

TRAMITE: Estudio Tarifario de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEOSA), para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para ELFEOSA la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre 2015 y la fórmula de actualización de la estructura base.

VISTOS:

La nota AE-208-DPT-32/2015 de 03 de febrero de 2015; el Informe AE DPT N° 731/2015 de 28 de octubre de 2015; los antecedentes del proceso y todo lo que con vino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota AE-208-DPT-32/2015 de 03 de febrero de 2015, se envió a la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEOSA) los términos de referencia para la Revisión Ordinaria de Tarifas 2016-2019.

Que mediante nota recepcionada en la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) con Registro N° 4960 de 04 de mayo de 2015, ELFEOSA presentó los estudios de proyección de la demanda del periodo 2015-2019, el plan de Expansión y el Programa de inversiones del periodo 2016-2019.

Que mediante nota AE-1207-DAF-318/2015 de 25 de mayo de 2015, se emitió la notificación de adjudicación a Jorge Dulón Pérez de la Consultoría "Evaluación y Aprobación de los Planes de Expansión y Programa de Inversiones de DELAPAZ, CRE para su Área Integrada y Sistemas Aislados, CESSA, ELFEC y ELFEO" de acuerdo a las normas y regulaciones vigentes.

Que la AE y el Consultor Jorge Dulon Pérez suscribieron el Contrato Administrativo AE C-137/2015 el 01 de junio de 2015 para realizar la consultoría "Evaluación y Aprobación de los Planes de Expansión y Programa de Inversiones de DELAPAZ, CRE para su Área Integrada y Sistemas Aislados, CESSA, ELFEC y ELFEO".

Que en fecha 05 de junio de 2015, se entregó al Consultor Jorge Dulón Pérez la Orden de Proceder, dándose inicio al plazo de 120 días calendario, para la realización de la consultoría de referencia.

Que mediante nota AE-1326-DPT-170/2015 de 10 de junio de 2015, se invitó a ELFEOSA a realizar una presentación de la proyección de la demanda del periodo 2015-2019 y del plan de inversiones del periodo 2016-2019 en oficinas de la AE el 19 de junio de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6925 de 18 de junio de 2015, la mencionada reunión fue reprogramada por ELFEOSA para el día 24 de junio de 2015.

Que consta en acta la reunión del día 24 de junio de 2015, en la que se realizó la presentación de la proyección de la demanda del periodo 2015-2019 y del plan de inversiones del periodo 2016-2019.

Resolución AE N° 608/2015, Página 1 de 23

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7464 de 01 de julio de 2015, ELFEOSA presentó su Estudio de Caracterización de la Carga.

Que mediante nota AE-1517-DPT-203/2015 de 06 de julio de 2015, se solicitó a ELFEOSA la presentación de sus contratos de administración, operación y mantenimiento de redes que son de propiedad de la gobernación u otras instituciones. Además se solicitó a la Distribuidora detallar la cantidad y la evolución de Km de línea y KVA instalados operados por ELFEOSA. Finalmente se requirió el listado de los proyectos de electrificación rural del periodo 2016-2019.

Que mediante nota AE-1518-DPT-200/2015 de 06 de julio de 2015, se solicitó a ELFEOSA la presentación de las bases de datos en medio magnético del Activo Fijo Bruto y Neto a diciembre 2014.

Que mediante nota AE-1532-DPT-201/2015 de 06 de julio de 2015, se solicitó a ELFEOSA presentar el detalle de costos a nivel de libro mayor de las tres últimas gestiones 2012, 2013 y 2014, según el detalle del Sistema Uniforme de Cuentas, en formato digital.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8038 de 15 de julio 2015, ELFEOSA envió el detalle de activo fijo bruto, depreciaciones y activo fijo neto a diciembre 2014.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8039 de 15 de julio 2015, ELFEOSA envió el detalle de costos a nivel de libro mayor de las tres últimas gestiones 2012, 2013 y 2014 según el detalle del Sistema Uniforme de Cuentas.

Que mediante nota AE-1575-DPT-214/2015 de 15 de julio de 2015, se puso en conocimiento de ELFEOSA el documento "Aspectos a ser considerados en su Estudio Tarifario" para que sea tomado en cuenta por la Distribuidora.

Que mediante nota AE-1615-DPT-217/2015 de 17 de julio de 2015, se remitieron a ELFEOSA las observaciones a la proyección de la demanda del Estudio Tarifario noviembre 2015 - octubre 2019 enviada mediante nota con registro N° 4960 de 4 de mayo de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8290 de 21 de julio de 2015, la Distribuidora solicitó ampliación de plazo hasta el jueves 23 de julio de 2015 para la entrega de las correcciones a la proyección de demanda según las observaciones efectuadas por la AE mediante nota AE-1615-DPT-217/2015 de 17 de julio de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8337 de 22 de julio de 2015, ELFEOSA envió sus contratos de administración, operación y mantenimiento de redes que son de propiedad de la gobernación u otras instituciones. Además, presentó el detalle de la cantidad y la evolución de Km de línea y KVA instalados operados por ELFEOSA.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8365 de 23 de julio de 2015, ELFEOSA presentó el informe elaborado por la consultora Mercados Energéticos de las respuestas a las observaciones a la proyección de la demanda del Estudio Tarifario noviembre 2015 - octubre 2019 solicitado por la AE mediante nota AE-1615-DPT-217/2015 de 17 de julio de 2015.



Que mediante nota AE-1687-DPT-240/2015 de 28 de julio de 2015, se solicitó a ELFEOSA el desglose de los importes de ingresos y gastos descritos en el Estado de Pérdidas y Ganancias, de las gestiones 2012, 2013 y 2014 de acuerdo al formato establecido en el ISE 220.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8682 de 31 de julio de 2015, ELFEOSA presentó el informe del Estudio Tarifario elaborado por la consultora Mercados Energéticos de las respuestas a las observaciones realizadas por la AE mediante nota AE-1763-DPT-256/2015 de 11 de agosto de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8774 de 4 de agosto de 2015, la Distribuidora envió el desglose de los importes de ingresos y gastos descritos en su Estado de Pérdidas y Ganancias, de las gestiones 2012, 2013 y 2014.

Que mediante nota AE-1763-DPT-256/2015 de 11 de agosto de 2015, se invitó a la Distribuidora a participar en una reunión para consensuar y revisar los resultados de la proyección de la demanda del periodo 2015-2019 provenientes del análisis enviado por la empresa y las observaciones realizadas por la AE.

Que consta en acta la reunión llevada a cabo el día 11 de agosto de 2015, en la que se revisó la proyección de la demanda presentada por ELFEOSA mediante nota con Registro N° 8365 de 23 de julio de 2015.

Que mediante nota AE-1806-DPT-264/2015 de 18 de agosto de 2015, se invitó a ELFEOSA a una reunión el 24 de agosto de 2015 para la presentación de su Estudio Tarifario noviembre 2015-octubre 2019.

Que consta en acta la reunión llevada a cabo el día 26 de agosto de 2015, en la que se realizó la presentación del Estudio Tarifario para el periodo 2016-2019 de ELFEOSA.

Que consta en acta la reunión llevada a cabo el día 27 de agosto de 2015, en la cual se revisó la planilla en Excel del Modelo Tarifario de ELFEOSA y se realizó una sensibilización de clientes, energía, inversiones, activos y costos.

Que mediante nota AE-1952-DPT-282/2015 de 02 de septiembre de 2015, se remitió a ELFEOSA las observaciones a la proyección de la demanda del Estudio Tarifario noviembre 2015 - octubre 2019 enviada mediante nota con registro N° 8682 de 31 de julio de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10850 de 22 de septiembre de 2015, ELFEOSA presentó a la AE el informe del Estudio Tarifario elaborado por la consultora Mercados Energéticos de las respuestas a las observaciones efectuadas por la AE mediante nota AE-1952-DPT-282/2015 de 02 de septiembre de 2015.

Que consta en acta la reunión llevada a cabo el día 06 de octubre de 2015 para revisar las observaciones enviadas por la AE mediante nota AE-1952-DPT-282/2015 de 02 de septiembre de 2015 y el subsecuente Estudio Tarifario 2015-2019 presentado por ELFEOSA mediante nota con registro N° 10850 de 22 de septiembre de 2015.

Que mediante nota AE-2257-DPT-336/2015 de 08 de octubre de 2015, se remitió a ELFEOSA el Informe Final de Evaluación del Programa de Inversiones para el periodo 2016-2019, presentado por el Consultor Jorge R. Dulón Pérez.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N°11802 de 15 de octubre de 2015, el Consultor Jorge R. Dulón Pérez remitió el Informe Final Definitivo de Evaluación de los Programas de Inversión de DELAPAZ, CRE AI y SA, CESSA, ELFEC y ELFEO, considerando los descargos presentados por las Distribuidoras a las observaciones del Consultor en el Informe Preliminar del 22 de septiembre de 2015.

Que en fecha 27 de octubre de 2015, ELFEOSA realizó la entrega del modelo tarifario que contiene la información final referente a inversiones, costos, proyección de la demanda e inversiones históricas ejecutadas, además de modificaciones y complementaciones solicitadas por esta Autoridad.

Que el Informe AE DPT N° 731/2015 de 28 de octubre de 2015, recomienda aprobar para ELFEOSA la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre 2015 y la fórmula de actualización de la estructura base.

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 del 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 Concesión.

CONSIDERACIÓN: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de ELFEOSA, contenido en su Informe AE DPT N° 731/2015 de 28 de octubre de 2015 y demás antecedentes mencionados, estableciendo el siguiente análisis:

"3. ANÁLISIS

3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Las proyecciones de demanda fueron analizadas en el Informe AE-DPT-729/2015 de 28 de octubre de 2015, para ELFEOSA durante el periodo noviembre 2015 – octubre 2019 y se detallan a continuación:

- **Consumidores**

El número de consumidores proyectados para el periodo 2016 – 2019 y considerados en el informe final del Estudio Tarifario presentado por ELFEOSA para su Sistema Originario y Sistemas Rurales, se resume en los Cuadros siguientes. Esta proyección considera una tasa de crecimiento promedio de 7,09% para el Sistema Originario y 5,64% para los Sistemas Originarios durante todo el periodo tarifario:

Proyección de los clientes de ELFEOSA en el Sistema Originario

Año	CLIENTES DE ELECTRICIDAD - ELFEOSA						
	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Minería	Pueblos	Total
2014	81.832	7.496	314	51	79	170	89.942
2015	87.739	7.902	354	54	86	180	96.315
2016	94.072	8.331	399	57	94	190	103.143
2017	100.862	8.784	449	60	102	201	110.458
2018	108.142	9.263	504	63	111	213	118.296
2019	115.948	9.769	565	66	121	224	126.693

Tasa de crecimiento de los clientes de ELFEOSA en el Sistema Originario

Año	CLIENTES DE ELECTRICIDAD - ELFEOSA						Tasa de crec. % Total
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. % Mineria	Tasa de crec. % Pueblos	
2014	6,30%	5,28%	6,44%	-1,92%	6,76%	9,68%	6,21%
2015	7,22%	5,42%	12,74%	5,88%	8,86%	5,88%	7,09%
2016	7,22%	5,43%	12,71%	5,56%	9,30%	5,56%	7,09%
2017	7,22%	5,44%	12,53%	5,26%	8,51%	5,79%	7,09%
2018	7,22%	5,45%	12,25%	5,00%	8,82%	5,97%	7,10%
2019	7,22%	5,46%	12,10%	4,76%	9,01%	5,16%	7,10%
Tasa de crecimiento proyectado 2014-2019	7,22%	5,44%	12,47%	5,29%	8,90%	5,67%	7,09%

Proyección de los clientes de ELFEOSA en los Sistemas Rurales

Año	CLIENTES DE ELECTRICIDAD - SISTEMAS RURALES				
	Residencial	General	Alumbrado Público	Pueblos	Total
2014	2.122	52	0	0	2.176
2015	6.812	128	0	96	7.036
2016	7.295	137	4	103	7.539
2017	7.812	147	4	110	8.073
2018	8.367	157	4	118	8.646
2019	8.961	168	4	126	9.259

Tasa de crecimiento de los clientes de ELFEOSA en los Sistemas Rurales

Año	CLIENTES DE ELECTRICIDAD - SISTEMAS RURALES				
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. % Pueblos	Tasa de crec. % Total
2014					
2015	221,02%	146,15%			223,35%
2016	7,09%	7,03%		7,29%	7,15%
2017	7,09%	7,30%	0,00%	6,80%	7,08%
2018	7,10%	6,80%	0,00%	7,27%	7,10%
2019	7,10%	7,01%	0,00%	6,78%	7,09%
Tasa de crecimiento proyectado 2014-2019	5,64%	5,59%	0,00%	5,59%	5,64%

• **Energía**

La proyección de venta de energía aprobada para la determinación de las tarifas de ELFEOSA, considera las cantidades y composición del Cuadro siguiente. Esta proyección fue presentada por la distribuidora y aprobada por la Autoridad de Electricidad. La tasa de crecimiento promedio es de 6,66% para el Sistema Originario y 12,14% para los Sistemas Originarios durante todo el periodo tarifario

Proyección de las Ventas por Energía por Categoría y Año del Sistema Originario de ELFEOSA (MWh)

VENTAS DE ELECTRICIDAD - ELFEOSA (MWh)							
Año	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Minería	Pueblos	Total
2014	84.008	28.846	70.650	21.392	146.495	73.211	424.603
2015	92.418	30.705	71.453	23.701	150.722	79.356	448.356
2016	98.083	32.013	76.085	26.260	160.193	86.016	478.651
2017	104.298	33.591	81.018	29.096	170.683	93.236	511.921
2018	110.952	35.289	86.271	32.237	181.859	101.061	547.671
2019	118.039	37.084	91.864	35.718	193.768	109.544	586.018

Tasa de crecimiento de ventas por Energía por Categoría y Año del Sistema Originario de ELFEOSA (MWh)

VENTAS DE ELECTRICIDAD - ELFEOSA (MWh)							
Año	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. % Minería	Tasa de crec. % Pueblos	Tasa de crec. % Total
2014	6,66%	6,82%	-16,19%	16,73%	9,48%	6,58%	3,34%
2015	10,01%	6,44%	1,14%	10,80%	2,89%	8,39%	5,59%
2016	6,13%	4,26%	6,48%	10,80%	6,28%	8,39%	6,76%
2017	6,34%	4,93%	6,48%	10,80%	6,55%	8,39%	6,95%
2018	6,38%	5,06%	6,48%	10,80%	6,55%	8,39%	6,98%
2019	6,39%	5,09%	6,48%	10,80%	6,55%	8,39%	7,00%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	7,04%	5,15%	5,39%	10,80%	5,75%	8,39%	6,66%

Proyección de las Ventas por Energía por Categoría y Año de los Sistemas Rurales de ELFEOSA (MWh)

VENTAS DE ELECTRICIDAD - SISTEMAS RURALES (MWh)					
Año	Residencial	General	Alumbrado Público	Pueblos	Total
2014	289	40	0	0	354
2015	892	116	0	129	1.137
2016	952	123	255	138	1.468
2017	1.018	132	273	148	1.571
2018	1.089	141	292	158	1.680
2019	1.166	151	312	169	1.798

Tasa de crecimiento de ventas por Energía por Categoría y Año de los Sistemas Rurales de ELFEOSA (MWh)

Año	VENTAS DE ELECTRICIDAD - SISTEMAS RURALES (MWh)				
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. % Pueblos	Tasa de crec. % Total
2014					
2015	208,31%	186,81%			220,74%
2016	6,76%	6,76%		6,76%	29,18%
2017	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%	6,95%
2018	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%	6,98%
2019	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	6,92%	6,92%	6,98%	6,92%	12,14%

3.2 POTENCIA

La potencia máxima para el periodo 2016 -2019 de ELFEOSA fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y un factor de carga de 0.659. La potencia de punta fue determinada con un factor de coincidentalidad del sistema de 0.9855.

3.3 PÉRDIDAS

ELFEOSA especificó que las pérdidas de energía consideradas alcanzan a 6.53% (referidas a la demanda ingresada en AT), las cuales fueron calculadas considerando lo siguiente:

- Sistema Mayor el mínimo entre las pérdidas promedio de las gestiones 2012 a 2014, las pérdidas de la gestión 2014 y las pérdidas reconocidas en la Revisión Ordinaria de Tarifas 2012 – 2015, resultando el promedio la variable elegida, que alcanza a 6.48%.
- Para los Sistemas incorporados en los últimos años, debido a que no se cuenta con datos aprobados de pérdidas se eligió el valor de las pérdidas de la gestión 2014 de 6,53%.

3.4 BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

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

BALANCE DE ENERGÍA POR NIVEL DE TENSIÓN

TARIFA / NIVEL DE TENSION	BALANCE DE ENERGIA [kWh]			
	2016	2017	2018	2019
BT	166.739.063	178.221.476	190.630.669	203.979.825
PD-R-BT	99.035.036	105.316.505	112.041.316	119.205.058
PD-G-BT	24.411.140	25.626.191	26.933.832	28.315.605
PD-AP-BT	26.515.334	29.368.372	32.528.859	36.029.908
MD-BT	1.562.675	1.644.916	1.733.206	1.826.667
GD-BT	1.485.681	1.582.003	1.684.571	1.793.789
PERDIDAS TECNICAS	6.647.057	7.109.082	7.605.532	8.138.061
PERDIDAS NO TECNICAS	7.082.141	7.574.407	8.103.353	8.670.738
MT	506.355.821	541.551.680	579.370.044	619.936.673
PD-R-MT	1.241.719	1.345.910	1.458.846	1.581.259
PD-G-MT	1.408.273	1.480.193	1.557.503	1.639.264
MD-MT	9.272.625	9.871.441	10.514.611	11.202.174
GD-MT	315.187.153	337.256.334	360.897.975	386.221.715
VENTAS NIVEL INFERIOR	166.739.063	178.221.476	190.630.669	203.979.825
PERDIDAS TECNICAS	12.506.989	13.376.327	14.310.440	15.312.436
AT	513.649.646	549.352.486	587.715.606	628.866.578
VENTAS NIVEL INFERIOR	506.355.821	541.551.680	579.370.044	619.936.673
PERDIDAS TECNICAS	7.293.825	7.800.805	8.345.562	8.929.905
PERDIDAS TOTALES	33.530.011	35.860.620	38.364.887	41.051.140
PERDIDAS %	6,53%	6,53%	6,53%	6,53%

BALANCE DE POTENCIA

TARIFA/ NIVEL DE TENSION	BALANCE DE POTENCIA [kW]			
	2016	2017	2018	2019
BT	26.541	28.426	30.467	32.668
PD-R-BT	14.195	15.081	16.030	17.040
PD-G-BT	3.128	3.280	3.445	3.618
PD-AP-BT	5.609	6.207	6.869	7.601
MD-BT	412	433	456	480
GD-BT	343	365	388	413
PERDIDAS TECNICAS	2.855	3.060	3.280	3.517
MT	86.023	92.003	98.428	105.319
PD-R-MT	163	177	191	207
PD-G-MT	116	122	129	135
MD-MT	2.782	2.959	3.149	3.352
GD-MT	53.652	57.357	61.323	65.567
VENTAS NIVEL INFERIOR	26.541	28.426	30.467	32.668
PERDIDAS TECNICAS	2.769	2.961	3.168	3.390
AT	87.647	93.739	100.285	107.307
VENTAS NIVEL INFERIOR	86.023	92.003	98.428	105.319
PERDIDAS TECNICAS	1.623,18	1.736,01	1.857,24	1.987,28

3.5 CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA

ELFEO especificó que para el cálculo de los factores de caracterización resultantes del presente estudio, se determinó adicionalmente para cada categoría el factor de Coincidentalidad con el SIN como el producto del Fcoin de la categoría de régimen con ELFEOSA, y Fcoin del ELFEOSA con el SIN. Para este último se adopta el promedio de los factores de Coincidentalidad de 2014 equivalente a 0,96. Los factores de caracterización se presentan a continuación:

Factores de caracterización ELFEOSA

		FCOIN			Factores		
		FC	AT	SIST	Ea	Em	Eb
PD-R-MT	[°/1]	0,61	0,92	0,89	0,26	0,55	0,18
PD-G-MT	[°/1]	0,55	0,52	0,50	0,18	0,60	0,22
MD-MT	[°/1]	0,71	0,97	0,94	0,23	0,53	0,24
GD-MT	[°/1]	0,71	0,97	0,94	0,23	0,53	0,24
PD-R-BT	[°/1]	0,61	1,00	0,97	0,26	0,55	0,18
PD-G-BT	[°/1]	0,50	0,73	0,70	0,22	0,65	0,12
PD-AP-BT	[°/1]	0,41	1,00	0,97	0,42	0,08	0,50
MD-BT	[°/1]	0,77	0,89	0,86	0,20	0,52	0,28
GD-BT	[°/1]	0,79	0,94	0,91	0,21	0,50	0,29

3.6 INVERSIONES

Con el objetivo de que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), cuente con los resultados de la Evaluación de los Planes de Expansión y Programas de Inversión para el período tarifario 2016-2019 de CRE AI y SA, DELAPAZ, ELFEC, CESSA y ELFEOSA, se contrató al Consultor Jorge R. Dulón Pérez, que realizó la evaluación mencionada en el marco del Contrato AE C-137/2015 el 01 de junio de 2015.

Mediante nota No G-30d/SD 357 con Registro N° 4960 de 04 de mayo de 2015, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. (ELFEO S.A.) presentó ante la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), una propuesta del Plan de Expansión y su correspondiente Programa de Inversiones para el periodo tarifario 2016 – 2019 elaborado por la consultora Mercados Energético.

El Programa de Inversiones propuesto por ELFEOSA, como parte de su Estudio Tarifario, contemplaba inversiones para el periodo 2016 – 2019 por un monto total de USD28.455.826 (Veintiocho millones cuatrocientos cincuenta y cinco mil ochocientos veintiséis 00/100 dólares estadounidenses) distribuidos tal como se muestra en el siguiente cuadro.

Las reducciones realizadas por el Consultor al Programa de Inversiones de ELFEOSA, reducen el Programa de Inversiones propuesto por la Distribuidora de USD28.455.826,00 a un total reformulado de USD23.009.701,00, lo que significa una reducción justificada del 19.14%, ratificando de esta manera el análisis realizado en el Informe Final Definitivo presentado en anterior oportunidad.

Sin embargo, resultado del recorte establecido por el consultor Jorge Rafael Dulón Perez y con el afán de presentar un Programa de Inversiones más austero, coherente y razonable, la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. (ELFEOSA), presentó a la AE una nueva propuesta del Programa de Inversiones por un monto total de USD18.808.841,87 que es menor en USD4.200.859,13 al monto del Programa de Inversiones Propuesto por el consultor.

Considerando que la última propuesta de ELFEOSA considera las reducciones realizadas por el consultor y otras que se encontraban asociadas a proyectos observados, la AE considera razonable dicha propuesta para el periodo tarifario noviembre 2015 – octubre 2019.

En tal sentido, el Programa de Inversiones establecido por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), correspondiente al periodo tarifario noviembre 2015 – octubre 2019 para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. (ELFEOSA), es el que se muestra de manera resumida a continuación y de manera ampliada en el Anexo N° 2.

Cuadro N° 2 – Programa de Inversiones Establecido por la AE
(Expresado en dólares estadounidenses)

Descripción	INVERSIÓN APROBADA POR GESTIÓN EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES				
	2016	2017	2018	2019	Total general
TOTAL ALTA TENSIÓN - AT (USD)	2.073.900,00	5.058.218,77	20.700,00	20.700,00	7.173.518,77
TOTAL MEDIA TENSIÓN - MT (USD)	1.342.142,98	709.554,95	915.702,80	531.828,15	3.499.228,88
TOTAL BAJA TENSIÓN - BT (USD)	1.579.834,04	1.592.355,36	1.415.503,92	1.375.787,56	5.963.480,88
TOTAL PROPIEDAD GENERAL - PG (USD)	1.296.840,34	627.273,00	163.500,00	85.000,00	2.172.613,34
TOTAL INVERSIONES POR GESTION	6.292.717,36	7.987.402,08	2.515.406,72	2.013.315,71	18.808.841,87

3.7 COSTOS

3.7.1 Costos Operativos





Los costos operativos son aquellos costos que dependen de la gestión de la distribuidora en el desarrollo de la actividad de distribución, y son los siguientes: costos de consumidores, costos de operación y mantenimiento y costos administrativos y generales; a continuación se desarrollará un análisis de los mismos.

La suma de ambos costos bases y costos proyectados cada año, tanto del Sistema Mayor como de los Sistemas Rurales, representan los costos totales de ELFEOSA que se consideran en el modelo tarifario en bolivianos de diciembre de 2014:

ELFEO - Proyección de Costos de totales							
Costos Año Base		Año Base	2015	2016	2017	2018	2019
Costos de O&M	Bs./Año	9.232.253	10.332.346	14.264.623	15.041.229	15.866.776	16.748.642
Costos de A&G	Bs./Año	13.452.791	14.799.284	16.294.416	17.427.011	18.643.997	19.949.422
Costos de Consumidores	Bs./Año	13.062.532	14.874.393	18.399.835	19.648.597	20.983.688	22.412.889
Total Costos de Explotación	Bs./Año	35.747.575	40.006.024	48.958.874	52.116.837	55.494.461	59.110.953

A continuación se presentan los parámetros utilizados para la proyección del Sistema Mayor y de los Sistemas Rurales.

ELFEO - Proyección de Costos, Sistema Mayor								
Datos e Indicadores		Gestiones						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Factores de Ponderación								
Demanda Máxima Anual	KW	75.691	83.267	88.940	95.122	101.765	108.890	98.679
Lineas AT/MT/BT	Km.	2.405	2.777	2.871	2.965	3.065	3.174	3.019
Consumidores Fin de año	#	84.675	96.315	103.143	110.459	118.296	126.694	114.648
Factores Ponderados de Incremento Anual (PEG)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M		100,00%	111,92%	118,16%	124,81%	131,90%	139,51%	128,60%
Costos de A&G		100,00%	110,01%	117,50%	125,67%	134,45%	143,86%	130,37%
Costos de Consumidores		100,00%	113,87%	121,63%	129,91%	138,77%	148,26%	134,64%

ELFEO - Proyección de Costos, Sistema Mayor								
Proyeccion en Base a Costos Autorizados 2015 - 2019 - Con cambios en la legislación laboral y normativos - Ponderados (PEG/IPC/Fx)								
Costos Año Base 2014		Año Base	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M	Bs./Año	9.232.253	10.332.346	10.908.969	11.523.205	12.177.797	12.879.963	11.872.483
Costos de A&G	Bs./Año	13.452.791	14.799.284	15.807.666	16.906.428	18.087.060	19.353.489	17.538.661
Costos de Consumidores	Bs./Año	13.062.532	14.874.393	15.888.019	16.969.964	18.127.079	19.366.388	17.587.862
Total Costos de Explotación	Bs./Año	35.747.575	40.006.024	42.604.653	45.399.597	48.391.936	51.599.839	46.999.006

ELFEO - Proyección de Costos, Sistemas Rurales								
Datos e Indicadores		Gestiones						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Factores de Ponderación								
Demanda Máxima Anual	KW	0,23	0,24	0,26	0,27	0,29	0,31	0,28
Lineas AT/MT/BT	Km.	0,0	2.110	2.134	2.158	2.182	2.207	2.170
Consumidores Fin de año	#	0,0	7.036	7.539	8.074	8.646	9.260	8.380
Factores Ponderados de Incremento Anual (PEG)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M				104,75%	104,84%	109,93%	115,29%	108,70%
Costos de A&G				106,81%	106,95%	114,42%	122,43%	112,65%
Costos de Consumidores				106,70%	106,64%	113,73%	121,29%	112,09%

ELFEO - Proyección de Costos de sistemas rurales							
Proyeccion en Base a Costos Autorizados 2015 - 2019 - Con cambios en la legislación laboral y normativos - Ponderados (PEG/IPC/Fx)							
Costos Año Base 2014		2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M	Bs./Año		3.355.655	3.518.024	3.688.979	3.868.679	3.607.834
Costos de A&G	Bs./Año		486.750	520.583	556.937	595.933	540.051
Costos de Consumidores	Bs./Año		2.511.816	2.678.633	2.856.609	3.046.501	2.773.390
Total Costos de Explotación	Bs./Año	0	6.354.220	6.717.240	7.102.525	7.511.114	6.921.275



3.7.2 Costos de Compra

La determinación de los costos de compra se realizó mediante la aplicación de precios de energía, potencia y peaje a los retiros proyectados de energía y potencia para el periodo 2014-2019. Las compras de electricidad por nodo y por bloque para el año base son obtenidos del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Los valores de factor de Carga y factor de Coincidentalidad del año base son calculados en base a la información de la compra de electricidad de ELFEOSA en el MEM, contenida en los registros del Sistema de Medición Comercial (SMEC) administrado por el CNDC; los valores de compra de electricidad en el MEM.

Finalmente, los costos de compra de electricidad determinados en el Estudio Tarifario se muestran en el cuadro siguiente:

COSTOS DE COMPRA DE ELECTRICIDAD (Bs. de dic 2014) sin IVA							
CONCEPTO	UNIDAD	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Importes por Energía Bloque Alto	Bs.	14.018.702	14.940.426	14.630.874	15.670.936	16.790.679	17.994.319
Importes por Energía Bloque Medio	Bs.	24.889.665	26.240.782	29.650.261	31.644.348	33.781.637	36.067.494
Importes por Energía Bloque Bajo	Bs.	12.043.482	12.770.558	13.313.497	14.282.337	15.326.556	16.450.861
Importes por Potencia, R. Fría, Altura	Bs.	58.911.538	63.533.340	67.964.095	72.688.154	77.764.210	83.209.145
Importes por Peaje TDE, ISA y ENDE	Bs.	22.875.586	24.670.250	26.390.730	28.225.101	30.196.154	32.310.444
Importe por CNDC	Bs.	714.112	763.653	816.132	872.858	933.810	999.192
Total de Importes	Bs.	133.453.085	142.919.011	152.765.589	163.383.733	174.793.046	187.031.455

3.8 TASA DE RETORNO Y COSTOS FINANCIEROS

3.8.1 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%), valor que es aplicado en el Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, como se muestra a continuación:

Utilidad neta a diciembre 2014 (En Bs.)

Año	2016	2017	2018	2019	Promedio
PAC promedio	172.902.236,84	211.968.089,85	234.743.650,33	236.451.390,00	214.016.341,75
UTILIDAD NETA	20.328.842,84	20.074.282,73	21.760.812,75	24.298.663,75	21.615.650,52
Tasa de retorno %	11,76%	9,47%	9,27%	10,28%	10,10%

3.8.2 Costos Financieros

Considerando la Resolución AE N° 565/2015 de 23 de octubre de 2015, en la cual se establecen los costos financieros, las instrucciones efectuadas por la AE y el artículo 50 del

RPT, ELFEOSA consideró como pasivo de largo plazo los préstamos para el financiamiento de bienes afectos a la concesión. Para este cálculo ELFEOSA consideró 5,5 puntos porcentuales más la tasa libor.

El pasivo a largo plazo que ELFEOSA incluyó en el cálculo de las tarifas es el siguiente:

Deuda Financiera

(Expresado en Bolivianos)

DETALLE	2015	2016	2017	2018	2019
ALTA TENSION	446.575,0	-	-	-	-
MEDIA TENSION	939.629,5	-	-	-	-
BAJA TENSION	1.870.010,4	-	-	-	-
ALUMBRADO PUBLICO	-	-	-	-	-
SERVICIOS AL CLIENTE	58.918,7	-	-	-	-
CONEXION	-	-	-	-	-
RECONEXION	-	-	-	-	-
ADMINISTRACION	39.716,2	-	-	-	-
TOTAL Deuda Financiera	3.354.850,0	-	-	-	-

Intereses Financieros

(Expresado en Bolivianos)

DETALLE	2015	2016	2017	2018	2019
ALTA TENSION	-	12.961,8	-	-	-
MEDIA TENSION	-	27.272,7	-	-	-
BAJA TENSION	-	54.277,1	-	-	-
ALUMBRADO PUBLICO	-	-	-	-	-
SERVICIOS AL CLIENTE	-	1.710,1	-	-	-
CONEXION	-	-	-	-	-
RECONEXION	-	-	-	-	-
ADMINISTRACION	-	1.152,8	-	-	-
TOTAL Intereses Financieros	-	97.374,5	-	-	-

3.9 ACTIVO Y PATRIMONIO

3.9.1 Activo

El activo fijo bruto y la depreciación acumulada a diciembre de 2014 fueron determinados a partir de los valores utilizados en la Fijación de Precios Máximos de Distribución del periodo 2011-2015, vale decir los correspondientes al año 2010. A dicho monto se le adicionan las inversiones evaluadas y reconocidas por el regulador correspondientes a las gestiones 2011, 2012, 2013 y 2014.

Los activos fueron actualizados en el marco de lo establecido en el D.S. N° 29598 en su artículo 3 (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS) el que determina que para efectos del estudio tarifario, la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por el regulador, se utilizará la variación anual del tipo de cambio. Para la actualización del valor de los activos resultante de la diferencia entre el valor total y el valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, se utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor.

Para dicho efecto, el factor de actualización de los activos a diciembre 2014 a ser aplicado es FA=1,093913 el cual se calcula según el siguiente detalle:

$$FA = 60\% \cdot \frac{TC_{dic2014}}{TC_n} + 40\% \cdot \frac{IPC_{dic2014}}{IPC_n}$$

Dónde:

- FA : Factor de actualización del activo a actualizar
- $TC_{dic2014}$: Tasa de Cambio del boliviano por dólar americano
- TC_n : Tasa de Cambio del boliviano por dólar americano correspondiente al último día del mes n de alta del activo a actualizar
- $IPC_{dic2014}$: Índice de Precios al Consumidor correspondiente a diciembre de 2014
- IPC_n : Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes n de alta del activo a actualizar

Calculo del factor de actualización de activos

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

3.9.2 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:

Datos financieros ELFEOSA

Concepto		2015	2016	2017	2018	2019
Activo fijo neto	[Bs]	158.525.256,48	190.634.067,19	233.302.112,51	236.185.188,16	236.717.591,84
Pasivo de Largo Plazo	[Bs]	3.354.850,00	-	-	-	-
PATRIMONIO	[Bs]	155.170.406,48	190.634.067,19	233.302.112,51	236.185.188,16	236.717.591,84
Capital Trabajo	[Bs]	17.721.738,99	19.684.344,64	21.375.535,08	22.916.878,87	24.306.749,28

3.10 DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS BASE

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

En fecha 27 de octubre de 2015, ELFEOSA realizó la entrega del modelo tarifario que contiene la información final referente a los cargos de las tarifas base. Estos datos se muestran a continuación:

Cargos de las tarifas Base Diciembre 2014 (en Bs con IVA)

Cargos por Potencia de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CPPAT	110,344
CPPMT	114,014
CPPBT	127,765
Cargos por Potencia Fuera de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CFATb	14,003
CFMTb	22,262
CFBTb	70,544
CFAP	0,000
Cargos por Energía por bloques y nivel de tensión [Bs/MWh]	
CEATa	141,599
CEATm	137,278
CEATb	134,142
CEMTa	145,186
CEMTm	140,755
CEMTb	137,540
CEBTa	158,221
CEBTm	153,392
CEBTb	149,888
Cargos por Consumidor [Bs/Cons-mes]	
CCPD	18,797
CCMD	94,391
CCGD	284,701

3.11 FORMULAS DE INDEXACIÓN

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:

Cargos por Consumidor

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

$$CCK,n = CCK,0 * [a*IPCn-2 / IPC0 + b*PD/PD0 - (n*Xcc)]$$

Donde :

- CCK,n = Cargo por consumidor indexado
- $CCK,0$ = Cargo por consumidor base
- a = Porción de costos de distribución en moneda nacional.
- b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
- $IPCn-2$ = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
- $IPC0$ = 153,45 Índice de precios al consumidor correspondiente al mes de octubre de 2014.
- PD = Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
- $PD0$ = Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2014.
- Xcc = Índice de disminución mensual de los costos de consumidor
- k = Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas

n = Número del mes de la indexación respecto del mes base, siendo $n=1$ para el mes de noviembre de 2015.

Cargo por Potencia:

Primer componente: Cargo por potencia de punta

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

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

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 j correspondiente al mes de la indexación
 FPP_j = Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
 Xpp_j = Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
 j = Baja tensión, media tensión y alta tensión
 n = Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo $n=1$ para el mes de noviembre 2015.

Los cargos de potencia a nivel de subtransmisión corresponden a los cargos ponderados según la fórmula del punto 1 del presente Anexo

Segundo Componente: Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * [a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p_1 * Xcom_j - n * p_2 * Xcag_j + p_3 * ZI + p_4 * ZT]$$

Donde:

$CFP_{j,n}$ = Cargo por potencia fuera de punta indexado para el nivel de tensión j
 $CFP_{j,0}$ = Cargo por potencia fuera de punta base para la red del nivel de tensión j
 a = Porción de costos de distribución en moneda nacional.
 b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.
 IPC_{n-2} = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
 IPC_0 = 153,45 Índice de precios al consumidor correspondiente al mes de octubre de 2014
 PD = Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
 PD_0 = Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2014.

- p1j* =Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
- p2j* =Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
- p3j* =Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
- p4j* =Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
- Xcag* =Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión
- Xcom* =Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión
- ZI* =Índice de variación de los impuestos directos
- ZT* =Índice de variación de las tasas
- j* =Baja tensión, media tensión, alta tensión y alumbrado público
- n* =Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo $n=1$ para el mes de noviembre 2015.

Cargos por Energía

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

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

Donde:

- 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 medias de energía base del nivel de tensión j
- Xpe_j* =Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j
- j* =Baja tensión, media tensión y alta tensión
- n* =Número del mes de la indexación respecto del mes base
- a,m,b* =Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente

Fórmula para incorporar los impuestos y tasas en los cargos tarifarios

Para la incorporación de los impuestos y tasas en los cargos tarifarios, la AE determinó la siguiente fórmula:

$$CT_c = \frac{CT_s}{(1 - IVA) \times (1 - TREG) - IT}$$



Donde:

CTc	=	Cargo tarifario con impuestos y tasas
CTs	=	Cargo tarifario sin impuestos y tasas
IVA	=	Alícuota del Impuesto al Valor Agregado
IT	=	Alícuota del Impuesto a las Transacciones
TREG	=	Alícuota de la Tasa de Regulación.

3.12 DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS Y TARIFA REQUERIDA

Los ingresos requeridos deben cubrir todos los costos de suministro y la utilidad regulada. El resumen de costos de suministro y la utilidad se presenta en el anexo 1 del presente informe. Para el periodo 2016-2019 el ingreso promedio requerido es de Bs253.334.092, 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.

a) Ingresos por ventas de electricidad

Los ingresos que se deben obtener por ventas de electricidad deben ser iguales a los costos de suministro más la utilidad regulada menos los otros ingresos. Este monto también se obtiene a partir de la aplicación de la tarifa base a las demandas proyectadas. El monto obtenido es en promedio Bs253.334.092 por año para el periodo 2012-2015.

Cálculo Ingresos Cargo Promedio Ajustados

Cálculo Ingresos Cargo Promedio Ajustados		2016	2017	2018	2019	Promedio
1. Consumidores						
Cientes Pequeñas Demanda	[Bs]	20.693.148	21.426.549	22.945.658	24.573.152	22.409.626
Cientes Medianas Demanda	[Bs]	187.576	202.657	219.074	236.826	211.533
Cientes Grandes Demanda	[Bs]	517.432	565.527	618.123	675.458	594.135
2. Potencia Fuera de Punta						
Potencia Fuera de Punta AT	[Bs]	12.436.876	13.301.341	14.230.218	15.226.597	13.798.758
Potencia Fuera de Punta MT	[Bs]	19.406.141	20.755.026	22.204.419	23.759.139	21.531.182
Potencia Fuera de Punta BT	[Bs]	23.074.557	24.678.427	26.401.804	28.250.419	25.601.302
Ingresos VAD	Bs	76.315.731	80.929.527	86.619.296	92.721.591	84.146.536
3. Potencia de Punta coincidente con el SIN						
Potencia de Punta AT coincidente con el SIN	[Bs]	94.796.592	101.385.728	108.465.832	116.060.448	105.177.150
4. Energía por Bloque y NT						
Bloque Alto						
Alta Tensión	[Bs]	-	-	-	-	-
Media Tensión	[Bs]	8.800.672	9.415.505	10.074.238	10.779.824	9.767.560
Baja Tensión	[Bs]	5.649.997	6.062.426	6.509.974	6.993.750	6.304.037
Bloque Medio						
Alta Tensión	[Bs]	-	-	-	-	-
Media Tensión	[Bs]	20.313.867	21.732.346	23.252.102	24.879.923	22.544.559
Baja Tensión	[Bs]	9.529.587	10.117.640	10.748.876	11.421.763	10.454.466
Bloque Bajo						
Alta Tensión	[Bs]	-	-	-	-	-
Media Tensión	[Bs]	8.983.616	9.610.937	10.283.036	11.002.921	9.970.127
Baja Tensión	[Bs]	4.416.635	4.764.212	5.143.028	5.554.750	4.969.656
Ingresos ABAS	Bs	152.490.967	163.088.793	174.477.085	186.693.379	169.187.556
Total Requerimiento sin impuestos	Bs	228.806.697	244.018.320	261.096.381	279.414.971	253.334.092

b) Incremento requerido en la tarifa media de venta

Los ingresos medios requeridos por venta de electricidad para el periodo 2016-2019, son Bs253.334.092 (sin impuestos). Así también, los ingresos requeridos (a diciembre de 2014 sin factores de estabilización) son Bs253.320.720. Consiguientemente, la variación en los ingresos y por lo tanto el impacto de la aplicación del nuevo modelo tarifario es **0,0%**.

3.13 TARIFAS DE APLICACIÓN

Ante la inaplicabilidad de los cargos de régimen a los consumidores regulados de ELFEOSA, debido a los impactos tarifarios que ocasionaría este cambio, se ha visto por conveniente determinar la estructura tarifaria a ser aplicada por ELFEOSA, tomando como base la aplicada al mes de diciembre de 2014 e indexada por la variación de los ingresos con las tarifas promedio base aplicadas a las demandas promedio resultantes del estudio tarifario y las tarifas al mes de diciembre de 2014 aplicada también a la misma demanda.

En este sentido, a partir de la facturación del mes de noviembre de 2015, ELFEOSA deberá aplicar para la facturación de sus consumidores regulados, la tarifa vigente del mes de diciembre de 2014, indexada según se indica a continuación:

$$CT_n = CT_{dic14} * (IT_n / IT_{dic14}) * FED$$

Donde:

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

CT_{dic14} =Es el cargo tarifario de la tarifa vigente el mes de diciembre de 2014.

IT_n =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 2016-2019.

IT_{dic14} =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 2016-2019.

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.

4 CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El estudio tarifario presentado por ELFEOSA, cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad 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 los ingresos requeridos obtenidos presentan un incremento de 0% respecto a los ingresos vigentes a diciembre de 2014."*

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° 731/2015 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° 731/2015 de 28 de octubre de 2015, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar para ELFEOSA la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre 2015 y la fórmula de actualización de la estructura base.

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,

Resolución AE N° 608/2015, Página 22 de 23



RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEOSA), las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario, con sus respectivas fórmulas de indexación, de acuerdo al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEOSA), la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre 2015, de acuerdo al Anexo N° 2 de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEOSA), la fórmula de actualización de la estructura base, 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
TARIFAS BASE PARA ELFEOSA
NOVIEMBRE 2015 - OCTUBRE 2019

Cargos de las tarifas Base Diciembre 2014 (en Bs con IVA)

Cargos por Potencia de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CPPAT	110,344
CPPMT	114,014
CPPBT	127,765

Cargos por Potencia Fuera de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CFATb	14,003
CFMTb	22,262
CFBTb	70,544
CFAP	0,000

Cargos por Energía por bloques y nivel de tensión [Bs/MWh]	
CEATa	141,599
CEATm	137,278
CEATb	134,142
CEMTa	145,186
CEMTm	140,755
CEMTb	137,540
CEBTa	158,221
CEBTm	153,392
CEBTb	149,888

Cargos por Consumidor [Bs/Cons-mes]	
CCPD	18,797
CCMD	94,391
CCGD	284,701

FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

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:

Cargos por Consumidor

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

$$CCK,n = CCK,0 * [a*IPCn-2 / IPC0 + b*PD/PD0 - (n*Xcc)]$$

Donde :

- CCK,n = Cargo por consumidor indexado
 CCK,0 = Cargo por consumidor base
 a = Porción de costos de distribución en moneda nacional.
 b = Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.



ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

IPCN-2	=Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
IPC0	= 153,45 Índice de precios al consumidor correspondiente al mes de octubre de 2014.
PD	= Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
PD0	= Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2014.
Xcc	=Índice de disminución mensual de los costos de consumidor
k	=Pequeñas demandas, medianas demandas y grandes demandas
n	=Número del mes de la indexación respecto del mes base, siendo n=1 para el mes de noviembre de 2015.

Cargo por Potencia:

Primer componente: Cargo por potencia de punta

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

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

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 j correspondiente al mes de la indexación
FPP _j	=Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
Xpp _j	=Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
j	=Baja tensión, media tensión y alta tensión
n	=Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo n=1 para el mes de noviembre 2015.

Segundo Componente: Cargos por Potencia Fuera de Punta

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

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * [a * IPCn-2 / IPC0 + b * PD / PD0 - n * p1j * Xcomj - n * p2j * Xcagj + p3j * ZI + p4j * ZT]$$

Donde:

CFP _{j,n}	=Cargo por potencia fuera de punta indexado para el nivel de tensión j
CFP _{j,0}	=Cargo por potencia fuera de punta base para la red del nivel de tensión j
a	=Porción de costos de distribución en moneda nacional.
b	=Porción de costos de distribución en Dólares Estadounidenses.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

L U Z P A R A T O D O S

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

IPCN-2	=Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
IPC0	=153,45 Índice de precios al consumidor correspondiente al mes de octubre de 2014
PD	=Precio del dólar a fecha 25 del mes anterior al de indexación.
PD ₀	=Precio base del dólar 6,96 correspondiente al 25 de noviembre 2014.
p1j	=Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
p2j	=Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
p3j	=Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
p4j	=Participación de las tasas en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado
Xcag	=Índice de disminución mensual de costos administrativos y generales del nivel de tensión
Xcom	=Índice de disminución mensual de costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión
ZI	=Índice de variación de los impuestos directos
ZT	=Índice de variación de las tasas
j	=Baja tensión, media tensión, alta tensión y alumbrado público
n	=Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo n=1 para el mes de noviembre 2015.

Cargos por Energía

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

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

Donde:

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 medias de energía base del nivel de tensión j
X _{pej}	=Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j
j	=Baja tensión, media tensión y alta tensión
n	=Número del mes de la indexación respecto del mes base
a,m,b	=Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente



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

ANEXO 1 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

Fórmula para incorporar los impuestos y tasas en los cargos tarifarios

Para la incorporación de los impuestos y tasas en los cargos tarifarios, la AE determinó la siguiente fórmula:

$$CTc = \frac{CTs}{(1 - IVA) \times (1 - TREG) - IT}$$

Donde:

CTc	=	Cargo tarifario con impuestos y tasas
CTs	=	Cargo tarifario sin impuestos y tasas
IVA	=	Alícuota del Impuesto al Valor Agregado
IT	=	Alícuota del Impuesto a las Transacciones
TREG	=	Alícuota de la Tasa de Regulación.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

**ANEXO 2
ESTRUCTURA TARIFARIA BASE PARA ELFEOSA
NOVIEMBRE 2015 - OCTUBRE 2019**

(A precios de Diciembre de 2014 con impuestos)

PEQUEÑAS DEMANDAS

CATEGORÍA		BASE DIC/2014 ESTRUCTURA TARIFARIA	
BAJA TENSIÓN			
Domiciliario		B4_PD-R-BT	
Cmin (15)	Bs./mes	20,915	
16-70	Bs./kWh	0,599	
71-200	Bs./kWh	0,605	
201-500	Bs./kWh	0,646	
501-1000	Bs./kWh	0,719	
1001-Ad.	Bs./kWh	0,726	
<i>Aplicación: Consumidores Domiciliarios</i>			
Seguridad Ciudadana		SC_PD-R-BT	
Cmin (15)	Bs./mes	23,254	
16-120	Bs./kWh	0,593	
121-200	Bs./kWh	0,627	
201- Ad.	Bs./kWh	0,691	
<i>Aplicación: Consumidores Puesto de Policía Ley Seguridad Ciudadana</i>			
General 1		G1_PD-G-BT	
Cmin (30)	Bs./mes	27,202	
31-50	Bs./kWh	0,924	
51-120	Bs./kWh	1,050	
121- Ad.	Bs./kWh	1,052	
<i>Aplicación: Consumidores Generales con Potencia Instalada Igual o Inferior a 3 kW con Suministro en Baja Tensión</i>			
General 2		G2_PD-G-BT	
CF	Bs./mes	23,290	
0-250	Bs./kWh	0,907	
251-Ad.	Bs./kWh	0,972	
<i>Aplicación: Consumidores Generales con Potencia Instalada Mayor a 3 kW y Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión</i>			
Industrial Menor		D_PD-G-BT	
CF	Bs./mes	23,289	
CE	Bs./kWh	0,586	
<i>Aplicación: Consumidores Industriales Microempresarios con Demanda Menor o igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión</i>			

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

CATEGORÍA		BASE DIC/2014
		ESTRUCTURA TARIFARIA
Alumbrado Público		AP_PD-AP-BT
CE	Bs./kWh	1,052
<i>Aplicación: Consumidores con Actividad de Servicio de Alumbrado Público</i>		
Minería		M_PD-G-BT
CF	Bs./mes	23,289
CE	Bs./kWh	0,466
<i>Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión</i>		
Comercial		C_PD-BT
Cmin (30)	Bs./mes	27,202
31-50	Bs./kWh	0,924
51-120	Bs./kWh	1,050
121- Ad.	Bs./kWh	1,052
<i>APLICACIÓN: Consumidores Comerciales con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión</i>		
MEDIA TENSIÓN		
Industrial Mayor		E_PD-G-MT
CF	Bs./mes	23,289
0-250	Bs./kWh	0,751
251-Ad.	Bs./kWh	0,773
<i>Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
General Mayor		G_PD-G-MT
CF	Bs./mes	23,254
CE	Bs./kWh	0,534
<i>APLICACIÓN: Consumidores Generales Mayores con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Venta en Bloque		P_PD-R-MT
CF	Bs./mes	23,254
CE	Bs./kWh	0,465
<i>Aplicación: Consumidores Venta en Bloque con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Comercial		C_PD-MT
CF	Bs./mes	23,254
CE	Bs./kWh	0,534
<i>APLICACIÓN: Consumidores Comerciales con Demanda Menor o Igual a 10 kW con Suministro en Baja Tensión</i>		

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

MEDIANAS DEMANDAS

CATEGORÍAS		BASE DIC/2014 ESTRUCTURA TARIFARIA
BAJA TENSIÓN		
General Mayor		G2_MD-BT
CF	Bs./mes	23,968
CE	Bs./kWh	0,562
CP	Bs./kW	63,049
<i>APLICACIÓN: Consumidores Generales Mayores con Demanda mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión</i>		
Industrial Mayor		E_MD-BT
CF	Bs./mes	24,004
0-250	Bs./kWh	0,394
251-Ad.	Bs./kWh	0,447
CP	Bs./kW	102,728
<i>Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión</i>		
Comercial		C_MD-BT
CF	Bs./mes	23,968
CE	Bs./kWh	0,562
CP	Bs./kW	63,049
<i>APLICACIÓN: Consumidores Comerciales con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Baja Tensión</i>		
MEDIA TENSIÓN		
General Mayor		G2_MD-MT
CF	Bs./mes	23,968
CE	Bs./kWh	0,558
CP	Bs./kW	55,151
<i>APLICACIÓN: Consumidores Generales Mayores con Demanda mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Industrial Menor		D_MD-MT
CF	Bs./mes	24,004
CE	Bs./kWh	0,244
CP	Bs./kW	42,944
<i>Aplicación: Consumidores Industriales Microempresarios con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión</i>		



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

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

CATEGORÍAS		BASE DIC/2014 ESTRUCTURA TARIFARIA
Industrial Mayor		E_MD-MT
CF	Bs./mes	24,004
0-250	Bs./kWh	0,240
251-Ad.	Bs./kWh	0,273
CP	Bs./kW	90,371
<i>Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Minería		M_MD-MT
CF	Bs./mes	24,004
CE	Bs./kWh	0,171
CP	Bs./kW	120,016
<i>Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Venta en Bloque		P_MD-MT
CF	Bs./mes	23,968
CE	Bs./kWh	0,205
CP	Bs./kW	52,216
<i>Aplicación: Consumidores Venta en Bloque con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Comercial		C_MD-MT
CF	Bs./mes	23,968
CE	Bs./kWh	0,558
CP	Bs./kW	55,151
<i>APLICACIÓN: Consumidores Comerciales con Demanda Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW con Suministro en media Tensión</i>		

GRANDES DEMANDAS

CATEGORÍAS		BASE DIC/2014 ESTRUCTURA TARIFARIA
BAJA TENSIÓN		
Industrial Mayor		E_GD-BT
CF	Bs./mes	24,484
0-250 a	Bs./kWh	0,286
0-250 m	Bs./kWh	0,274
0-250 b	Bs./kWh	0,252
CPP	Bs./kW	104,783
CEPFP	Bs./kW	39,214
<i>Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Baja Tensión</i>		



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

LUZ PARA TODOS

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015**

CATEGORÍAS		BASE DIC/2014 ESTRUCTURA TARIFARIA
MEDIA TENSIÓN		
General Mayor		
		G2_GD-MT
CF	Bs./mes	24,447
CE a	Bs./kWh	0,592
CE m	Bs./kWh	0,573
CE b	Bs./kWh	0,526
CPP	Bs./kW	56,254
CEPFP	Bs./kW	12,242
<i>Aplicación: Consumidores Generales Mayores con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Industrial Mayor		E_GD-MT
CF	Bs./mes	24,484
0-250 a	Bs./kWh	0,274
0-250 m	Bs./kWh	0,262
0-250 b	Bs./kWh	0,244
CPP	Bs./kW	90,371
CEPFP	Bs./kW	19,667
<i>Aplicación: Consumidores Industriales Mayores con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Minería		M_GD-MT
CF	Bs./mes	24,484
CE a	Bs./kWh	0,164
CE m	Bs./kWh	0,157
CE b	Bs./kWh	0,143
CPP	Bs./kW	142,375
CEPFP	Bs./kW	30,984
<i>Aplicación: Consumidores con Actividad Minera con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión</i>		
Aceros Tesa		Tesa_GD-MT
CF	Bs./mes	24,447
CE a	Bs./kWh	0,152
CE m	Bs./kWh	0,142
CE b	Bs./kWh	0,132
CPP	Bs./kW	127,966
CEPFP	Bs./kW	26,099
<i>Aplicación: Consumidor Aceros TESA</i>		



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

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 608/2015
TRÁMITE N° 2015-13193-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0021-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

CATEGORÍAS		BASE DIC/2014
		ESTRUCTURA TARIFARIA
Venta en Bloque		P_GD-MT
CF	Bs./mes	23,983
CE a	Bs./kWh	0,208
CE m	Bs./kWh	0,198
CE b	Bs./kWh	0,182
CPP	Bs./kW	55,063
CEPFP	Bs./kW	11,981
Aplicación: Consumidores Venta en Bloque con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		
Comercial		C_GD-MT
CF	Bs./mes	24,447
CE a	Bs./kWh	0,592
CE m	Bs./kWh	0,573
CE b	Bs./kWh	0,526
CPP	Bs./kW	56,254
CEPFP	Bs./kW	12,242
Aplicación: Consumidores Comerciales con Demanda Mayor a 50 kW con Suministro en Media Tensión		

ANEXO 3

FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

A partir de la facturación del mes de noviembre de 2015, ELFEO aplicará para la facturación de sus consumidores, la tarifa aprobada indexada según se indica a continuación:

$$CT_n = CT_0 \times \frac{IT_n}{IT_0} \times FED$$

CT_n =Es el cargo tarifario de la estructura tarifaria a aplicar en el mes "n".

CT_0 =Es el cargo tarifario de la estructura tarifaria base aprobada.

IT_n =Es el ingreso total anual 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 período noviembre 2015-octubre 2019.

IT_0 =Es el ingreso promedio anual del estudio tarifario del período noviembre 2015-octubre 2019, que puede obtenerse por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes base del estudio tarifario a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario del período noviembre 2015-octubre 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 estructura tarifaria.