

ANEXO A

Resolución AN No.4847-Elec de 26 de octubre de 2011, por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.017-11, para considerar la propuesta del Cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMPER) para el área donde se desarrollarán los proyectos del programa de Electrificación Rural con la empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A. (ENSA)

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL ÁREA DONDE SE DESARROLLARÁN LOS PROYECTOS DEL PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.

La Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, establece el régimen a que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Conforme al artículo 95 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le corresponde al Órgano Ejecutivo, a través de la Oficina de Electrificación Rural, promover la electrificación en las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas, para lo cual programará los proyectos y asignará los recursos necesarios con el objeto de cumplir con tal finalidad.

Mediante la nota OER N° 275-11 fechada 15 de septiembre de 2011 la Oficina de Electrificación Rural solicitó a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) el cálculo del costo unitario por kWh para los proyectos de Electrificación Rural a desarrollar con la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste. S.A. (ENSA).

La Oficina de Electrificación Rural y la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A., firmarán un Convenio para expandir las líneas de distribución con el objeto de llevar energía eléctrica a 94 comunidades en áreas actualmente no servidas, no rentables y no concesionadas.

Conforme al inventario realizado por la Oficina de Electrificación Rural en estas áreas, presentaron a la ASEP el listado de comunidades donde en principio se desarrollaría el PER. En estas comunidades se espera electrificar un aproximado de 3,137 viviendas colindantes al área de concesión de la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A. La OER ha determinado que el consumo base de estas viviendas sería de 60 kWh mensuales.

PARÁMETROS Y CRITERIOS UTILIZADOS:

1. EMPRESAS COMPARADORAS

Se utilizarán los procedimientos indicados en el Régimen Tarifario y la misma metodología y base de datos de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) para determinar las empresas comparadoras, las ecuaciones de eficiencia y los parámetros para ajustar los dólares internacionales a balboas, que se utilizaron en la última revisión tarifaria.

Sin embargo, debido a las características de las zonas donde la Oficina de Electrificación Rural promueve la electrificación de viviendas, poblados con pocos clientes y bajo consumo de electricidad, se creará un área especial para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, por lo cual, se requiere discriminar de las empresas comparadoras a que se refiere la Resolución AN No.3564-Elec de 22 de junio de 2010, aquellas que tienen un Índice de Demanda Máxima por cliente menor, tomándose como referencia aquellas con un índice menor a 0.005 (MW/cliente).

De esta forma, de las 132 empresas consideradas para la revisión tarifaria pasada, resultaron 58 empresas comparadoras con un índice menor a 0.005 (MW/cliente), las cuales se utilizaron para determinar las ecuaciones de eficiencia para los costos de administración, costos de operación y mantenimiento de distribución y para los costos de comercialización de estas zonas.

Para determinar las pérdidas estándar en distribución, se utilizó la misma metodología de la revisión tarifaria para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014, donde se seleccionaron aquellas con un porcentaje de pérdidas mayor de 8%, quedando en este caso 5 empresas comparadoras.

Las características técnicas y financieras de las empresas comparadoras que a continuación se listan, se utilizarán para establecer las ecuaciones de eficiencia requeridas para estimar los ingresos máximos permitidos para el periodo hasta junio de 2014, relacionados con el valor agregado de distribución y comercialización establecidos en el artículo 103 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y en el Régimen Tarifario vigente, para la expansión de las líneas de distribución de los proyectos de electrificación promovidos por la Oficina de Electrificación Rural:

No.	EMPRESA
1	Alaska Electric Light and Power Company
2	Atlantic City Electric Company
3	Avista Corporation
4	Bangor Hydro-Electric Company
5	Black Hills Power, Inc.
6	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP
7	Central Hudson Gas & Electric Corporation
8	Central Illinois Light Company
9	Central Vermont Public Service Corporation
10	Chugach Electric Association, Inc.
11	Columbus Southern Power Company
12	Connecticut Light and Power Company, The
13	Consolidated Edison Company of New York, Inc.
14	Consumers Energy Company
15	Duke Energy Ohio, Inc.
16	El Paso Electric Company
17	Fitchburg Gas and Electric Light Company
18	Golden State Water Company
19	Granite State Electric Company
20	Green Mountain Power Corporation
21	Gulf Power Company
22	Hawaii Electric Light Company, Inc.
23	Hawaiian Electric Company, Inc.
24	Illinois Power Company
25	Madison Gas and Electric Company
26	Massachusetts Electric Company
27	MAUI Electric Company, Limited

No.	EMPRESA
28	MDU Resources Group, Inc.
29	MidAmerican Energy Company
30	New York State Electric & Gas Corporation
31	Niagara Mohawk Power Corporation
32	Northern States Power Company (Minnesota)
33	NorthWestern Corporation
34	Northwestern Wisconsin Electric Company
35	NSTAR Electric Company
36	Otter Tail Corporation
37	Pacific Gas And Electric Company
38	Pennsylvania Electric Company
39	Pioneer Power and Light Company
40	Portland General Electric Company
41	Public Service Company of Colorado
42	Public Service Company of New Hampshire
43	Public Service Company of New Mexico
44	Puget Sound Energy, Inc.
45	Rochester Gas and Electric Corporation
46	San Diego Gas & Electric Company
47	Sierra Pacific Power Company, d/b/a NV Energy
48	Southern California Edison Company
49	The Narragansett Electric Company
50	The United Illuminating Company
51	Tucson Electric Power Company
52	Unitil Energy Systems, Inc.
53	UNS Electric, Inc.
54	Upper Peninsula Power Company
55	Westar Energy, Inc.
56	Western Massachusetts Electric Company
57	Wisconsin Power and Light Company
58	Wisconsin Public Service Corporation

Las empresas comparadoras que se listan a continuación, se utilizarán para el cálculo de la ecuación de eficiencia de las pérdidas de energía en distribución para el periodo hasta junio de 2014, para la expansión de las líneas de distribución de los proyectos de electrificación promovidos por la Oficina de Electrificación Rural:

No.	EMPRESA
1	Chugach Electric Association, Inc.
2	Golden State Water Company
3	Northwestern Wisconsin Electric Company
4	Pioneer Power and Light Company
5	Tucson Electric Power Company

ECUACIONES DE EFICIENCIA

2.1. ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Con la información de las 58 empresas se elaboraron las ecuaciones de eficiencia, para los siguientes parámetros:

- Operación y Mantenimiento de Distribución
- Administración de Distribución
- Comercialización

Costos de Administración:

Costos de Administración:

$$LN (ADM) = 5.41315 + 0.91332 * LN (C)$$

$$ADM = 224.33886 * C^{0.91332}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$LN (OM) = 3.68956 + 0.99092 * LN (D) - 1.14783 * LN (D/C)$$

$$OM = 40.02727 * D^{0.99092} * (D/C)^{-1.147837}$$

Costos de Comercialización:

$$LN (COM) = 3.21969 + 1.09839 * LN (C)$$

$$COM = 25.02060 * C^{1.09839}$$

Donde, C es el número de clientes, y D es la carga máxima a nivel de punto de inyección.

El tratamiento a la información (conversión de datos actualizados, conversión de datos de dólares internacionales a balboas, etc.) es el mismo utilizado para la última revisión tarifaria.

2.2. PÉRDIDAS

Para efectos de determinar las pérdidas estándar en distribución se utilizó la misma metodología de la revisión tarifaria para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014, donde se seleccionaron cinco (5) empresas, listadas anteriormente, con un porcentaje de pérdidas mayor de 8%.

Pérdidas estándar o eficientes:

$$LN(EP) = -1.82679 + 0.96401 * LN (MWh D_t)$$

$$EP_t = 0.16093 * MWhD_t^{0.96401}$$

Donde, EP es la energía de pérdidas y MWhD_t es la energía ingresada al sistema. Para calcular el PD% de la empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada. El porcentaje de pérdidas así obtenido es 9.38 %.

El costo monómico de abastecimiento para el cálculo del valor de las pérdidas se estimó en 143.56 B/. /MWh para el área de concesión de ENSA.

2.3. INVERSIONES

Las inversiones serán aportadas por la OER, las mismas no son consideradas en el cálculo de Ingreso Máximo Permitido.

2.4. ALUMBRADO PÚBLICO

Operación y Mantenimiento:

La OER reportó la existencia de **1,928 luminarias**. Para reconocer el gasto de operación y mantenimiento se realizó un cálculo del costo que representa mantener las luminarias a estas áreas y este se estimó en **B/. 27.00 por luminarias**.

2.5. SISTEMAS AISLADOS

Para reconocer y diferenciar el gasto de operación y mantenimiento de los sistemas aislados se consideró el promedio de pérdidas de energía en un 12%.

Las pérdidas estándar de energía de los sistemas aislados se valorarán al costo de suplir de energía dicha área.

2. TASA DE RENTABILIDAD Y TASA DE DESCUENTO

No se calculará la rentabilidad sobre activos, puesto que la empresa distribuidora no realizará la inversión.

La tasa de descuento se calculó según lo establecido en el Artículo 103 de la Ley 6 y es la misma aprobada mediante Resolución No. AN No. 3563- Elec de 22 de junio de 2010, para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014.

La tasa de descuento obtenida para calcular el Valor Presente Neto (VPN) de los valores de IMP fue **de 10.44%**.

El factor de descuento es:

Año 1	Año 2	Año 3
0.95273	0.86267	0.78112

3. BASE DE CAPITAL

Se determinó que el valor de aporte de capital de la empresa no será remunerado en este periodo.

4. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

Al Ingreso Máximo aprobado a la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A. mediante la Resolución AN NO. 3574-Elec de 25 de junio de 2010 se adiciona la suma de un millón novecientos cuarenta y tres mil trescientos noventa balboas (B/. 1,943,390.00) según el detalle siguiente:

		Valor Corriente	Valor Presente
Distribución	Miles de B/.	1,529.51	1,258.13
Comercialización	Miles de B/.	398.03	327.41
Alumbrado Público	Miles de B/.	156.17	128.46
Sub-Total	Miles de B/.	2,083.71	1,714.00
Pérdidas Estándar En Distribución	Miles de B/.	278.86	229.39
Total	Miles de B/.	2,362.58	1,943.39
Energía Facturada	kWh	6,775,920	5,573,677
IMP Unitario (a junio 2009)	B/./kWh	0.3487	0.3487
IMP Unitario (a junio 2011)	B/./kWh	0.3767	0.3767

El valor de Pérdidas Estándar en redes de distribución es un valor calculado con el porcentaje de pérdidas estándar fijado y el precio monómico de la energía estimado para el periodo. El precio monómico de acuerdo a las reglas es revisado semestralmente en base a los costos reales.

El Ingreso Máximo Permitido (IMPER) de la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A. se calculó considerando que toda la red está construida y los clientes conectados, bajo el esquema que la Oficina de Electrificación Rural pondrá los fondos para la inversión en redes, instalaciones domiciliarias y la conexión de los clientes.

En ANEXO A se adjunta el resumen del cálculo y el modelo.

5. PERIODO TARIFARIO

El IMP para los Proyectos de Electrificación Rural (IMPER) es en adición al aprobado mediante la Resolución AN No. 3574-Elec del 25 de junio de 2010 a la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014.

6. CARGOS TARIFARIOS Y FACTURACIÓN

En el periodo hasta junio de 2014, los cargos tarifarios correspondientes a la actividad de distribución y comercialización de estos proyectos será la tarifa que corresponda para la concesión respectiva.

Los cargos tarifarios que corresponden al resto de los componentes (transmisión, pérdidas en transmisión, generación, alumbrado público-consumo) serán similares a las tarifas que pagan el resto de los clientes de las áreas de concesión respectivas.

La Empresa de Distribución Elektra Noreste, S.A (ENSA), debe establecer una codificación en su sistema de facturación que permita identificar a los clientes resultantes de la expansión de las líneas de distribución para los proyectos de electrificación promovidos por la Oficina de Electrificación Rural, con el objeto de dar seguimiento a la revisión tarifaria y a la cuantificación del aporte del Estado a la operación de darse el caso.

Es decir, los clientes de esta área pagarán la misma tarifa que paga el resto de los clientes de la concesión y para ello el Estado hará un Aporte para compensar las diferencias entre el IMPER y el Ingreso Real con los cargos de distribución, comercialización y pérdidas de energía de la tarifa vigente que se facture a los clientes. De igual forma para el resto de los componentes de la tarifa.

7. ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERIODO TARIFARIO

Los cálculos del IMP Unitario de Distribución y del IMP Unitario de Pérdidas para los Proyectos de Electrificación Rural de la Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A., se revisarán y aprobarán para cada periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, según establece el Artículo 100 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Los valores del IMP Unitario de Distribución y del IMP Unitario de Pérdidas de los Proyectos de Electrificación Rural se ajustarán semestralmente como se indica a continuación:

- IMP Unitarios de Distribución (sin pérdidas) se actualizará con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por la Contraloría General de la República para los periodos correspondientes con la fórmula siguiente:

$$IMP_{U, Distribución, p} = IMP_{U, Distribución, p-1} \times \frac{IPC_{p-1}}{IPC_{p-2}} \left[\frac{B/.}{kWh} \right]$$

Donde:

IMP_U Distribución: IMP_U Distribución sin pérdidas de energía

p: Semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-1: Semestre anterior al semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-2: Semestre anterior al semestre p-1.

p-3: Semestre anterior al semestre p-2.

- El IMP Unitario de pérdidas se actualizará con los costos de abastecimiento monómicos (CAmonómico)¹ para los periodos correspondientes, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$IMP_{U,Pérdidas_p} = IMP_{U,0} PÉRDIDAS_p \times \frac{CA_{Monómico_{p-1}} \left[\frac{B/\$}{kWh} \right]}{CA_{Monómico_0} \left[\frac{B/\$}{kWh} \right]}$$

Donde:

IMP: IMP de pérdidas de energía

p: Semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-1: Semestre anterior al semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

o: Semestre del IMP original.

$CA_{Monómico_{p-1}} = CMM_{p-1} + CTrans_{p-1} + PTrans_{p-1}$

CMM_t: es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación y demás costos del mercado mayorista) en $\left[\frac{B/\$}{MWh} \right]$.

CTrans: es el costo unitario en el sistema de transmisión en $\left[\frac{B/\$}{MWh} \right]$.

PTrans: es el costo de las pérdidas en transmisión en $\left[\frac{B/\$}{MWh} \right]$.

$CA_{Monómico_0} = CMM_0 + CTrans_0 + PTrans_0$

Para el caso de los sistemas aislados se segregará para utilizar el costo monómico (CMM) de los costos de generación para suplir el área y no tendrá costos del sistema de transmisión ni de pérdidas del sistema de transmisión.

¹ Se refiere a los costos totales de potencia, energía, servicios auxiliares y transmisión dividido entre la suma de la energía total (contratada y Mercado Ocasional).

ANEXO A
CÁLCULO DEL IMP y MODELO
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELEKTRA
NORESTE, S.A. (ENSA)