ANEXO B

CONSULTA CIUDADANA

Publicación para Comentarios

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

Determinación de Compensaciones

Lima, 04 de mayo del año 2001

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO 3

2. ANTECEDENTES 4

3. ASPECTOS METODOLÓGICOS 6

3.1 RESOLUCIONES TARIFARIAS 7

4. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO 8

4.1 PRECIOS DE GENERACIÓN DE LOS CLIENTES LIBRES 8
4.2 EXPANSIÓN DE TARIFAS 9
4.3 CÁLCULO DE ENERGÍA Y POTENCIA EN CADA BARRA 12
4.4 COMPENSACIONES POR TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 15

ANEXO 17

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento explica la aplicación de los cargos regulados en transmisión y distribución para los consumidores no pertenecientes al Servicio Público de Electricidad. Se presenta la metodología general para determinar la compensación por el uso de las redes de transmisión y distribución y se aplica a un ejemplo seleccionado para ilustrar el método.

La aplicación contempla:

Primero: Expandir las tarifas reguladas desde la Barra de Referencia de Generación hasta la barra de suministro (en caso sea necesario la expansión de las tarifas se puede efectuar para cada una de las barras comprendidas entre la Barra de Referencia de Generación y la Barra de Suministro al Cliente Libre).

Segundo: Determinar (referir con las pérdidas medias si no se cuenta con la medición correspondiente) los valores de energía y potencia en cada una de las barras en las que se determinarán las tarifas con el primer paso.

Tercero: Determinar la compensación de la transmisión y distribución. En este paso se puede eventualmente determinar un precio unitario equivalente por el uso de la transmisión y distribución.

La expansión de las tarifas reguladas se realiza empleando los procedimientos establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) mediante las Resoluciones de fijación de precios en barra

2. Antecedentes

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 a 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 a 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 textualmente 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."*

Por otro lado, el Artículo 4° del Reglamento de Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios (Decreto Supremo N° 017-2000 EM) establece las Modalidades de libre Contratación:

> *"Modalidades de Contratación.- para adquirir electricidad, el Cliente puede optar por cualquiera de las siguientes modalidades:*
>
> *a) Compra de la electricidad en el punto de entrega a uno o varios suministradores.*
>
> *b) Compra de la electricidad en las Barras de Referencia de Generación a uno o varios suministradores y contratos por el servicio de transporte y/o distribución desde dichas Barras hasta el punto de entrega.*

c) Cualquier combinación entre las opciones a) y b) que anteceden, de acuerdo a la definición del Punto de Compra o suministro."

3. Aspectos Metodológicos

De la legislación vigente citada en los Antecedentes, se concluye:

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 la CTE y no son sujetos de negociación.
3. Punto de suministro es la barra, subestación o lugar donde se entrega la electricidad al cliente libre.
4. La BRG, es aquella subestación (Subestación Base) que se encuentre más cerca del punto de entrega al cliente, de la relación indicada de Subestaciones Base establecidos en las resoluciones de fijación de precios de la CTE.
5. Todos los clientes libres y regulados deben incorporar el *Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal* (PCSPT) y el correspondiente *Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía* (CPSEE) del Sistema Secundario Común a la BRG, además de los cargos por transmisión y/o distribución de las instalaciones entre la BRG y el punto de suministro al cliente libre.

De lo anterior se deduce que un Cliente Libre asumirá tarifas de transmisión y/o distribución dependiendo del nivel de tensión y ubicación del punto se suministro. En el Cuadro N° 1 se muestra 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	Si	Si	Si	Si

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

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 denomina Resoluciones de Generación, Transmisión y Distribución a aquellas que se indica a continuación:

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 CTE 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 CTE

Las Resoluciones de la CTE, los parámetros de actualización y los cargos tarifarios actualizados se encuentran disponibles en la página WEB: www.cte.org.pe.

4. Procedimientos de Cálculo

El siguiente procedimiento se desarrolla con referencia a un sistema de ejemplo en el cual se considera un sistema de transporte compuesto por una red perteneciente a dos titulares de transmisión y a un titular de distribución. El procedimiento es aplicable directamente a otras configuraciones, que comprendan más o menos instalaciones, mediante la determinación apropiada de las variables y parámetros de cálculo.

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 se efectúa con la finalidad de determinar las compensaciones de transmisión y distribución. Los procedimientos son aquellos establecidos por la CTE en sus resoluciones de Fijación de Tarifas en Barra.

La CTE 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 (en caso sea necesario, la expansión de las tarifas se puede efectuar por partes para cada una de las barras comprendidas entre la Barra de Referencia de Generación y la Barra de Suministro al Cliente Libre).

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 tres tramos de red (dos de transmisión y una 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.

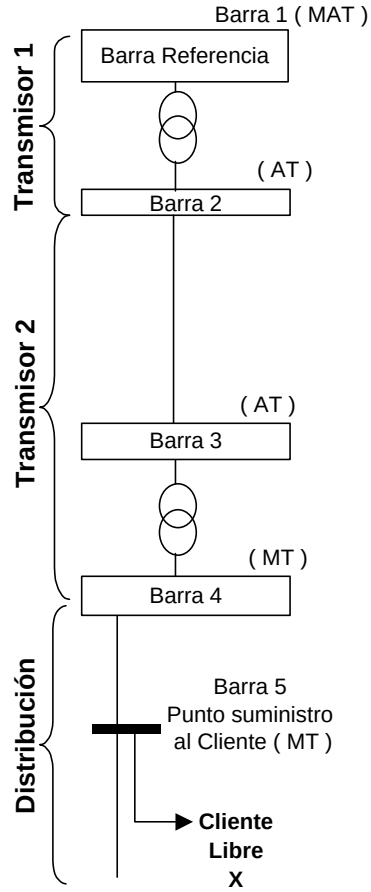
VMTFP : Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/./kW-mes).

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

Nota 1 : A nivel de distribución debe adicionarse 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)**
	*PEBP1=PEMP1+CPSEE1*	*PEBF1=PEMF1+CPSEE1*	*PPB1=PPM1+PCSPT1*	
	$PEBP_2=(PEBP_1)*FPME_{1-2}+CBPSE_{1-2}$	$PEBF_2=(PEBF_1)*FPME_{1-2}+CBPSE_{1-2}$	$PPB_2=(PPB_1)*FPMP_{1-2}$	
	$PEBP_4=(PEBP_2)*FPME_{2-4}+CBPSE_{2-4}$	$PEBF_4=(PEBF_2)*FPME_{2-4}+CBPSE_{2-4}$	$PPB_4=(PPB_2)*FPMP_{2-4}$	
	$PEBP_5=(PEBP_4)*PEMT$	$PEBF_5=(PEBF_4)*PEMT$	$PPB_5=\{(PPB_4)*PPMT+VMTPP\}*FCPPMT$	$PPBF_5=(VMTFP)*FCFPMT$

4.3 Cálculo de Energía y Potencia en cada Barra

Las variables de energía y potencia del Cliente Libre, medidos en el Punto de Suministro, deben ser referidos a cada barra tomando en cuenta las pérdidas medias. Es decir, se determinará el consumo originado por el cliente en las barras al inicio de cada tramo de interés mediante la agregación de las pérdidas a la energía retirada al final del tramo. Se seguirá este procedimiento hasta llegar a la Barra de Referencia de Generación (en caso sea necesario, estas variables deberán ser determinadas para cada una de las barras comprendidas entre la Barra de Referencia de Generación y la Barra de Suministro al Cliente Libre).

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 la CTE[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 las energías referidas a cada barra, 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

---

1 Las pérdidas marginales de energía y potencia se determinan a partir de los Factores de Pérdidas Marginales FPME y FPMP.

$$FPME = \frac{1}{1-(pérd.Mg_{Energía})}$$

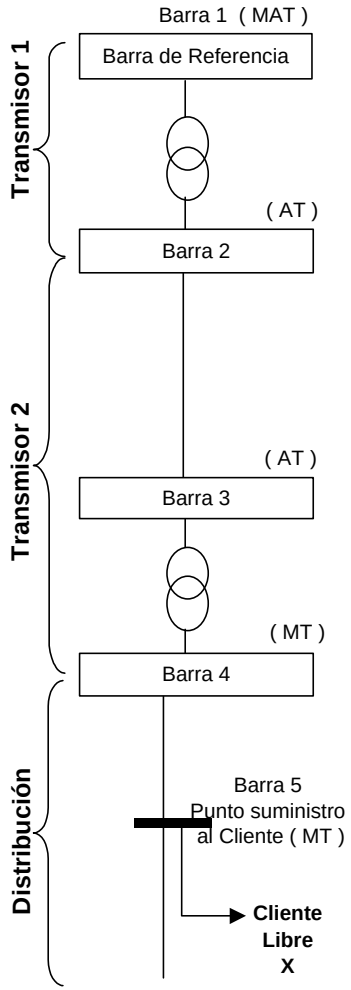
$$FPMP = \frac{1}{1-(pérd.Mg_{Potencia})}$$

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

en la *Resolución de Distribución*.

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**
	$EHP_1 = (EHP_2) * (1 + Perd_{E\,1\text{-}2})$	$EHFP_1 = (EHFP_2) * (1 + Perd_{E\,1\text{-}2})$	$PHP_1 = (PHP_2) * (1 + Perd_{P\,1\text{-}2})$	
	$EHP_2 = (EHP_4) * (1 + Perd_{E\,2\text{-}4})$	$EHFP_2 = (EHFP_4) * (1 + Perd_{E\,2\text{-}4})$	$PHP_2 = (PHP_4) * (1 + Perd_{P\,2\text{-}4})$	
	$EHP_4 = (EHP_5) * (PEMT)$	$EHFP_4 = (EHFP_5) * (PEMT)$	$PHP_4 = (PHP_5) * (PPMT)$	
	$EHP_5 = EHP_{Cliente\ Libre}$ (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 las barras correspondientes (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.

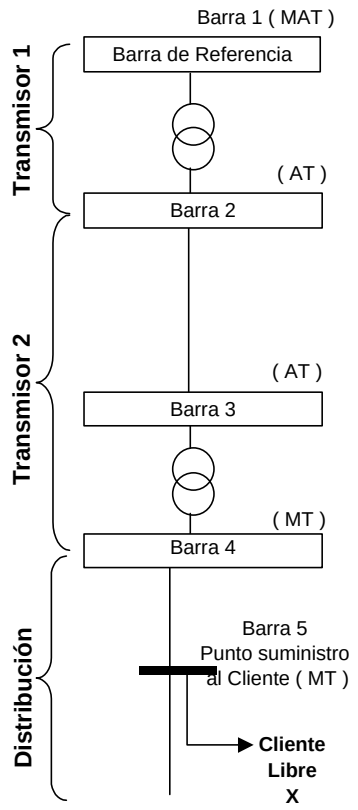
En el Cuadro N° 4 se muestran las compensaciones mencionadas

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 1-2:			
	$FPEBP_{T1-2} = (PEBP_2) * EHP_2 - (PEBP_1) * EHP_1$	$FPEBF_{T1-2} = (PEBF_2) * EHFP_2 - (PEBF_1) * EHFP_1$	$FPPB_{T1-2} = (PPB_2) * PHP_2 - (PPB_1) * PHP_1$	
	Compensación por la red de Transmisión 2-4:			
	$FPEBP_{T2-4} = (PEBP_4) * EHP_4 - (PEBP_2) * EHP_2$	$FPEBF_{T2-4} = (PEBF_4) * EHFP_4 - (PEBF_2) * EHFP_2$	$FPPB_{T2-4} = (PPB_4) * PHP_4 - (PPB_2) * PHP_2$	
	Compensación por las Redes de Distribución			
	Compensación por las redes de Distribución:			
	0	0	$FPPB_{D4-5} = (PPB_5) * PHP_5 - (PPB_4) * PHP_4$	$FPPBF_{D4-5} = (PPBF_5) * PHFP_5$

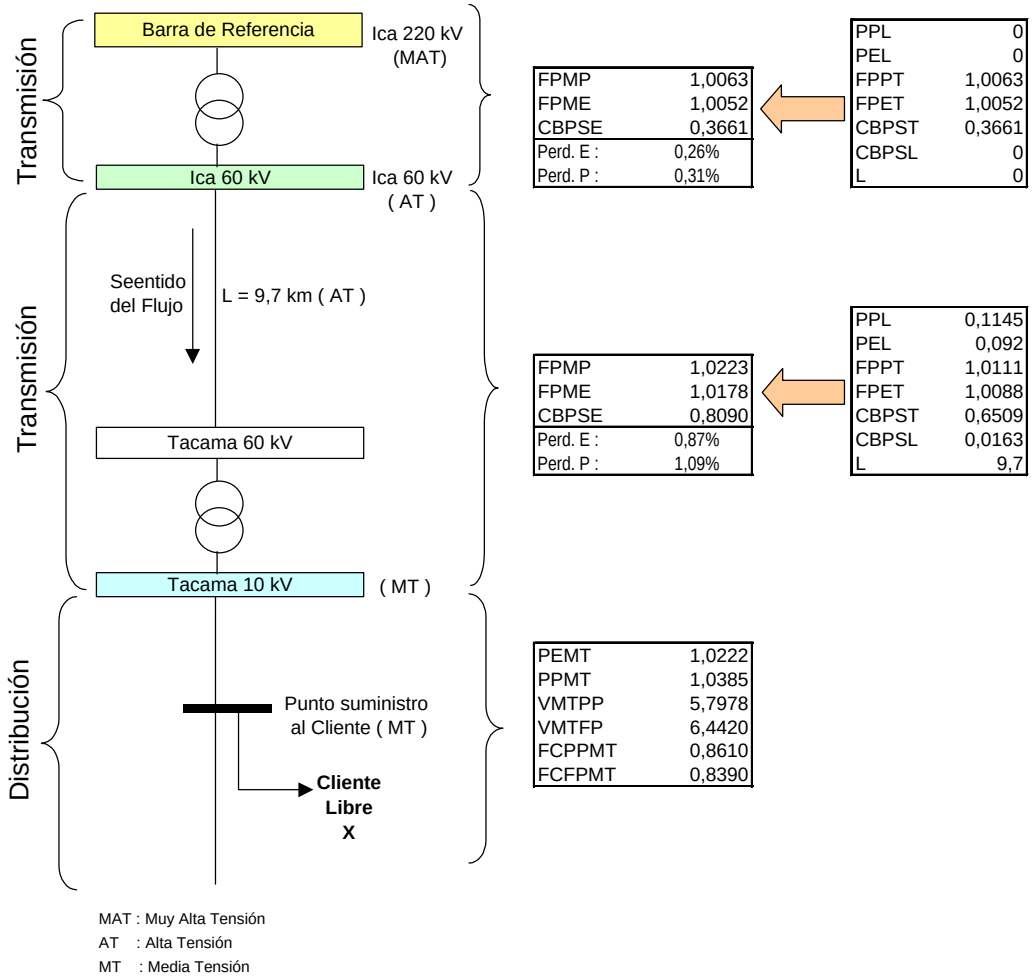
Nota: (*) : Referencial

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

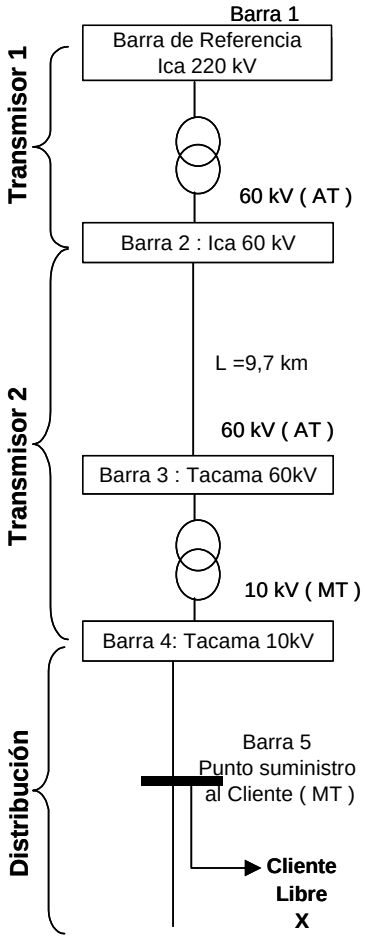


MAT : Muy Alta Tensión
AT : Alta Tensión
MT : Media Tensión

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 **Transmisor 1**	*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 **Transmisor 2**	*PEBP $_2$ =(PEBP $_1$)*FPME $_{1-2}$ + CBPSE $_{1-2}$* *PEBP $_2$ =(14,25)*1,0052 + 0,3661=14,69*	*PEBF $_2$ =(PEBF $_1$)*FPME $_{1-2}$ + CBPSE $_{1-2}$* *PEBF $_2$ =(9,59)*1,0052 + 0,3661=10,01*	*PPB $_2$ =(PPB $_1$)*FPMP $_{1-2}$* *PPB $_2$ =(24,92)*1,0063=25,08*	
L =9,7 km 60 kV (AT) Barra 3: Tacama 60 kV 10 kV (MT) Barra 4: Tacama 10kV	*PEBP $_4$ =(PEBP $_2$)*FPME $_{2-4}$ + CBPSE $_{2-4}$* *PEBP $_4$ =(14,69)*1,0178 + 0,8090=15,76*	*PEBF $_4$ =(PEBF $_2$)*FPME $_{2-4}$ + CBPSE $_{2-4}$* *PEBF $_4$ =(10,01)*1,0178 + 0,8090=10,99*	*PPB $_4$ =(PPB $_2$)*FPMP $_{2-4}$* *PPB $_4$ =(25,08)*1,0223=25,64*	
Distribución Barra 5 Punto suministro al Cliente (MT) **Cliente Libre X**	*PEBP $_5$ =(PEBP $_4$)*PEMT* *PEBP $_5$ =(15,76)*1,0222=16,11*	*PEBF $_5$ =(PEBF $_4$)*PEMT* *PEBF $_5$ =(10,99)*1,0222=11,24*	*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*

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 1-2: $FPEBP_{T1-2} = (PEBP_2) * EHP_2 - (PEBP_1) * EHP_1$ $FPEBP_{T1-2} = (14,69) * 757,9 - (14,25) * 759,8$ $FPEBP_{T1-2} = 3057$ S/. Compensación Unitaria $_{T1-2}$ =0,403 ctmS/./kWh	$FPEBF_{T1-2} = (PEBF_2) * EHFP_2 - (PEBF_1) * EHFP_1$ $FPEBF_{T1-2} = (10,01) * 4365,8 - (9,59) * 4377,1$ $FPEBF_{T1-2} = 17078$ S/. Compensación Unitaria $_{T1-2}$ =0,391 ctmS/./kWh	$FPPB_{T1-2} = (PPB_2) * PHP_2 - (PPB_1) * PHP_1$ $FPPB_{T1-2} = (25,08) * 5,2 - (24,92) * 5,3$ $FPPB_{T1-2} = 415$ S/. Compensación Unitaria $_{T1-2}$ =0,079 S/./kW-mes	
	Compensación por la red de Transmisión 2-4: $FPEBP_{T2-4} = (PEBP_4) * EHP_4 - (PEBP_2) * EHP_2$ $FPEBP_{T2-4} = (15,76) * 751,3 - (14,69) * 4365,8$ $FPEBP_{T2-4} = 7078$ S/. Compensación Unitaria $_{T2-4}$ =0,942 ctmS/./kWh	$FPEBF_{T2-4} = (PEBF_4) * EHFP_4 - (PEBF_2) * EHFP_2$ $FPEBF_{T2-4} = (10,99) * 4328 - (10,01) * 4365,8$ $FPEBF_{T2-4} = 38936$ S/. Compensación Unitaria $_{T2-4}$ =0,9 ctmS/./kWh	$FPPB_{T2-4} = (PPB_4) * PHP_4 - (PPB_2) * PHP_2$ $FPPB_{T2-4} = (25,64) * 5,2 - (25,08) * 5,2$ $FPPB_{T2-4} = 1486$ S/. Compensación Unitaria $_{T2-4}$ =0,286 S/./kW-mes	
	Compensación por las Redes de Distribución			
	Compensación por las redes de Distribución: 0	0	$FPPB_{D4-5} = (27,92) * 5 - (25,64) * 5,2$ $FPPB_{D4-5} = 6456$ S/. Compensación Unitaria $_{D4-5}$ =1,291 S/./kW-mes	$FPPBF_{D4-5} = (PPBF_5) * PHFP_5$ Compens. Unit. $_{D4-5}$ =5,4 S/./kW-mes

Nota: (*) : Referencial