ANEXO A

Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres

Determinación de las Compensaciones

Lima, 28 de junio del año 2001

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO 3

2. ANTECEDENTES LEGALES 5

3. ASPECTOS METODOLÓGICOS 7

3.1 RESOLUCIONES TARIFARIAS 9
3.2 COMPENSACIÓN POR TRANSMISIÓN 9
3.2.1 Condiciones de Aplicación 10
3.2.2 Otros Cargos Tarifarios en Transmisión 10
3.3 COMPENSACIÓN POR DISTRIBUCIÓN 11
3.3.1 Caso A: Clientes conectados a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT 11
Caso A.1: Alimentación desde un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT 11
Caso A.2: Alimentación desde dos o más centros de transformación AT/MT o MAT/AT/MT 12
3.3.2 Caso B: Clientes conectados al sistema de distribución eléctrica 12
Caso B.1: Alimentación desde red de MT 12
3.3.3 Condiciones de Aplicación 13
3.3.4 Cargos Tarifarios 13

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA 14

4.1 PRECIOS DE GENERACIÓN DE LOS CLIENTES LIBRES 14
4.2 EXPANSIÓN DE TARIFAS 15
4.3 CÁLCULO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN CADA BARRA 19
4.4 COMPENSACIONES POR TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 22

5. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS 24

ANEXO 26

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento presenta la metodología general desarrollada para determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión y distribución por parte de los consumidores no pertenecientes al Servicio Público de Electricidad. El método se aplica a un ejemplo seleccionado para ilustrar los detalles del mismo.

La determinación de las compensaciones por el uso de las redes de transmisión se debe efectuar empleando en los cálculos los precios regulados de generación. Estas compensaciones son iguales a la diferencia de la facturación (utilizando precios regulados de energía y potencia) entre la barra de salida del sistema de transmisión y la barra de ingreso del mismo. Para ello es necesario determinar los consumos, así como los precios regulados de energía y potencia en las barras de ingreso y salida del sistema de transmisión.

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

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

En aquellos casos en que el procedimiento general planteado para determinar las compensaciones por transmisión y distribución requiriera mayores precisiones, ya sea por que existen mayores requerimientos de calidad y confiabilidad que hayan sido solicitados de manera expresa por parte de los clientes libres, o porque existen configuraciones especiales de las instalaciones de transmisión y/o distribución que hace necesario un tratamiento particular, las partes interesadas podrán solicitar al Organismo Supervisión de la

Inversión en Energía (OSINERG) la determinación individualizada de las compensaciones de transmisión y/o distribución.

Los procedimientos que aquí se indican sirven exclusivamente para determinar las compensaciones a pagar por el uso de las redes de transmisión y distribución por parte de los clientes libres. Los procedimientos son en esencia los mismos que se aplicarían al tratarse de consumos regulados, a los cuales es también de aplicación en lo pertinente.

2. Antecedentes Legales

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

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

> *"Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.*
>
> *En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados a nivel de la barra de la referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización."*

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

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

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 al régimen de libertad de precios. Este mismo Reglamento señala las pautas generales

para la separación de los cargos por el servicio de transporte y distribución de la electricidad de los costos de producción de transporte de

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

3. Aspectos Metodológicos

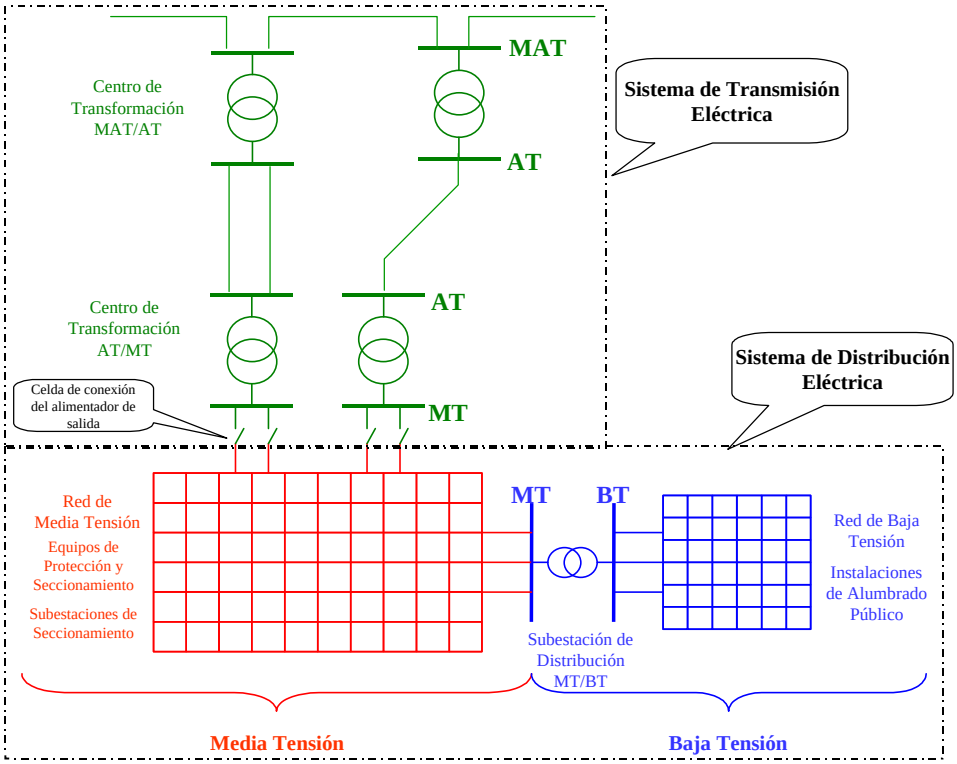
De la revisión de las normas citadas en los Antecedentes, se puede establecer que:

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

los clientes del servicio público de electricidad (mercado regulado) o para los Clientes Libres (mercado libre).

Gráfico N° 1

Delimitación de las Instalaciones de Transmisión y Distribución Eléctrica



De lo anterior se deduce que a un Cliente Libre se le aplicarán tarifas de transmisión y/o distribución dependiendo del nivel de tensión y del uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución. En el Cuadro N° 1 se muestra en forma general los cargos que deben asumir los clientes en función al nivel de tensión y ubicación del punto de suministro.

Cuadro N° 1

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

Donde:

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

3.1 Resoluciones Tarifarias

Según lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas de generación destinada a los usuarios regulados, se fijan semestralmente mediante la Resolución de Precios en Barra y son aplicables a partir de los meses de mayo y noviembre.

Los cargos por el uso de la transmisión así como los procedimientos de su aplicación se fijan anualmente en la Resolución de Precios en Barra correspondiente a mayo.

Los cargos por el uso de la distribución, así como los procedimientos de su aplicación están regulados por la Resolución que fija el Valor Agregado de Distribución, se regulan cada cuatro años y entra en vigor en el mes de noviembre.

En el presente documento se utilizan las siguientes denominaciones:

La Resolución de Generación corresponde a la Resolución N°006-2001 P/CTE o aquella que la modifique y/o sustituya.

La Resolución de Transmisión corresponde a la resolución N°006-2001 P/CTE o aquella que la modifique y/o sustituya.

La Resolución de Distribución corresponde a la resolución N°023-97 P/CTE o aquella que la modifique y/o sustituya.

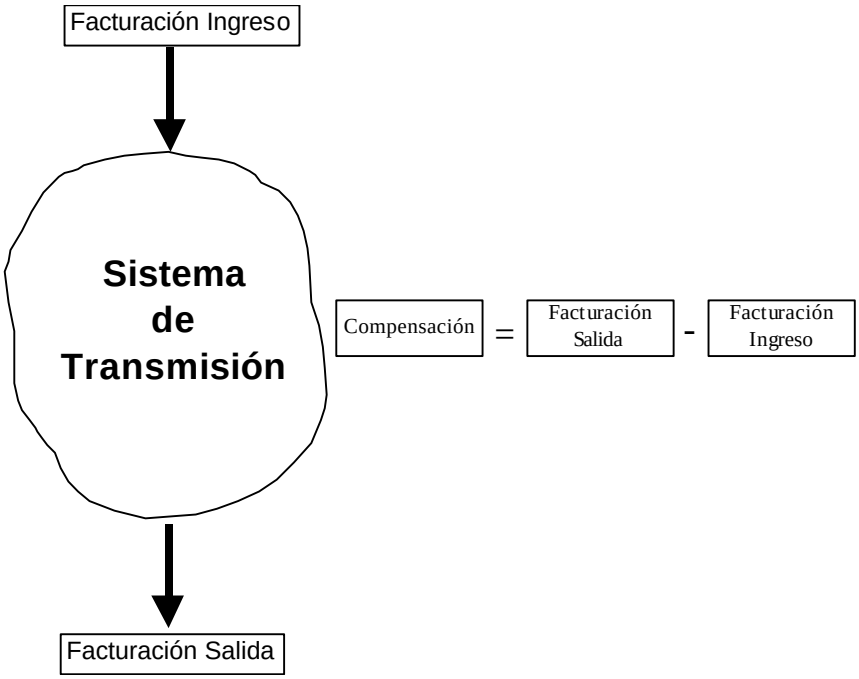
Asimismo, el marco regulatorio establece que las tarifas deben actualizarse. Con tal finalidad, las Resoluciones de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (en adelante GART) que fijan tarifas, incluyen procedimientos de actualización de las mismas para los periodos comprendidos entre regulaciones. En este procedimiento todos los precios y cargos regulados que se utilicen para determinar las compensaciones deberán ser los valores correspondientes a la última actualización de acuerdo con lo dispuesto en las respectivas resoluciones de fijación de precios, aprobados por la GART.

Las Resoluciones de la GART, los parámetros de actualización y los cargos tarifarios actualizados se encuentran disponibles en la correspondiente página WEB (www.cte.org.pe).

3.2 Compensación por Transmisión

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

Gráfico N° 2



3.2.1 Condiciones de Aplicación

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

1. Efectuar la determinación de las tarifas reguladas desde la Barra de Referencia de Generación hasta la barra de suministro.
2. Determinar (referir con las pérdidas medias) los valores de energía y potencia en la BRG. En caso de que el suministro también involucre compensación por distribución, para referir los valores de la potencia se debe incluir, además de las pérdidas medias, el factor de coincidencia aplicable en las redes de distribución.
3. Determinar la facturación en la barra de entrada y en la barra de salida del sistema en evaluación. La compensación por la transmisión, es igual a la diferencia de las dos facturaciones indicadas. En esta etapa se puede determinar eventualmente un precio unitario equivalente por el uso de la transmisión.

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

3.2.2 Otros Cargos Tarifarios en Transmisión

Además de la compensación por la transmisión determinada en el punto anterior, los clientes libres ubicados dentro de las redes de transmisión deben efectuar la respectiva compensación por el uso de energía reactiva en exceso.

3.3 Compensación por Distribución

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

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

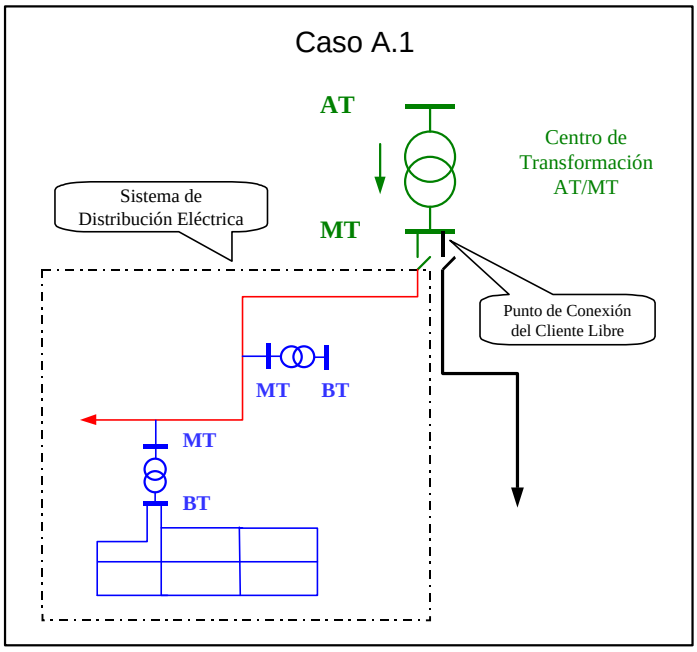
A continuación se detalla algunos casos de aplicación del Cargo de Distribución Electrica (VAD)

3.3.1 Caso A: Clientes conectados a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

Caso A.1: Alimentación desde un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT no hace uso de ningún componente del sistema de distribución eléctrica (ver Gráfico N° 3), por lo que el cliente libre no está sujeto al pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).

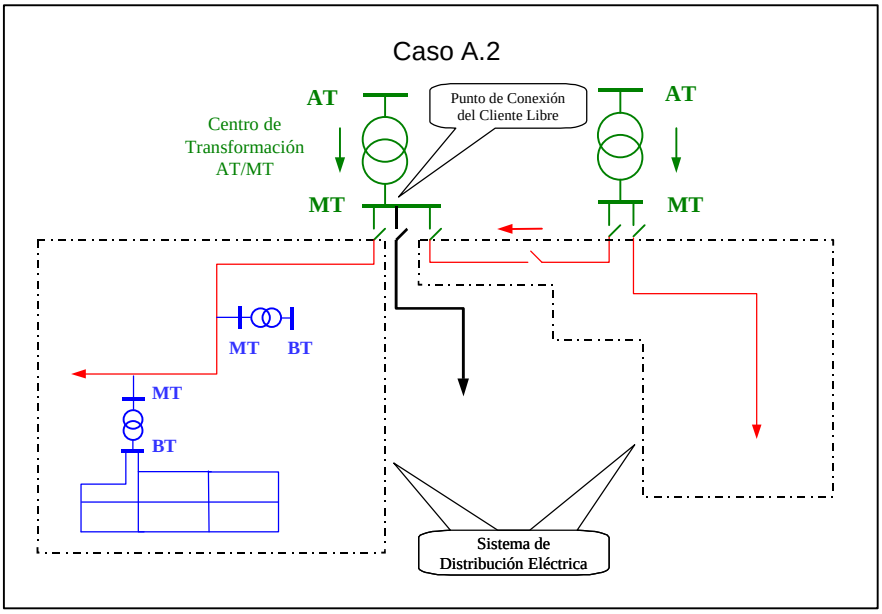
Gráfico N° 3



Caso A.2: Alimentación desde dos o más centros de transformación AT/MT o MAT/AT/MT

Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la barra de MT de un centro de transformación AT/MT o MAT/AT/MT y se alimenta desde dos o más centros de transformación AT/MT o MAT/AT/MT (a través de línea MT) hace uso de los componentes del sistema de distribución eléctrica (ver Gráfico N° 4), por lo que el cliente libre está sujeto al pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).

Gráfico N° 4

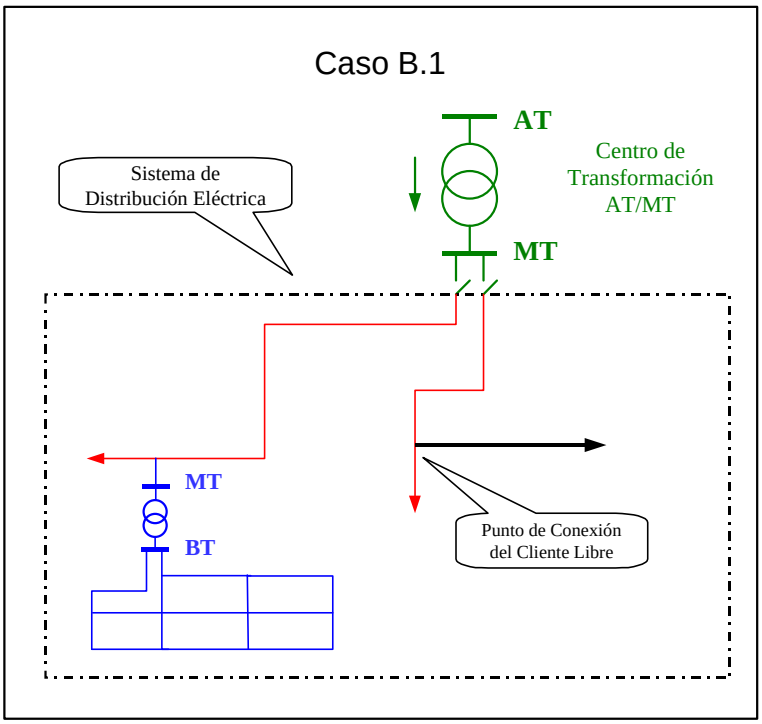


3.3.2 Caso B: Clientes conectados al sistema de distribución eléctrica

Caso B.1: Alimentación desde red de MT

Un cliente libre cuyo suministro se encuentra conectado a la red de MT hace uso de los componentes del sistema de distribución eléctrica (ver Gráfico N° 5), por lo que el cliente libre está sujeto el pago del cargo de distribución eléctrica (VAD).

Gráfico N° 5



3.3.3 Condiciones de Aplicación

El cliente pagará el cargo de distribución eléctrica (VAD) de acuerdo a la modalidad de facturación por potencia variable. La potencia variable será determinada, para la hora de punta y fuera de punta, como el promedio de las dos mayores demandas máximas del cliente, en los últimos doce meses, incluido el mes que se factura.

El exceso de potencia en horas fuera de punta es igual a la diferencia entre la potencia a facturar en horas fuera de punta menos la potencia a facturar en horas de punta, siempre que sea positivo, en caso contrario será igual a cero.

3.3.4 Cargos Tarifarios

Los cargos tarifarios a aplicar para la determinación del pago por la distribución eléctrica (VAD) son los establecidos por la Resolución de Distribución. Dichos cargos son:

- Valor Agregado de Distribución.
- Cargo Fijo.
- Cargo de Energía Reactiva.

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

4. Aplicación de la Metodología

La aplicación de la metodología planteada en el capítulo anterior, se desarrolla con referencia a un sistema eléctrico ejemplo en el cual el cliente libre hace uso de las instalaciones de transmisión y distribución. El sistema ejemplo considera un sistema de transmisión compuesto por dos subestaciones de transformación y una línea de transmisión y una red de distribución. Mediante la determinación apropiada de las variables y parámetros de cálculo, el procedimiento indicado es aplicable directamente a otras configuraciones con un número deferente de instalaciones.

4.1 Precios de Generación de los Clientes Libres

Los precios sujetos a la libre negociación corresponden a los precios de generación en una Barra de Referencia de Generación. Para fines de este documento dichos precios incluyen los precios de transmisión a ese nivel (*Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal* y *Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía*).

1. Precio de la Energía:

$$PLEP = PLEP_{BRG} + CPSEE \qquad (1)$$

$$PLEF = PLEF_{BRG} + CPSEE \qquad (2)$$

Donde:

$PLEP_{BRG}$: *Precio Libre de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta* para la *Subestación de Referencia de Generación* correspondiente, expresado en céntimos de S/./kWh. Este precio es el que está sujeto a la libre negociación entre las partes.

$PLEF_{BRG}$: *Precio Libre de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta* para la *Subestación de Referencia de Generación* correspondiente, expresado en céntimos de S/./kWh. También este precio está sujeto a la libre negociación entre las partes.

PLEP : *Precio Libre Total de la Energía* en *Horas de Punta*, que incluye el precio

libre de generación y los peajes por transmisión del Sistema Interconectado Nacional, expresado en céntimos de S/./kWh.

PLEF : *Precio Libre Total de la Energía* en *Horas Fuera de Punta*, que incluye el precio libre de generación y los peajes por transmisión del Sistema Interconectado Nacional, expresado en céntimos de S/./kWh.

CPSEE : *Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía*, establecido en la *Resolución de Transmisión*, expresado en céntimos de S/./kWh.

2. Precio de la Potencia:

$$PLP = PLP_{BRG} + PCSPT \qquad (3)$$

Donde:

PLP_{BRG} : *Precio Libre de la Potencia de Punta a Nivel Generación*, para la *Subestación de Referencia de Generación* correspondiente, expresado en S/./kW-mes. Este precio también está sujeto a la libre negociación entre las partes.

PLP : *Precio Libre Total de la Potencia de Punta*, que incluye el precio libre de generación y los peajes por transmisión del Sistema Interconectado Nacional, expresado en S/./kW-mes.

PCSPT : *Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión*, establecido en la *Resolución de Transmisión*, expresado en S/./kW-mes

4.2 Expansión de Tarifas

La expansión de tarifas reguladas de generación se efectúa con la finalidad de determinar las compensaciones de transmisión y distribución.

El OSINERG fija las tarifas reguladas tanto de energía como de potencia, en barras denominadas Subestaciones Base. A partir de estas subestaciones se deben expandir las tarifas hasta el punto de suministro al cliente libre con los procedimientos establecidos por las resoluciones de Fijación de Tarifas en Barra.

1. Los Precios de la Energía en Barra Base (PEB):

$$\mathbf{PEBP = PEMP + CPSEE} \qquad (4)$$

$$\mathbf{PEBF = PEMF + CPSEE} \qquad (5)$$

Donde:

PEMP : *Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta* para las *Subestaciones Base* del Sistema, establecido en la *Resolución de Generación*, expresado en céntimos de S/./kWh.

PEMF : *Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta* para las *Subestaciones Base* del Sistema, establecido en la *Resolución de Generación*, expresado en céntimos de S/./kWh.

PEBP : *Precio en Barra de la Energía* en *Horas de Punta*, expresado en céntimos de S/./kWh.

PEBF : *Precio en Barra de la Energía* en *Horas Fuera de Punta*, establecido en la *Resolución de Generación*, expresado en céntimos de S/./kWh.

CPSEE : *Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía*, establecido en la *Resolución de Transmisión*, expresado en céntimos de S/./kWh.

2. Los Precios de la Potencia en Barra Base (PPB):

$$\mathbf{PPB} = \mathbf{PPM} + \mathbf{PCSPT} \qquad (6)$$

Donde:

PPM : *Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación*, establecido en la *Resolución de Generación*, expresado en S/./kW-mes.

PPB : *Precio en Barra de la Potencia de Punta*, expresado en S/./kW-mes.

PCSPT : Cargo de Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, establecido en la *Resolución de Transmisión*, expresado en S/./kW-mes

En el Cuadro N° 2 se detalla el cálculo de los precios de energía y potencia en las diferentes barras de un sistema en el que, en este caso, se distinguen dos tramos de red (una de transmisión y otra de distribución):

Donde:

En Transmisión (establecidos en la *Resolución de Transmisión)*

FPME : *Factor de Pérdidas Marginales de Energía*.

FPMP : *Factor de Pérdidas Marginales de Potencia*.

CBPSE : *Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía*, expresado en céntimos de S/./kWh.

En Distribución (establecidos en la *Resolución de Distribución*)

PPBF : Precio de la Potencia Fuera de Punta (Precio por el exceso de potencia en Horas de Punta).

PEMT : Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.

PPMT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.

VMTPP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/./kW-mes).

FCPPMT : Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.

VMTFP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes).

FCFPMT : Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en media tensión.

Nota 1 : Forma parte del bloque de cargos que debe considerarse el Cargo por Energía Reactiva y el Cargo Fijo Mensual, regulados según la ***Resolución de Distribución***.

Nota 2 : Los cargos de transmisión y distribución están sujetos a actualización de acuerdo a los procedimientos establecidos en las ***Resoluciones de Transmisión y Distribución***, respectivamente.

Cuadro N° 2

Diagrama Unifilar	Precios Regulados			
	PEBP (Ctm S/./kWh)	**PEBF (Ctm S/./kWh)**	**PPB (S/./kW-mes)**	**Precio Potencia Fuera Punta (Exceso Potencia HP) (S/./kW-mes)**
Barra 1 (MAT) – Barra Referencia	*PEBP1=PEMP1+CPSEE1*	*PEBF1=PEMF1+CPSEE1*	*PPB1=PPM1+PCSPT1*	
(AT) – Barra 2 – (AT) – Barra 3 – (MT) – Barra 4 (Transmisión)	$PEBP_4=(PEBP_1)*FPME_{1-4}+CBPSE_{1-4}$	$PEBF_4=(PEBF_1)*FPME_{1-4}+CBPSE_{1-4}$	$PPB_4=(PPB_1)*FPMP_{1-4}$	
Barra 5 Punto suministro al Cliente (MT) (Distribución) → **Cliente Libre X**	$PEBP_5=(PEBP_4)*PEMT$	$PEBF_5=(PEBF_4)*PEMT$	$PPB_5=\{(PPB_4)*PPMT+VMTPP\}*FCPPMT$	$PPBF_5=(VMTFP)*FCFPMT$

4.3 Cálculo de Energía y Potencia en cada Barra

Exclusivamente para determinar las compensaciones por transmisión y distribución, las variables de energía y potencia del Cliente Libre, medidos en el Punto de Suministro, deben ser referidos a la BRG tomando en cuenta las pérdidas medias y el factor de coincidencia para demandas en media tensión. Este último, únicamente en el caso de que el cliente libre haga uso de las instalaciones de distribución.

Es decir, se determinará el consumo originado por el cliente en la BRG mediante la agregación de las pérdidas a la energía retirada al final del tramo. En el presente documento se considera que las pérdidas medias en las instalaciones de transmisión son iguales a la mitad de las pérdidas marginales. Las pérdidas marginales se determinan a partir de los factores de expansión de precios regulados por el OSINERG[1]. Las pérdidas medias en las instalaciones de distribución son determinadas utilizando los factores de expansión de pérdidas regulados en la Resolución de Distribución[2].

En el Cuadro N° 3 se muestra los consumos del cliente libre referidas a la BRG, de acuerdo al procedimiento señalado.

Donde:

$Perd_{Ei-j}$: Pérdidas medias de energía correspondiente a las instalaciones de transmisión comprendidas entre las barras *"i"* y *"j"*.

$Perd_{Pi-j}$: Pérdidas medias de potencia correspondiente a las instalaciones de transmisión comprendidas entre las barras *"i"* y *"j"*.

EHP_i : Energía en Hora Punta en la barra *"i"*, expresado en MWh ó kWh.

$EHFP_i$: Energía en Hora Fuera de Punta en la barra *"i"*, expresado en MWh ó kWh.

PHP_i : Potencia en Hora Punta en la barra *"i"*, expresado en MW ó kW.

$PHFP_i$: Potencia en Hora Fuera de Punta en la barra *"i"*, corresponde al exceso de la potencia en hora de punta, expresado en MW ó kW.

PEMT : Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión establecido en la *Resolución de Distribución*.

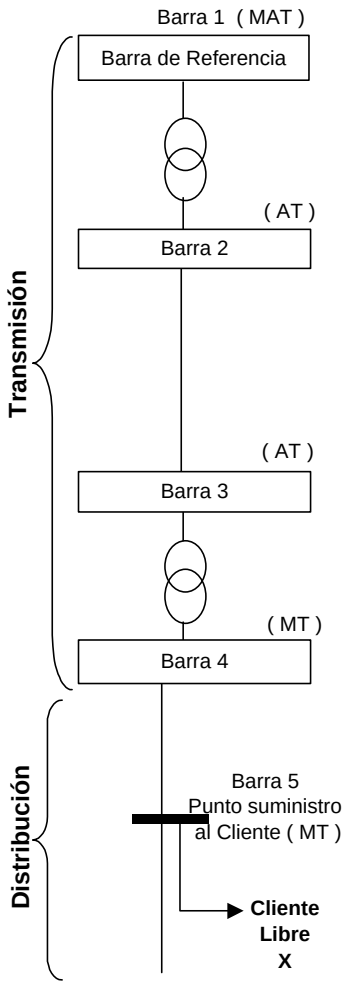
---

1 Las pérdidas marginales de energía y potencia se determinan a partir de los Factores de Pérdidas Marginales FPME y FPMP.
$FPME = \left(1 + Pérd.Mg_{Energía}\right)$
$FPMP = \left(1 + Pérd.Mg_{Potencia}\right)$

2 En la distribución, los factores de expansión de pérdidas son factores de expansión de pérdidas medias.

PPMT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión establecido en la *Resolución de Distribución.*

Cuadro N° 3

Diagrama Unifilar	Variables			
	Energía Hora Punta (MWh)	**Energía Fuera Punta (MWh)**	**Potencia en Hora Punta (MW)**	**Potencia Fuera de Punta (Exceso Potencia HP) MW**
	$EHP_1 = (EHP_4) * (1 + Perd_{E\,1\text{-}4})$	$EHFP_1 = (EHFP_4) * (1 + Perd_{E\,1\text{-}4})$	$PHP_1 = (PHP_4) * (1 + Perd_{P\,1\text{-}4})$	
	$EHP_4 = (EHP_5) * (PEMT)$	$EHFP_4 = (EHFP_5) * (PEMT)$	$PHP_4 = (PHP_5) * (PPMT) * FCPPMT$	
	$EHP_5 = EHP_{Cliente\ Libre}$ (Medición al Cliente)	$EHFP_5 = EHFP_{Cliente\ Libre}$ (Medición al Cliente)	$PHP_5 = PHP_{Cliente\ Libre}$ (Medición al Cliente)	$PHFP_5 = PHFP_{Cliente\ Libre}$ (Medición al Cliente)

4.4 Compensaciones por Transmisión y Distribución

Los precios sujetos a libre negociación corresponden a los precios de generación en una Barra de Referencia de Generación y deben incluir los precios de transmisión a ese nivel (Peaje por Conexión al Sistema Principal y Cargo Equivalente en Energía).

Las compensaciones por la transmisión se calculan con los precios regulados vigentes (según Numeral 4.2, anterior) y los consumos del cliente libre referidos a la BRG (según Numeral 4.3, anterior). Del mismo modo, la compensación al nivel de la distribución se efectúa con los precios regulados vigentes y consumos en las barras correspondientes.

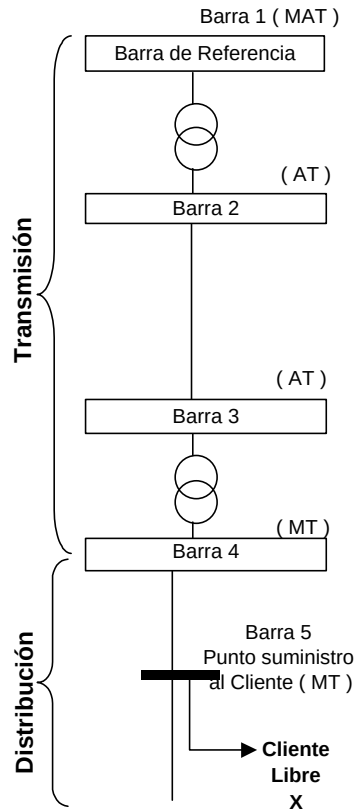
En el Cuadro N° 4 se muestran las compensaciones mencionadas

Donde:

FPEBP	:	Facturación por la Energía activa en Hora Punta
FPEBF	:	Facturación por la Energía activa en Hora Fuera de Punta
FPPB	:	Facturación por la Potencia activa en Hora Punta
FPPBF	:	Facturación por el exceso de la Potencia en Hora Punta

Nota : Adicionalmente se debe incluir la Facturación por Energía Reactiva y un cargo fijo mensual; regulados por la *Resolución de Distribución*.

Cuadro N° 4

Diagrama Unifilar	Energía Hora Punta	Energía Fuera Punta	Potencia Hora Punta	Potencia Fuera de Punta
	**Facturación a Nivel de Generación (*)**			
	$FPLEP_G = (PLEP_1) * EHP_1$	$FPLEF_G = (PLEF_1) * EHFP_1$	$FPLP_G = (PLP_1) * PHP_1$	
	Compensación por las Redes de Transmisión			
	Compensación por la red de Transmisión 1-4: $FPEBP_{T1-4} = (PEBP_4) * EHP_4 - (PEBP_1) * EHP_1$	$FPEBF_{T1-4} = (PEBF_4) * EHFP_4 - (PEBF_1) * EHFP_1$	$FPPB_{T1-4} = (PPB_4) * PHP_4 - (PPB_1) * PHP_1$	
	Compensación por las Redes de Distribución			
	Compensación por las redes de Distribución: 0	0	$FPPB_{D4-5} = (PPB_5) * PHP_5 - (PPB_4) * PHP_4$	$FPPBF_{D4-5} = (PPBF_5) * PHFP_5$

Nota: (*) : Referencial

5. Disposiciones Complementarias

1. El procedimiento planteado en el presente documento es exclusivamente para fines de determinar las compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y distribución.
2. El usuario de las redes de distribución deberá declarar una reserva de capacidad cuya duración será como mínimo de un año. En caso de renuncia a la reserva de capacidad, el concesionario de distribución podrá cobrar un cargo remanente por los meses faltantes para cumplir con el año reservado.
3. Para los suministros ubicados en las redes de distribución, el cliente pagará el cargo de distribución eléctrica (VAD) de acuerdo a la modalidad de facturación por potencia variable. La potencia variable será determinada, para la hora de punta y fuera de punta, como el promedio de las dos mayores demandas máximas del cliente, en los últimos doce meses, incluido el mes que se factura.
4. En aquellos casos en que el procedimiento general planteado para determinar las compensaciones por transmisión y distribución requiriera mayores precisiones, ya sea por que existen mayores requerimientos de calidad y confiabilidad que hayan sido solicitados de manera expresa por parte de los clientes libres, o porque existen configuraciones especiales de las instalaciones de transmisión y/o distribución que hace necesario un tratamiento particular, las partes interesadas podrán solicitar al Organismo Supervisión de la Inversión en Energía (OSINERG) la determinación individualizada de las compensaciones de transmisión y/o distribución. Para este efecto deberán suministrar la debida justificación y sustentación de su pedido.
5. Para los fines del cálculo de compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución, en caso de existir duda sobre la determinación de la Barra de Referencia de Generación (BRG) correspondiente, las partes interesadas podrán solicitar su determinación al OSINERG.

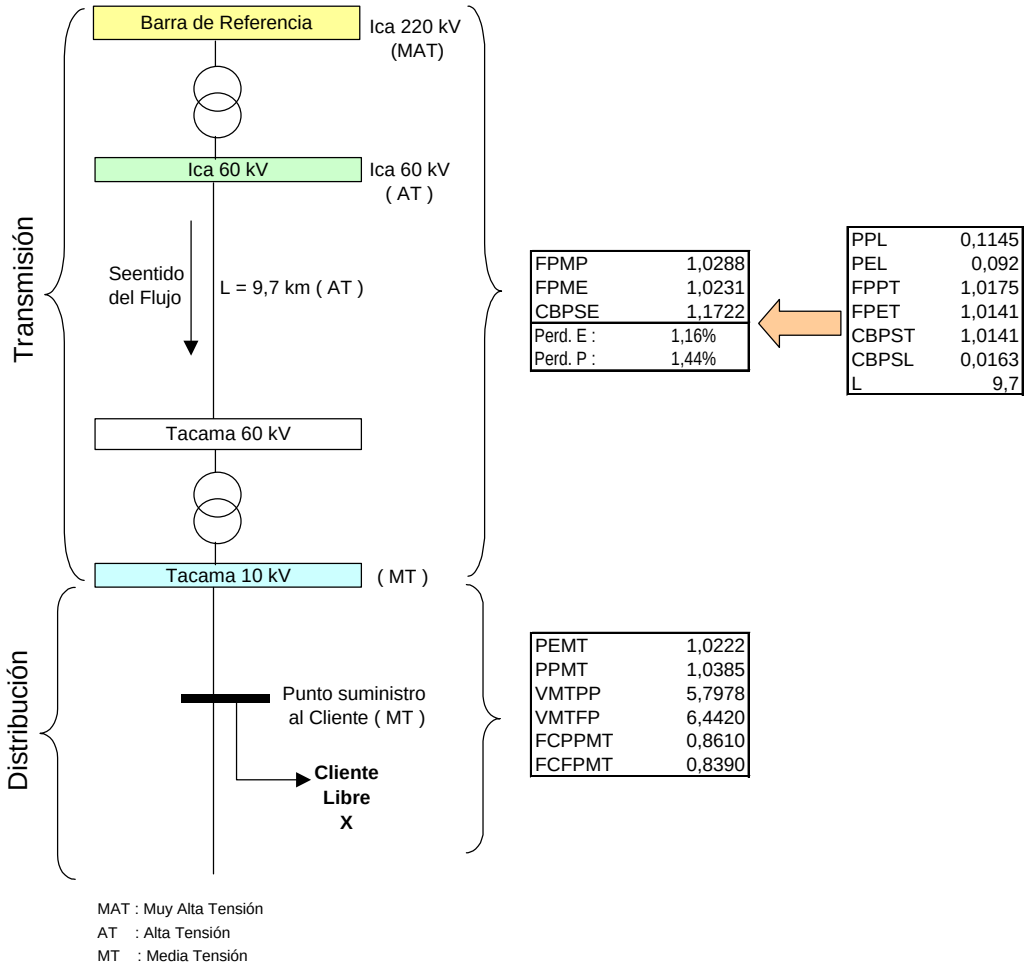
6. Los cargos de transmisión y las pérdidas respectivas se deben determinar de una sola vez para el conjunto de instalaciones. En aquellos casos en que esta regla general no sea factible de aplicar, por existir diferentes titulares propietarios de las instalaciones, las partes interesadas podrán solicitar al OSINERG su determinación.
7. El procedimiento propuesto en el presente documento no es obligatorio en los casos en que hubiera acuerdos contractuales previos entre las partes para el pago de las compensaciones de transmisión y/o distribución.
8. Los propietarios de transmisión y/o distribución no están facultados a facturar directamente el cliente libre por el uso de sus instalaciones. Las compensaciones deben ser facturadas al correspondiente suministrador.
9. Para determinar la potencia en la BRG, en caso de que el suministro también involucre compensación por distribución, se debe incluir, además de las pérdidas medias, el factor de coincidencia aplicable en las redes de distribución.
10. Los consumidores libres están sujetos a los cargos por el exceso en el consumo de energía reactiva fijado en la Resolución de Distribución. El íntegro de la recaudación que se efectúe por el consumo de energía reactiva forma parte de la compensación a ser pagada al propietario de las redes donde se encuentre localizado el Cliente Libre
11. Para el caso de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad Electro Norte S.A., Electro Norte Medio S.A., Electro NorOeste S.A. y Electro Centro S.A., los cargos de transmisión secundaria de líneas y subestaciones se encuentran expresadas como cargos de potencia. Para estos casos se utilizará en lo pertinente un procedimiento similar al establecido, empleando cargos de potencia en lugar de cargos de energía. Para el caso de consumos con demanda máxima en horas fuera de punta, se deberá adicionar una compensación por potencia en horas fuera de punta, esta compensación será determinada con el mismo procedimiento establecido para el caso de los clientes regulados. En este caso únicamente, para determinar la compensación por transmisión, el precio de la potencia en horas fuera de punta será igual al Cargo Base de Peaje Secundario por transmisión (CBPSE) correspondiente a las instalaciones respectivas.

Anexo

1.- Ejemplo Aplicativo

EJEMPLO APLICATIVO : DATOS

Datos del Cliente Libre	Consumos en Punto de Suministro		
Cliente Libre : X	Energía HP :	735	MWh
Tensión Suministro: 10 kV (MT)	Energía HFP :	4 234	MWh
Barra de referencia: Ica 220 kV (MAT)	Potencia HP :	5,0	MW
Ubicación : Area de Concesión de Electro Sur Medio	Exceso PHP (PHFP) :	3,0	MW



MAT : Muy Alta Tensión
AT : Alta Tensión
MT : Media Tensión

EJEMPLO APLICATIVO : PRECIOS REGULADOS EN BARRA

Diagrama Unifilar	Precios Regulados			
	PEBP (Ctm S/./kWh)	**PEBF (Ctm S/./kWh)**	**PPB (S/./kW-mes)**	**Precio Potencia Fuera Punta (Exceso Potencia HP) (S/./kW-mes)**
Barra 1 Barra de Referencia Ica 220 kV	*PEBP1=PEMP1+CPSEE1* *$PEBP_1$=13,84+0,41=14,25*	*PEBF1=PEMF1+CPSEE1* *$PEBF_1$=9,18+0,41=9,59*	*PPB1=PPM1+PCSPT1* *PPB_1=18,48+6,44=24,92*	
60 kV (AT) Barra 2 : Ica 60 kV L =9,7 km 60 kV (AT) Barra 3: Tacama 60 kV 10 kV (MT) Barra 4: Tacama 10kV	*$PEBP_4$=($PEBP_1$)*$FPME_{1-4}$ + $CBPSE_{1-4}$* *$PEBP_4$=(14,25)*1,0231 +1,1722=15,75*	*$PEBF_4$=($PEBF_1$)*$FPME_{1-4}$ + $CBPSE_{1-4}$* *$PEBF_4$=(9,59)*1,0231 + 1,1722=10,98*	*PPB_4=(PPB_1)*$FPMP_{1-4}$* *PPB_4=(24,92)*1,0288=25,64*	
Barra 5 Punto suministro al Cliente (MT) **Cliente Libre X**	*$PEBP_5$=($PEBP_4$)*PEMT* *$PEBP_5$=(15,75)*1,0222=16,10*	*$PEBF_5$=($PEBF_4$)*PEMT* *$PEBF_5$=(10,98)*1,0222=11,23*	*PPB_5={(PPB_4)*PPMT+VMTPP}*FCPPMT* *PPB_5={(25,64)*1,0385+5,7978}*0,861* *PPB_5=27,92*	*$PPBF_5$=(VMTFP)*FCFPMT* *$PPBF_5$=(6,4420)*0,839* *$PPBF_5$=5,40*

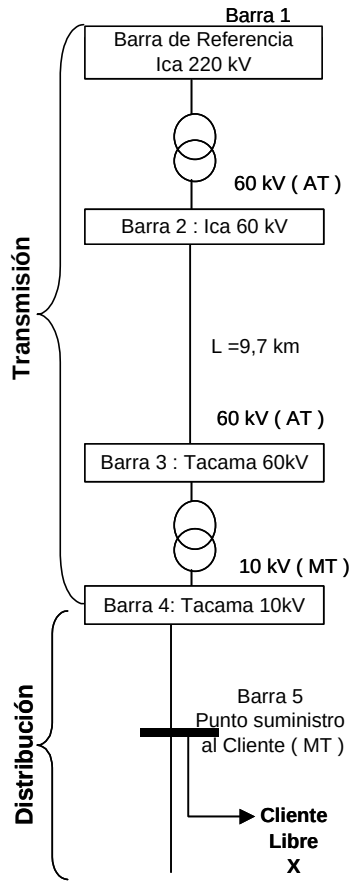
Transmisión

Distribución

EJEMPLO APLICATIVO : CONSUMOS

Diagrama Unifilar	Variables			
	Energía Hora Punta (MWh)	**Energía Fuera Punta (MWh)**	**Potencia en Hora Punta (MW)**	**Potencia Fuera de Punta (Exceso Potencia HP) MW**
Barra 1 Barra de Referencia Ica 220 kV	$EHP_1 = (EHP_4) * (1 + Perd_{E\,1\text{-}4})$ $EHP_1 = (751{,}3) * (1{,}0116) = 760{,}0$ MWh	$EHFP_1 = (EHFP_4) * (1 + Perd_{E\,1\text{-}4})$ $EFP_2 = (4328{,}0) * (1{,}0116) = 4378{,}1$ MWh	$PHP_1 = (PHP_4) * (1 + Perd_{P\,1\text{-}4})$ $PHP_1 = (4{,}471) * (1{,}0144) = 4{,}535$ MW	
60 kV (AT) Barra 2 : Ica 60kV L =9,7 km 60 kV (AT) Barra 3: Tacama 60kV 10 kV (MT) Barra 4: Tacama 10kV **Transmisión**	$EHP_4 = (EHP_5) * (PEMT)$ $EHP_4 = (735) * (1{,}0222) = 751{,}3$ MWh	$EHFP_4 = (EHFP_5) * (PEMT)$ $EFP_4 = (4234) * (1{,}0222) = 4328$ MWh	$PHP_4 = (PHP_5) * (PPMT) * FCPPMT$ $PHP_4 = (5) * (1{,}0385) * (0{,}861) = 4{,}471$ MW	
Barra 5 Punto suministro al Cliente (MT) **Cliente Libre X** **Distribución**	$EHP_5 = EHP_{Cliente\ Libre}$ $EHP_5 = 735$ MWh (Medición al Cliente)	$EFP_5 = EFP_{Cliente\ Libre}$ $EFP_5 = 4234$ MWh (Medición al Cliente)	$PHP_5 = PHP_{Cliente\ Libre}$ $PHP_5 = 5{,}0$ MW (Medición al Cliente)	$PHFP_5 = PHFP_{Cliente\ Libre}$ $PHFP_5 = 3{,}0$ MW (Medición al Cliente)

EJEMPLO APLICATIVO : FACTURACIÓN

Diagrama Unifilar	Energía Hora Punta	Energía Fuera Punta	Potencia Hora Punta	Potencia Fuera de Punta
	**Facturación a Nivel de Generación (*)**			
	$FPLEP_G = (PLEP_1) * EHP_1$	$FPLEF_G = (PLEF_1) * EHFP_1$	$FPLP_G = (PLP_1) * PHP_1$	
	Compensación por las Redes de Transmisión			
	Compensación por la red de Transmisión 1-4: $FPEBP_{T\,1\text{-}4} = (PEBP_4) * EHP_4 - (PEBP_1) * EHP_1$ $FPEBP_{T\,1\text{-}4} = (15{,}75) * 751{,}3 - (14{,}25) * 760{,}0$ $FPEBP_{T\,2\text{-}4} = 10046$ S/. Compensación Unitaria $_{T\,1\text{-}4}$ =1,337 ctmS/./kWh	$FPEBF_{T\,1\text{-}4} = (PEBF_4) * EHFP_4 - (PEBF_1) * EHFP_1$ $FPEBF_{T\,2\text{-}4} = (10{,}98) * 4328 - (9{,}59) * 4378{,}1$ $FPEBF_{T\,2\text{-}4} = 55537$ S/. Compensación Unitaria $_{T\,1\text{-}4}$ =1,283 ctmS/./kWh	$FPPB_{T\,1\text{-}4} = (PPB_4) * PHP_4 - (PPB_1) * PHP_1$ $FPPB_{T\,2\text{-}4} = (25{,}64) * 4{,}471 - (24{,}92) * 4{,}535$ $FPPB_{T\,2\text{-}4} = 1604$ S/. Compensación Unitaria $_{T\,1\text{-}4}$ =0,359 S/./kW-mes	
	Compensación por las Redes de Distribución			
	Compensación por las redes de Distribución: 0	0	$FPPB_{D\,4\text{-}5} = (27{,}92) * 5 - (25{,}64) * 4{,}471$ $FPPB_{D\,4\text{-}5} = 24959$ S/. Compensación Unitaria $_{D\,4\text{-}5}$ =4,992 S/./kW-mes	$FPPBF_{D\,4\text{-}5} = (PPBF_5) * PHFP_5$ $FPPBF_{D\,4\text{-}5} = 16214$ S/. Compens. Unit. $_{D\,4\text{-}5}$ =5,405 S/./kW-mes

Nota: (*) : Referencial