

ANEXO A

Resolución AN No ~~536~~-Elec de 1 de junio de 2012, por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.09-12, 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 Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y con la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)”



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 84 del Texto único 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° 115-12 fechada 9 de abril de 2012 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 Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI).

La Oficina de Electrificación Rural, la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), firmarán un Convenio para expandir las líneas de distribución con el objeto de llevar energía eléctrica a comunidades listadas en el modelo que corresponden a 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 Proyecto de Electrificación Rural. En estas comunidades se espera electrificar un aproximado de 5,175 viviendas colindantes al área de concesión de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI). 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 98 del Texto único 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

No.	EMPRESA
25	Madison Gas and Electric Company
26	Massachusetts Electric Company
27	MAUI Electric Company, Limited
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

No.	EMPRESA
4	Pioneer Power and Light Company
5	Tucson Electric Power Company

2. 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:

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

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

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

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

$$OM = 40.02727 * D^{0.99092} * (D/C)^{-1.14783}$$

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:

$$LN(EP) = -1.82679 + 0.96401 * LN (MWhD_t)$$

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

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 141.49 B/. /MWh para el área de concesión de EDEMET y en 94.80 B/. /MWh para el área de concesión de EDECHI.

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:

Se calculó la existencia de 2,393 luminarias para el área de concesión de EDEMET y de 712 para el área de concesión de EDECHI, a partir de poner una luminaria cada 6 viviendas. 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.

3. 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 98 del Texto Único 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
0.95273	0.86267

4. BASE DE CAPITAL

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

5. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

Al Ingreso Máximo Permitido aprobado a la Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A. mediante la Resolución AN No.3575-Elec de 25 de junio de 2010, por la suma de cuatrocientos setenta y tres millones quinientos once mil trescientos cincuenta y un balboas con cincuenta y cinco centésimos (B/.473,511,351.55), se adiciona la suma de un millón seiscientos veintiséis mil doscientos setenta y tres balboas con ochenta y seis centésimos (B/.1,626,273.86) según el detalle siguiente:

		Valor Corriente	Valor Presente
Distribución	Miles de B/.	1,282.24	1,106.15
Comercialización	Miles de B/.	345.40	297.97
Alumbrado Público	Miles de B/.	129.21	111.47
Sub-Total	Miles de B/.	1,756.85	1,515.59
Pérdidas Estándar En Distribución	Miles de B/.	128.31	110.69
Total	Miles de B/.	1,885.16	1,626.27
Energía Facturada	kWh	5,742,720	4,954,081
IMP Unitario (a junio 2009)	B/./kWh	0.32827	0.32827
IMP Unitario (a junio 2012)	B/./kWh	0.38101	0.38101

Al Ingreso Máximo Permitido aprobado a la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., mediante la Resolución AN No.3575-Elec de 25 de junio de 2010 por la suma de ciento cuatro millones ochocientos setenta y seis mil seiscientos noventa y ocho balboas con sesenta y tres centésimos (B/.104,876,698.63), se adiciona la suma de cuatrocientos ochenta y tres mil ochocientos ochenta y tres balboas con sesenta y cuatro centésimos (B/.483,883.64) según el detalle siguiente:

		Valor Corriente	Valor Presente
Distribución	Miles de B/.	405.62	349.91
Comercialización	Miles de B/.	91.25	78.72
Alumbrado Público	Miles de B/.	38.46	33.18
Sub-Total	Miles de B/.	535.32	461.81
Pérdidas Estándar En Distribución	Miles de B/.	25.59	22.07
Total	Miles de B/.	560.91	483.88
Energía Facturada	kWh	1,709,280	1,474,547
IMP Unitario (a junio 2009)	B/./kWh	0.32816	0.32816
IMP Unitario (a junio 2012)	B/./kWh	0.37967	0.37967

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 Metro Oeste, S.A. y a la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., se calculó considerando que toda la red está construida y los clientes conectados, bajo el esquema de que la Oficina de Electrificación Rural pondrá los fondos para la inversión en redes, instalaciones domiciliarias y la conexión de los clientes.

En los ANEXOS A y B se adjunta el resumen del cálculo y el modelo de cada empresa.

6. PERIODO TARIFARIO

El IMP para los Proyectos de Electrificación Rural (IMPER) es en adición al aprobado mediante la Resolución AN No.3575-Elec del 25 de junio de 2010 a la Empresa de Distribución Metro Oeste, S.A. y a la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., para el periodo de julio de 2010 a junio de 2014.

7. 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 Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., deben 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.

8. 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 Metro Oeste, S.A. y la Empresa de Distribución Chiriquí, S.A., se revisarán y aprobarán para cada periodo de vigencia

de las fórmulas tarifarias, según establece el Artículo 95 del Texto Único 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:

$$IMP_U \text{ Distribución }_p = IMP_U \text{ Distribución }_{p-1} \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \left[\frac{B/.}{kWh} \right]$$

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:

$$IMP_U \text{ Pérdidas }_p = IMP_{U,0} \text{ Pérdidas }_p \times \frac{CA_{Monómico}_{p-1}}{CA_{Monómico}_o} \left[\frac{B/.}{kWh} \right]$$

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 $\left[\frac{B/.}{MWh} \right]$.

$$CAMonómico_o = CMM_o + CTrans_o + PTrans_o$$

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).

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.



ANEXO A
CÁLCULO DEL IMP y MODELO
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET)



CUADRO No. 1

EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO = IMP

(En miles de Balboas)

EDEMET	2012	2013
IPSD	641.12	641.12
IMPCO	172.70	172.70
ALUMPU	64.61	64.61
IPPD	64.15	64.15
IMP	942.58	942.58

VALOR PRESENTE NETO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	1,106.15
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	297.97
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	111.47
SUB TOTAL	Miles de B/.	1,515.59
PÉRDIDAS ESTÁNDAR	Miles de B/.	110.69
TOTAL	Miles de B/.	1,626.27

IMP (AÑO TARIFARIO)		
IMP Junio 2009	B/./kWh	0.32827
IMP Diciembre 2009	B/./kWh	0.33040
IMP Junio 2010	B/./kWh	0.33734
IMP Diciembre 2010	B/./kWh	0.34668
IMP Junio 2011	B/./kWh	0.35923
IMP Diciembre 2011	B/./kWh	0.36857
IMP Junio 2012	B/./kWh	0.38101

CUADRO No. 2**EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL****INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD**

En miles de Balboas

SISTEMA PRINCIPAL		Año 1	Año 2
Operación y Mantenimiento	OM	308.42	308.42
Administración	ADM	332.70	332.70
	IPSD	641.12	641.12
Pérdidas en Distribución	(PD%) * MWhD * CMM	64.15	64.15
	IPPD	64.15	64.15
	IMPD	705.27	705.27

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO

En miles de Balboas

COMERCIALIZACIÓN		Año 1	Año 2
Comercialización	COM	172.70	172.70
	IPCO	172.70	172.70

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

En miles de Balboas

ALUMBRADO PÚBLICO		Año 1	Año 2
Operación y Mantenimiento	OMalum	64.61	64.61
	ALUMPU	64.61	64.61

CUADRO No. 3**EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL****PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS**

PARÁMETROS		UNIDADES	2012	2013
Tasa de Descuento	TC/RR	%	10.44%	10.44%
Operación y Mantenimiento de AP	O&Malum	B/.-Luminaria	27.00	27.00

IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	Año 1	Año 2
Demanda Máxima	MW	1.84	1.84	1.84
Energía Facturada	MWh	2,871.36	2,871.36	2,871.36
Energía ingresada al sist.	MWh	4,834.98	4,834.98	4,834.98
Clientes	No. clientes	3,988	3,988	3,988
Intensidad (demanda/clientes)	kW/cliente	0.46	0.46	0.46
Costo de la Energía en el Mercado Mayorista	USD\$/MWh	141.49	141.49	141.49
Cantidad de Luminarias			2,393	2,393

COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	Año 1	Año 2
Administración	ADM	En Balboas	332,696.50	332,696.50
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	308,423.12	308,423.12
Comercialización	COM	En Balboas	172,700.49	172,700.49
Pérdidas	PD%	%	9.38%	9.38%

CUADRO No.4

EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

COEFICIENTES DE LAS REGRESIONES		OMD	OMC	ADM
Exp usu	Única		1.098394354	0.913322687
Exp pot	Única	0.990924221		
Exp INT	Única	-1.147834776		
Constante	Única	3.689560865	3.219699391	5.41315767

COSTOS SIN AJUSTES			AREA	Año 1	Año 2
	USU	POT		B/.	B/.
ADM	100.00%	100.00%	Única	436,069.66	436,069.66
OMD	100.00%	100.00%	Única	494,177.33	494,177.33
COM	100.00%	100.00%	Única	225,604.00	225,604.00

SALARIOS	Año 1	Año 2
Costo Laboral Relativo 2009	32.11%	32.11%
ADM	34.46%	34.46%
O&M Dist	52.75%	52.75%
O&M Com	28.61%	28.61%

MAT. No Comerc. Internac. (locales)	Año 1	Año 2	% de Mat Nacional dentro del total de Materiales
PPA 2009	62.40%	62.40%	
ADM	16.39%	16.39%	25.00%
O&M Dist	4.73%	4.73%	10.00%
O&M Com	10.71%	10.71%	15.00%

Activos y costos con ajuste salarial y por materiales	Año 1	Año 2
	B/.	B/.
ADM	332,696.50	332,696.50
O&M Dist	308,423.12	308,423.12
O&M Com	172,700.49	172,700.49

CUADRO No.5

EDEMET PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR NACIONAL URBANO

Índice de Precios Octubre 2002=100

	2009	2010	2011	2011
Enero.....	121.1	124.8	130.8	138.8
Febrero.....	121.5	125.1	131.3	139.7
Marzo.....	122.3	125.6	132.5	140.9
Abril.....	122.8	126.0	133.9	141.9
Mayo.....	122.4	126.3	134.4	142.5
Junio.....	123.0	126.4	134.6	142.8
Julio.....	123.6	127.8	134.7	
Agosto.....	124.0	128.5	135.3	
Septiembre.....	123.3	128.5	136.3	
Octubre.....	123.6	128.7	136.6	
Noviembre.....	123.7	129.0	137.8	
Diciembre.....	123.8	129.9	138.1	

Las ponderaciones utilizadas para el cálculo del Índice Nacional Urbano, se basan en los gastos de consumo de 8,455 hogares de diferentes niveles de ingreso mensual, investigados en la "Encuesta de Ingresos y Gastos de los Hogares", realizada en en los distritos de Panamá y San Miguelito y algunas áreas urbanas de los distritos de Colón, La Chorrera, Aguadulce, Chitré, Santiago, David y Changuinola en 1997/98

E- datos estimados por EDEMET en actualización tarifaria julio-diciembre de 2012

ANEXO B
CÁLCULO DEL IMP y MODELO
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)



CUADRO No. 1**EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL****INGRESO MÁXIMO PERMITIDO = IMP**

(En miles de Balboas)

EDECHI	2012	2013
IPSD	202.81	202.81
IMPCO	45.63	45.63
ALUMPU	19.23	19.23
IPPD	12.79	12.79
IMP	280.46	280.46

VALOR PRESENTE NETO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	349.91
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	78.72
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	33.18
SUB TOTAL	Miles de B/.	461.81
PÉRDIDAS ESTÁNDAR	Miles de B/.	22.07
TOTAL	Miles de B/.	483.88

IMP (AÑO TARIFARIO)		
IMP Junio 2009	B/./kWh	0.32816
IMP Diciembre 2009	B/./kWh	0.33003
IMP Junio 2010	B/./kWh	0.33618
IMP Diciembre 2010	B/./kWh	0.34554
IMP Junio 2011	B/./kWh	0.35838
IMP Diciembre 2011	B/./kWh	0.36667
IMP Junio 2012	B/./kWh	0.37967

CUADRO No. 2**EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL****INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR DISTRIBUCIÓN = IMPD**

En miles de Balboas

SISTEMA PRINCIPAL		Año 1	Año 2
Operación y Mantenimiento	OM	92.82	92.82
Administración	ADM	109.99	109.99
	IPSD	202.81	202.81
Pérdidas en Distribución	(PD%) * MWhD * CMM	12.79	12.79
	IPPD	12.79	12.79
	IMPD	215.60	215.60

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR COMERCIALIZACIÓN = IPCO

En miles de Balboas

COMERCIALIZACIÓN		Año 1	Año 2
Comercialización	COM	45.63	45.63
	IPCO	45.63	45.63

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ALUMBRADO PÚBLICO = ALUMPU

En miles de Balboas

ALUMBRADO PÚBLICO		Año 1	Año 2
Operación y Mantenimiento	OMalum	19.23	19.23
	ALUMPU	19.23	19.23

CUADRO No. 3**EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL****PARÁMETROS Y VALORES UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE LOS INGRESOS PERMITIDOS**

PARÁMETROS		UNIDADES	2012	2013
Tasa de Descuento	TC/RR	%	10.44%	10.44%
Operación y Mantenimiento de AP	O&Malum	B/.-Luminaria	27.00	27.00

IMPULSORES DE COSTOS	UNIDADES	BASE	Año 1	Año 2
Demanda Máxima	MW	0.55	0.55	0.55
Energía Facturada	MWh	854.64	854.64	854.64
Energía ingresada al sist.	MWh	1,439.10	1,439.10	1,439.10
Clientes	No. clientes	1,187	1,187	1,187
Intensidad (demanda/clientes)	kW/cliente	0.46	0.46	0.46
Costo de la Energía en el Mercado Mayorista	USD\$/MWh	94.80	94.80	94.80
Cantidad de Luminarias			712	712

COSTOS EFICIENTES		UNIDADES	Año 1	Año 2
Administración	ADM	En Balboas	109,992.34	109,992.34
Operación y Mantenimiento	OMD	En Balboas	92,815.20	92,815.20
Comercialización	COM	En Balboas	45,625.09	45,625.09
Pérdidas	PD%	%	9.38%	9.38%

CUADRO No.4

EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

COEFICIENTES DE LAS REGRESIONES		OMD	OMC	ADM
Exp usu	Única		1.098394354	0.913322687
Exp pot	Única	0.990924221		
Exp INT	Única	-1.147834776		
Constante	Única	3.689560865	3.219699391	5.41315767

COSTOS SIN AJUSTES			AREA	Año 1	Año 2
	USU	POT		B/.	B/.
ADM	100.00%	100.00%	Única	144,168.41	144,168.41
OMD	100.00%	100.00%	Única	148,715.08	148,715.08
COM	100.00%	100.00%	Única	59,601.47	59,601.47

SALARIOS	Año 1	Año 2
Costo Laboral Relativo 2009	32.11%	32.11%
ADM	34.46%	34.46%
O&M Dist	52.75%	52.75%
O&M Com	28.61%	28.61%

MAT. No Comerc. Internac. (locales)	Año 1	Año 2	% de Mat Nacional dentro del total de Materiales
PPA 2009	62.40%	62.40%	
ADM	16.39%	16.39%	25.00%
O&M Dist	4.73%	4.73%	10.00%
O&M Com	10.71%	10.71%	15.00%

Activos y costos con ajuste salarial y por materiales	Año 1	Año 2
	B/.	B/.
ADM	109,992.34	109,992.34
O&M Dist	92,815.20	92,815.20
O&M Com	45,625.09	45,625.09

CUADRO No.5

EDECHI PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR RESTO URBANO Índice de Precios Octubre 2002=100

	2009	2010	2011	2011
Enero.....	121.2	123.9	129.9	138.4
Febrero.....	121.5	124.1	130.4	138.8
Marzo.....	122.1	124.7	131.5	140.2
Abril.....	122.6	124.9	132.5	140.7
Mayo.....	122.3	125.2	133.0	141.3
Junio.....	122.7	125.7	134.0	142.0
Julio.....	123.2	126.9	134.3	
Agosto.....	123.6	127.1	134.6	
Septiembre.....	123.2	127.1	135.4	
Octubre.....	123.2	127.5	135.6	
Noviembre.....	123.3	128.1	136.5	
Diciembre.....	123.4	129.2	137.1	

E
E

Las ponderaciones utilizadas para el cálculo del Índice se basan en los gastos de consumo de 6,499 hogares de diferentes niveles de ingreso mensual, investigados en la "Encuesta de Ingresos y Gastos de los Hogares", realizada en algunas áreas urbanas de los distritos de Colón, La Chorrera, Aguadulce, Chitré, Santiago, David y Changuinola en 1997/98.

E- datos estimados por EDECHI en actualización tarifaria julio-diciembre de 2012