaciones correspondientes establecidas en la NTCSE, sujeto al límite acumulado establecido en el numeral 15.1.3 de este Contrato.

b) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que por causas atribuibles a un tercero o terceros se interrumpió el suministro o se afectó la calidad del producto o la calidad del suministro al **Ciente** según lo establecido en el presente Contrato, la **Generadora** trasladará al **Ciente** las compensaciones que previamente haya obtenido de aquellos a los cuales se les atribuya la responsabilidad de la interrupción o la afectación de la calidad del suministro al **Ciente**.

c) En el caso que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente no pueda determinar quién fue el responsable de la interrupción en el suministro o de la mala calidad del suministro al **Ciente** según lo establecido en el presente Contrato, la **Generadora** no estará sujeto a pagar compensación alguna al **Ciente**. No obstante, cualquier compensación que la **Generadora** reciba de terceros a favor del **Ciente** le será transferida a esta última.

d) En los casos b) y c) precedentes, la **Generadora** sólo compensará al **Ciente** si es que previamente ha recibido los importes a compensar.

e) En el supuesto que el COES o la Autoridad Gubernamental Competente determine que la carga del **Ciente** es la causante de perturbaciones que exceden las tolerancias establecidas en la NTCSE y que, como consecuencia de lo anterior, la **Generadora** tuviera que pagar compensaciones en aplicación de lo establecido en la NTCSE, el **Ciente** reembolsará a la **Generadora**, en los plazos establecidos en el numeral 10.6.3, los montos que ésta haya pagado a terceros por concepto de dicha compensaciones, contra presentación por la **Generadora** al **Ciente** de los documentos que demuestren los respectivos pagos efectuados.

V°B°
LEGAL

V°B°

ANEXO 2

PRECIOS DE POTENCIA Y ENERGIA APLICABLES AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

1. PRECIOS EN LA BARRA SANTA ROSA 220 KV:

	Potencia US\$/kW-mes	Energía Asociada US\$/MWh	
	(Po)	Horas Punta (PEPo)	Horas Fuera de Punta (PEFPo)
Enero 2018 – Diciembre 2019	6.10	28.00	28.00
Enero 2020 – Abril Abril 2021	6.10	33.50	33.50

2. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE PRECIOS DE GENERACION

Los Precios establecidos en el numeral 1 del presente anexo serán reajustados mensualmente de acuerdo a las siguientes fórmulas de indexación:

$$P_i = P_0 \times FAP_i$$

$$FAP_i = \frac{PPI_i}{PPI_0}$$

Donde:

P_i: Precio de la Potencia en el mes i en la Barra Santa Rosa 220 kV.

P₀: Precio inicial de la Potencia expresado en US\$/kW-mes.

FAP_i: Factor de actualización de potencia en el mes i

PPI₀: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América, Serie WPSFD4131, vigente a al 31 de enero de 2017 e igual a 196.8, publicado oficialmente (vía internet) por el U.S. Department of Labor- Bureau of Labor Statistics (<http://stats.bls.gov>).

PPI_i: Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América, Serie WPSFD4131, correspondiente al mes de facturación i, publicado oficialmente (vía internet) por el U.S. Department of Labor- Bureau of Labor Statistics (<http://stats.bls.gov>).

30



Teniendo en consideración el carácter preliminar que tienen los índices publicados por el U.S. Department of Labor/Bureau of Labor Statistics, se utilizará como PPI, transitoriamente —para su aplicación en las fórmulas de reajuste mensual el último valor preliminar publicado del Índice de Precios al Productor en Estados Unidos de América (PPI), correspondiente a cada mes de suministro materia de facturación. Una vez publicado el valor definitivo del citado índice, se emitirá la nota contable a que hubiere lugar por la diferencia que resulte de la aplicación del valor definitivo respecto del valor preliminar del mencionado índice, para su pago correspondiente dentro del plazo previsto en el correspondiente Contrato.

El precio de potencia debidamente actualizado mensualmente, en ningún caso será inferior que el precio de potencia regulado por el OSINERGMIN para la misma BRG vigente en el mes de facturación correspondiente, expresado en Dólares aplicando el Tipo de Cambio publicado el último Día Hábil del mes que se factura.

2.2 Para la Energía Asociada:

Los Precios iniciales de la Energía Asociada en Horas de Punta (PEP₀) y de la Energía Asociada en Horas Fuera de Punta (PEFP₀), se actualizarán mensualmente empleando la siguiente fórmula de indexación:

$$PE_i = PE_0 * FAE_i$$

Donde:

- PE_i : Precio de la Energía Asociada en Horas de Punta o en Horas Fuera de Punta, según corresponda, en el mes *i* en la barra Santa Rosa 220 kV, expresado en Dólares.
- PE₀ : Precio inicial de la Energía Asociada en Horas de Punta (PEP₀) o en Horas Fuera de Punta (PEFP₀), según corresponda, establecidos en el numeral 1 de este anexo.

FAE_i: Factor de actualización de los Precios de la Energía Asociada en HP y HFP aplicable a la facturación del mes *i*.

$$Factor = 0.50x \left(\frac{PGN_i}{PGN_0} \right) + 0.50x \left(\frac{PPI_i}{PPI_0} \right)$$

PGN₀: Precio total del gas natural publicado por el OSINERGMIN en su página web (<http://www2.osinerg.gob.pe/>) al 31 de enero de 2017, ascendente a 2.6672 US\$/MMBTU.



PGNi: Precio total del gas publicado por el OSINERGMIN expresado en US\$/MMBTU en el mes i, obtenido mediante la aplicación del "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra", aprobado mediante la Resolución No. 108-2006-OS/CD, sin incluir las normas que la modifiquen o sustituyan. Dicho precio será expresado en Dólares Americanos, aplicable al mes al que corresponda el reajuste.

i: Mes de facturación del suministro conforme a este Contrato.

Los Precio de energía y potencia que resulten de la aplicación de las fórmulas de actualización en la Barra Santa Rosa 220 kV se multiplicarán por los correspondientes Factores de Transmisión Eléctrica para su aplicación en la facturación mensual, dichos precios serán redondeados a dos decimales antes de su utilización.

3. CONDICIONES ESPECIALES POR SITUACIONES DE INTERRUPCIÓN O DISMINUCIÓN TOTAL O PARCIAL DEL SUMINISTRO O TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y DE CONGESTIÓN DE TRANSMISIÓN

3.1 El **Cliente** deberá pagar a la **Generadora** los sobrecostos que se generen en caso en que ocurra una congestión de transmisión eléctrica en el subsistema donde se encuentra ubicado el suministro que genere un incremento en los Costos Marginales de Corto Plazo en la BRG. Tales sobre costos serán determinados de la siguiente manera:

Será el equivalente al producto de: (a) la energía efectivamente facturada en la BRG; por (b) la diferencia positiva entre el Costo Marginal de Corto Plazo en la BRG y el precio de la Energía Activa (debidamente actualizado) señalado en el numeral 1 del presente Anexo 2. El referido sobre costo será aplicable durante los periodos de 15 minutos del mes en que ocurrió o se presentó el referido evento.

3.2 El **Cliente** deberá pagar a la **Generadora** los sobrecostos que se generen en caso en que ocurra una interrupción, parcial o total, en el suministro y/o transporte de gas natural a las unidades de generación que operan con gas natural de Camisea que genere un incremento en los Costos Marginales de Corto Plazo en la BRG, tales sobre costos serán determinados de la siguiente manera:

Será el equivalente al producto de: (a) la energía efectivamente facturada al **Cliente** en la BRG; por (b) la diferencia (siempre que sea positiva) entre el Costo Marginal de Corto Plazo en la BRG y el precio de la Energía Activa (debidamente actualizado). El referido sobre costo será aplicable durante los periodos en que ocurrió o se presentó dicho evento y en los cuales la **Generadora** tuviera un Saldo Neto negativo. Para el efecto del presente numeral, tanto para la determinación de las inyecciones físicas de energía

32

como para la determinación del Saldo Neto correspondiente a la **Generadora**, no se considerará la valorización de la operación a diesel de ninguna de sus unidades, es decir, se considerará sólo la valorización de la operación de las centrales hidráulicas y de las unidades térmicas que operen con gas natural.

- 3.3 En general, el **Ciente** deberá asumir cualquier sobre costo por los cargos o conceptos adicionales que conforme a las Leyes Aplicables, deba pagar la **Generadora** como consecuencia de atender la demanda del **Ciente** en cualquiera de los eventos descritos anteriormente, produciéndose un traslado transparente, sin recargo adicional alguno, de los sobre costos que durante la ocurrencia de dichos supuestos se originen para la **Generadora** por los retiros de Energía Activa asociados al suministro del **Ciente**.

No obstante lo indicado en el presente numeral, queda establecido que en caso los cargos o costos adicionales asociados a los eventos descritos en el presente numeral se encuentren incluidos en algún otro cargo o tarifa regulada que sea de cargo del **Ciente**, la **Generadora** trasladará la diferencia no cubierta por dicho cargo o tarifa regulada, si la hubiera, conforme a lo prescrito en los párrafos anteriores.

Para efectos de aplicar lo dispuesto en el presente numeral 3, los Costos Marginales de Corto Plazo calculados por el COES y expresados en Nuevos Soles (S/) serán convertidos a Dólares, con el Tipo de Cambio publicado el último Día Hábil del mes que se factura.

Los sobre costos referidos en el presente numeral 3 serán incluidos por la **Generadora** en la facturación correspondiente al mes de ocurrencia del (de los) evento(s).



ANEXO N° 6

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 026-
2017-OS/CD

Lima, 21 de febrero de 2017

1.1.1 CONSIDERANDO:

Que, conforme se dispone en el literal g) del Anexo A.2.2., Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) (“Procedimiento”), de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD; deberá publicarse, en el diario oficial El Peruano, el proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT comprometidos; así como la relación de la información (informes, estudios, dictámenes y/o modelos económicos) que lo sustentan. Asimismo, indica dicho literal que en la misma oportunidad se deberá convocar a Audiencia Pública;

Que, en ese sentido, corresponde disponer la publicación del proyecto de resolución que fija, entre otros, los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021, así como convocar a Audiencia Pública Descentralizada para el sustento por parte del Osinergmin. Dicha fijación tarifaria tiene incidencia a nivel nacional;

Que, por otro lado, conforme a lo establecido en el ítem j) del Procedimiento, los interesados podrán presentar a Osinergmin, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la realización de la Audiencia Pública de Osinergmin, sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizados por Osinergmin en la publicación de la resolución, por lo que corresponde otorgar el citado plazo en la presente decisión;

Que, adicionalmente, el Procedimiento establece que se deberá publicar en la página web de Osinergmin, el proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, dentro de los 2 días hábiles siguientes a la publicación en el diario oficial El Peruano;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 06-2017.

1.1.2 SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Disponer la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página web de Osinergmin, <http://www.osinergmin.gob.pe>, del proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021. Dicho proyecto de resolución figura como Anexo B de la presente resolución.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD**

Artículo 2°.- Disponer la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la citada página web de Osinergmin, de la relación de información que sustenta el proyecto de resolución a que se refiere el artículo 1°, que se acompaña como Anexo A de la presente resolución, en la cual se identifican los informes que contienen el análisis de Osinergmin en la fijación de Peajes y Compensaciones del SST ySCT.

Artículo 3°.- Convocar a Audiencia Pública Descentralizada, para la sustentación y exposición por parte de Osinergmin, de los criterios, metodología y modelos utilizados en el proyecto de resolución publicado, que se realizará en la fecha, hora y lugares siguientes:

Fecha: martes 07 de marzo de 2017

Hora: 10:00 a.m.

Lugares: LIMA
Sala Principal GRT
Av. Canadá N° 1460, San Borja
TACNA
Auditorio del Hotel El Mesón
Ca. Hipólito Unanue N° 175 – Tacna
TRUJILLO
Hotel El Gran Marqués
Díaz de Cienfuegos 145, Urb. La Merced – Trujillo

Artículo 3°.- Definir un plazo de diez (10) días hábiles contados desde el día siguiente a la realización de la Audiencia Pública de Osinergmin, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) de Osinergmin, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: Peajes2017@osinergmin.gob.pe. La recepción de las opiniones y/o sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se podrán remitir comentarios hasta las 18:00 horas.

Artículo 4°.- Encargar a la Gerencia de Regulación de Tarifas, el análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten sobre el proyecto de resolución a que se refiere el artículo 1 de la presente resolución.

Artículo 5°.- La presente resolución, sus Anexos A y B deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano y serán consignados, junto con los Informes contenidos en la relación de información del Anexo A y con la exposición de motivos, en la página Web de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe>.

**JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo**

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

La normatividad legal vigente, comprendida por la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), y su Reglamento, determinan la regulación de precios para las instalaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) y de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST).

Dicha regulación es competencia de Osinergmin, tal como lo establece el artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el cual se dispone que las compensaciones y peajes por las redes del SST, serán regulados por dicho organismo; de igual modo, el artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, señala que las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la LCE, y las compensaciones y tarifas del SCT a que se refiere el artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinergmin, de acuerdo a los criterios allí explicitados.

De acuerdo a lo anterior, en el Artículo 139 del Reglamento de la LCE, se establecen los lineamientos para fijar las Tarifas y Compensaciones de SST y SCT, específicamente en los numerales I) y II) del literal i) de dicho Artículo 139, se establece que las instalaciones de transmisión se agruparán en Áreas de Demanda a ser definidas por Osinergmin y que se fijará un peaje único por cada nivel de tensión en cada una de dichas Áreas de Demanda.

Asimismo, la norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT", aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD, se ha implementado para cumplir con lo establecido en el marco legal vigente relacionado con la regulación de dichos SST y SCT.

Así, la presente resolución tiene como finalidad, dar cumplimiento a lo señalado en la normativa vigente, para lo cual, luego de cumplidas todas las etapas y plazos previstos en el "Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT" que consta en el Anexo A.2.2. de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución N° 080-2012-OS/CD, corresponde disponer la publicación, en el diario oficial El Peruano, de la resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, correspondiente al período 2017-2021; así como la relación de la información que lo sustenta y realizar la respectiva convocatoria a Audiencia Pública Descentralizada, junto con el plazo para la recepción de opiniones y sugerencias de los interesados sobre el proyecto tarifario.

ANEXO A

**RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN
DE FIJACIÓN DE PEAJES Y COMPENSACIONES DE LOS SST Y SCT
PERIODO 2017-2021**

1. Informes Técnicos que motivan la publicación del proyecto

- [Informe N° 079-2017-GRT](#). Fijación de Peajes para los SST y SCT.
- [Informe N° 080-2017-GRT](#). Fijación de Compensaciones para los SST y SCT.
- [Informe N° 081-2017-GRT](#). Fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST de ISA PERÚ S.A. y REDESUR S.A.

2. Informe Legal que motiva la publicación del proyecto

- [Informe N° 082-2017-GRT](#).

3. Respuesta por parte de los Titulares de Transmisión a las observaciones realizadas por Osinergmin a las propuestas:

- Respuesta presentada por Electronorte S.A.
- Respuesta presentada por Hidrandina S.A.
- Respuesta presentada por Etenorte S.R.L.
- Respuesta presentada por Eteselva S.R.L.
- Respuesta presentada por Electro Oriente S.A.
- Respuesta presentada por Electrocentro S.A.
- Respuesta presentada por Enel Distribución Perú S.A.A. (antes Edelnor S.A.A.)
- Respuesta presentada por Luz del Sur S.A.A.
- Respuesta presentada por Red de Energía del Perú S.A.
- Respuesta presentada por Electro Dunas S.A.A.
- Respuesta presentada por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.
- Respuesta presentada por Electro Sur Este S.A.A.
- Respuesta presentada por Electro Ucayali S.A.
- Respuesta presentada por Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A.
- Respuesta presentada por ENGIE Energía Perú S.A.
- Respuesta presentada por Transmantaro S.A.

4. Observaciones de Osinergmin a las Propuestas Tarifarias:

- Oficio N° 1045-2017-GRT: Observaciones a Transmantaro S.A.
- Oficio N° 1046-2017-GRT: Observaciones a Electrocentro S.A.
- Oficio N° 1047-2017-GRT: Observaciones a Electro Dunas S.A.A.
- Oficio N° 1048-2017-GRT: Observaciones a Electro Oriente S.A.
- Oficio N° 1049-2017-GRT: Observaciones a Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A.
- Oficio N° 1050-2017-GRT: Observaciones a Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.

- Oficio N° 1051-2017-GRT: Observaciones a Red de Energía del Perú S.A.
- Oficio N° 1052-2017-GRT: Observaciones a Luz del Sur S.A.A.
- Oficio N° 1053-2017-GRT: Observaciones a Hidrandina S.A.
- Oficio N° 1054-2017-GRT: Observaciones a Eteselva S.R.L.
- Oficio N° 1055-2017-GRT: Observaciones a Etenorte S.R.L.
- Oficio N° 1056-2017-GRT: Observaciones a Electronorte S.A.
- Oficio N° 1057-2017-GRT: Observaciones a Electronoroeste S.A.
- Oficio N° 1058-2017-GRT: Observaciones a ENGIE Energía Perú S.A.
- Oficio N° 1059-2017-GRT: Observaciones a Enel Distribución Perú S.A.A.
- Oficio N° 1060-2017-GRT: Observaciones a Electro Ucayali S.A.
- Oficio N° 1061-2017-GRT: Observaciones a Electro Sur Este S.A.A.

5. Propuestas presentadas por los Titulares de Transmisión:

- Propuesta de Fijación presentado por Electronoroeste S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Electronorte S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Hidrandina S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Etenorte S.R.L.
- Propuesta de Fijación presentado por Eteselva S.R.L.
- Propuesta de Fijación presentado por Electro Oriente S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Electrocentro S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Enel Distribución Perú S.A.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Luz del Sur S.A.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Red de Energía del Perú S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Electro Dunas S.A.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Electro Sur Este S.A.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Electro Ucayali S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por ENGIE Energía Perú S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Transmantaro S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Electrosur S.A.
- Propuesta de Fijación presentado por Redesur S.A.
- Carta de Statkraft Perú S.A. comunicando que, no habiéndose producido cambios significativos en las Áreas de Demanda 05 y 06, así como en la determinación del Costo Medio Anual, no presentará la respectiva propuesta tarifaria.
- Carta de Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A, comunicando que, de acuerdo a su Contrato, no le corresponde presentar propuesta tarifaria.

ANEXO B

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° XXX-
2017-OS/CD

Lima, de Abril de 2017

CONSIDERANDO:

Que, conforme al literal c) del artículo 43 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”), se encuentran sujetas a regulación de precios las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión y distribución;

Que, de acuerdo al artículo 20 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (“Ley N° 28832”), el Sistema de Transmisión Nacional está integrado por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”), del Sistema Complementario de Transmisión (“SCT”), del Sistema Principal de Transmisión (“SPT”) y del Sistema Secundario de Transmisión (“SST”);

Que, el citado artículo 20 establece que las instalaciones del SGT y del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la Ley N° 28832, mientras que las instalaciones del SPT y del SST, son aquellas calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la citada Ley;

Que, de acuerdo al artículo 44° de la LCE, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia;

Que, de esta forma, la normatividad determina que las instalaciones de los SCT y de los SST, se sujetan a la regulación de precios, aplicándose para tales efectos, lo dispuesto en la LCE. Dicha regulación es competencia de Osinergmin, conforme lo dispone el artículo 62 de la LCE y el artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM (“RLCE”);

Que, la fijación materia de la presente resolución, se centra en el procedimiento regulatorio para la determinación de las tarifas y compensaciones de los SST y SCT, aplicando para tal efecto, lo dispuesto en la LCE y su Reglamento, de conformidad con lo previsto en el literal b) del Artículo 27° y el Artículo 28° de la Ley N° 28832;

Que, la presente fijación se desarrolla para un periodo regulatorio de cuatro (4) años, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral III) del literal d) del Artículo 139 del RLCE, y será aplicable desde el 01 de mayo de 2017, una vez culminada la vigencia de las tarifas y compensaciones fijadas mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD y modificatorias;

Que, en la regulación de los SST y SCT, conforme se prevé en el Artículo 139° del RLCE, corresponde a Osinergmin, definir previamente el Plan de Inversiones en Transmisión, el mismo que fue aprobado mediante Resolución N° 104-2016-OS/CD y modificatoria, para el periodo

mayo 2017 – abril 2021. Dicho Plan se encuentra conformado por el conjunto de instalaciones requeridas que entren en operación dentro del período de fijación de Peajes y Compensaciones;

Que, la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD (“Norma Tarifas”), estableció los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios técnico-económicos que sustenten las propuestas de Planes de Inversión y de determinación de Tarifas y/o Compensaciones de los titulares de los SST y SCT;

Que, entre las normas relacionadas con la Norma Tarifas, aplicables a la presente regulación, que incluyen sus modificatorias, se tiene:

- Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión, aprobado mediante Resolución N° 018-2014-OS/CD.
- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobado mediante la Resolución N° 261-2012-OS/CD.
- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado con Resolución N° 335-2004-OS/CD.
- Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobado mediante Resolución N° 164-2008-OS/CD.
- Las Áreas de Demanda a que se refiere el literal i) del artículo 139 del RLCE, aprobadas por Resolución N° 083-2015-OS/CD.

Que, adicionalmente, se aprobaron las siguientes disposiciones regulatorias, que incluyen sus modificatorias:

- La Nueva Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión aprobada por Resolución N° 177-2015-OS/CD.
- Los Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de Transmisión, aplicables para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2015 y el 30 de abril de 2021, aprobados por Resolución N° 082-2015-OS/CD.

Que, mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma “Procedimientos para fijación de Precios Regulados”, en cuyo Anexo A.2.2 consta el “Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT)” (“Procedimiento”), el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo;

Que, dentro los plazos dispuestos en el Procedimiento, se han desarrollado las siguientes etapas: Presentación de sus propuestas de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2017 – 2021 (“Propuestas”); Publicación en página web de Osinergmin de las Propuestas y convocatoria a audiencia pública; Audiencia Pública de los Titulares de los SST y SCT; Observaciones a las Propuestas por parte de Osinergmin, Respuesta a las observaciones; Publicación del proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de SST y SCT; Audiencia Pública de Osinergmin; y Presentación de comentarios de los interesados respecto del proyecto;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD**

Que, las opiniones y sugerencias recibidas a la publicación del proyecto, efectuada mediante la Resolución N° XXX-2017-OS/CD, han sido publicadas en la página web de Osinergmin, cuyo análisis se realiza en los Informes que forman parte integrante de esta resolución;

Que, de conformidad con lo establecido en el ítem k) del Procedimiento, corresponde fijar los Peajes y Compensaciones para los SCT y SST, correspondiente al periodo 01 de mayo 2017-30 de abril de 2021;

Que, conviene precisar que el numeral VIII) del literal e) del Artículo 139 del RLCE, dispone que para el uso por parte de terceros de instalaciones del SST, que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, Osinergmin establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho SST, según el procedimiento aprobado por Osinergmin. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del SST a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente;

Que, el numeral V) del literal d) del Artículo 139 del RLCE, indica que el Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe Osinergmin, de manera que el titular recupere el Costo Medio Anual;

Que, asimismo, el numeral IV) del literal e) del Artículo 139 del RLCE, indica que el pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe Osinergmin;

Que, cabe añadir que, para el caso específico de la empresa Red de Energía del Perú S.A., su contrato de concesión incorpora, mediante Adendas, cláusulas que se relacionan con la regulación de los SST y SPT; por lo que, en la presente regulación es necesario determinar el Costo Medio Anual a considerar para la regulación, según las Leyes Aplicables, de sus instalaciones puestas en operación comercial posteriormente a la emisión de la Ley N° 28832. Asimismo, en la presente regulación corresponde determinar por única vez, la calificación de las instalaciones que forman parte de las Ampliaciones de acuerdo a lo previsto en las Leyes Aplicables, según fue definido en el Anexo 7 del Contrato de Concesión, modificado por Adenda suscrita el 15 de julio de 2015;

Que, de conformidad con lo establecido en el numeral II) del literal d) del Artículo 139 del RLCE, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión pertenecientes al SCT contenidos en el Plan de Inversiones en Transmisión, se fija en forma definitiva a la fecha de su entrada en operación comercial, correspondiendo, en la presente regulación determinar el respectivo Costo Medio Anual, de forma preliminar, atendiendo lo previsto en el numeral I) del literal d) del Artículo 139 del RLCE;

Que, en el presente proceso, corresponde aprobar a partir del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, la fórmula de actualización del cargo de Peaje de las instalaciones del SST de ISA Perú

S.A. y Redesur S.A. Asimismo, corresponde aprobar para el periodo mayo 2017 – abril 2018, los peajes y compensaciones de los SST de las mencionadas empresas, dichos peajes y compensaciones son el resultado de la Liquidación Anual de Ingresos de los respectivos contratos BOOT;

Que, se han emitido los Informes Técnicos N° XXX-2017-GRT y N°XXX-2017-GRT y el Informe Legal N°XXX-2017-GRT, de la Gerencia de Regulación de Tarifas; los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el Artículo 3°, numeral 4, de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como, en sus respectivas normas modificatorias, complementarias y conexas.

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° XX-2017.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fijar el Costo Medio Anual preliminar¹ de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones del período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma, según se muestra en los cuadros contenidos en el Anexo 1 de la presente Resolución².

Artículo 2°.- Fijar, los valores actualizados del Costo Medio Anual de los Sistemas Secundarios de Transmisión, aprobados en la Resolución N° 184-2009-OS/CD, N° 101-2010-OS/CD, N° 054-2013- OS/CD y N° 068-2015-OS/CD, incluyendo sus modificatorias, cuyos valores se consignan en los cuadros contenidos en el Anexo 2 de la presente Resolución.

Artículo 3°.- Establecer de forma definitiva, el Costo Medio Anual de los Elementos dados de Alta posteriormente a la entrada en vigencia de la Ley N° 28832, cuyos valores actualizados, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma, se consignan en los cuadros contenidos en el Anexo 3 de la presente Resolución³.

¹ De conformidad con lo establecido en el numeral II) del literal d) del Artículo 139 del RLCE, el Costo Medio Anual fijado de forma preliminar según el numeral I) del d) del propio Artículo 139, se fija en forma definitiva considerando la fecha de su entrada en operación comercial.

² El detalle de los Elementos que conforman el Costo Medio Anual preliminar, se lista en la hoja "CMA Preliminar" del archivo "Anexos" ubicado en la carpeta de cálculos.

³ El detalle de los Elementos que conforman el Costo Medio Anual Definitivo, se lista en la hoja "CMA de los SCT" del archivo "Anexos" ubicado en la carpeta de cálculos.

Artículo 4°.- Fijar el Costo medio Anual de las instalaciones del SCT provenientes de Contratos de Concesión de SCT, suscritos por Tranmantaro S.A. y Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A., así como los correspondientes peajes, cuyos valores se consignan en los cuadros contenidos en el Anexo 4 de la presente Resolución, los cuales se aplicarán a partir de la puesta en operación comercial, de acuerdo al detalle establecido en el citado anexo.

Artículo 5°.- Fijar para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, el Ingreso Tarifario de determinadas instalaciones de transmisión en la red de muy alta tensión que forman parte de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión, cuyos valores se consignan en los cuadros del Anexo 5 de la presente Resolución.

Artículo 6°.- Fijar para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, los Peajes y sus fórmulas de actualización por Área de Demanda, correspondientes a los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión asignados a la demanda, cuyos valores se consignan en los cuadros del Anexo 6 de la presente Resolución.

Artículo 7°.- Fijar para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía-CPSEE, expresado en Ctm. S//kWh y su fórmula de actualización, correspondientes a las instalaciones secundarias señaladas en los cuadros del Anexo 7 de la presente Resolución.

Artículo 8°.- Fijar para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, los Factores de Pérdidas Medias para la expansión de los Precios en Barra, a las barras de los Sistemas Secundarios o Complementarios de Transmisión, no comprendidos en la red de muy alta tensión a que se refiere el Artículo 5° precedente, cuyos valores se consignan en los cuadros del Anexo 8 de la presente Resolución.

Artículo 9°.- Fijar para el período del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, las compensaciones y sus fórmulas de actualización, de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, asignados total o parcialmente a la generación, cuyos valores se consignan en los cuadros del Anexo 9 de la presente Resolución.

Artículo 10°.- Aprobar, a partir del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2018, los Peajes y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión de las empresas ISA PERÚ S.A. y Redesur S.A.⁴; asimismo, aprobar a partir del 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021, las respectivas fórmulas de actualización del cargo de Peaje de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión de las empresas ISA PERÚ S.A. y Redesur S.A., cuyos valores se consignan en los cuadros del Anexo 10 de la presente Resolución.

Artículo 11°.- Toda la regulación de la transmisión contenida en la presente Resolución, con excepción de la establecida en el Artículo 9° que antecede, es de obligatoria aplicación a todos los consumidores finales estén o no sujetos a regulación de precios.

Artículo 12°.- Incorporar, como parte de la presente resolución, los Informes Técnicos N° OXX- 2017-GRT y N° OXX-2017-GRT y, el Informe Legal N° OXX-2017-GRT, que conforman los Anexos 11, 12 y 13 que forman parte de la presente resolución.

⁴ Dichos peajes y compensaciones son el resultado de la Liquidación Anual de Ingresos de los respectivos contratos BOOT, que anualmente deben ser determinados según lo estipulado en dichos contratos.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD

Artículo 13°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente, deberá ser consignada junto con todos sus Anexos, en la página Web de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe

ANEXO 1 DEL PROYECTO
CMA PRELIMINAR DEL PLAN DE
INVERSIONES 2017-20

Cuadro 1.1: CMA preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones 2017-2021

(Soles)

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ELECTRONOROESTE			2 978 127	5 446 866	8 424 993
	ELECTRONOROESTE(*)	1 421 067	5 099 503	1 643 897	150 796	8 315 264
	TOTAL ÁREA	1 421 067	5 099 503	4 622 024	5 597 662	16 740 256
2	COELVISAC			1 132 069		1 132 069
	ELECTRO ORIENTE	282 514	563 830	3 006 955	615 910	4 469 209
	ELECTRONORTE			3 792 417	4 221 470	8 013 887
	ELECTRONORTE (*)	580 052	1 264 240	277 113	87 206	2 208 611
	TOTAL ÁREA	862 565	1 828 071	8 208 553	4 924 587	15 823 776
3	ELECTRONORTE	29 068	76 381		14 896	120 346
	HIDRANDINA	4 025 510	2 798 070	7 395 725	8 565 679	22 784 983
	HIDRANDINA(*)	302 083	1 725 979			2 028 062
	TOTAL ÁREA	4 356 661	4 600 430	7 395 725	8 580 575	24 933 391
4	ELECTRO ORIENTE	822 712	664 774	577 028	1 461 469	3 525 983
	TOTAL ÁREA	822 712	664 774	577 028	1 461 469	3 525 983
5	ELECTROCENTRO			1 563 810	964 617	2 528 427
	ELECTROCENTRO(*)	1 181 884	415 046	41 031	514 731	2 152 692
	ELECTRO DUNAS	239 191	156 910	200 577		596 678
	TOTAL ÁREA	1 421 075	571 955	1 805 418	1 479 348	5 277 796
6	ENEL DISTRIBUCION PERÚ	3 145 862	575 842	18 984 353	1 916 515	24 622 572
	HIDRANDINA	208 016	275 986	124 256		608 258
	TOTAL ÁREA	3 353 878	851 829	19 108 609	1 916 515	25 230 830
7	LUZ DEL SUR(**)	30 447 523		31 949 503	4 175 358	66 572 385
	TOTAL ÁREA	30 447 523		31 949 503	4 175 358	66 572 385
8	COELVISAC			1 144 993	147 992	1 292 985
	ELECTRO DUNAS			1 803 832	1 361 713	3 165 545
	TITULAR			731 357		731 357
	TOTAL ÁREA			3 680 182	1 509 705	5 189 887
9	EGASA	683 247	638 077	318 009		1 639 332
	SEAL	1 767 913	645 517	3 544 506	4 849 350	10 807 286
	TOTAL ÁREA	2 451 159	1 283 595	3 862 515	4 849 350	12 446 619
10	ELECTROSURESTE	13 861 685		289 589	3 522 954	17 674 228

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	ELECTROSURESTE(*)	148 106	977 441	149 795	64 690	1 340 033
	TOTAL ÁREA	14 009 792	977 441	439 385	3 587 643	19 014 261
11	ELECTROPUNO	4 215 980	578 426	691 071	3 698 175	9 183 652
	TOTAL ÁREA	4 215 980	578 426	691 071	3 698 175	9 183 652
12	ELECTROSUR	530 872			1 807 138	2 338 010
	TOTAL ÁREA	530 872			1 807 138	2 338 010
13	ELECTROSUR			1 552 824	1 363 823	2 916 647
	TOTAL ÁREA			1 552 824	1 363 823	2 916 647
14	ELECTROUCAYALI	595 681		737 729	1 669 652	3 003 062
	TOTAL ÁREA	595 681		737 729	1 669 652	3 003 062

Nota: De conformidad con lo establecido en el numeral II) del literal d) del Artículo 139 del RLCE, el Costo Medio Anual fijado de forma preliminar según el numeral I) del d) del propio Artículo 139, se fija en forma definitiva considerando la fecha de su entrada en operación comercial de cada Elemento que forma parte del Plan de Inversiones 2017-2021.

(*) Corresponde a Elementos cuya responsabilidad sobre su titularidad será retirada automáticamente siempre que, según el artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el MINEM acepte licitar dichos Elementos, o según lo previsto en los Contratos de Concesión de los Sistemas de Transmisión ETECE-ETESUR, forma parte de una Ampliación, conforme a las formalidades contenidas en dichos contratos, según sea el caso.

(**) De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 545-2016-MEM/DM, se aprueba la transferencia de concesión definitiva de transmisión que efectúa EDECAÑETE S.A. a favor de LUZ DEL SUR S.A.A.

ANEXO 2 DEL PROYECTO ACTUALIZACIÓN DEL CMA DE LOS SST

Cuadro 2.1: Actualización del CMA de los SSTD

AREA	TITULAR ES	CMA (S/.) Actualizado [*]
1	ADINELSA	1 381 084
	ELECTRONOROESTE	10 149 639
	ELECTROPERÚ	184 013
	REP	1 241 515
2	ADINELSA	1 109 505
	ELECTRO ORIENTE ⁽¹⁾	1 196 755
	ELECTRONORTE	2 631 932
	PEOT	2 556 517
	REP	199 092
3	CHAVIMOCHIC	189 045
	CONENHUA ⁽²⁾	547 755
	CTA ⁽³⁾	665 466
	ETENORTE	1 301 132
	HIDRANDINA	17 298 112
	REP	321 189
4	ELECTRO ORIENTE	6 388 935
5	ADINELSA	1 620 209
	UNACEM	313 990
	CONENHUA	650 454
	ELECTROCENTRO ⁽⁴⁾	10 977 000
	ELECTROPERÚ	250 122
	REP	353 275
	STATKRAFT ⁽⁴⁾	20 290 446
6	ADINELSA	103 401
	ENEL DISTRIBUCION ⁽⁶⁾	67 886 649
	HIDRANDINA	249 012
	REP	95 220
	STATKRAFT	617 823
7	LUZ DEL SUR ⁽⁵⁾	79 082 708
8	ADINELSA	41 116
	COELVISAC	457 828
	ELECTRO DUNAS	11 120 772
	REP_ADICRAG	9 351 432
	SEAL	110 147
9	CONENHUA	1 054 018
	EGASA	1 376 549
	ELECTROSUR	92 486
	REP	356 409
	SEAL	9 347 211
10	EGEMSA	1 543 257

AREA	TITULAR ES	CMA (S/)
		Actualizado [*]
	ELECTROSURESTE	2 149 589
	REP	705 943
11	ELECTROPUNO	1 213 220
	REP	390 177
12	ELECTROSUR	804 563
	ENGIE	8 724 527
13	EGESUR	22 603
	ELECTROSUR	1 834 532
14	ELECTROUCAYALI	1 580 727

[*] Considera Bajas a partir del 24 de julio de 2006.

(1) Instalaciones transferidas mediante Resoluciones Supremas N° 052 2014 EM y N° 066 2014 EM. (2) Mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD, parte del CMA es incluido en el Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 5 453 562 asignado a Clientes Libres y S/ 547 755 asignada al Área de Demanda 3).

(3) Mediante Resolución N° 068-2015-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 100 644 asignado a Clientes Libres y S/ 665 466 asignada al Área de Demanda 3).

(4) CMA modificado, debido a la transferencia de las LT's L-6524C y L-6524E de STATKRAFT (antes líneas asignadas a CENTROMIN PERÚ) a ELECTROCENTRO S.A.

(5) De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 545-2016-MEM/DM, se aprueba la transferencia de concesión definitiva de transmisión que efectúa EDECANETE S.A. a favor de LUZ DEL SUR S.A.A.

(6) La empresa Edelnor S.A.A. cambio de razón social a ENEL Distribución Perú S.A.A.

Cuadro 2.2: Actualización del CMA de los SSTL(1)

SST	CMA (S/) inicial	CMA (S/) Actualizado
CONELSUR	382 268	418 010
CALLALLI	1 037 677	1 110 003
CONENHUA(2)	5 654 152	6 001 317
CTA(3)	702 854	766 110

(1) De acuerdo a lo indicado en la Resolución N° 076-2016-OS/CD, se deja sin efecto el peaje recalculado del sistema secundario SST asignado a EEPISA como consecuencia de la Resolución Suprema N° 026-2015, mediante la cual se dio como titular de la concesión a Petróleos del Perú S.A. quien fue designado usuario exclusivo de dichas instalaciones.

(2) Mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 5 453 562 asignado a Clientes Libres y S/ 547 755 asignada al Área de Demanda 3).

(3) Mediante Resolución N° 068-2015-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 100 644 asignado a Clientes Libres y S/ 665 466 asignada al Área de Demanda 3).

ANEXO 3 DEL PROYECTO CMA DE LOS SCT

Cuadro 3.1: CMA de los SCT actualizado al 31 de enero de 2017(*)
 (Soles)

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ELECTRONOROESTE	-	-	918 403	3 247 144	4 165 546
	REP	-	3 374 203	-	-	3 374 203
	TOTAL ÁREA	-	3 374 203	918 403	3 247 144	7 539 749
2	ELECTRO ORIENTE	712 697	174 067	-	152 945	1 039 709
	ELECTRONORTE	998 095	172 500	1 901 825	3 157 915	6 230 336
	PEOT	-	-	274 461	-	274 461
	REP	-	1 851 325	-	-	1 851 325
	TOTAL ÁREA	1 710 792	2 197 892	2 176 286	3 310 861	9 395 831
3	HIDRANDINA	1 764 847	4 381 732	3 811 120	7 443 825	17 401 524
	REP	-	5 051 433	-	-	5 051 433
	TOTAL ÁREA	1 764 847	9 433 165	3 811 120	7 443 825	22 452 957
4	ELECTRO ORIENTE	1 384 190	57 372	922 132	805 648	3 169 342
	TOTAL ÁREA	1 384 190	57 372	922 132	805 648	3 169 342
5	CONENHUA	-	-	-	113 565	113 565
	ELECTROCENTRO	-	656 206	12 524 445	5 537 209	18 717 860
	REP	-	1 602 789	-	-	1 602 789
	STATKRAFT	-	642 087	-	-	642 087
	TOTAL ÁREA	-	2 901 081	12 524 445	5 650 774	21 076 301
6	CONENHUA	1 243 534	822 089	199 327	93 054	2 358 003
	ENEL DISTRIBUCION	24 816 847	20 927 774	37 757 504	23 771 652	107 273 777
	REP	-	3 492 480	1 014 441	-	4 506 921
	REP_ADICRAG	45 739	574 949	-	-	620 689
	STATKRAFT	277 545	-	-	-	277 545
	TOTAL ÁREA	26 383 666	25 817 293	38 971 272	23 864 706	115 036 936
7	LUZ DEL SUR(**)	30 936 503	18 246 796	22 321 152	20 031 674	91 536 125
	REP	1 687 724	-	1 070 751	-	2 758 475
	TOTAL ÁREA	32 624 227	18 246 796	23 391 904	20 031 674	94 294 600
8	COELVISAC	-	-	636 489	514 481	1 150 970
	ELECTRO DUNAS	-	-	417 208	3 706 346	4 123 554
	REP	1 455 044	8 276 009	344 599	-	10 075 652
	SEAL	-	-	-	229 054	229 054

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	TRANSMANTARO	5 272 256	-	-	-	5 272 256
	TOTAL ÁREA	6 727 300	8 276 009	1 398 296	4 449 881	20 851 486
9	SEAL	1 871 713	1 651 121	1 788 654	4 223 481	9 534 969
	TOTAL ÁREA	1 871 713	1 651 121	1 788 654	4 223 481	9 534 969
10	EGEMSA	-	-	-	709 194	709 194
	ELECTROSURESTE	8 914 278	1 189 261	4 406 590	2 969 047	17 479 176
	REP	802 663	1 421 782	-	-	2 224 444
	TOTAL ÁREA	9 716 941	2 611 043	4 406 590	3 678 241	20 412 815
11	ELECTROPUNO	-	-	3 461 384	870 669	4 332 053
	REP	-	1 753 822	-	1 388 016	3 141 838
	TOTAL ÁREA	-	1 753 822	3 461 384	2 258 685	7 473 891
12	ELECTROSUR	-	-	85 342	523 920	609 262
	TOTAL ÁREA	-	-	85 342	523 920	609 262
13	ELECTROSUR	-	-	266 481	686 201	952 682
	TOTAL ÁREA	-	-	266 481	686 201	952 682
14	ELECTROUCAYALI	-	-	947 133	434 383	1 381 516
	TOTAL ÁREA	-	-	947 133	434 383	1 381 516
15	ISA PERÜ	4 326 878	2 017 748	3 706 865	-	10 051 490
	REP	62 726 819	403 988	-	-	63 130 807
	TOTAL ÁREA	67 053 697	2 421 359	3 706 865	-	73 182 297

(*) Dado que a la fecha de cierre del presente informe no se cuenta con los índices al 30 marzo de 2017, se toma provisionalmente para efectos del Proyecto de Resolución, enero 2017.

(**) De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 545-2016-MEM/DM, se aprueba la transferencia de concesión definitiva de transmisión que efectúa EDECAÑETE S.A. a favor de LUZ DEL SUR S.A.A.

Los índices iniciales para la actualización de los CMA, son los siguientes: Cuadro 3.2:

Índices Iniciales para Actualizar el CMA de los Elementos del SCT

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc ₀	IPM ₀	Cu ₀	Al ₀
De julio 2006 a abril 2009	3,1610	191,5631	265,9842	2 240,7204
De mayo 2009 a diciembre 2009	3,1610	191,5631	265,9842	2 240,7204
En el transcurso del año 2010	2,8910	188,5078	207,7008	1 599,2420
En el transcurso del año 2011	2,8090	197,1176	327,4167	2 119,8072
En el transcurso del año 2012	2,6970	209,4606	409,7158	2 449,4288
En el transcurso del año 2013	2,5510	208,2217	358,5917	2 025,2736

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc0	IPM0	Cu0	Al0
En el transcurso del año 2014	2,7960	211,4574	337,4879	1 889,6989
En el transcurso del año 2015	2,9890	214,5729	315,4791	1 827,7293
En el transcurso del año 2016	3,4130	220,1306	263,3754	1 744,1111
En el transcurso del año 2017	3,3600	224,3467	214,3095	1 561,0764

Nota: Los índices iniciales desde julio 2006 hasta diciembre de 2009, corresponden a marzo del año 2009, fecha en la cual se desarrolló la primera regulación de la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT, periodo 2009-2013, que comprendía las instalaciones ejecutadas a partir de la vigencia de la Ley N° 28832 (año 2006). Para los siguientes años, los índices iniciales corresponden al 31 de diciembre del año anterior al de la aprobación de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión en Transmisión, vigente en la fecha de la puesta en servicio del Elemento.

ANEXO 4 DEL PROYECTO

CMA Y PEAJES DE LAS INSTALACIONES PROVENIENTES DE CONTRATOS DE CONCESIÓN SCT

Cuadro 4.1: CMA de las instalaciones con Contrato Concesión de SCT

Ítem	Proyectos	TITULARES	Inversión (USD)	COyM (USD)	CMA (USD)
1	LT 220 kV Friaspata - Mollepata	TRANSMANTARO	25 983 607	605 343	3 831 043
2	Subestación Orcotuna 220/60 kV	TRANSMANTARO	12 800 155	298 206	1 887 264
3	LT 220 kV Planicie – Los Industriales	TRANSMANTARO	35 355 278	1 060 658	5 449 792
4	LT 220 kV Montalvo – Los Héroes	TESUR 3	20 219 000	620 000	3 183 469

Cuadro 4.2: Peaje Unitario para las instalaciones con Contrato Concesión de SCT

Ítem	Proyectos	TITULARES	Peaje Ctm. S//kWh			Área de Demanda
			MAT	AT	MT	
1	LT 220 kV Friaspata - Mollepata	TRANSMANTARO	0,2731	0,3466	0,3466	5
2	Subestación Orcotuna 220/60 kV	TRANSMANTARO	0,0847	0,1895	0,1895	5
3	LT 220 kV Planicie – Los Industriales	TRANSMANTARO	0,1392	0,1392	0,1392	7
4	LT 220 kV Montalvo – Los Héroes	TESUR 3	0,0127	0,0210	0,0210	15

Nota: Los cargos se agregarán a los Peajes de las respectivas Áreas de Demanda el cuarto día del mes siguiente de comunicada la entrada en operación comercial de la respectiva instalación, fecha que deberá ser notificada por el concesionario a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin. Cabe precisar que para dichos cargos son aplicables el mismo factor de actualización vigente para la respectiva Área de Demanda.

ANEXO 5 DEL PROYECTO
INGRESOS TARIFARIOS DE DETERMINADOS
ELEMENTOS EN MAT Y/O MAT/MAT

Cuadro 5.1: Ingresos Tarifarios de Instalaciones MAT y/o MAT/MAT (Soles)

ÁREA	TITULARES	INSTALACIONES	2017	2018	2019	2020
1	REP	Talara 220 kV - Zorritos 220 Kv	1 374	-	-	-
2	ELECTRONORTE	Carhuaquero 138 kV - Cutervo 138 kV	24	-	-	-
		Cutervo 138 kV - Jaen 138 kV	16	-	-	-
3	CONENHUA	Cajamarca 220kV - Trujillo 220 kV	36 125	-	-	-
5	REP	Tingo María 138 kV - Aucayacu 138 kV	51 027	3 871	4 146	3 946
		Aucayacu 138 kV - Tocache 138 kV	108 603	8 186	8 790	8 456
	STATKRAFT	Caripa 138 kV - Oroya Nueva 138 kV	72 149	13 051	14 642	12 800
	CEMENTO ANDINO	Caripa 138 kV - Condorcocha 138 kV	-	558	315	230
6	REP_AdicRAG	Paramonga Nueva 220 kV - Paramonga Nueva 138 kV	1 455	-	-	-
	STATKRAFT	Paramonga Nueva 138 kV - Paramonga Existente 138 kV	314	-	-	-
8	REP_AdicRAG	Independencia 220 kV 1ra T - Ica 220 kV 1ra T	23 355	2 351	1 901	1 469
	TRANSMANTARO	Independencia 220 kV 2da T - Ica 220 kV 2da T	18 999	2 177	1 534	1 103
12	ENGIE	Moquegua 220 kV - Moquegua 138 kV	33 618	-	-	-
	REP	Moquegua 138 kV R - Toquepala 138 kV R	56 963	-	-	-
	ENGIE	Moquegua 138 kV - Botiflaca 138 kV	53 196	-	-	-
15	REP	Callalli 138 kV - Tintaya 138 kV	471	-	-	-
		Santuario 138 kV - Callalli 138 kV	17 460	4 148	2 966	3 618
		Socabaya 138 kV GD - Santuario 138 kV GD	127	-	-	-
		Socabaya 138 kV - Cerro Verde 138 kV	96	-	-	1 056
		Piura 220 kV 1ra T - Chiclayo 220 kV 1ra T	3 925	1 376	1 014	704
		Piura 220 kV 2da T - Chiclayo 220 kV 2da T	-	31	298	310
		Chiclayo 220 kV 2da T - Guadalupe 220 kV 2da T	30	131	-	84
		Ventanilla 220 kV - Zapallal 220 kV	137 160	16 021	14 828	0
		Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	107 136	9 530	10 564	2 937
		Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	102 024	9 108	10 094	2 808
		Zapallal 220 kV - Huacho 220 kV	230 594	46 230	52 380	42 509
		Huacho 220 kV - Paramonga Nueva 220 kV	100 495	-	-	-
		Paramonga Nueva 220 kV - Chimbote 220 kV	67 018	2 873	-	1 455
Pomacocha 220 kV - Pachachaca 220 kV	364	-	-	1 348		

Nota: La asignación de responsabilidad de pago de estos Ingresos Tarifarios debe efectuarse según lo establecido en el numeral 22.3 de la NORMA TARIFAS.

Los Años indicados corresponden al período 01 de mayo de cada año al 30 de abril del siguiente año.

ANEXO 6 DEL PROYECTO PEAJES Y SU FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN

Cuadro 6.1: Peajes Acumulados por nivel de tensión (Ctm. S//kWh)

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
1	ADINELSA	-	0,0196	0,0487
	ELECTRONOROESTE	-	0,1773	0,5163
	ELECTROPERÚ	-	0,0030	0,0063
	REP	0,0177	0,1313	0,1313
	TOTAL ÁREA	0,0177	0,3312	0,7026
2	ADINELSA	-	0,0293	0,0795
	PEOT	-	0,1326	0,2029
	ELECTRONORTE	0,0715	0,2573	0,6352
	ELECTRO ORIENTE	0,0511	0,1094	0,1604
	REP	-	0,1469	0,1469
	TOTAL ÁREA	0,1226	0,6755	1,2249
3	CHAVIMOCHIC	-	0,0026	0,0051
	CONENHUA	0,0067	0,0103	0,0103
	CTA	0,0121	0,0121	0,0121
	ETENORTE	0,0063	0,0242	0,0313
	HIDRANDINA	0,0871	0,5135	0,8959
	REP	0,0028	0,1327	0,1336
	TOTAL ÁREA	0,1150	0,6954	1,0883
4	ELECTRO ORIENTE	0,9798	1,3680	1,8180
	TOTAL ÁREA	0,9798	1,3680	1,8180
5	ADINELSA	0,0090	0,0375	0,0648
	UNACEM	0,0047	0,0094	0,0094
	CONENHUA	-	0,0158	0,0343
	STATKRAFT	0,0209	0,6025	0,8161
	ELECTROCENTRO	0,0016	0,6846	1,2902
	ELECTROPERÚ	0,0065	0,0065	0,0065
	REP	0,0014	0,0601	0,0653
	TOTAL ÁREA	0,0441	1,4164	2,2866
6	ADINELSA	-	0,0006	0,0010
	CONENHUA	0,0114	0,0207	0,0216
	STATKRAFT	0,0033	0,0033	0,0086

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	ENEL DISTRIBUCION ⁽¹⁾	0,2649	1,1594	1,6408
	HIDRANDINA	-	0,0018	0,0023
	REP	0,0002	0,0421	0,0421
	REP_ADICRAG	0,0004	0,0056	0,0056
	TOTAL ÁREA	0,2802	1,2335	1,7220
7	LUZ DEL SUR ⁽²⁾	0,2677	1,0249	1,4599
	REP	0,0129	0,0221	0,0221
	TOTAL ÁREA	0,2806	1,0470	1,4820
8	ADINELSA	-	0,0015	0,0020
	COELVISAC	-	0,0343	0,0794
	ELECTRO DUNAS	-	0,3180	0,7522
	TRANSMANTARO	0,1764	0,1764	0,1764
	SEAL	-	0,0040	0,0169
	REP	0,0489	0,4655	0,4655
	REP_ADICRAG	0,2366	0,3469	0,3469
	TOTAL ÁREA	0,4619	1,3466	1,8393
9	CONENHUA	0,0137	0,0221	0,0221
	EGASA	0,0106	0,0452	0,0452
	ELECTROSUR	-	0,0038	0,0048
	SEAL	0,0476	0,4158	0,9552
	REP	0,0022	0,0128	0,0128
	TOTAL ÁREA	0,0741	0,4997	1,0401
10	EGEMSA	-	0,0659	0,2518
	ELECTROSURESTE	0,3331	1,0795	1,4982
	REP	0,0424	0,2084	0,2347
	TOTAL ÁREA	0,3755	1,3538	1,9847
11	ELECTROPUNO	-	0,6537	0,9172
	REP	0,0029	0,3252	0,5939
	TOTAL ÁREA	0,0029	0,9789	1,5111
12	ELECTROSUR	-	0,0488	0,8078
	ENGIE	0,3494	0,3423	0,3423
	TOTAL ÁREA	0,3494	0,3911	1,1501
13	EGESUR	-	0,0051	0,0051

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	ELECTROSUR	-	0,2810	0,6428
	TOTAL ÁREA	-	0,2861	0,6479
14	ELECTROUCAYALI	-	0,2824	0,5992
	TOTAL ÁREA	-	0,2824	0,5992
15	REP	0,1118	0,1128	0,1128
	ISA PERÚ	0,0078	0,0216	0,0216
	TOTAL ÁREA	0,1196	0,1344	0,1344

(1) La empresa Edelnor S.A.A. cambio de razón social a ENEL Distribución Perú S.A.A.

(2) De acuerdo a la Resolución Ministerial N° 545-2016-MEM/DM, se aprueba la transferencia de concesión definitiva de transmisión de efetua EDECANETE S.A. a favor de LUZ DEL SUR S.A.A.

Cuadro 6.2: Coeficientes de la Fórmula de Actualización de Peajes por Área de Demanda

ÁREA	a	b	c	d
1	0,2979	0,6088	0,0424	0,0509
2	0,2563	0,6819	0,0381	0,0237
3	0,2237	0,7049	0,0363	0,0351
4	0,2378	0,6887	0,0157	0,0578
5	0,3083	0,6374	0,0254	0,0289
6	0,3219	0,5794	0,0858	0,0129
7	0,3568	0,5295	0,1047	0,0090
8	0,2620	0,6177	0,0283	0,0920
9	0,2864	0,6444	0,0363	0,0329
10	0,2443	0,6923	0,0213	0,0421
11	0,2042	0,7410	0,0341	0,0207
12	0,5327	0,3798	0,0529	0,0346
13	0,2083	0,7184	0,0361	0,0372
14	0,2197	0,7113	0,0430	0,0260
15	0,3439	0,5504	0,0053	0,1004

Los coeficientes a, b, c y d, corresponden a la fórmula del factor de actualización (FA), siguiente:

$$FA = X \cdot a \frac{Tc}{\Gamma b} \frac{IPM}{\Gamma c} \frac{Pc}{\Gamma d} \frac{Pal}{\Gamma} \cdot$$

$$Tc \circ \quad IPM \circ \quad Pc \circ \quad Pal \circ \quad |$$

a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).

- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Donde los valores iniciales, de los índices de actualización, son los siguientes:

Cuadro 6.3: Índices Iniciales

Índices Iniciales para Actualización			
Tc0	IPM0	Cu0	Al0
3,287	224,4226	216,709 8	1 581,6466

Nota: Los índices iniciales corresponden al 31 de enero del año 2017

- TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que los CMA resultantes serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".
- Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que los CMA serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

El Factor de Actualización se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento.

ANEXO 7 DEL PROYECTO

CARGO DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA (CPSEE) Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA-CPSEE

Cuadro 7.1.- CPSEE y PEAJE del SST de CONENHUA

Subestación Base	Instalaciones Secundarias del CPSEE	Cargo CPSEE Ctm. S//kW.h	Responsabilidad de Pago
Trujillo Norte	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	0,6997	Clientes Libres
		0,0067	Área de Demanda 3 (*)
Cajamarca Norte	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	0,0036	Área de Demanda 3 (*)
		0,2007	Cliente Libre Yanacocha
	LT 60 kV Cajamarca Norte - Pajuela	0,1168	Cliente Libre Yanacocha

(*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 3

Cuadro 7.2.- CPSEE del SST de CONELSUR

Titular de Transmisión	Subestaciones Base	Sistemas Eléctricos a los que se aplica el cargo [1]	Instalaciones Secundarias	Tensión KV	Cargo CPSEE Ctm. S//kW.h
EDEGEL	Cajamarquilla	Cliente Libre Cajamarquilla (Usuario exclusivo)	SST Celda de Transformación 220 kV S.E. Cajamarquilla	MAT	0,0283

Cuadro 7.3.- CPSEE del SST de CALLALLI

Titular de Transmisión	Subestaciones Base	Sistemas Eléctricos a los que se aplica el cargo [1]	Instalaciones Secundarias	Tensión KV	Cargo CPSEE Ctm. S//kW.h
CALLALLI	Callalli	Cliente Libres (Usuario exclusivo)	LT 60 kV Callalli - Caylloma LT 60 kV Caylloma - Ares LT 33 kV Ares - Arcata	AT	0,8085
				MT	0,8085

Cuadro 7.4.- CPSEE y PEAJES del SSTL de CTA

Subestación Base	Instalaciones del SSTL de CTA	Cargo CPSEE Ctm. S//kWh	Responsabilidad de Pago
Huallanca 138 kV	Tramo de LT-1127 entre SET Huallanca y Pto. de Derivación a SET Huaraz Oeste	0,0121	Área de Demanda 3(*)
	Resto del SSTL de CTA	0,2219	Mina Pierina (**)

(*) Se debe agregar al Peaje único a aplicarse a todos los usuarios del Área de Demanda 3.

(**) Aplica sólo si no existe contrato de servicio de transmisión vigente entre CTA y Barrick (Mina Pierina), suscrito antes del 21 de diciembre de 1999 (Ley 27239).

La actualización del CPSEE de las empresas CONELSUR, CONENHUA, CALLALI y CTA, se realizará con la misma fórmula establecida para su CMA, consignada en el Cuadro 5.7 del [Informe N° 079-2017- GRT](#).

Estos Factores de Actualización se aplicarán, para el sistema correspondiente, si se incrementan o disminuyen en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización, sin que ello implique la aplicación de los Factores de Actualización establecidos para la cadena de producción de la electricidad que se rigen por sus propios Factores de Actualización y condiciones de aplicación.

ANEXO 8 DEL PROYECTO

FACTOR DE PÉRDIDAS MEDIAS

Cuadro 8.1: Factor de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP)

ÁREA	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0000	1,0031	1,0199	1,0229
2	1,0000	1,0034	1,0162	1,0210
3	1,0035	1,0082	1,0210	1,0236
4	1,0212	1,0250	1,0382	1,0414
5	1,0004	1,0032	1,0193	1,0241
6	1,0015	1,0049	1,0104	1,0164
7	1,0019	1,0082	1,0145	1,0200
8	1,0000	1,0033	1,0220	1,0264
9	1,0019	1,0065	1,0170	1,0214
10	1,0091	1,0137	1,0265	1,0294
11	1,0011	1,0058	1,0105	1,0169
12	1,0002	1,0035	1,0035	1,0039
13	1,0000	1,0000	1,0121	1,0179
14	1,0000	1,0000	1,0039	1,0099

Cuadro 8.2: Factor de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE)

ÁREA	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0000	1,0029	1,0189	1,0215
2	1,0000	1,0026	1,0113	1,0145
3	1,0031	1,0066	1,0181	1,0203
4	1,0138	1,0160	1,0234	1,0253
5	1,0003	1,0024	1,0140	1,0178
6	1,0012	1,0041	1,0085	1,0134
7	1,0017	1,0069	1,0121	1,0169
8	1,0000	1,0044	1,0334	1,0395
9	1,0018	1,0069	1,0186	1,0237
10	1,0627	1,0706	1,1028	1,1059
11	1,0012	1,0049	1,0092	1,0124
12	1,0009	1,0053	1,0053	1,0072
13	1,0000	1,0000	1,0088	1,0130
14	1,0000	1,0000	1,0032	1,0072

Cabe indicar que estos factores se emplean exclusivamente para la expansión de los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación hasta las correspondientes barras de MAT, AT y MT de los SST o SCT. Para los casos en que exista más de una barra de referencia, la referida expansión de precios se realiza a partir de la cual resulten los menores precios reflejados.

ANEXO 9 DEL PROYECTO

COMPENSACIONES Y SUS FORMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Cuadro 9.1: Compensaciones Mensuales Asignadas a la Generación¹

TITULAR	SISTEM A	Compensación Mensual Soles
REP	GD REP	1 579 081
REP	MANTARO-LIMA	9 713 562
REP	SST EN LA SE SANTA ROSA	76 863
REP	SST INDEPENDENCIA (ADENDA 5)	8 342
REP	SST PIURA OESTE - CHICLAYO OESTE (ADENDA 6)	2 186
REP	SST ASOCIADO A LA ADENDA 7	400 150
REP	SST CHICLAYO OESTE - GUADALUPE - TRUJILLO NORTE (ADENDA 9)	218 257
REP	SST ASOCIADO A LA ADENDA 10	133 663
REP	SST ASOCIADO A LA ADENDA 11	55 087
REP	SST ASOCIADO A LA ADENDA 12	19 331
REP	SST ASOCIADO A LA ADENDA 14	456 729
REP	SST ASOCIADO A LA ADENDA 15	88 193
REP	SST ASOCIADO A LA ADENDA 16	69 523
REP	SST AZÁNGARO - JULIACA - PUNO	399 676
REP	SST CHILCA - SAN JUAN	755 507
REP	SST EN LA SE CHICLAYO OESTE	28 235
REP	SST EN LA SE QUENCORO	16 606
REP	SST EN LA SE VENTANILLA	20 462
REP	SST EN SE PARAMONGA NUEVA	86 126
REP	SST LINEA QUENCORO - TINTAYA	595 670
REP	SST REP EN LA SE CHIMBOTE 1	241 910
REP	SST TOQUEPALA - ARICOTA	123 769
REP	SST ZAPALLAL-PARAMONGA NUEVA- CHIMBOTE 1	158 118
ANTAMINA	SST DE ETESELVA	12 520
CONELSUR	SST DE CONELSUR	3 016 381
EGEMSA	SST EGEMSA	639 358
ELECTROPERÚ	SST-ELECTROPERÚ	265 363
ENGIE	ASOCIADO CON C.H. YUNCÁN	366 760
ENGIE	SST ILO	268 969
ETENORTE	SISTEMA CHICLAYO OESTE - CARHUAQUERO	654 567
ETENORTE	SST DE ETENORTE EN SE CHIMBOTE	164 886
ETENORTE	SST HUALLANCA - CHIMBOTE 1	470 735
ETESELVA	SST DE ETESELVA	1 242 982

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD

TITULAR	SISTEMA	Compensación Mensual Soles
LUZ DEL SUR	SST-LUZ DEL SUR	59 311
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	620 158
STATKRAFT	SST ELECTROANDES	465 459
STATKRAFT	SST HUANCHOR	67 702
STATKRAFT	SST PARAMONGA NUEVA - PARAMONGA EXISTENTE	38 510

(1) Cabe indicar que la versión mas detallada del mismo se encuentra en los anexos A y B del [Informe N° 080-2017-GRT](#).

Cuadro 9.2: Coeficientes de la Fórmula de Actualización¹

Sistema	a	b	c	d
GD REP	0,3038	0,5656	0,0006	0,1300
GD REP – Adenda 5 (SST Independencia)	0,4207	0,5793	0,0000	0,0000
GD REP – Adenda 6	0,3040	0,5445	0,0000	0,1515
GD REP – Adenda 7	0,4310	0,5690	0,0000	0,0000
GD REP – Adenda 9	0,2364	0,5565	0,0000	0,2071
GD REP – Adenda 10 (Reactor Chilca)	0,3689	0,6311	0,0000	0,0000
GD REP – Adenda 11	0,4284	0,5672	0,0000	0,0044
GD REP – Adenda 12 (SET Ayaviri)	0,4229	0,5771	0,0000	0,0000
GD REP – Adenda 14 (SET Reque)	0,5415	0,4585	0,0000	0,0000
GD REP – Adenda 15	0,3902	0,5277	0,0000	0,0821
GD REP – Adenda 16	0,4840	0,4880	0,0000	0,0280
Mantaro – Lima	0,3093	0,5165	0,0003	0,1739
Sistema Chiclayo Oeste – Carhuaquero	0,0859	0,8335	0,0002	0,0804
SST en la SE Santa Rosa	0,3815	0,6175	0,0010	0,0000
SST asociado a Zapallal – Paramonga Nueva – Chimbote 1	0,3095	0,5242	0,0010	0,1653
SST Asociado a Huanchor	0,3777	0,5438	0,0000	0,0785
Asociado a C.H. Yuncán	0,3544	0,5295	0,0078	0,1083
SST Azángaro – Juliaca – Puno	0,3153	0,5919	0,0009	0,0919
SST Chilca – San Juan	0,2456	0,6436	0,0018	0,1090
SST de CONELSUR	0,2807	0,5954	0,0010	0,1229
SST Egemsa	0,3151	0,5977	0,0011	0,0861
SST de Etenorte en SE Chimbote 1	0,4825	0,4494	0,0681	0,0000
SST de Eteselva	0,3041	0,5706	0,0011	0,1242
SST San Gabán	0,3043	0,5831	0,0005	0,1121
SST en la SE Quencoro	0,3530	0,6337	0,0133	0,0000
SST en la SE Ventanilla	0,3935	0,6056	0,0009	0,0000
SST en la SE Chiclayo Oeste	0,3983	0,6006	0,0011	0,0000
SST en las SE Chimbote 1	0,4621	0,4900	0,0479	0,0000
SST en SE Paramonga Nueva	0,0872	0,8513	0,0615	0,0000
SST Electroandes	0,2164	0,6654	0,0288	0,0894
SST Huallanca – Chimbote 1	0,3016	0,5306	0,0003	0,1675
SST Ilo	0,2873	0,5531	0,0004	0,1592
SST Linea Quencoro – Tintaya	0,3114	0,5944	0,0004	0,0938
SST Paramonga Nueva – Paramonga Existente	0,2151	0,7362	0,0000	0,0487
SST Toquepala – Aricota	0,3012	0,6114	0,0020	0,0854

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
 OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD

Sistema	a	b	c	d
SST ElectroPerú	0,484 5	0,515 5	0,000 0	0,000 0
SST Luz del Sur	0,438 4	0,559 3	0,002 3	0,000 0

(1) Los valores de los coeficientes a, b, c y d, son los que se consignaron en el Cuadro 9.30 del Anexo 9 de la Resolución N° 054-2013-OS/CD, los cuales fueron modificados con la Resolución N° 136-2013-OS/CD. Posteriormente, mediante Resolución N° 071-2015-OS/CD, se corrigieron los coeficientes del SST GD REP (Adenda 9) debido al retiro de la "Repotenciación del Primer Circuito Existente Chiclayo – Guadalupe – Trujillo" de la Ampliación 9.

Para el presente PROCESO, se ha determinado los coeficientes de las Fórmulas de Actualización de las Ampliaciones de REP N° 10, 11, 12, 14, 15 y 16.

ANEXO 10 DEL PROYECTO

PEAJES, COMPENSACIONES Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS ISA PERÚ S.A. Y REDESURS.A.

Cuadro 10.1: Peaje del SST de ISA PERÚ S.A. y REDESUR S.A.

Titular de Transmisión	Subestaciones Base	Tensión KV	Sistemas Eléctricos a los que se aplica el cargo [1]	Instalaciones del SST	Peaje Ctm. S//kW.h
Redesur	Tacna (Los Héroes)	66	Tacna, Tomasiri, Y arada y Tarata	SST Tacna (Los Héroes) - Transf. 220/66/10 kV; 50 MVA [2]	0,4960
Isa-Perú	Pucallpa	60	Pucallpa, Campo Verde	SST Aguaytía-Pucallpa, S.E. Aguaytía 220/138/22,9 kV, S.E. Pucallpa 138/60/10 kV, Reactor 8 MVAR [2]	1,5006

(1) El Peaje se aplica únicamente a los sistemas eléctricos indicados y no a toda el Área de Demanda en la que se encuentran.

(2) Los cargos correspondientes a estas instalaciones son el resultado de la liquidación anual de los respectivos contratos BOOT.

Cuadro 10.2: CMA actualizado de la Ampliación N° 3 de ISA PERÚ S.A.

AREA	TITULARES	CMA (S/) Actualizado [*]
15	ISA Perú S.A.	10 262 548

[*] Incluye monto de liquidación

Cuadro 10.3: Compensación de la SET Puno de REDESUR.

Item	Titular	Concepto	Compensación Mensual (Soles/Mes)	Responsables de Pago	Asignación
1	REDESUR	Transformación de la S.E. Puno 220/138/10 kV	147 372	Generadores Relevantes	Según método fuerza-distancia.

El monto de la compensación mensual por la transformación de la subestación Puno 220/138/10 kV, que es resultado de la liquidación anual del respectivo contrato BOOT, deberá ser pagado según lo indicado en la normativa vigente.

Fórmulas de Actualización:

La fórmula de actualización de peajes y compensaciones del SST de REDESUR S.A e ISA PERÚ S.A. es:

$$FA = X \frac{TC}{TC_0}$$

TC₀ = 3,287 S//USD, corresponde al 31 de enero del año 2017.

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

Dicho FA se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento, y cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 026-2017-OS/CD

-) Cuando los precios en barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se actualicen según la regulación vigente para dichos precios.
-) Cuando el factor de actualización se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la ú