

TRAMITE: Estudio Tarifario de la Empresa Nacional de Electricidad en el Departamento del Beni (ENDE BENI), para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para la Empresa Nacional de Electricidad en el Departamento del Beni (ENDE BENI) las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario y sus fórmulas de indexación para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019.

VISTOS:

La nota AE-208-DPT-32/2015 de 03 de febrero de 2015; el Informe AE DPT N° 723/2015 de 28 de octubre de 2015; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota AE-208-DPT-32/2015 de 3 de febrero de 2015, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) remitió los términos de referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE BENI) para los sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni, misma que debería ser encargada a una empresa consultora especializada y precalificada por la AE. La empresa consultora que fue contratada por ENDE BENI fue la Empresa Consultora U-CON Consultores en Energía y Servicios por redes S.R.L.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 4934 de 04 de mayo de 2015, ENDE BENI solicitó a la AE un plazo adicional de doce días para la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y el Programa de Inversiones.

Que mediante nota AE-1105-DPT-129/2015 de 13 de mayo de 2015, se aceptó la solicitud de ampliación de plazo realizada por ENDE BENI para la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y el Programa de Inversiones.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6065 de 28 de mayo de 2015, ENDE BENI presentó a la AE el Estudio de Proyección de la Demanda y el Programa de Inversiones para los sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni, como parte del Estudio Tarifario de Distribución correspondiente al periodo 2016-2019.

Que mediante nota AE-1326-DPT-170/2015 de 10 de junio de 2015, se solicitó a ENDE BENI realizar la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y el Programa de Inversiones presentado, a llevarse a cabo en las oficinas de esta Autoridad.



Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6804 de 15 de junio de 2015, ENDE BENI hizo conocer la nómina del personal para la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y el Programa de Inversiones.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6857 de 16 de junio de 2015, ENDE BENI complementó la información solicitada en los Términos de Referencia, con relación a la adjudicación del Estudio Tarifario 2015 - 2019.

Que mediante nota AE-1520-DPT-198/2015 de 6 de julio de 2015, se solicitó a ENDE BENI remitir la base de datos correspondiente al Activo Fijo Bruto y Neto a diciembre de 2014 de la Empresa.

Que mediante nota AE-1521-DPT-199/2015 de 6 de julio de 2015, se solicitó a ENDE BENI remitir los contratos de administración, operación y mantenimiento de redes que son propiedad de la gobernación, municipios u otras instituciones, además del detalle de la cantidad de km de línea, KVA instalados y el listado de los proyectos de electrificación rural que se ejecutarán en los próximos 4 años.

Que mediante nota AE-1532-DPT-201/2015 de 6 de julio de 2015, se solicitó a ENDE BENI remitir el detalle de costos a nivel de Libro Mayor de las tres últimas gestiones (2012-2013 y 2014).

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7677 de 06 de julio de 2015, ENDE BENI presentó el Estudio de Caracterización de la Carga de los consumidores en el Departamento de Beni.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8034 de 15 de julio de 2015, ENDE BENI presentó el detalle de costos a nivel Libro Mayor de los Sistemas de Distribución que administra en el Departamento de Beni correspondiente a las gestiones 2012, 2013 y 2014.

Que mediante nota AE-1575-DPT-214/2015 de 15 de julio de 2015, se puso en conocimiento el documento "Aspectos a ser considerados en su Estudio Tarifario", para su incorporación en el citado estudio.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8064 de 15 de julio de 2015, ENDE BENI presentó la información complementaria solicitada mediante nota AE-1521-DPT-199/2015 de 6 de julio de 2015.

[Handwritten signatures and stamps]



Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8107 de 17 de julio de 2015, ENDE BENI remitió la base de datos correspondiente al Activo Fijo Bruto y Neto a diciembre de 2014 de los Sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni.

Que mediante nota AE-1614-DPT-224/2015 de 17 de julio de 2015, se puso en conocimiento las observaciones al Estudio de Proyección de la Demanda.

Que mediante nota recepcionada en la AE con registro N° 8340 de 23 de julio de 2015, ENDE BENI presentó el Informe Final del Estudio de Proyección de la Demanda para los Sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni periodo 2015 - 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8715 de 31 de julio de 2015, ENDE BENI presentó el Estudio Tarifario para los Sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni periodo 2015 - 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 9044 de 12 de agosto de 2015, ENDE BENI presentó información complementaria relacionada a los Costos de los sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni periodo 2015 - 2019.

Que mediante nota AE-1806-DPT-264/2015 de 18 de agosto de 2015, se invitó a ENDE BENI a presentar el Modelo de su Estudio Tarifario periodo 2015 - 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 9460 de 20 de agosto de 2015, ENDE BENI presentó las complementaciones al Modelo de Demanda de los Sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 9458 de 20 de agosto de 2015, ENDE BENI pospuso la presentación del Modelo Tarifario para el 25 de agosto de 2015.

Que mediante nota AE-1952-DPT-282/2015 de 02 de septiembre de 2015, se remitió a ENDE BENI el documento de observaciones al Estudio Tarifario del Sistemas de Distribución administrado en el Departamento del Beni.

Que mediante nota AE-2016-DPT-295/2015 de 10 de septiembre de 2015, se solicitó a ENDE BENI remitir los Estados Financieros auditados al 31 de diciembre de 2012, 2013 y 2014 de los Sistemas de Distribución del Beni (Trinidad, San Ignacio, Rurrenabaque, Reyes, San Borja, Yucumo y Santa Ana de Yacuma).

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10586 de 17 de septiembre de 2015, ENDE BENI presentó los Estados Financieros auditados solicitados mediante nota AE-2016-DPT-295/2015 de 10 de septiembre de 2015.



Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10763 de 21 de septiembre de 2015, ENDE BENI solicitó un plazo adicional de tres días para la presentación de la información solicitada en la nota AE-1952-DPT-282/2015 de 02 de septiembre de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10966 de 24 de septiembre de 2015, ENDE BENI remitió el Informe Final del Estudio Tarifario de los Sistemas de Distribución que administra en el Departamento del Beni.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11165 de 30 de septiembre de 2015, ENDE BENI remitió información complementaria al Informe Final del Estudio Tarifario presentado.

Que mediante nota AE-2235-DPT-332/2015 de 5 de octubre de 2015, se invitó a ENDE BENI a una reunión para tratar aspectos relacionados al estudio tarifario corregido presentado por ésta Empresa.

Que mediante nota AE-2236-DPT-333/2015 de 5 de octubre de 2015, se solicitó a ENDE BENI información que permita discriminar los costos relacionados al contrato OMA suscrito entre ésta y la Empresa de Distribución Eléctrica Larecaja (EDEL).

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11745 de 14 de octubre de 2015, ENDE BENI remitió la información solicitada, adjuntando a dicha nota el Contrato de Operación y Mantenimiento suscrito con EDEL, copia de facturas emitidas por EDEL de los pagos realizados en las gestiones 2013 y 2014 y los Estados Financieros de las gestiones 2012, 2013 y 2014.

Que el Informe AE DPT N° 723/2015 de 28 de octubre de 2015, recomienda aprobar para ENDE Beni, para el período noviembre 2016 – octubre 2019, lo siguiente:

- Aprobar las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario de ENDE BENI y sus fórmulas de indexación, para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019.
- Aprobar la estructura tarifaria base a diciembre de 2014, para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019.
- Aprobar la fórmula de actualización de la estructura base, para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019.



CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, señala: *"Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de Distribución a sus Consumidores Regulados contendrán las tarifas base y las fórmulas de indexación. (...)"*

Que el artículo 53 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad señala: *"La aprobación y revisión de tarifas se efectuará en base a estudios que serán encargados por el Titular a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia de Electricidad, que preparará los términos de referencia y será destinataria de los estudios."*

La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes."

Que el artículo 54 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, dispone: *"La tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, será el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años. (...)"*

Que el artículo 55 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, dispone: *"La Superintendencia de Electricidad aprobará para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función de las características de técnicas del suministro y del consumo de electricidad."*

Que el artículo 42 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece: *"Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de indexación. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:*

- a) Cargo por Consumidor;
- b) Cargo por Potencia de Punta;
- c) Cargo por Potencia Fuera de Punta; y,
- d) Cargo por Energía.

Las tarifas base serán indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa y que permitan el traspaso directo de variaciones en los costos de compras de energía e impuestos."

Que el artículo 43 del RPT, señala: *“La Superintendencia aprobará por Resolución para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los Consumidores Regulados en la zona de su Concesión, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de sus características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del RPT o una combinación de ellos. La aplicación de las tarifas para cada categoría de consumidor a los consumos respectivos, deberá dar como resultado ingresos iguales a los que serían obtenidos por la aplicación de la tarifa base, a la totalidad de los consumidores servidos en cada nivel de tensión”.*

Que el artículo 49 del RPT dispone: *“Los Ingresos Previstos para cada nivel de tensión, incluirán los Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. Los Ingresos por Ventas serán los que resulten de la aplicación de las tarifas base a los consumos de energía y demandas de potencia de los Consumidores Regulados. Los Otros Ingresos corresponden a los obtenidos por servicios de conexión y reconexión, transporte de electricidad, alquileres de inmuebles, equipos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el Titular de los bienes afectos a la Concesión.(...)”*

Que el artículo 50 del RPT, establece: *“El patrimonio afecto a la Concesión será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo. (...)”*

Que el artículo 51 del RPT, señala: *“La utilidad para el cálculo de la Tarifa Base de Distribución, será obtenida multiplicando la tasa de retorno definida por la Superintendencia mediante Resolución, con aplicación de lo determinado en el artículo 54 de la Ley de Electricidad, por el valor del patrimonio afecto a la Concesión establecido en el artículo 50 del presente Reglamento”.*

Que el artículo 53 del RPT dispone la forma en que serán determinadas las tarifas base señaladas en el artículo 42 del RPT.

Que el Decreto Supremo N° 26598 de 11 de junio de 2008, modifica el artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, en relación a las fórmulas de indexación de las tarifas base.

Que el artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establece las competencias de la AE, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, las siguientes:



b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.

c) Implementar los aspectos relativos a la regulación, control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.

d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública”.

Que el artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, entre otras, establece las siguientes atribuciones del Director Ejecutivo de la AE:

“(…)i) Aprobar mediante Resolución Administrativa y controlar la aplicación, cuando corresponda, de los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.

j) Controlar, fiscalizar y regular toda la cadena del sector eléctrico de acuerdo a la normativa vigente, en todo el territorio nacional, tanto dentro como fuera del sistema interconectado nacional.(…)”

Que mediante Ley N° 264 de 31 de julio de 2012, se creó el Sistema Nacional de Seguridad Ciudadana “Para una vida segura”.

Que el Decreto Supremo N° 1436 de 14 de diciembre de 2012, reglamenta la Ley N° 264 del Sistema Nacional de Seguridad Ciudadana “Para una vida segura”.

Que el Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013, incorpora al final del Artículo 2 del Decreto Supremo N° 27302, de 23 de diciembre de 2003, el siguiente texto:

“La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, dentro el periodo tarifario vigente, podrá efectuar la modificación de las estructuras tarifarias de los consumidores de la categoría residencial o domiciliaria, incorporando un rango para consumos superiores a 1000 kilovatios - hora (kWh), y aprobará nuevos factores de estabilización, con la finalidad de contrarrestar el crecimiento de los Fondos de Estabilización.

El rango de consumo establecido en el Parágrafo precedente, podrá ser modificado de forma progresiva por la AE mediante Resolución Administrativa y no deberá afectar a



consumos inferiores a 500 kilovatios - hora (kWh). Para el efecto, la AE anualmente realizará un estudio de evaluación de la medida establecida”.

Que mediante Resolución AE N° 36/2015 de 28 de enero de 2015, se aprobó la Tasa de Retorno del diez y un décimo por ciento (10.1%) para el periodo tarifario noviembre 2015 - octubre 2019.

Que mediante Resolución AE N° 565/2015 de 23 de octubre de 2015, se determinaron los costos financieros a ser reconocidos como parte de los costos de explotación, resultantes de préstamos de largo plazo contratados por el Titular para la expansión de sus instalaciones de distribución, contraídos para el financiamiento de bienes afectos al ejercicio de la actividad..

CONSIDERACIÓN: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de ENDE Beni, contenido en su Informe AE DPT N° 723/2015 de 28 de octubre de 2015 y demás antecedentes mencionados, estableciendo el siguiente análisis:

“3. PROYECCION DE LA DEMANDA

Las proyecciones de demanda fueron analizadas en el Informe AE DPT N° 721/2015 de 28 de octubre de 2015, para ENDE BENI durante el periodo 2016 – 2019 y se detallan a continuación:

3.1 Consumidores y Consumo de Energía

El número de consumidores proyectados para el periodo 2016 – 2019 y considerados en el informe final del Estudio Tarifario presentado por ENDE BENI, se resume en el Cuadro siguiente.

PROYECCION NÚMERO DE CONSUMIDORES Y CONSUMO

PROYECCION: TRINIDAD

NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RESIDENCIAL	23.612	26.547	29.657	32.950	36.436	40.120
GENERAL	3.594	3.782	3.979	4.187	4.406	4.636
INDUSTRIAL	154	155	157	158	159	160
ALUMBRADO PUBLICO	7	7	7	7	7	7
OTROS	77	81	85	90	94	99
TOTAL	27.444	30.572	33.885	37.392	41.102	45.023



CONSUMO DE ENERGIA (MWh)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RESIDENCIAL	45.528	51.795	59.095	67.008	75.569	84.820
GENERAL	20.742	22.388	24.080	26.117	28.326	30.722
INDUSTRIAL	4.940	5.142	5.346	5.551	5.757	5.962
ALUMBRADO PUBLICO	3.698	3.912	4.138	4.375	4.624	4.884
OTROS	2.297	2.479	2.666	2.892	3.136	3.402
TOTAL	77.204	85.716	95.326	105.943	117.412	129.790

PROYECCION: RESTO BENI

NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RESIDENCIAL	14.036	15.119	16.280	17.524	18.857	20.288
GENERAL	1.927	2.079	2.251	2.446	2.668	2.921
INDUSTRIAL	109	110	111	112	113	115
ALUMBRADO PUBLICO	6	6	6	6	6	6
OTROS	20	20	20	20	20	20
TOTAL	16.098	17.334	18.668	20.109	21.665	23.350

CONSUMO DE ENERGIA (MWh)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RESIDENCIAL	13.585	14.515	15.658	16.885	18.201	19.612
GENERAL	5.851	6.143	6.450	6.773	7.112	7.467
INDUSTRIAL	991	1.040	1.092	1.147	1.204	1.264
ALUMBRADO PUBLICO	1.795	1.908	2.028	2.155	2.290	2.432
OTROS	2.950	3.092	3.241	3.397	3.561	3.734
TOTAL	25.171	26.698	28.469	30.357	32.368	34.510

PROYECCION: TOTAL ENDE BENI

NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RESIDENCIAL	37.648	41.666	45.937	50.474	55.293	60.408
GENERAL	5.521	5.861	6.230	6.634	7.074	7.557
INDUSTRIAL	263	265	268	270	273	275
ALUMBRADO PUBLICO	13	13	13	13	13	13
OTROS	97	101	105	110	114	119
TOTAL	43.542	47.906	52.553	57.500	62.767	68.372

CONSUMO DE ENERGIA (MWh)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RESIDENCIAL	59.114	66.310	74.753	83.893	93.770	104.433
GENERAL	26.592	28.531	30.531	32.890	35.438	38.189
INDUSTRIAL	5.930	6.182	6.438	6.698	6.961	7.226
ALUMBRADO PUBLICO	5.493	5.820	6.166	6.530	6.913	7.316
OTROS	5.247	5.571	5.907	6.289	6.698	7.136
TOTAL	102.375	112.414	123.795	136.300	149.780	164.300

3.2 Potencia

La potencia máxima para el periodo 2016 -2019 Trinidad fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y un factor de carga de 0.56. La potencia de punta fue determinada con un factor de coincidentalidad de 0.92.

TRINIDAD POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA MÁXIMA

CONCEPTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Compra de Energía (MWh)	100.386,3	110.026,3	120.813,8	132.592,7	145.134,1	158.479,8
Trinidad	100.386,3	110.026,3	120.813,8	132.592,7	145.134,1	158.479,8
Potencia de Punta (kW)	19.650,0	20.483,9	22.492,2	24.685,1	27.020,0	29.504,6
Trinidad	19.650,0	20.483,9	22.492,2	24.685,1	27.020,0	29.504,6
Pot Maxima Sistema (kW)	21.010,0	22.314,0	24.501,8	26.890,6	29.434,1	32.140,7
Trinidad	21.010,0	22.314,0	24.501,8	26.890,6	29.434,1	32.140,7
Factor de Coincidencia (%)	93,5%	91,8%	91,8%	91,8%	91,8%	91,8%
Trinidad	93,5%	91,8%	91,8%	91,8%	91,8%	91,8%
Factor de Carga (%)	54,5%	56,3%	56,3%	56,3%	56,3%	56,3%

La potencia máxima para el periodo 2016 -2019 Resto Beni fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y un factor de carga de 0.45. La potencia de punta fue determinada con un factor de coincidentalidad de 0.91.

RESTO BENI POTENCIA DE PUNTA Y POTENCIA MÁXIMA

CONCEPTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Compra de Energía (MWh)	26.719,7	32.299,3	34.031,1	35.859,2	37.788,3	39.824,2
Yucumo	22.742,2	27.491,2	28.965,3	30.521,2	32.163,2	33.896,0
San Ignacio de Moxos	3.977,5	4.808,0	5.065,8	5.338,0	5.625,1	5.928,2
Potencia de Punta (kW)	6.669,0	7.422,3	7.820,2	8.240,3	8.683,6	9.151,5
Yucumo	5.109,0	5.686,1	5.990,9	6.312,8	6.652,4	7.010,8
San Ignacio de Moxos	1.560,0	1.736,2	1.829,3	1.927,6	2.031,3	2.140,7
Pot Maxima Sistema (kW)	6.756,0	8.179,4	8.617,9	9.080,9	9.569,4	10.084,9
Yucumo	5.110,0	6.266,1	6.602,0	6.956,7	7.330,9	7.725,9
San Ignacio de Moxos	1.940,0	1.913,3	2.015,9	2.124,2	2.238,4	2.359,0
Factor de Coincidencia (%)	98,7%	90,7%	90,7%	90,7%	90,7%	90,7%
Yucumo	100,0%	90,7%	90,7%	90,7%	90,7%	90,7%
San Ignacio de Moxos	80,4%	90,7%	90,7%	90,7%	90,7%	90,7%
Factor de Carga (%)	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%
Yucumo	50,81%	50,1%	50,1%	50,1%	50,1%	50,1%
San Ignacio de Moxos	23,4%	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%	28,7%



3.3 Pérdidas

Las pérdidas de energía fueron determinadas como la diferencia entre las compras (energía disponible a la entrada) y las ventas de energía.

De acuerdo a este criterio, se determinó para ENDE BENI un valor promedio de pérdidas para el periodo 2016 - 2019 de 18,5% que incluyen Trinidad y Resto Beni, como se muestra a continuación:

DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA 2016 - 2019

ENDE BENI	2014	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
TRINIDAD	22,9%	21,9%	20,9%	19,9%	18,9%	17,9%	19,4%
RESTO BENI	18,3%	17,3%	16,3%	15,3%	14,3%	13,3%	14,8%
TOTAL	21,8%	20,9%	19,9%	19,0%	18,0%	17,0%	18,5%

Como se muestra en el cuadro anterior, las proyecciones consideran valores proyectados de compras, ventas y pérdidas menores a las del año base 2014 por sistema; por tanto, el promedio de pérdidas para el periodo 2016 - 2019 dio como resultado el valor porcentual de 19,4% (0,19) para Trinidad y un valor porcentual de 14,8% (0,15) para Resto Beni y un total para ENDE BENI de 18,5%.

3.4 Balance de Energía y Potencia

El cálculo de la demanda dio como resultado el siguiente balance de energía y potencia.

AÑO	Ventas de Energía MWh-año	Pérdidas aprobadas en E.T	Consumo Propio	Generación Propia	Compras de energía MWh Ventas/(1-pérdidas)	Factor de Carga del E.T.	Demanda máxima KW (Compras * 1000)/(Factor de carga * 8760)	Tasa crecimiento demanda máxima
2014	102.375	21,8%	167	4.105	127.106	0,547	26.543,0	
2015	112.414	20,9%	184		142.326	0,544	29.872,6	12,54%
2016	123.795	19,9%	204		154.845	0,545	32.448,4	8,62%
2017	136.300	19,0%	226		168.452	0,546	35.245,6	8,62%
2018	149.780	18,0%	250		182.922	0,546	38.219,5	8,44%
2019	164.300	17,0%	275		198.304	0,547	41.380,0	8,27%

4 INVERSIONES

El Programa de Inversiones fue analizado en el Informe AE DPT N° 721/2015 de 28 de octubre de 2015 y se determinó que el Programa de Inversiones consolidado para ENDE



BENI en el periodo 2016-2019 alcanza a Bs59.807.057,07, tal como se observa a continuación:

**RESUMEN DE INVERSIONES APROBADAS PARA ENDE BENI
(EXPRESADO EN BOLIVIANOS)**

SISTEMA	2016	2017	2018	2019	TOTAL
SISTEMA TRINIDAD	9.172.961,74	9.746.229,71	9.722.779,33	13.793.525,87	42.435.496,64
SISTEMA SAN IGNACIO DE MOXOS	1.001.488,86	824.212,61	1.100.286,14	450.303,29	3.376.290,90
SISTEMA SANTA ANA DE YACUMA	472.299,75	1.154.229,39	1.179.917,70	626.025,61	3.432.472,45
SISTEMA SAN BORJA	987.612,65	1.294.280,42	636.045,14	505.912,60	3.423.850,81
SISTEMA YUCUMO	780.924,70	449.856,34	977.957,85	335.806,89	2.544.545,78
SISTEMA RURRENABAQUE	445.926,53	1.045.151,03	1.014.247,33	407.911,57	2.913.236,46
SISTEMA REYES	228.235,58	467.242,20	312.230,48	673.455,76	1.681.164,03
TOTAL	13.089.449,81	14.981.201,70	14.943.463,98	16.792.941,59	59.807.057,07

5 COSTOS

5.1 Costos Operativos

Bajo el concepto de Costos Operativos se incluyen los Costos de Operación y Mantenimiento, los Costos Administrativos y Generales y los Costos de Consumidores. Los costos para el año base fueron determinados a partir de los costos reportados por ENDE BENI, los mismos que fueron clasificados como Compras de energía, Costos Operativos que incluyen los Costos de Consumidores Costos de Mantenimiento, Costos de Operación y Costos Administrativos y Generales, excluyendo los costos no afectos a la concesión y aquellos costos que fueron recalculados en el modelo tarifario.

En relación a los costos eficientes, la AE realizó una validación individual de cada uno de los movimientos registrados en la base de datos, comparando el concepto del costo en la base de datos con los conceptos de "Costos No Reconocidos" del artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas. De la misma forma verificó la aplicación de los artículos 45, 46 y 47 del Reglamento de Precios y Tarifas vigente sobre cada uno de los conceptos revisados.

Una vez realizada la depuración, se obtienen los costos históricos reconocidos, los cuales se actualizan utilizando el indicador inflacionario IPC (Índice de Precios al Consumidor) mediante el factor de actualización de 1 para expresar los costos a precios de diciembre de 2014, determinándose de esta forma los costos operativos base, que se presentan a continuación:



COSTOS OPERATIVOS BASE SISTEMA TRINIDAD (En bolivianos)
A precios de diciembre de 2014

CONCEPTO	2014
Costos de Operación y Mantenimiento	10.563.181
Costos Administrativos y Generales	9.242.784
Costos de Consumidores	6.601.988
TOTAL	26.407.954

COSTOS OPERATIVOS BASE SISTEMA RESTO (En bolivianos)
A precios de diciembre de 2014

CONCEPTO	2014
Costos de Operación y Mantenimiento	3.595.289
Costos Administrativos y Generales	3.145.878
Costos de Consumidores	2.247.056
TOTAL	8.988.223

Los costos del período 2016 – 2019 fueron proyectados aplicando la metodología PEG a los costos base, que evolucionan con los parámetros y valores de proyección de la potencia máxima, número de consumidores y longitud de líneas para el período tarifario. Los valores obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:

PROYECCION DE COSTOS OPERATIVOS PERIODO 2016– 2019 (Bs)

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019
Costos de Operación y Mantenimiento	14.549.574	15.496.708	16.382.483	17.319.099	18.291.002	19.298.388
Costos Administrativos y Generales	12.388.662	13.625.109	14.791.771	16.058.244	17.404.643	18.835.399
Costos de Consumidores	8.849.044	9.022.148	9.904.850	10.837.611	11.822.723	12.863.332
TOTAL	35.787.280	38.143.965	41.079.104	44.214.954	47.518.368	50.997.119

5.2 Costos de Compra

Los costos de Compra de Electricidad en el SIN fueron determinados aplicando a las cantidades proyectadas de energía y potencia de punta, requeridas en el conjunto de los nodos de suministro, los valores promedio ponderados de los precios de nodo vigentes en el mes de diciembre de 2014, sin IVA.

Los costos de compra de electricidad determinados se muestran a continuación:

IMPORTES POR COMPRAS DE ENERGIA Y POTENCIA DE PUNTA sin IVA (Bs)

CONCEPTO	UNIDAD	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energía Bloque Alto	Bs	4.053.434	4.546.357	4.942.739	5.373.388	5.831.314	6.318.027
Energía Bloque Medio	Bs	7.461.528	8.348.622	9.085.943	9.887.472	10.739.898	11.646.038
Energía Bloque Bajo	Bs	3.042.200	3.405.650	3.705.602	4.031.634	4.378.358	4.746.919
Potencia y R.Frías	Bs	21.552.419	22.852.116	24.822.614	26.962.384	29.237.386	31.655.112
Peaje TDE,ISA,ENDE	Bs	7.924.756	8.402.651	9.127.197	9.913.983	10.750.494	11.639.485
Importe sin IVA	Bs	44.034.337	47.555.396	51.684.094	56.168.860	60.937.450	66.005.580

6 TASA DE RETORNO Y COSTOS FINANCIEROS

6.1 Tasa de Retorno

De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas, la utilidad para el cálculo de la tarifa base, se obtiene multiplicando la tasa de retorno por el valor del patrimonio afecto a la concesión. La Autoridad de Electricidad mediante Resolución AE N° 36/2015 de 28 de enero de 2015, aprobó la Tasa de Retorno del diez y un décimo por ciento (10.1%). La tasa de retorno se aplica al patrimonio promedio entre el valor del año en curso y el del año anterior.

UTILIDAD (Bolivianos a Diciembre 2014)

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO 2016-2019
Patrimonio Afecto a la Concesión	55.561.716	77.174.208	98.559.231	107.776.079	117.748.402	127.835.111	112.979.706
Tasa de retorno (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Utilidad	5.611.733	7.794.595	9.954.482	10.885.384	11.892.589	12.911.346	11.410.950

6.2 Costos Financieros

El artículo 50 del Decreto Supremo N° 26094 señala que el Patrimonio Afecto a la Concesión, será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo.

ENDE BENI cuenta con un crédito extraordinario otorgado por el Banco Central de Bolivia mediante un Contrato SANO N°148/2011 del 15 de abril de 2011, denominado "Contrato de otorgamiento de Crédito Extraordinario en condiciones Concesionales otorgado en el marco de las disposiciones del Presupuesto General del Estado 2010 y las Leyes N°50 y N°62" (SANO N°148/2011)", La Ley N° 62 de 28 de noviembre de 2010 que aprueba el Presupuesto General del Estado-2011 (PGE-2011). El crédito es en moneda nacional, con un plazo de amortización de 20 años, computable a partir del primer desembolso. El plazo incluye un periodo de gracia de 5 años. El interés a favor del BCB es de cero punto ochenta y seis por ciento (0,86%) anual, pagadero de forma anual, desde el 30 de junio de 2012. El CRÉDITO es amortizado mediante el pago de cuotas anuales.



Del monto total otorgado por el BCB a ENDE se destinó un total de Bs21.140.000 al denominado Plan de Emergencia, que según información de ENDE BENI el movimiento que tuvo fue el siguiente:

DETALLES	Importe (Bs)
Monto del préstamo BCB Componente Distribucion	21,140,000.00
a) Inversiones realizadas al 31/12/2011	
Sistema Trinidad	
Adquisicion de materiales electricos y equipos para el Sistema Trinidad	4,530,395.66
Adquisicion de materiales electricos y equipos para remodelacion del Sistema Trinidad	3,922,328.99
Sistema San Borja	
Adquisicion de materiales electricos y equipos para el Sistema San Borja	2,781,605.88
Sistema Yucumo	
Adquisicion de materiales electricos y equipos para el Sistema Yucumo	814,005.01
Monto total ejecutado al 31/12/2011	12,048,335.54
b) Inversiones realizadas al 31/12/2012	
Sistema Trinidad	
Adquisicion de postes de Ho.Ao. Para remodelacion Sistema Trinidad	1,349,826.55
Sistema Yucumo	
Construccion remodelacion Redes de Baja tension Sistema Yucumo	310,994.88
Gastos administrativos y Supervision	58,792.25
Monto total ejecutado al 31/12/2012	1,719,613.68
c) Inversiones realizadas al 31/12/2013	
Sistema Trinidad	
Adquisicion de postes de Ho.Ao. Para remodelacion Sistema Trinidad	1,106,464.00
Suministro y Construccion Linea trifasica de MT para la conversion de 14.75 km de 6.6 a 24.9 Sistema Trinidad	5,125,278.62
Gastos administrativos y Supervision	301,299.00
Monto total ejecutado al 31/12/2013	6,533,041.62
Monto total ejecutado Plan de Emergencia BCB	20,300,990.84
Saldo al 31 de diciembre de 2013	839,009.16
d) Inversiones realizadas al 31/12/2014	
Sistema Trinidad	
Adquisicion de postes de Ho.Ao. Para remodelacion Sistema Trinidad	500,708.00
Monto total ejecutado Plan de Emergencia BCB	20,801,698.84
Saldo disponible a la fecha	338,301.16

En base en este plan de amortizaciones, incluyendo los intereses financieros, la deuda a Largo Plazo incluida en el Estudio Tarifario del periodo 2016 - 2019 es el siguiente.

PASIVO Y COSTO FINANCIERO

CONCEPTO \ AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CAPITAL (Bs)	0	0	0	1.409.333	1.409.333	1.409.333
INTERÉS (Bs)	89.258	91.435	98.889	92.694	86.499	80.305
SALDO DE DEUDA (Bs) (Fin año)	20.801.699	20.801.699	20.801.699	19.392.366	17.983.032	16.573.699
SALDO DE DEUDA (Bs) (Promedio)	20.890.957	20.801.699	20.801.699	20.097.032	18.687.699	17.278.366

7 ACTIVO Y PATRIMONIO

7.1 Activo

El activo fijo bruto y correspondiente depreciación acumulada a diciembre de 2014, fue determinado a partir del activo fijo bruto a diciembre de 2010, aprobado mediante

Resolución AE N° 609/2015, Página 15 de 27

Resolución en el anterior estudio tarifario.

El activo fijo a partir de la gestión 2010, fue actualizado de acuerdo a lo establecido en el artículo 3 (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS) del D.S. N° 29598, aplicando el factor de actualización calculado de forma anual, tomando para el año que corresponda la tasa de cambio y el IPC de diciembre de la misma gestión respecto a la Tasa de Cambio el Dólar e IPC a diciembre del año anterior. En este sentido, el valor del factor de actualización que ENDE BENI aplicó al activo fijo bruto a diciembre de 2010 fue el siguiente:

FACTOR DE ACTUALIZACION

FECHA	IPC	FACTOR	Participacion	Total
31/12/2014	155,84	1,251827	40%	0,500731
31/12/2010	124,49			
FECHA	TC	FACTOR	Participacion	Total
31/12/2014	6,96	0,988636	60%	0,593182
31/12/2010	7,04			
FACTOR DE ACTUALIZACION				1,093913

Se determinó el valor de los activos y de la depreciación acumulada del año base, eliminando los efectos de las revalorizaciones técnicas y los montos correspondientes a aportes de terceros.

A partir del activo y la depreciación acumulada del año base, se realizó la proyección de los activos y de la depreciación acumulada, considerando la inversión aprobada para el periodo tarifario, las cuotas anuales de depreciación y amortización.

La cuota anual de depreciación fue calculada aplicando las tasas de depreciación aprobadas mediante Resolución SSDE N° 126/97 del 31 de octubre de 1997.

Las nuevas inversiones 2015-2019 fueron depreciadas asumiendo que las mismas son realizadas a mitad de la gestión, según la instrucción emanada por la AE.

Los valores de activos y depreciaciones para el periodo 2015-2019, fueron obtenidos sumando los valores resultantes de las gestiones 2010, 2011-2014. Aplicando la metodología descrita, se obtuvieron los valores del Activo Fijo Neto y la Depreciación Anual para los años del periodo de proyección, mismos que son expuestos a continuación:

ACTIVO FIJO NETO PROMEDIO (Bolivianos de 2014)

	2015	2016	2017	2018	2019
Media	33,854,512	43,310,832	44,428,088	46,570,954	52,442,663
Baja	55,649,971	66,662,882	73,238,879	78,800,495	80,716,180
TOTAL	89,504,482	109,973,715	117,666,967	125,371,448	133,158,843

DEPRECIACIÓN ANUAL (Bolivianos de 2014)

	2015	2016	2017	2018	2019
Media	1,729,806	2,352,618	2,700,039	3,051,313	3,518,356
Baja	2,773,315	3,514,753	4,116,736	4,647,615	4,944,333
TOTAL	4,503,121	5,867,371	6,816,775	7,698,928	8,462,688

TOTAL SISTEMA INVERSIONES 2015-2019 (Bolivianos de 2014)

	2015	2016	2017	2018	2019
Media	18,937,559	4,057,506	3,229,662	6,807,421	11,505,666
Baja	19,281,947	9,031,944	11,751,540	8,136,043	5,287,276
TOTAL	38,219,507	13,089,450	14,981,202	14,943,464	16,792,942

7.2 Patrimonio

La determinación del Patrimonio fue realizada de acuerdo a la Metodología descrita en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas. Los resultados de este cálculo son presentados en el siguiente cuadro:

CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO 2016-2019
PATRIMONIO						
Activo Fijo Neto	89,504,482	109,973,715	117,666,967	125,371,448	133,158,843	121,542,743
Pasivo de Largo Plazo	20,801,699	20,801,699	20,097,032	18,687,699	17,278,366	19,216,199
Capital de Trabajo (1/12 Ingresos)	8,471,425	9,387,216	10,206,144	11,064,652	11,954,634	10,653,161
Patrimonio Afecto a la Concesión	77,174,208	98,559,231	107,776,079	117,748,402	127,835,111	112,979,706

8 DETERMINACION DE LAS TARIFAS BASE

La Tarifa Base obtenida del Estudio de ENDE BENI, fue determinada de acuerdo al artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas y a la metodología remitida por la AE a la distribuidora.

Del modelo tarifario remitido por ENDE BENI se determinaron los siguientes cargos de las Tarifas Base, para su aplicación en la determinación de la estructura tarifaria.

CARGOS TARIFAS BASE con IVA (Bs)

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,169
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,161
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,153
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	145,470
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	204,000
Cargo de Consumidor	CC	Bs/cons./mes	18,840

TARIFAS BASE POR NIVEL DE TENSIÓN Y TAMAÑO DE CONSUMIDOR con IVA (Bs)

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
ALTA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,138
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,131
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,125
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	107,279
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	0,000
MEDIA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,138
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,131
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,125
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	107,279
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	78,700
BAJA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,169
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,161
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,153
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	145,470
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	204,150
CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	18,474
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	92,371
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	184,739

9 FORMULAS DE INDEXACION

El artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas, define las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base de la siguiente manera:

Cargo por Potencia de Punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:



$$CPP_{j,n} = CPPE_{j,n} * FPP_j * (1 - n * Xpp_j)$$

Dónde:

- $CPP_{j,n}$ Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.
- $CPPE_{j,n}$ Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.
- FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j .
- Xpp_j Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j .
- j Alta, media y Baja tensión.
- N Número del mes de la indexación respecto del mes base,

Los cargos de potencia a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los cargos por energía correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Dónde:

- $CE_{j,a,m,b}$ Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
- $CEE_{j,a,m,b}$ Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
- FPE_j Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión j .
- Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j .
- j Alta, Media y Baja tensión.
- N Número del mes de la indexación respecto del mes base.
- a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

Los cargos de energía a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de tensión j son las siguientes:





$$CC_{j,n} = CC_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * X_{cc})$$

Dónde:

- $CC_{j,n}$ Cargo por consumidor indexado.
 $CC_{j,0}$ Cargo por consumidor base.
 IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC_0 Índice de precios al consumidor base.
 PD Precio del dólar
 PD_0 Precio base del dólar
 a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
 b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 X_{cc} Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
 j Alta, Media y Baja Tensión.
 n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia Fuera de Punta correspondientes al mes n el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p1_j * X_{com_j} - n * p2_j * X_{cag_j} + p3_j * ZI + p4_j * ZT)$$

Dónde:

- $CFP_{j,0}$ Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j .
 IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
 IPC_0 Índice de precios al consumidor base.
 $p1_j$ Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p2_j$ Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p3_j$ Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 $p4_j$ Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
 b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 X_{com} Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.



- X_{cag} Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión.
 ZI Índice de variación de los impuestos directos.
 ZT Índice de variación de las tasas.
 j Baja tensión, media tensión y alta tensión.
 n Número del mes de la indexación respecto del mes base

10 DETERMINACION DE LOS INGRESOS Y TARIFA REQUERIDA

Los ingresos requeridos deben cubrir todos los costos de suministro y la utilidad regulada que se presenta a continuación:

COSTOS DE SUMINISTRO TOTAL ENDE BENI PERIODO 2016 - 2019 sin IVA (Bs)

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO 2016-2019
COSTOS DE SUMINISTRO							
Costos de Compra de Electricidad	44.034.337	47.555.396	51.684.094	56.168.860	60.937.450	66.005.580	58.698.996
Costos de Operación y Mantenimiento	14.549.574	15.496.708	16.382.483	17.319.099	18.291.002	19.298.388	17.822.743
Costos Administrativos y Generales	12.388.662	13.625.109	14.791.771	16.058.244	17.404.643	18.835.399	16.772.514
Costos de Consumidores	8.849.044	9.022.148	9.904.850	10.837.611	11.822.723	12.863.332	11.357.129
Costos de Conexión y Reconexión	0	0	0	0	0	0	0
Cuota Anual de Depreciación	3.260.247	4.503.121	5.867.371	6.816.775	7.698.928	8.462.688	7.211.441
Cuota Anual de Amortización	0	0	0	0	0	0	0
Costos financieros	89.258	91.435	98.889	92.694	86.499	80.305	89.597
Otros Ingresos (-)	-1.016.679	-1.105.892	-1.217.154	-1.336.615	-1.463.408	-1.597.919	-1.403.774
Incobrables (0.35%)	327.902	355.800	394.263	428.658	464.715	502.095	447.433
Impuestos y Tasas (IT 3%+Treg 0.80%)	3.980.048	4.318.674	4.785.538	5.203.022	5.640.683	6.094.390	5.430.908
Costos Totales Netos	86.462.393	93.862.499	102.692.105	111.588.348	120.883.236	130.544.257	116.426.987

UTILIDAD TOTAL ENDE BENI PERIODO 2016 - 2019 sin IVA (Bs)

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO 2016-2019
Patrimonio Afecto a la Concesión	55.561.716	77.174.208	98.559.231	107.776.079	117.748.402	127.835.111	112.979.706
Tasa de retorno (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Utilidad	5.611.733	7.794.595	9.954.482	10.885.384	11.892.589	12.911.346	11.410.950

Para el periodo 2016 -2019 el ingreso promedio requerido es de Bs127.837.937 (sin impuestos) los cuales deben ser cubiertos por los ingresos por ventas de electricidad y los provenientes de otros ingresos afectos a la concesión. En este análisis no se consideran los costos ni los ingresos por conexión y reconexión, puesto que estos fueron objeto de análisis en forma separada.

10.1 Ingresos por ventas de electricidad

La determinación de los ingresos se realiza aplicando los valores promedio para el periodo 2016 - 2019 de los cargos tarifarios obtenidos en el punto anterior a las cantidades respectivas de energía, potencia de punta, potencia máxima y número de consumidores.

En el cuadro siguiente se presenta un detalle de los ingresos por ventas por la aplicación de los cargos de las tarifas base sin impuestos:

CONCEPTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Prom 16-19
IMPORTE (en Bs sin IVA)							
BAJA TENSIÓN							
Importe de Energía Bloque Alto (Bs)	3.719.807	4.084.556	4.498.097,2	4.952.465,9	5.442.258,4	5.969.845,8	5.215.666,8
Importe de Energía Bloque Medio (Bs)	7.880.655	8.653.399	9.529.512,8	10.492.122,6	11.529.779,9	12.647.508,4	11.049.730,9
Importe de Energía Bloque Bajo (Bs)	2.780.214	3.052.830	3.361.914,4	3.701.513,2	4.067.588,1	4.461.911,2	3.898.231,7
Importe por Potencia de Punta (Bs)	28.147.954	30.691.089	33.549.980,6	36.684.800,2	40.055.445,6	43.677.512,9	38.491.934,8
Importe por Potencia Fuera de Punta (Bs)	42.285.801	46.106.275	50.401.098,5	55.110.441,0	60.174.057,4	65.615.377,0	57.825.243,5
IMPORTE POR CONSUMIDORES (Bs)							
PEQUEÑAS DEMANDAS	8.060.092	8.780.659	9.645.880,0	10.567.033,4	11.547.784,0	12.591.603,5	11.088.075,2
MEDIANAS DEMANDAS	157.190	170.691	187.084,8	205.407,5	224.694,6	244.946,1	215.533,3
GRANDES DEMANDAS	38.573	42.431	46.288,1	50.145,5	55.931,5	61.717,5	53.520,7
TOTAL IMPORTE	93.070.287	101.581.931	111.219.856,5	121.763.929,3	133.097.539,5	145.270.422,4	127.837.936,9

10.2 Ingreso Requerido en la tarifa media de venta

Se observa que como resultado de la aplicación de los valores proyectados para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019, de ventas de electricidad, ingresos con tarifa actual, costos de suministro, activos, pasivos, patrimonio y utilidad; el Ingreso Requerido promedio para el periodo de proyección es de Bs127.837.937 y que la tarifa media actual necesaria para obtener el Ingreso Requerido en el periodo noviembre 2015 - octubre 2019, es 0.014% mayor a la que se obtiene con las tarifas actualmente vigentes, como se muestra a continuación:

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO 2016-2019
PATRIMONIO							
Activo Fijo Neto	68.645.490	89.504.482	109.973.715	117.666.967	125.371.448	133.158.843	121.542.743
Pasivo de Largo Plazo	20.890.957	20.801.699	20.801.699	20.097.032	18.687.699	17.278.366	19.216.199
Capital de Trabajo (1/12 Ingresos)	7.807.183	8.471.425	9.387.216	10.206.144	11.064.652	11.954.634	10.653.161
Patrimonio Afecto a la Concesión	55.561.716	77.174.208	98.559.231	107.776.079	117.748.402	127.835.111	112.979.706
COSTOS DE SUMINISTRO							
Costos de Compra de Electricidad	44.034.337	47.555.396	51.684.094	56.168.860	60.937.450	66.005.580	58.698.996
Costos de Operación y Mantenimiento	14.549.574	15.496.708	16.382.483	17.319.099	18.291.002	19.298.388	17.822.743
Costos Administrativos y Generales	12.388.662	13.625.109	14.791.771	16.058.244	17.404.643	18.835.399	16.772.514
Costos de Consumidores	8.849.044	9.022.148	9.904.850	10.837.611	11.822.723	12.863.332	11.357.129
Costos de Conexión y Reconexión	0	0	0	0	0	0	0
Cuota Anual de Depreciación	3.260.247	4.503.121	5.867.371	6.816.775	7.698.928	8.462.688	7.211.441
Cuota Anual de Amortización	0	0	0	0	0	0	0
Costos financieros	89.258	91.435	98.889	92.694	86.499	80.305	89.597
Otros Ingresos (-)	-1.016.679	-1.105.892	-1.217.154	-1.336.615	-1.463.408	-1.597.919	-1.403.774
Incobrables (0.35%)	327.902	355.800	394.263	428.658	464.715	502.095	447.433
Impuestos y Tasas (IT 3%+Treg 0.80%)	3.980.048	4.318.674	4.785.538	5.203.022	5.640.683	6.094.390	5.430.908
Costos Totales Netos	86.462.393	93.862.499	102.692.105	111.588.348	120.883.236	130.544.257	116.426.987
UTILIDAD							
Tasa de retorno (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Utilidad	5.611.733	7.794.595	9.954.482	10.885.384	11.892.589	12.911.346	11.410.950
INGRESOS							
Ingresos Requeridos por Ventas	93.686.197	101.657.094	112.646.587	122.473.732	132.775.825	143.455.604	127.837.937
INGRESOS Y TARIFA REQUERIDOS							
Ingresos Requeridos por Ventas	92.074.126	101.657.094	112.646.587	122.473.732	132.775.825	143.455.604	127.837.937
Ingresos por Ventas con Tarifa Actual	93.686.197	102.085.808	111.423.719	121.812.195	133.000.064	145.043.040	127.819.754
Ventas de Electricidad (kWh)	102.375	112.414	123.795	136.300	149.780	164.300	143.544
Tarifa Media Requerida (Bs/kWh)	0,899	0,904	0,910	0,899	0,886	0,873	0,891
Tarifa Media Actual (Bs/kWh)	0,915	0,908	0,900	0,894	0,888	0,883	0,890
Variación de Tarifa Media Requerida (%)	-1,7%	-0,4%	1,1%	0,5%	-0,2%	-1,1%	0,014%

11 TARIFAS DE APLICACION

En este punto se efectúa el análisis para la determinación de la Estructura Tarifaria, que constituye el conjunto de tarifas, establecido con base en la estructura tarifaria vigente, con las modificaciones requeridas para adecuarla a las necesidades de la empresa, cuya aplicación permite obtener el Ingreso Requerido en el periodo de proyección 2016 -2019.

11.1 Estructura Tarifaria Base

La Estructura Tarifaria base a ser aplicada en el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, ha sido determinada tomando como base la estructura tarifaria actual aplicada por ENDE en sus sistemas de distribución del Beni.

Los criterios aplicados para la definición de las tarifas propuestas son los siguientes:



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 609/2015
TRÁMITE N° 2015-13185-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0015 - 0005 - 0003 - 0006
0015 - 0005 - 0003 - 0010
0015 - 0010 - 0003 - 0001
0015 - 0005 - 0003 - 0016
0015 - 0005 - 0003 - 0024
0015 - 0005 - 0003 - 0025
0086 - 0005 - 0004 - 0001
0054 - 0005 - 0004 - 0001
0055 - 0005 - 0004 - 0001
0052 - 0005 - 0004 - 0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

- Se ha introducido en la categoría domiciliaria rangos para consumos superiores a 500 kWh y 1000 kWh, en atención a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013.
- Se ha introducido una tarifa de Seguridad ciudadana con valores similares a los de la categoría Domiciliaria, en concordancia a los lineamientos establecidos en el Decreto Supremo N° 1436 de 14 de diciembre de 2012, para módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Puestos de Control y Puestos Fronterizos.
- Se han introducido tres categorías comerciales para los niveles de requerimiento de Pequeña Mediana y Gran Demanda.

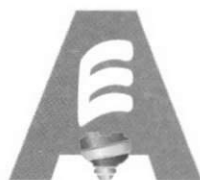
La Estructura Tarifaria Base determinada para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, se presenta a continuación:

ENDE BENI
ESTRUCTURA TARIFARIA BASE - DICIEMBRE 2014 con IVA (Bs)

PERIODO NOVIEMBRE 2015 – OCTUBRE 2019

CATEGORÍA	UNIDAD	Tarifa Base Dic/2014
DOMICILIARIA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,654
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,759
Cargo variable 3 de 201-500 kWh	Bs/kWh	0,911
Cargo variable 4 de 501-1000 kWh	Bs/kWh	0,911
Cargo variable 5 mayor a 1000 kWh	Bs/kWh	1,184
Aplicación: Al consumidor de tipo domiciliaria		
GENERAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,557
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,636
Aplicación: Al usuario del tipo general cuya potencia contratada sea menor o igual a 3 kW		
GENERAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	33,374
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,222
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,276
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,436
Aplicación: Al usuario del tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW		
COMERCIAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,557
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,636
Aplicación: Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea menor o igual a 3 kW		
COMERCIAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,557
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,636
Aplicación: Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 3 kWh y menor a 50 kW		
COMERCIAL 3		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	33,374
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,222
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,276
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,436
Aplicación: Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW		





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 609/2015
TRÁMITE N° 2015-13185-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0015 - 0005 - 0003 - 0006
0015 - 0005 - 0003 - 0010
0015 - 0010 - 0003 - 0001
0015 - 0005 - 0003 - 0016
0015 - 0005 - 0003 - 0024
0015 - 0005 - 0003 - 0025
0086 - 0005 - 0004 - 0001
0054 - 0005 - 0004 - 0001
0055 - 0005 - 0004 - 0001
0052 - 0005 - 0004 - 0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

SEGURIDAD CIUDADANA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,654
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,759
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	0,911
Aplicación: Consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control		
INDUSTRIAL 1		
Cargo mínimo (50 kWh/mes)	Bs	44,505
Cargo variable 1 mayor a 50 kWh	Bs/kWh	0,925
Aplicación: Al usuario del tipo industrial cuya potencia contratada sea menor o igual que 10 kW		
INDUSTRIAL 2		
Cargo por potencia	Bs/kW-mes	14,704
Cargo por energía	Bs/kWh	1,074
Aplicación: Al usuario del tipo industrial cuya potencia contratada sea mayor que 10 kW		
AGUA POTABLE Y ALCANTARIILADO		
Cargo por energía	Bs/kWh	0,925
Aplicación: A consumidores en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución del agua potable		
ALUMBRADO PÚBLICO		
Cargo por energía	Bs/kWh	1,198
Aplicación: A los consumos de alumbrado público de las ciudades y localidades a las cuales ENDE BENI presta el servicio		
REVENTA		
Cargo por potencia	Bs/kW-mes	88,435
Cargo por energía	Bs/kWh	0,257
Aplicación: Para la venta a otros sistemas eléctricos		

12 CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El estudio tarifario presentado por ENDE BENI, cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.
- Como resultado del estudio tarifario, la tarifa media obtenida presenta un incremento de 0,014% respecto de la tarifa media vigente a diciembre de 2014."

Resolución AE N° 609/2015, Página 25 de 27

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, de acuerdo al Informe AE DPT N° 723/2015 de 28 de octubre de 2015; en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado informe, a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 723/2015 de 28 de octubre de 2015, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario de ENDE BENI y sus fórmulas de indexación para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 9 de abril de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de



diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la Empresa Nacional de Electricidad en el Departamento del Beni (ENDE BENI), las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario de ENDE BENI y sus fórmulas de indexación para para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, de acuerdo al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Empresa Nacional de Electricidad en el Departamento del Beni (ENDE BENI), la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, de acuerdo al Anexo N° 2 de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Empresa Nacional de Electricidad en el Departamento del Beni (ENDE BENI) la fórmula de actualización de la estructura base, para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, de acuerdo al Anexo N° 3 de la presente Resolución

CUARTA.- De acuerdo a lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, concordante con el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de amplia circulación nacional.

Regístrese, comuníquese y archívese.


Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:


Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL



ANEXO 1

**ENDE BENI
CARGOS TARIFAS BASE con IVA (Bs)
POR NIVEL DE TENSIÓN Y TAMAÑO DE CONSUMIDOR
PERIODO 2016 - 2019**

CARGO	SIGLA	UNIDAD	VALOR
ALTA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,138
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,131
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,125
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	107,279
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	0,000
MEDIA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,138
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,131
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,125
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	107,279
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	78,700
BAJA TENSIÓN			
Cargo por Energía Bloque Alto	CEa	Bs/kWh	0,169
Cargo por Energía Bloque Medio	CEm	Bs/kWh	0,161
Cargo por Energía Bloque Bajo	CEb	Bs/kWh	0,153
Cargo por Potencia de Punta	CPP	Bs/kW-mes	145,470
Cargo por Potencia Fuera de Punta	CPFP	Bs/kW-mes	204,150
CARGO POR CONSUMIDOR (Bs/cons-mes)			
PEQUEÑAS DEMANDAS	CCPD	Bs/cons-mes	18,474
MEDIANAS DEMANDAS	CCMD	Bs/cons-mes	92,371
GRANDES DEMANDAS	CCGD	Bs/cons-mes	184,739

FORMULAS DE INDEXACION DE LAS TARIFAS BASE

Cargo por Potencia de Punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia de Punta correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CPP_{j,n} = CPPE_{j,n} * FPP_j * (1 - n * X_{ppj})$$

Donde:

CPP_{j,n} Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación.

- CPPE_{j,n} Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.
 FPP_j Factor de pérdidas medias de potencia de punta base del nivel de tensión j.
 Xpp_j Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j.
 j Alta, media y Baja tensión.
 N Número del mes de la indexación respecto del mes base,

Los cargos de potencia a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Energía

Las fórmulas para la indexación de los cargos por energía correspondientes al mes n del nivel de tensión j son las siguientes:

$$CE_{j,a,m,b} = CEE_{j,a,m,b} * FPE_j * (1 - n * Xpe_j)$$

Dónde:

- CE_{j,a,m,b} Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
 CEE_{j,a,m,b} Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación.
 FPE_j Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión j.
 Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
 j Alta, Media y Baja tensión.
 N Número del mes de la indexación respecto del mes base.
 a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

Los cargos de energía a nivel de la entrada de media tensión corresponden a los cargos ponderados.

Cargos por Consumidor

Las fórmulas para la indexación de los cargos por consumidor correspondiente al mes n para los niveles de tensión j son las siguientes:

$$CC_{j,n} = CC_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * Xcc)$$

Dónde:

- CC_{j,n} Cargo por consumidor indexado.
 CC_{j,0} Cargo por consumidor base.

La Paz, 29 de octubre de 2015

- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC_0 Índice de precios al consumidor base.
- PD Precio del dólar
- PD_0 Precio base del dólar
- a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
- b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- X_{cc} Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
- j Alta, Media y Baja Tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargos por Potencia Fuera de Punta

Las fórmulas para la indexación de los Cargos por Potencia Fuera de Punta correspondientes al mes n el nivel de tensión j son las siguientes:

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p1_j * X_{com_j} - n * p2_j * X_{cag_j} + p3_j * ZI + p4_j * ZT)$$

Dónde:

- $CFP_{j,0}$ Cargo por potencia fuera de punta base para el nivel de tensión j.
- IPC_{n-2} Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC_0 Índice de precios al consumidor base.
- $p1_j$ Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- $p2_j$ Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- $p3_j$ Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- $p4_j$ Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- a Proporción de los costos de distribución en Moneda Nacional.
- b Proporción de los costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- X_{com} Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
- X_{cag} Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión.
- ZI Índice de variación de los impuestos directos.
- ZT Índice de variación de las tasas.
- j Baja tensión, media tensión y alta tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base

ANEXO 2
ENDE BENI
ESTRUCTURA TARIFARIA BASE - DICIEMBRE 2014 con IVA (Bs)
PERIODO NOVIEMBRE 2015 - OCTUBRE 2019

CATEGORÍA	UNIDAD	Tarifa Base Dic/2014
DOMICILIARIA		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,654
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,759
Cargo variable 3 de 201-500 kWh	Bs/kWh	0,911
Cargo variable 4 de 501-1000 kWh	Bs/kWh	0,911
Cargo variable 5 mayor a 1000 kWh	Bs/kWh	1,184
Aplicación: Al consumidor de tipo domiciliaria		
GENERAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,557
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,636
Aplicación: Al usuario del tipo general cuya potencia contratada sea menor o igual a 3 kW		
GENERAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	33,374
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,222
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,276
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,436
Aplicación: Al usuario del tipo general cuya potencia contratada sea mayor a 3 kW		
COMERCIAL 1		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,557
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,636
Aplicación: Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea menor o igual a 3 kW		
COMERCIAL 2		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	1,557
Cargo variable 2 mayor a 100 kWh	Bs/kWh	1,636
Aplicación: Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 3 kWh y menor a 50 kW		
COMERCIAL 3		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	33,374
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	2,222
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	2,276
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	2,436
Aplicación: Al usuario del tipo comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW		

<u>SEGURIDAD CIUDADANA</u>		
Cargo mínimo (20 kWh/mes)	Bs	11,244
Cargo variable 1 de 21-100 kWh	Bs/kWh	0,654
Cargo variable 2 de 101-200 kWh	Bs/kWh	0,759
Cargo variable 3 mayor a 200 kWh	Bs/kWh	0,911
Aplicación: Consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control		
<u>INDUSTRIAL 1</u>		
Cargo mínimo (50 kWh/mes)	Bs	44,505
Cargo variable 1 mayor a 50 kWh	Bs/kWh	0,925
Aplicación: Al usuario del tipo industrial cuya potencia contratada sea menor o igual que 10 kW		
<u>INDUSTRIAL 2</u>		
Cargo por potencia	Bs/kW-mes	14,704
Cargo por energía	Bs/kWh	1,074
Aplicación: Al usuario del tipo industrial cuya potencia contratada sea mayor que 10 kW		
<u>AGUA POTABLE Y ALCANTARIILADO</u>		
Cargo por energía	Bs/kWh	0,925
Aplicación: A consumidores en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución del agua potable		
<u>ALUMBRADO PÚBLICO</u>		
Cargo por energía	Bs/kWh	1,198
Aplicación: A los consumos de alumbrado público de las ciudades y localidades a las cuales ENDE BENI presta el servicio		
<u>REVENTA</u>		
Cargo por potencia	Bs/kW-mes	88,435
Cargo por energía	Bs/kWh	0,257
Aplicación: Para la venta a otros sistemas eléctricos		

La Paz, 29 de octubre de 2015

ANEXO 3

ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION

ENDE BENI deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2014, indexada según se indica a continuación, para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019:

$$CTn = CT \text{ dic14} * (ITn / ITdic14) * FED$$

Dónde:

CTn =Es el cargo tarifario de la tarifa vigente a aplicar en el mes n.

CT dic14 =Es el cargo tarifario de la tarifa vigente en el mes de diciembre de 2014.

ITn =Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2015 -2019.

ITdic14 =Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2014 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2015 - 2019.

FED =Factor de estabilización de distribución.

Los cargos tarifarios corresponden al cargo fijo, cargo mínimo, cargos de energía y cargos de potencia, componentes de la estructuras tarifarias.