

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

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para ELFEC las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario y sus fórmulas de indexación, para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019 y la fórmula de actualización de la estructura base, para el periodo noviembre 2016 – octubre 2019.

VISTOS:

La nota AE-208-DPT-32/2015 de 03 de febrero de 2015; el Informe AE DPT N° 719/2015 de 28 de octubre de 2015; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 establece los lineamientos para determinar la cobertura del servicio eléctrico, debiendo ser proyectada al 2020 para alcanzar un nivel de 100% en el área urbana y 87% en el área rural.

Que la Agenda Patriótica 2025, tiene como meta el logro de una cobertura universal del servicio de electricidad al 2025 y el Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025, elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Que mediante nota AE-208-DPT-32/2015 de 03 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 de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC), el cual debería ser encargado a una empresa consultora especializada y precalificada por la AE. La empresa consultora que fue contratada por ELFEC fue la Empresa Consultora U-CON Consultores en Energía y Servicios por Redes S.R.L., elaborando la propia empresa su estudio de proyección de la Demanda.

Que mediante Informe AE-DPT N° 238/2015 de 27 de abril de 2015, se solicitó la contratación de un profesional para contar con una opinión independiente, calificada y profesional respecto a la eficiencia técnica - económica y la razonabilidad de los proyectos de inversión que las Distribuidoras presenten dentro sus Planes de Expansión y Programas de Inversión para el próximo periodo tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 4855 de 30 de abril de 2015, ELFEC solicitó ampliación de plazo para la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y Plan de Inversiones hasta fecha 14 de mayo de 2015.

Que mediante nota AE-1106-DPT-128/20145 de 13 de mayo de 2015, se contestó a la solicitud de ampliación de plazo realizada por ELFEC, otorgando una plazo adicional de diez (10) días hábiles para la presentación del Estudio de Proyección de la Demanda y el Programa de Inversiones.

Que mediante nota AE-1139-DPT-134/2015 de 19 de mayo de 2015, se solicitó a ELFEC información adicional referente a los Planes de Expansión y Programas de Inversiones para el periodo noviembre 2015 - octubre 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 mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6080 de 28 de mayo de 2015, ELFEC remitió el Estudio de Proyección de la Demanda y el Programa de Inversiones para el periodo 2016 – 2019.

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 recepcionada en la AE con Registro N° 6549 de 8 de junio de 2015, ELFEC remitió información adicional a la entregada mediante nota con Registro N° 6080.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6836 de 15 de junio de 2015, ELFEC remitió información adicional referente a los Planes de Expansión y Programa de Inversión 2016 – 2019 (Proyectos No Singulares), en respuesta a la nota AE-1139-DPT-134/2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7588 de 03 de julio de 2015, ELFEC presentó la información sobre la caracterización de la carga para el estudio tarifario noviembre 2015 - octubre 2019.

Que mediante nota AE-1520-DPT-198/2015 de 06 de julio de 2015, se solicitó a ELFEC la presentación del detalle de activos correspondiente al Activo Fijo Bruto y Neto a diciembre de 2014.

Que mediante nota AE-1521-DPT-199/2015 de 06 de julio de 2015, se solicitó a ELFEC la remisión de los contratos de administración, operación y mantenimiento de redes que son de propiedad de la gobernación, municipios u otras instituciones, así como el detalle y evolución de kilómetros de línea y KVA instalados, que son operados por la distribuidora. Por otro lado, se solicitó el listado y resumen de los proyectos de electrificación rural a ejecutarse en el periodo noviembre 2015 - octubre 2019.

Que mediante nota AE-1532-DPT-201/2015 de 06 de julio de 2015, se solicitó a ELFEC la presentación del detalle de costos a nivel de libro mayor de las gestiones 2012, 2013 y 2014 según nomenclatura del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC).



Que mediante nota AE-1575-DPT-214/2015 de 15 de julio de 2015, se remitió a ELFEC los "Aspectos a ser considerados en su Estudio tarifario".

Que mediante nota AE-1613-DPT-225/2015 de 17 de julio de 2015, se remitió a ELFEC las observaciones al Estudio de Proyección de la Demanda presentado por la Distribuidora mediante nota con registro N° 1575.

Que mediante nota con registro AE N° 8049 de fecha 15 de julio de 2015, ELFEC presentó información sobre costos de las gestiones 2012, 2013 y 2014.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8050 de 15 de julio de 2015, ELFEC solicitó ampliación de plazo para la presentación de información solicitada por la AE mediante nota AE-1521-DPT-199/2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8051 de 15 de julio de 2015, ELFEC remitió el detalle del activo fijo a diciembre de 2014.

Que mediante nota AE-1575-DPT-214/2015 de 15 de julio de 2015, se remitió a ELFEC los "Aspectos a ser considerados en su Estudio tarifario".

Que mediante nota AE-1613-DPT-225/2015 de 17 de julio de 2015, se remitió a ELFEC las observaciones al Estudio de Proyección de la Demanda presentado por la Distribuidora mediante nota con registro N° 1575.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8313 de 22 de julio de 2015, ELFEC remitió los contratos de operación y mantenimiento de redes e información sobre evolución de cantidades de red y capacidad instalada operada por la distribuidora.

Que mediante nota AE-1659-DPT-233/2015 de 23 de julio de 2015, se solicitó a ELFEC remitir el desglose de los importes de ingresos y egresos descritos en los estados financieros del estado de pérdidas y ganancias de las gestiones 2012, 2013 y 2014 de acuerdo al formato establecido en el formulario ISE 220.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8426 de 24 de julio de 2015, ELFEC presentó la respuesta a las observaciones realizadas por la AE al Estudio de Proyección de la Demanda, remitido mediante nota AE-1613-DPT-225/2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8688 de 31 de julio de 2015, ELFEC remitió la comparación realizada entre la información de los estados financieros de las gestiones 2012, 2013 y 2014 con la información de los formularios ISE 220.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8698 de 31 de julio de 2015, ELFEC entregó el Estudio Tarifario para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, adjuntando la copia digital del informe y modelos desarrollados en Microsoft Excel.

Que en fecha 13 de agosto de 2015, se realizó una reunión entre la AE y ELFEC con objeto de realizar la revisión a las observaciones del Estudio de Proyección de la Demanda, de acuerdo al acta suscrita en esa oportunidad.



Que mediante nota AE-1806-DPT-264/2015 de 18 de agosto de 2015, se invitó a ELFEC a realizar una presentación del modelo tarifario en fecha 20 de agosto de 2015.

Que en fecha 20 de agosto de 2015, se realizó la presentación del modelo tarifario del ELFEC, según consta en acta suscrita al efecto.

Que de acuerdo a lo acordado en el acta de fecha 13 de agosto de 2015, ELFEC remitió mediante nota con Registro N° 9466 de 20 de agosto de 2015, las aclaraciones correspondientes al Estudio de Proyección de la Demanda.

Que mediante nota AE-1952-DPT-282/2015 de 2 de septiembre de 2015 y de acuerdo a lo establecido en el artículo 60 del RPT, se remitió a ELFEC las observaciones al "Estudio Tarifario de Distribución de ELFEC para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019".

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 9989 de 02 de septiembre de 2015, el Consultor presentó el Informe Preliminar 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" según lo estipulado en el Contrato AE C-137/2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10334 de 10 de septiembre de 2015, ELFEC remitió una solicitud de reunión con el objeto de satisfacer de mejor forma las aclaraciones, complementos, y modificaciones realizadas en el Estudio Tarifario por efecto de las observaciones realizadas por el Regulador.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10754 de 21 de septiembre de 2015, ELFEC solicitó ampliación de plazo para la presentación de los descargos a las observaciones al Estudio Tarifario.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10866 de 22 de septiembre de 2015, el Consultor presentó el Informe Final 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" según lo estipulado en el contrato AE C-137/2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10962 de 24 de septiembre de 2015, ELFEC presentó el documento de respuesta a las observaciones del Estudio Tarifario, además del informe actualizado del modelo tarifario y el modelo tarifario, en medio magnético.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11215 de 30 de septiembre de 2015, ELFEC remitió información complementaria y corregida al modelo presentado mediante nota con registro N° 10962 de 24 de septiembre de 2015.

Que mediante Adenda AE C-023/2015 de 30 de septiembre de 2015 la AE aprobó el "Primer Contrato Modificadorio al Contrato AE C-137/2015" con el objeto de ampliar el plazo de la consultoría por trece (13) días calendarios adicionales a los ciento veinte (120) días originalmente ya otorgados, determinando como nueva fecha de conclusión del contrato el día 15 de octubre de 2015



Que mediante nota AE-2232-DPT-330/2015 de 05 de octubre de 2015, se solicitó a ELFEC la remisión de documentación de respaldo para el pago de bonos al personal.

Que mediante nota AE-2235-DPT-332/2015 de 05 de octubre de 2015, se invitó a una reunión a ELFEC a objeto de tratar aspectos relacionados al estudio corregido remitido por ELFEC mediante con registro N° 10962 de 24 de septiembre de 2015.

Que en fecha 08 de octubre de 2015, se realizó una reunión entre la AE, ELFEC y la consultora U-CON a objeto de analizar los descargos a las observaciones del estudio tarifario corregido presentado por la Distribuidora mediante nota con Registro N° 10962.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11462 de 8 de octubre de 2015, ELFEC remitió a la AE información de respaldo para el pago de bonos a personal.

Que en fecha 12 de octubre de 2015, se realizó una reunión de revisión del Estudio Tarifario, entre la AE, ELFEC y la consultora U-CON, cuyas determinaciones se establecieron en el acta suscrita al efecto.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 11677 de 13 de octubre de 2015, ELFEC remitió los respaldos a los planteamientos realizados en la reunión de fecha 12 de octubre de 2015 para la incorporación de un camión de línea viva y los ajustes a la Proyección de la Demanda.

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 28 de octubre de 2015, ELFEC 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° 719/2015 de 28 de octubre de 2015, recomienda lo siguiente:

- Aprobar las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario de ELFEC y sus fórmulas de indexación, para el periodo noviembre 2016 – octubre 2019.
- Aprobar la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para el periodo noviembre 2016 – octubre 2019.
- Aprobar la fórmula de actualización de la estructura base, para el periodo noviembre 2016 – 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 Concesión.

CONSIDERACIÓN: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de ELFEC, contenido en su Informe AE DPT N° 719/2015 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° 717/2015 de 28 de octubre de 2015, para ELFEC durante el periodo noviembre 2015 - octubre 2019 y se detallan a continuación:

3.1 Consumidores y Consumo de Energía

El número de consumidores y consumos proyectados para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019 y considerados en el informe final del Estudio Tarifario presentado por ELFEC, se resume en el Cuadro siguiente.

PROYECCION NUMERO DE CONSUMIDORES Y CONSUMO

COCHABAMBA

NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Residencial	385.944	399.352	413.161	427.383	442.016	457.097
General 1	47.952	51.317	54.888	58.706	62.790	67.159
General 2	4.108	4.540	5.056	5.690	6.470	7.432
Agua Potable	1.145	1.200	1.298	1.398	1.502	1.609
Agro	1.709	1.866	2.024	2.182	2.340	2.499
Industrial 1	6.561	6.911	7.311	7.733	8.180	8.653
Industrial 2	319	340	358	376	394	412
Industrial 3	1	1	1	1	1	1
A. Publico	156	164	171	179	186	194
Fuera de Punta	279	268	287	306	325	344
S. Ciudadana	53	86	126	186	273	402
TOTAL	448.227	466.045	484.681	504.140	524.478	545.801

CONSUMO DE ENERGIA (MWh)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Residencial	444.235	462.651	478.623	495.132	512.119	529.626
General 1	67.327	70.305	73.213	76.241	79.394	82.678
General 2	102.278	106.010	111.970	117.664	123.488	129.443
Agua Potable	23.524	24.818	25.402	25.986	26.582	27.193
Agro	18.204	18.820	19.856	20.572	21.240	21.862
Industrial 1	46.077	47.130	48.746	50.079	51.412	52.745
Industrial 2	231.914	247.878	258.995	270.039	281.082	292.126
Industrial 3	371	353	353	353	353	353
A. Publico	83.760	107.675	117.018	125.294	134.064	143.352
Fuera de Punta	2.639	2.826	2.849	2.849	2.849	2.849
S. Ciudadana	161	389	934	2.270	5.516	13.405
TOTAL	1.020.491	1.088.855	1.137.959	1.186.478	1.238.100	1.295.631

TROPICO

NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Residencial	34.771	39.895	45.348	51.147	57.311	63.857
General 1	4.889	5.106	5.330	5.563	5.807	6.062
General 2	432	485	550	623	707	801
Agua Potable	72	80	88	96	104	112
Agro	7	8	9	9	9	10
Industrial 1	431	460	490	519	549	578
Industrial 2	15	18	20	22	25	27
A. Publico	5	5	5	5	5	5
Fuera de Punta	2	2	2	2	2	2
TOTAL	40.624	46.059	51.841	57.987	64.518	71.454

CONSUMO DE ENERGIA (MWh)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Residencial	27.095	29.974	34.013	38.195	42.639	47.357
General 1	7.529	8.149	8.815	9.429	10.085	10.787
General 2	8.840	9.790	10.391	10.978	11.566	12.153
Agua Potable	496	557	649	759	886	1.036
Agro	177	185	186	189	193	196
Industrial 1	4.416	4.486	4.891	5.309	5.762	6.255
Industrial 2	4.371	5.611	7.956	10.400	13.186	16.313
A. Publico	3.591	5.825	6.541	7.096	7.674	8.275
Fuera de Punta	12	17	27	38	52	68
TOTAL	56.528	64.595	73.469	82.394	92.044	102.441

TOTAL ELFEC

NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Residencial	420.715	439.247	458.509	478.530	499.326	520.954	543.432
General 1	52.841	56.423	60.217	64.269	68.598	73.220	78.158
General 2	4.540	5.025	5.606	6.313	7.176	8.234	9.535
Agua Potable	1.217	1.280	1.386	1.494	1.605	1.720	1.835
Agro	1.716	1.874	2.033	2.191	2.350	2.508	2.667
Industrial 1	6.992	7.372	7.801	8.253	8.729	9.232	9.761
Industrial 2	334	357	378	398	418	439	459
Industrial 3	1	1	1	1	1	1	1
A. Publico	161	169	176	184	191	199	206
Fuera de Punta	281	270	289	308	327	346	365
S. Ciudadana	53	86	126	186	273	402	592
TOTAL	488.851	512.104	536.522	562.127	588.996	617.255	647.012

CONSUMO DE ENERGIA (MWh)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Residencial	471.330	492.624	512.635	533.327	554.758	576.983	600.018
General 1	74.857	78.455	82.028	85.670	89.479	93.465	97.635
General 2	111.118	115.799	122.360	128.642	135.054	141.597	148.273
Agua Potable	24.020	25.375	26.052	26.744	27.469	28.229	29.028
Agro	18.382	19.005	20.042	20.762	21.433	22.058	22.642
Industrial 1	50.493	51.616	53.638	55.388	57.175	59.000	60.867
Industrial 2	236.286	253.490	266.951	280.439	294.269	308.440	322.952
Industrial 3	371	353	353	353	353	353	353
A. Publico	87.351	113.500	123.559	132.390	141.738	151.627	162.080
Fuera de Punta	2.651	2.844	2.876	2.887	2.901	2.917	2.936
S. Ciudadana	161	389	934	2.270	5.516	13.405	32.573
TOTAL	1.077.018	1.153.451	1.211.427	1.268.872	1.330.144	1.398.073	1.479.357

3.2 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 ELFEC un valor promedio de pérdidas para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019 de 9,74% que incluyen los Sistemas Cochabamba y Trópico, como se muestra a continuación:

Determinación de las pérdidas de energía noviembre 2015 - octubre 2019 (MWh)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
COCHABAMBA							
Alta Tensión	0,18%	0,18%	0,18%	0,18%	0,18%	0,18%	0,18%
Media Tensión	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
Baja Tensión	13,37%	12,54%	12,49%	12,41%	12,45%	12,48%	12,46%
Total	9,97%	9,87%	9,77%	9,67%	9,57%	9,47%	9,62%
TRÓPICO							
Alta Tensión	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Media Tensión	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
Baja Tensión	13,37%	12,54%	12,49%	12,41%	12,45%	12,48%	12,46%
Total	12,46%	11,76%	11,56%	11,36%	11,26%	11,16%	11,34%
TOTAL ELFEC							
Alta Tensión	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%
Media Tensión	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
Baja Tensión	11,62%	11,41%	11,29%	11,16%	11,04%	10,92%	11,11%
Total	10,10%	9,98%	9,88%	9,78%	9,69%	9,60%	9,74%
Técnicas	8,66%	8,54%	8,44%	8,34%	8,25%	8,16%	8,30%
No Técnicas	1,44%	1,44%	1,44%	1,44%	1,44%	1,44%	1,44%

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 noviembre 2015 - octubre 2019 dio como resultado el valor porcentual de 9,62% (0,962) para el Sistema Cochabamba y un valor porcentual de 11,34 (0,113) para el Sistema Trópico y un total para ELFEC de 9,62%.

Balance de Energía y Potencia

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

BALANCE DE ENERGIA Y POTENCIA

CONCEPTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Compra de Energía (MWh)	1.198.073,9	1.281.294,4	1.344.243,4	1.406.442,5	1.472.844,2	1.546.468,1
Potencia de Punta (kW)	213.593,0	227.493,0	238.839,1	250.053,5	262.031,5	275.303,0
Pot Maxima Sistema (kW)	214.151,6	228.796,1	240.036,7	251.143,4	263.000,5	276.147,3
Factor de Carga (%)	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%
Factor de Coincidencia (%)	99,7%	99,4%	99,5%	99,6%	99,6%	99,7%

4 INVERSIONES

Luego de haber recibido el documento final del Consultor que analiza el Programa de Inversiones para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019 propuesto por ELFEC, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) analizó dicho documento, estableciendo su conformidad con los resultados mostrados en el mismo en virtud de la coherencia y razonabilidad de los conceptos vertidos y el análisis realizado que sustentan las reducciones sugeridas. Asimismo, cabe señalar que el Programa de Inversiones Reformulado por el Consultor tiene una diferencia de apenas Bs11 (Once 00/100 bolivianos) con el Programa de Inversiones propuesto, en una segunda instancia, por ELFEC a esta Autoridad por lo que se aceptara este último.

En este sentido, el Programa de Inversiones aprobado a ELFEC para el periodo tarifario noviembre 2015 - octubre 2019, alcanza a un monto total de Bs497.672.180 (Cuatrocientos noventa y siete millones seiscientos setenta y dos mil ciento ochenta 00/100 bolivianos) como se muestra a continuación:

Programa de Inversiones sugerido a ELFEC para el período noviembre 2015 - octubre 2019 (Expresado en Bolivianos)

DESCRIPCION	Programa de Inversiones Reformulado				
	2016	2017	2018	2019	Total (Bs)
ALTA TENSION	18.220.093	37.668.553	12.715.500	2.571.058	71.175.204
MEDIA TENSION	73.905.958	61.349.281	38.314.077	26.112.127	199.681.443
BAJA TENSION	33.540.919	34.255.230	35.537.752	36.879.862	140.213.763
PROPIEDAD GENERAL	48.628.427	13.588.115	15.066.691	9.318.537	86.601.770
TOTAL	174.295.397	146.861.179	101.634.020	74.881.584	497.672.180

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 ELFEC, 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. En este contexto la AE remitió la nota AE-1952-DPT-282/2015 de 2 de septiembre de 2015 de observaciones al estudio tarifario, en la cual se instruyó a ELFEC excluir aquellos costos que por su naturaleza y concepto se consideran excesivos y no corresponden al ejercicio de la concesión y tampoco responden a criterios de eficiencia y razonabilidad.

Una vez realizada la depuración, se obtienen los costos históricos, estos costos históricos se actualizan utilizando el indicador inflacionario IPC (Índice de Precios al Consumidor), determinándose de esta forma los costos operativos base, que se presentan a continuación:

COSTOS OPERATIVOS BASE (en Bolivianos)
A precios de diciembre de 2014

CONCEPTO	BASE
Costos de Operación y Mantenimiento	84.536.952,52
Costos Administrativos y Generales	30.007.859,08
Costos de Consumidores	84.642.031,51
TOTAL	199.186.843,11

Los costos del período noviembre 2015 - octubre 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:

COSTOS OPERATIVOS 2016-2019

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019
Costos de Operación y Mantenimiento	84.536.952,52	90.050.314,52	94.936.004,81	99.823.896,41	104.890.243,90	110.257.177,39
Costos Administrativos y Generales	30.007.859,08	32.059.923,38	33.635.001,93	35.191.317,15	36.852.789,41	38.694.971,09
Costos de Consumidores	84.642.031,51	88.884.661,71	93.217.165,00	97.753.684,19	102.488.583,95	107.438.279,52
Subtotal Costos Operativos	199.186.843,11	210.994.899,61	221.788.171,74	232.768.897,75	244.231.617,26	256.390.428,00
Costos MO acometidas y medidores (Bs)		1.340.581,79	1.397.699,48	1.459.349,02	1.523.107,23	1.591.352,03
Ingresos por Conexiones y Reconexiones (Bs)		-4.956.492,56	-5.167.672,09	-5.395.607,06	-5.631.338,38	-5.883.657,82
TOTAL COSTOS OPERATIVOS		207.378.988,83	218.018.199,12	228.832.639,71	240.123.386,11	252.098.122,22

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:

COSTOS OPERATIVOS 2016-2019

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019
Costos de Operación y Mantenimiento	84.536.952,52	90.050.314,52	94.936.004,81	99.823.896,41	104.890.243,90	110.257.177,39
Costos Administrativos y Generales	30.007.859,08	32.059.923,38	33.635.001,93	35.191.317,15	36.852.789,41	38.694.971,09
Costos de Consumidores	84.642.031,51	88.884.661,71	93.217.165,00	97.753.684,19	102.488.583,95	107.438.279,52
Subtotal Costos Operativos	199.186.843,11	210.994.899,61	221.788.171,74	232.768.897,75	244.231.617,26	256.390.428,00
Costos MO acometidas y medidores (Bs)		1.340.581,79	1.397.699,48	1.459.349,02	1.523.107,23	1.591.352,03
Ingresos por Conexiones y Reconexiones (Bs)		-4.881.029,19	-5.088.993,48	-5.313.458,10	-5.545.600,38	-5.794.078,22
TOTAL COSTOS OPERATIVOS		207.454.452,20	218.096.877,73	228.914.788,67	240.209.124,11	252.187.701,82

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 de 2014)

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO 2016-2019
Patrimonio Afecto a la Concesión	700.918.979	763.256.789	855.643.198	959.091.347	1.021.473.508	1.046.575.679	970.695.933
Tasa de Retorno (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Utilidad	70.792.817	77.088.936	86.419.963	96.868.226	103.168.824	105.704.144	98.040.289

6.2 Costos Financieros

ELFEC presentó en su estudio tarifario el siguiente detalle de pasivo y costo financiero vigente a la fecha de presentación del estudio:

BONOS ELFEC IV – Emisión 3
Saldo al 31/12/2010: Bs. 9.943.182
Fecha de vencimiento: 02/10/2017
Plazo: 7 años
Interés: 6,50% anual
Amortización: Semestral

En relación a los costos asociados a los préstamos y obligaciones para la determinación del pasivo de largo plazo, la AE aprobó en fecha 23 de octubre de 2015, la Resolución AE N° 565/2015, en la cual se establece lo siguiente:

- “La Tasa Máxima de Interés (TMI) a ser reconocida para los préstamos contratados al 31 de julio de 2015 en moneda nacional, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,5 puntos porcentuales. En caso de existir los préstamos contratados al 31 de julio de 2015 en moneda extranjera, será igual a la tasa LIBOR correspondiente a la fecha de determinación de interés, más un spread máximo de 5,6 puntos porcentuales.
- Los otros gastos financieros resultantes de préstamos contratados por el Titular comprendidos en los contratos de deuda de largo plazo, deberán ser justificados de



forma documentada por las empresas de distribución y no deben superar el 0.30% del monto total de cada préstamo en el caso de pasivos de largo plazo contraídos con el sistema bancario y/o emisiones de bonos.

- c) Para efectos del estudio tarifario, los límites de la TMI y de los otros gastos resultantes de préstamos contraídos, se aplicarán en forma individual a cada contrato de préstamo o emisión de bonos que componga la deuda de largo plazo de la empresa.

En este contexto se determinó el valor de la tasa máxima de interés a aplicarse en el presente estudio a partir de la información oficial existente en relación a la tasa LIBOR, remitiéndonos en este caso a la información del Banco Central de Bolivia publicada en el sitio web: <https://www.bcb.gob.bo/?q=tasa-libor>, en la cual el valor de esta tasa a doce meses es de **0,80%**, al que se adiciona un spread de 5,5 puntos porcentuales, dando un total de **6,3%** como valor referencial para efectos del cálculo.

Una vez obtenido el valor de la Tasa Máxima de Interés, se procedió a verificar el valor de esta tasa incluido por ELFEC en el estudio, el cual es de 6,5%, mayor en 0,2% al aprobado por el Regulador. En consecuencia, se ajustó este valor en el cálculo disminuyendo en consecuencia el valor de la cuota correspondiente a intereses en el cálculo de los costos financieros.

Finalmente se tiene el valor del Pasivo de Largo Plazo y los Costos Financieros incluidos en el estudio tarifario:

COSTOS FINANCIEROS noviembre 2015 - octubre 2019

CONCEPTO \ AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CAPITAL (Bs)	1.473.064	1.473.064	1.473.064	1.104.798	0	0
INTERÉS (Bs)	324.811	232.008	139.205	40.601	0	0
PAGO (Bs)	1.797.875	1.705.072	1.612.269	1.145.399	0	0
SALDO DE DEUDA (Bs) (Fin año)	4.050.926	2.577.862	1.104.798	0	0	0

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 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 ELFEC 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, fue obtenido 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:

CONCEPTO	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ALTA TENSIÓN						
Cuota de Depreciación	1.168.696	1.077.199	1.948.269	2.841.184	3.487.100	3.434.160
Activo Fijo Neto	17.259.612	24.258.391	38.529.195	63.278.161	84.718.500	86.384.671
MEDIA TENSIÓN						
Cuota de Depreciación	21.053.396	22.680.501	26.037.281	28.122.311	29.388.735	29.671.045
Activo Fijo Neto	277.386.639	312.726.418	357.057.328	398.405.783	420.069.485	425.269.175
BAJA TENSIÓN						
Cuota de Depreciación	31.208.438	31.651.878	33.229.268	39.026.751	40.009.157	40.385.600
Activo Fijo Neto	352.158.927	365.183.616	392.932.989	421.258.151	431.143.659	439.527.269
TOTAL						
Cuota de Depreciación	53.430.530	55.409.578	61.214.819	69.990.245	72.884.991	73.490.805
Activo Fijo Neto	646.805.179	702.168.426	788.519.513	882.942.095	935.931.643	951.181.114

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	BASE	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO 2016-2019
PATRIMONIO							
Activo Fijo Neto	646.805.179	702.168.426	788.519.513	882.942.095	935.931.643	951.181.114	889.643.591
Pasivo de Largo Plazo	4.787.458	3.314.394	1.841.330	368.266	0	0	552.399
Capital de Trabajo (1/12 Ingresos)	57.094.051	60.867.497	64.654.590	68.772.323	72.144.209	75.216.955	70.197.019
Patrimonio Afecto a la Concesión	699.111.772	759.721.529	851.332.772	951.346.151	1.008.075.852	1.026.398.069	959.288.211

8 DETERMINACION DE LAS TARIFAS BASE

La Tarifa Base obtenida del Estudio de ELFEC, 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 el modelo se determinaron los siguientes cargos de las Tarifas Base, para su aplicación en la determinación de la estructura tarifaria.

CARGOS BASE (S/IVA Y TREG)

En Bolivianos

Cargo por Consumidor

CCPD	[Bs/Cons-mes]	13,557
CCMD	[Bs/Cons-mes]	65,581
CCGD	[Bs/Cons-mes]	131,163

Cargo por Potencia Fuera de Punta

CFAT	Bs/kW-mes	12,566
CFMT	Bs/kW-mes	49,319
CFBT	Bs/kW-mes	39,225

Cargo por Potencia de Punta

PPST	Bs/kW-mes	87,992
CPAT	Bs/kW-mes	88,156
CPMT	Bs/kW-mes	89,953
CPBT	Bs/kW-mes	104,776

Cargo por Energía Alta Tensión

CEATa	[Bs/kWh]	111,769
CEATm	[Bs/kWh]	109,146
CEATb	[Bs/kWh]	107,794

Cargo por Energía Media Tensión

CEMTa	[Bs/kWh]	113,836
CEMTm	[Bs/kWh]	111,165
CEMTb	[Bs/kWh]	109,788

Cargo por Energía Baja Tensión

CEBTa	[Bs/kWh]	128,058
CEBTm	[Bs/kWh]	125,053
CEBTb	[Bs/kWh]	123,504

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:

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

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 .





- X_{pp_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:

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

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 de energía base del nivel de tensión j .
- X_{pe_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:

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

Donde:

- $CC_{j,n}$ 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 (Bs. 153,45 a octubre 2014)
- 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:

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

Donde:

- 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.
IPC₀ Índice de precios al consumidor base. (Bs.153,45 a octubre 2014)
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.

Para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019 el ingreso promedio requerido es de Bs842.364.228 (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 noviembre 2015 - octubre 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.

Ingresos por Cargo de Consumidores		2014	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
Clientes Pequeñas Demandas	Bs	77.350.926	81.161.627	85.011.554	89.052.309	93.286.961	97.733.839	91.271.166
Clientes Medianas Demandas	Bs	1.369.993	1.471.769	1.589.789	1.725.122	1.881.363	2.063.122	1.814.849
Clientes Grandes Demandas	Bs	724.804	775.271	832.433	894.157	961.904	1.037.104	931.399

Ingresos por Cargo de Potencia Fuera de Punta

Potencia Fuera de Punta AT	Bs	32.104.423	34.301.196	35.996.286	37.671.173	39.459.221	41.441.726	38.642.102
Potencia Fuera de Punta MT	Bs	126.479.382	135.131.903	141.773.426	148.335.860	155.341.755	163.109.553	152.140.149
Potencia Fuera de Punta BT	Bs	76.875.173	82.164.837	86.112.020	90.004.524	94.171.938	98.801.980	92.272.615

Ingresos por Cargo de Potencia de Punta

Potencia de Punta AT	Bs	43.841	41.712	41.712	41.712	41.712	41.712	41.712
Potencia de Punta MT	Bs	49.650.102	52.812.700	55.655.523	58.483.093	61.476.262	64.771.486	60.096.591
Potencia de Punta BT	Bs	173.871.598	186.925.149	196.217.138	205.412.400	215.262.780	226.211.945	210.776.066

Ingresos por Cargos de Energía

Bloque Alto

Alta Tensión	Bs	11.040	10.504	10.504	10.504	10.504	10.504	10.504
Media Tensión	Bs	20.489	19.494	19.494	19.494	19.494	19.494	19.494
Baja Tensión	Bs	9.079	8.638	8.638	8.638	8.638	8.638	8.638

Bloque Medio

Alta Tensión	Bs	10.218.037	10.862.555	11.434.719	12.003.147	12.603.803	13.264.949	12.326.655
Media Tensión	Bs	18.964.091	20.160.280	21.222.183	22.277.153	23.391.937	24.618.986	22.877.565
Baja Tensión	Bs	8.403.653	8.933.726	9.404.292	9.871.787	10.365.786	10.909.535	10.137.850

Bloque Bajo

Alta Tensión	Bs	25.239.343	27.122.689	28.457.146	29.777.655	31.192.474	32.766.385	30.548.415
Media Tensión	Bs	46.842.774	50.338.156	52.814.833	55.265.621	57.891.445	60.812.532	56.696.108
Baja Tensión	Bs	20.757.673	22.306.600	23.404.102	24.490.132	25.653.727	26.948.163	25.124.031

Ingresos con Cargo Promedio Ajustado	Bs	668.936.420	714.548.806	750.005.791	785.344.481	823.021.704	864.571.653	805.735.907
Ingreso Total Requerido sin Impuestos	Bs	655.337.326	698.649.729	742.118.755	789.382.947	828.086.152	863.355.775	805.735.907
Diferencia	Bs	13.599.094	15.899.077	7.887.036	-4.038.466	-5.064.448	1.215.878	0

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 2016 – octubre 2019, de ventas de electricidad, ingresos con tarifa actual, costos de suministro, activos, pasivos, patrimonio y utilidad; la tarifa media actual necesaria para obtener el Ingreso Requerido en el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, es de 0.647 Bs/kWh. El cuadro resumen del cálculo del Ingreso Requerido se muestra a continuación:

INGRESOS REQUERIDO (En Bolivianos)

CONCEPTO	BASE	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO 2016-2019
PATRIMONIO							
Activo Fijo Neto	646.805.179	702.168.426	788.519.513	882.942.095	935.931.643	951.181.114	889.643.591
Pasivo de Largo Plazo	4.787.458	3.314.394	1.841.330	368.266	0	0	552.399
Capital de Trabajo (1/12 Ingresos)	57.094.051	60.867.497	64.654.590	68.772.323	72.144.209	75.216.955	70.197.019
Patrimonio Afecto a la Concesión	699.111.772	759.721.529	851.332.772	951.346.151	1.008.075.852	1.026.398.069	959.288.211
COSTOS DE SUMINISTRO							
Costos de Compra de Electricidad	355.514.794	379.235.266	398.066.127	416.676.338	436.550.134	458.575.629	427.467.057
Costos de Operación y Mantenimiento	84.536.953	90.050.315	94.936.005	99.823.896	104.890.244	110.257.177	102.476.831
Costos Administrativos y Generales	30.007.859	32.059.923	33.635.002	35.191.317	36.852.789	38.694.971	36.093.520
Costos de Consumidores	84.642.032	85.344.214	89.525.871	93.899.575	98.466.091	103.235.553	96.281.773
Costos de CNDC	0	0	0	0	0	0	0
Cuota Anual de Depreciación	53.430.530	55.409.578	61.214.819	69.990.245	72.884.991	73.490.805	69.395.215
Cuota Anual de Amortización	0	0	0	0	0	0	0
Costos financieros	324.811	232.008	139.205	40.601	0	0	44.951
Otros Ingresos (-)	-26.127.891	-22.969.884	-24.098.376	-25.213.425	-26.403.815	-27.723.678	-25.859.824
Incobrables (0.35%)	2.397.950	2.556.435	2.715.493	2.888.438	3.030.057	3.159.112	2.948.275
Impuestos y Tasas (IT 3%+Treg 0.9%)	29.791.282	31.760.240	33.736.319	35.884.924	37.644.350	39.247.689	36.628.320
Costos Totales Netos	614.518.319	653.678.095	689.870.464	729.181.909	763.914.841	798.937.258	745.476.118
UTILIDAD							
Tasa de retorno (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Utilidad	70.610.289	76.731.874	85.984.610	96.085.961	101.815.661	103.666.205	96.888.109
INGRESOS							
Ingresos Requeridos por Ventas	685.128.608	730.409.970	775.855.074	825.267.871	865.730.502	902.603.463	842.364.228
INGRESOS Y TARIFA REQUERIDOS							
Ingresos Requeridos por Ventas	685.128.608	730.409.970	775.855.074	825.267.871	865.730.502	902.603.463	842.364.228
Ingresos por Ventas con Tarifa Actual	703.388.662	752.649.603	790.914.750	829.066.317	869.917.863	915.395.748	851.323.670
Ventas de Electricidad (MWh)	1.077.018	1.153.451	1.211.427	1.268.872	1.330.144	1.398.073	1.302.129
Tarifa Media Requerida (Bs/MWh)	636.135	633.239	640.447	650.395	650.855	645.605	646.913
Tarifa Media Actual (Bs/MWh)	653.089	652.520	652.878	653.388	654.003	654.755	653.794

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 noviembre 2015 - octubre 2019.

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 de ELFEC.

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

- Se ha introducido en la categoría Domiciliaria rangos para consumos superiores a 500kWh 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 2016 – octubre 2019, se presenta en el Anexo 2 al presente informe.

12 CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- *El estudio tarifario presentado por ELFEC, 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 02 de marzo de 2001.*
- *Como resultado del estudio tarifario la tarifa media obtenida presenta una variación de 1.05% respecto de la tarifa media vigente 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° 719/2015 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° 719/2015 de 28 de octubre de 2015, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar para ELFEC las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario y sus fórmulas de indexación, para el periodo noviembre 2016 – octubre 2019, la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para el periodo noviembre 2016 – octubre 2019 y la fórmula de actualización de la estructura base, para el periodo noviembre 2016 – 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.

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 la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC) las tarifas base resultantes del Modelo Tarifario de ELFEC y sus fórmulas de indexación, de, para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, de acuerdo al Anexo N° 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC) 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 de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC) 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

Resolución AE N° 605/2015, Página 23 de 23



ANEXO 1

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:

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

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 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:

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

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 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:

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

Donde:

- 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.
 IPC₀ Índice de precios al consumidor base. (Bs. 153,45 a octubre 2014)
 PD Precio del dólar
 PD₀ 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:

$$CFP_{j,n} = CFP_{j,0} * (a * IPC_{n-2} / IPC_0 + b * PD / PD_0 - n * p_1 * X_{com_j} - n * p_2 * X_{cag_j} + p_3 * ZI + p_4 * ZT)$$

Donde:

- 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.
 IPC₀ Índice de precios al consumidor base. (Bs. 153,45 a octubre 2014)
 p_{1j} Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p_{2j} Participación de los costos administrativos y generales en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p_{3j} Participación de los impuestos indirectos en los costos de distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
 p_{4j} 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 A LA RESOLUCIÓN AE N° 605/2015
TRÁMITE N° 2015-13181-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

ANEXO 2

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
A precios de diciembre 2014 (con IVA)

Domiciliaria PDBT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	17,952
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,659
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,877
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,882
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,882
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,882

Aplicación.- Consumidores domiciliarios en Baja Tensión

Domiciliaria PDMT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,908
Cargos Variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,180
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,589
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,826
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,836
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,836
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,836

Aplicación.- Consumidores domiciliarios en Media Tensión

Domiciliaria MD BT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	20,779
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,333
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,466
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,532
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,532
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,532
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	28,011

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Baja Tensión

Domiciliaria MDMT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	20,759
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,332
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,465
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,529
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,529
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,529
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	19,049

Aplicación.- Consumidores domiciliarios de Mediana Demanda en Media Tensión.



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

LUZ PARA TODOS

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 605/2015
TRÁMITE N° 2015-13181-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015**

General PDBT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	21,262
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,254
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,384
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,910

Aplicación.- Consumidores generales en Baja Tensión.

General G - PD G MT

Cargo Fijo	Bs/mes	21,126
Cargos variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,217
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,137
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,374
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,943

Aplicación.- Consumidores generales en Media Tensión.

General G MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	8,535
Cargo Variable	Bs/kWh	0,652
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	53,033

Aplicación.- Consumidores generales y comerciales de Medianas Demandas en Baja Tensión

General G - MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	8,535
Cargo Variable	Bs/kWh	0,651
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	45,059

Aplicación.- Consumidores generales y comerciales de Medianas Demandas en Media Tensión.

General G GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	12,740
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,705
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,632
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,566
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	53,033
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	28,023

Aplicación.- Consumidores generales y comerciales de Grandes Demandas en Baja Tensión. solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

General G - GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	12,740
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,698
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,634
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,568
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	45,291
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	16,729

Aplicación.- Consumidores generales y comerciales de Grandes Demandas en Media Tensión.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 605/2015
TRÁMITE N° 2015-13181-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

Industrial Pequeñas Demandas I - PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	18,142
Cargos Variables		
De 0 a 700 kWh	Bs/kWh	0,800
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,425

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Industrial Pequeñas Demandas I - PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	18,142
Cargos Variables		
De 0 a 700 kWh	Bs/kWh	0,736
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,428

Aplicación.- Consumidores Industriales de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Industrial Medianas Demandas I - MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	8,624
Cargo Variable	Bs/kWh	0,292
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	41,784

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Baja Tensión.

Industrial Medianas Demandas I - MD MT

Cargo Fijo	Bs/kW-mes	8,624
Cargo Variable	Bs/kWh	0,292
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	33,260

Aplicación.- Consumidores Industriales de Medianas Demandas en Media Tensión.

Industrial Grandes Demandas I - GD BT

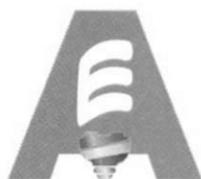
Cargo Fijo	Bs/mes	12,875
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW bloque alto	Bs/kWh	0,373
De 0 a 200 kWh/kW bloque medio	Bs/kWh	0,324
De 0 a 200 kWh/kW bloque bajo	Bs/kWh	0,289
Excedente a 200 kWh/kW bloque alto	Bs/kWh	0,287
Excedente a 200 kWh/kW bloque medio	Bs/kWh	0,250
Excedente a 200 kWh/kW bloque bajo	Bs/kWh	0,223
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	56,359
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW	29,782

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Baja Tensión. (solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

Industrial Grandes Demandas I - GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	12,875
Cargos Variables		
De 0 a 200 kWh/kW bloque alto	Bs/kWh	0,366
De 0 a 200 kWh/kW bloque medio	Bs/kWh	0,324
De 0 a 200 kWh/kW bloque bajo	Bs/kWh	0,289
Excedente a 200 kWh/kW bloque alto	Bs/kWh	0,285
Excedente a 200 kWh/kW bloque medio	Bs/kWh	0,249
Excedente a 200 kWh/kW bloque bajo	Bs/kWh	0,223
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW	48,637
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW	17,965

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Media Tensión.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 605/2015
TRÁMITE N° 2015-13181-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015

Industrial Grandes Demandas I - GD ST

Cargo Fijo	Bs/mes	12,875
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,283
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,248
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,223
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	87,507

Aplicación.- Consumidores Industriales de Grandes Demandas en Subtransmisión (ST).

Alumbrado Público – PD AP BT

Cargo Variable	Bs/kWh	0,792
----------------	--------	-------

Aplicación.- Consumos destinados a la iluminación y señalización pública, en calles, avenidas, plazas y parques.

CONSUMO FUERA DE PUNTA:

Esta categoría se aplica a consumidores que utilizan el suministro de electricidad en los sistemas de riego, módulos lecheros y otros consumidores que teniendo consumos en el periodo de punta estén en condiciones de retirar su demanda fuera de este periodo, mediante la instalación de un equipo de corte. Los consumos que serán retirados del periodo de punta deben ser verificables en los meses anteriores a la solicitud de esta categoría, de acuerdo a las siguientes modalidades:

Fuera de Punta PD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,025
Cargos Variables	Bs/kWh	0,317

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Fuera de Punta PD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	13,025
Cargos Variables	Bs/kWh	0,314

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Fuera de Punta MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	8,430
Cargos Variables	Bs/kWh	0,270
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	29,861

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión

Fuera de Punta MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	8,430
Cargos Variables	Bs/kWh	0,270
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	19,501

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

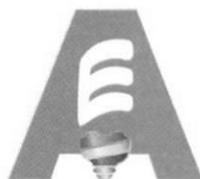
AGRO:

Esta categoría se aplica a consumidores que utilizan el suministro de electricidad para bombeo de sistemas comunitarios de riego para la producción agrícola y para módulos lecheros, de acuerdo a las siguientes modalidades:

AGRO PD-BT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,065
Cargos Variables	Bs/kWh	0,323

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.



**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° 605/2015
TRÁMITE N° 2015-13181-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015**

AGRO PD-MT

Cargo Fijo	Bs/mes	14,065
Cargos Variables	Bs/kWh	0,310

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

AGRO MD-BT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,104
Cargos Variables	Bs/kWh	0,292
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	32,248

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión

AGRO MD-MT

Cargo Fijo	Bs/mes	9,104
Cargos Variables	Bs/kWh	0,292
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	21,059

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

AGUA POTABLE:

Esta categoría se aplica a consumidores que utilizan el suministro de electricidad en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución y comercialización de agua potable en áreas rurales, periurbanas o que prestan su servicio a distintos distritos municipales, no comprende a urbanizaciones

Agua Potable PD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	12,740
Cargo Variable	Bs./kWh	0,623

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Agua Potable PD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	12,740
Cargo Variable	Bs./kWh	0,606

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Media Tensión.

Agua Potable MD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	12,740
Cargo Variable	Bs./kWh	0,390
Cargo Potencia	Bs./kW	55,427

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Baja Tensión

Agua Potable MD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	12,740
Cargo Variable	Bs./kWh	0,355
Cargo Potencia	Bs./kW	45,030

Aplicación.- Consumidores de Medianas Demandas en Media Tensión.

Agua Potable GD BT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	12,740
CV. Pico	Bs./kWh	0,452
CV. Resto	Bs./kWh	0,403
CV. Valle	Bs./kWh	0,358
C. Potencia Punta	Bs./kW	96,344
C. Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	31,560

Aplicación.- Consumidores de Grandes Demandas en Baja Tensión solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015).



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

LUZ PARA TODOS

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 605/2015
TRÁMITE N° 2015-13181-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015**

Agua Potable GD MT

Cargo Fijo	Bs./Cliente	12,740
CV. Pico	Bs./kWh	0,427
CV. Resto	Bs./kWh	0,379
CV. Valle	Bs./kWh	0,339
C. Potencia Punta	Bs./kW	90,890
C. Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	29,775

Aplicación.- Consumidores de Grandes Demandas en Media Tensión.

SEGURIDAD CIUDADANA

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs./Cliente	17,952
De 21 a 120 kWh	Bs./kWh	0,694
De 121 a 300 kWh	Bs./kWh	0,858
Excedente a 300 kWh	Bs./kWh	0,873

Aplicación.- Exclusiva a consumos de los módulos policiales, estaciones policiales integrales, módulos fronterizos y puestos de control.

Ex ELEPSA

Categoría Domiciliaria (DOM-EXE)

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs	13,347
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,640
De 121 a 300 kWh	Bs/kWh	0,640
De 300 a 500 kWh	Bs/kWh	0,640
De 500 a 1000 kWh	Bs/kWh	0,640
Excedente a 1000 kWh	Bs/kWh	0,640

Aplicación.- Consumidores domiciliarios en Baja Tensión pasados a ELFEC de EXELEPSA.

Categoría Comercial (GE1-EXE)

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs	21,659
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	0,788
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	0,788
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,788

Aplicación.- Consumidores generales pasados a ELFEC de EXELEPSA.

Categoría Agua Potable (AGP-EXE)

Cargo Fijo	Bs	20,627
Cargo Variable	Bs/kWh	0,328

Aplicación.- Consumidores de Pequeñas Demandas en Baja Tensión.

Comercial

Comercial PDBT

Cargo Mínimo Derecho a 20 kWh	Bs/mes	21,262
Cargos Variables		
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,254
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,384
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,910

Aplicación.- Consumidores Comerciales en Baja Tensión.

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 605/2015
TRÁMITE N° 2015-13181-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015**

Comercial PDMT

Cargo Fijo	Bs/mes	21,126
Cargos variables		
De 0 a 20 kWh	Bs/kWh	0,217
De 21 a 120 kWh	Bs/kWh	1,137
De 121 a 700 kWh	Bs/kWh	1,374
Excedente a 700 kWh	Bs/kWh	0,943

Aplicación.- Consumidores Comerciales en Media Tensión.

Comercial C - MD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	8,535
Cargo Variable	Bs/kWh	0,652
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	53,033

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Medianas Demandas en Baja Tensión

Comercial C - MD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	8,535
Cargo Variable	Bs/kWh	0,651
Cargo por Potencia	Bs/kW-mes	45,059

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Medianas Demandas en Media Tensión.

Comercial C- GD BT

Cargo Fijo	Bs/mes	12,740
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,705
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,632
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,566
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	53,033
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	28,023

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Grandes Demandas en Baja Tensión (solamente suministros con contrato anterior a noviembre 2015)

Comercial C - GD MT

Cargo Fijo	Bs/mes	12,74
Cargo Variable bloque alto	Bs/kWh	0,698
Cargo Variable bloque medio	Bs/kWh	0,634
Cargo Variable bloque bajo	Bs/kWh	0,568
Cargo por Potencia de Punta	Bs/kW-mes	45,291
Cargo por Exceso de Potencia Fuera Punta	Bs/kW-mes	16,729

Aplicación.- Consumidores Comerciales de Grandes Demandas en Media Tensión.

[Handwritten signatures and initials]



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

LUZ PARA TODOS

**ANEXO 3 A LA RESOLUCIÓN AE N° 605/2015
TRÁMITE N° 2015-13181-33-0-0-DPT
CIAE N° 0018-0003-0003-0001
La Paz, 29 de octubre de 2015**

ANEXO 3

ACTUALIZACION DE LAS FORMULAS DE INDEXACION

ELFEC 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:

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

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 en 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.