

TRAMITE: Estudio Tarifario de la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ) para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para DELAPAZ la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 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° 739/2015 de 28 de octubre de 2015; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante nota AE-208-DPT-32/2015 de 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 Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ), el cual debería ser encargado a una empresa consultora especializada y precalificada por la AE.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 4963 de 4 de mayo de 2015, DELAPAZ presentó los estudios de proyección de la demanda del periodo 2015-2019, el plan de inversiones del periodo 2016-2019 y el informe de las proyecciones de extensión de redes y capacidad de transformación de distribución.

Que mediante nota AE-1326-DPT-170/2015 de 10 de junio de 2015, se invitó a DELAPAZ 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 18 de junio de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 6717, DELAPAZ solicitó reprogramar la reunión para el día 23 de junio de 2015.

Que en fecha 23 de junio de 2015 se llevó a cabo una reunión para la presentación de la proyección de la demanda del periodo 2015-2019 y del plan de inversiones del periodo 2016-2019, por DELAPAZ, tal consta en acta suscrita al efecto.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7457 de 30 de junio de 2015, DELAPAZ presentó su informe de caracterización de la demanda elaborado por la firma Mercados Energéticos Consultores S.A.

Que mediante nota AE-1517-DPT-203/2015 de 06 de julio de 2015, se solicitó a DELAPAZ 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 DELAPAZ. 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 DELAPAZ 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 DELAPAZ 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 (SUC), en formato digital.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 7999 de 14 de julio 2015, DELAPAZ envió el detalle de costos a nivel de libro mayor de las tres últimas gestiones 2012, 2013 y 2014 solicitado por la AE mediante nota AE-1532-DPT-201/2015 de 06 de julio de 2015.

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

Que mediante nota AE-1612-DPT-228/2015 de 17 de julio de 2015, se presentó a DELAPAZ las observaciones a la proyección de la demanda del Estudio Tarifario noviembre 2015 - octubre 2019 enviada mediante nota con registro N° 4963 de 4 de mayo de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8279 de 21 de julio 2015 DELAPAZ envió nuevamente la información de costos a nivel de libro mayor de las tres últimas gestiones 2012, 2013 y 2014 ampliando los conceptos de sus registros y obediendo el detalle del SUC.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8294 de 22 de julio de 2015 DELAPAZ solicitó una ampliación de plazo hasta el 28 de julio de 2015 para la presentación de la información solicitada por la AE mediante nota AE-1517-DPT-203/2015 de 06 de julio de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8371 de 23 de julio 2015 DELAPAZ envió las bases de datos en medio magnético del Activo Fijo Bruto y Neto a diciembre 2014 que fue solicitado por la AE mediante nota AE-1518-DPT-200/2015 de 06 de julio de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8423 de 24 de julio de 2015 DELAPAZ solicitó un nuevo plazo para la presentación de las respuestas a las observaciones a la proyección de la demanda del Estudio Tarifario noviembre 2015 - octubre 2019 que fue enviada por la AE mediante nota AE-1612-DPT-228/2015 de 17 de julio de 2015.

Que mediante nota AE-1687-DPT-240/2015 de 28 de julio de 2015, se solicitó a DELAPAZ 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° 8547 de 29 de julio de 2015, DELAPAZ 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 DELAPAZ y la información de los proyectos de electrificación rural que se ejecutarán en el periodo 2016-2019.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8652 de 30 de julio de 2015 DELAPAZ 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-1612-DPT-228/2015 de 17 de julio de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8714 de 31 de julio de 2015, DELAPAZ envió el Estudio Tarifario para el periodo 2016-2019 en físico y el modelo de cálculo en medio magnético.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8810 de 04 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-1771-DPT-260/2015 de 12 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 14 de agosto de 2015 para revisar la proyección de la demanda presentada por DELAPAZ mediante nota con registro N° 8714 de 31 de julio de 2015.

Que mediante nota AE-1806-DPT-264/2015 de 18 de agosto de 2015, se invitó a DELAPAZ 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 presentó el Estudio Tarifario para el periodo 2016-2019 de DELAPAZ.

Que consta en acta la reunión llevada a cabo el día 27 de agosto de 2015, en la cual se revisó el Modelo Tarifario de DELAPAZ.

Que consta en acta la reunión llevada a cabo el día 27 de agosto de 2015 con funcionarios de DELAPAZ, la consultora Mercados Energéticos y la consultora ABS para la revisión de la proyección de la demanda presentada a la AE mediante nota con registro N° 8714 de 31 de julio de 2015.



Que mediante nota AE-1952-DPT-282/2015 de 02 de septiembre de 2015, se remitió a DELAPAZ las observaciones a la proyección de la demanda del Estudio Tarifario noviembre 2015 - octubre 2019 enviada mediante nota con registro N° 8714 de 31 de julio de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10810 de 21 de septiembre de 2015, DELAPAZ solicitó ampliación de plazo hasta el 23 de septiembre de 2015 para la presentación del Estudio Tarifario corregido, tomando en cuenta las observaciones enviadas por la AE mediante nota AE-1952-DPT-282/2015 de 02 de septiembre de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10810 de 21 de septiembre de 2015, DELAPAZ solicita una ampliación de plazo para la presentación del Estudio Tarifario corregido hasta el miércoles 23 de septiembre de 2015.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10917 de 23 de septiembre de 2015, DELAPAZ presentó 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 realizada en fecha 06 de octubre de 2015, en la que se revisaron las observaciones enviadas por la AE mediante nota AE-1952-DPT-282/2015 de 02 de septiembre de 2015 y el subsecuente Estudio Tarifario para el periodo 2015-2019 presentado por DELAPAZ.

Que consta en el acta la reunión llevada a cabo el día 09 de octubre de 2015, en la que se presentaron los costos adicionales de los Sistemas Norte y Nuevo, los cuales fueron revisados por la AE.

Que en fecha 23 de octubre de 2015, DELAPAZ 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° 739/2015 de 28 de octubre de 2015, recomienda lo siguiente:

- Aprobar la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 2015.
- Aprobar 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 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 DELAPAZ, contenido en su Informe AE DPT N° 739/2015 de 28 de octubre de 2015 y demás antecedentes mencionados, estableciendo lo siguiente:

"3. ANALISIS

3.1 PROYECCION DE LA DEMANDA



Las proyecciones de demanda fueron analizadas en el Informe AE-DPT-737/2015 de 28 de octubre de 2015, para DELAPAZ durante el periodo noviembre 2015 – octubre 2019 y se detallan a continuación:

- **Consumidores**

El número de consumidores proyectados para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019 y considerados en el informe final del Estudio Tarifario presentado por DELAPAZ para su Sistema Originario y Sistemas Rurales, se resume en los Cuadros siguientes. Esta proyección considera una tasa de crecimiento promedio de 4,40% para el Sistema Mayor, 5,35% para el Sistema Nuevo, 7,63% para el Sistema Aroma, 10,68% para el Sistema Larecaja y 10,33% en el Sistema Iturralde durante todo el periodo tarifario:

Proyección de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Mayor

CLIENTES SISTEMA MAYOR								
Año	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	SEYSA	SOBOCE	Seguridad	Total
2014	491.028	53.959	3.525	19	1	1	244	548.777
2015	515.521	55.926	3.882	19	1	1	253	575.603
2016	540.416	57.791	4.244	19	1	1	261	602.733
2017	565.651	59.812	4.648	19	1	1	270	630.402
2018	588.492	61.992	5.101	19	1	1	280	655.886
2019	610.411	64.331	5.605	19	1	1	291	680.659

Tasa de crecimiento de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Mayor

CLIENTES SISTEMA MAYOR								
Año	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. % SEYSA	Tasa de crec. % SOBOCE	Tasa de crec. % S.C.	Tasa de crec. Total %
2014	5,15%	4,71%	13,45%	216,67%	0,00%	0,00%	123,85%	5,18%
2015	4,99%	3,65%	10,13%	0,00%	0,00%	0,00%	3,69%	4,89%
2016	4,83%	3,33%	9,33%	0,00%	0,00%	0,00%	3,16%	4,71%
2017	4,67%	3,50%	9,52%	0,00%	0,00%	0,00%	3,45%	4,59%
2018	4,04%	3,64%	9,75%	0,00%	0,00%	0,00%	3,70%	4,04%
2019	3,72%	3,77%	9,88%	0,00%	0,00%	0,00%	3,93%	3,78%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	4,45%	3,58%	9,72%	0,00%	0,00%	0,00%	3,59%	4,40%



Proyección de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Nuevo

Año	CLIENTES SISTEMA NUEVO				
	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Total
2014	96.228	4.358	37	61	100.684
2015	101.416	4.579	42	61	106.098
2016	106.885	4.771	48	61	111.765
2017	112.648	4.971	55	61	117.735
2018	118.720	5.180	62	61	124.023
2019	125.122	5.397	71	61	130.651

Tasa de crecimiento de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Nuevo

Año	CLIENTES SISTEMA NUEVO				
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. Total %
2014	3,86%	3,22%	19,35%	0,00%	3,83%
2015	5,39%	5,07%	13,51%	0,00%	5,38%
2016	5,39%	4,19%	14,29%	0,00%	5,34%
2017	5,39%	4,19%	14,58%	0,00%	5,34%
2018	5,39%	4,20%	12,73%	0,00%	5,34%
2019	5,39%	4,19%	14,52%	0,00%	5,34%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	5,39%	4,37%	13,92%	0,00%	5,35%

Proyección de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Nuevo-Aroma

Año	CLIENTES SISTEMA NUEVO - AROMA					
	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Especial	Total
2014	22.258	648	11	17	857	23.791
2015	23.872	711	28	17	903	25.531
2016	25.669	780	28	17	954	27.448
2017	27.672	856	28	17	1.010	29.583
2018	29.831	939	28	17	1.069	31.884
2019	32.158	1.031	28	17	1.131	34.365



Tasa de crecimiento de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Nuevo-Aroma

CLIENTES SISTEMA NUEVO - AROMA						
Año	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. % Especial	Tasa de crec. Total %
2014	9,37%	13,88%	-65,63%	0,00%	-1,95%	8,91%
2015	7,25%	9,72%	154,55%	0,00%	5,37%	7,31%
2016	7,53%	9,70%	0,00%	0,00%	5,65%	7,51%
2017	7,80%	9,74%	0,00%	0,00%	5,87%	7,78%
2018	7,80%	9,70%	0,00%	0,00%	5,84%	7,78%
2019	7,80%	9,80%	0,00%	0,00%	5,80%	7,78%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	7,64%	9,73%	20,55%	0,00%	5,71%	7,63%

Proyección de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Larecaja

CLIENTES SISTEMA NORTE - LARECAJA					
Año	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Total
2014	29.014	4.949	63	11	34.037
2015	32.242	5.541	73	11	37.867
2016	35.830	5.928	74	11	41.843
2017	39.817	6.343	75	11	46.246
2018	44.248	6.786	76	11	51.121
2019	49.172	7.261	77	11	56.521

Tasa de crecimiento de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Larecaja

CLIENTES SISTEMA NORTE - LARECAJA					
Año	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. Total %
2014	16,04%	2,21%	-10,00%	0,00%	13,73%
2015	11,13%	11,96%	15,87%	0,00%	11,25%
2016	11,13%	6,98%	1,37%	0,00%	10,50%
2017	11,13%	7,00%	1,35%	0,00%	10,52%
2018	11,13%	6,98%	1,33%	0,00%	10,54%
2019	11,13%	7,00%	1,32%	0,00%	10,56%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	11,13%	7,97%	4,10%	0,00%	10,68%



Proyección de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Iturralde

Año	CLIENTES SISTEMA NORTE-ITURRALDE				
	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Total
2014	1.580	476	4	2	2.062
2015	1.742	530	4	2	2.278
2016	1.920	585	5	2	2.512
2017	2.117	647	5	2	2.771
2018	2.333	715	6	2	3.056
2019	2.572	790	7	2	3.371

Tasa de crecimiento de los clientes de DELAPAZ en el Sistema Iturralde

Año	CLIENTES SISTEMA NORTE-ITURRALDE				
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. Total %
2014	6,54%	-2,26%		100,00%	4,62%
2015	10,25%	11,25%	11,25%	0,00%	10,48%
2016	10,22%	10,50%	10,50%	0,00%	10,28%
2017	10,26%	10,52%	10,52%	0,00%	10,31%
2018	10,20%	10,54%	10,54%	0,00%	10,28%
2019	10,24%	10,56%	10,56%	0,00%	10,31%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	10,24%	10,68%	10,68%	0,00%	10,33%

• **Energía**

La proyección de venta de energía aprobada para la determinación de las tarifas de DELAPAZ, 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 de 4,82% para el Sistema Mayor, 11,99% para el Sistema Nuevo, 13,73% para el Sistema Aroma, 9,64% para el Sistema Larecaja y 9,64% en el Sistema Iturralde durante todo el periodo tarifario.



Proyección de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Mayor

Año	VENTAS SISTEMA MAYOR (MWh)							
	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	SEYSA	SOBOCE	Seguridad	Total
2014	662.045	302.863	244.493	79.142	16.773	118.658	368	1.424.340
2015	697.218	312.967	260.464	82.995	18.206	127.147	380	1.499.376
2016	728.026	324.838	277.478	86.087	19.631	136.243	394	1.572.698
2017	759.018	337.257	295.604	89.237	21.169	145.991	409	1.648.685
2018	788.172	350.156	314.914	92.443	22.826	156.435	425	1.725.372
2019	814.859	363.550	335.486	95.704	24.614	167.627	441	1.802.280

Tasa de crecimiento de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Mayor

Año	VENTAS SISTEMA MAYOR (MWh)							
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. % SEYSA	Tasa de crec. % SOBOCE	Tasa de crec. % S.C.	Tasa de crec. Total %
2014	4,69%	4,88%	8,57%	4,02%	5,82%	-1,46%	116,60%	4,82%
2015	5,31%	3,34%	6,53%	4,87%	8,54%	7,15%	3,34%	5,27%
2016	4,42%	3,79%	6,53%	3,73%	7,83%	7,15%	3,79%	4,89%
2017	4,26%	3,82%	6,53%	3,66%	7,83%	7,15%	3,82%	4,83%
2018	3,84%	3,82%	6,53%	3,59%	7,83%	7,15%	3,82%	4,65%
2019	3,39%	3,83%	6,53%	3,53%	7,83%	7,15%	3,83%	4,46%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	4,24%	3,72%	6,53%	3,87%	7,97%	7,15%	3,72%	4,82%

Proyección de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Nuevo

Año	VENTAS SISTEMA NUEVO (MWh)				
	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Total
2014	23.508	10.648	12.961	4.232	51.349
2015	25.286	11.688	14.771	4.658	56.402
2016	27.384	12.791	19.697	4.918	64.790
2017	29.573	13.935	27.775	5.262	76.545
2018	31.933	15.145	30.453	5.636	83.167
2019	34.481	16.438	33.504	6.037	90.461

Tasa de crecimiento de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Nuevo

Año	VENTAS SISTEMA NUEVO (MWh)				
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. Total %
2014	6,81%	6,29%	43,60%	11,59%	14,50%
2015	7,56%	9,76%	13,96%	10,07%	9,84%
2016	8,30%	9,44%	33,35%	5,59%	14,87%
2017	7,99%	8,94%	41,01%	6,99%	18,14%
2018	7,98%	8,68%	9,64%	7,10%	8,65%
2019	7,98%	8,54%	10,02%	7,11%	8,77%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	7,96%	9,07%	13,96%	7,36%	11,99%

Proyección de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Nuevo-Aroma

Año	VENTAS SISTEMA NUEVO - AROMA (MWh)					
	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Especial	Total
2014	4.918	1.847	1.647	2.866	389	11.667
2015	5.555	2.109	1.981	3.074	393	13.112
2016	6.014	2.322	5.852	3.305	418	17.910
2017	6.476	2.580	6.186	3.563	442	19.247
2018	6.981	2.866	6.520	3.841	468	20.676
2019	7.526	3.184	6.854	4.141	495	22.200

Tasa de crecimiento de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Nuevo-Aroma

Año	VENTAS SISTEMA NUEVO - AROMA (MWh)					
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. % Especial	Tasa de crec. Total %
2014	-12,30%	8,38%	3,55%	3,73%	-8,50%	-3,50%
2015	12,97%	14,17%	20,28%	7,25%	0,93%	12,38%
2016	8,25%	10,10%	195,38%	7,53%	6,38%	36,60%
2017	7,69%	11,10%	5,71%	7,80%	5,76%	7,46%
2018	7,80%	11,10%	5,40%	7,80%	5,84%	7,43%
2019	7,80%	11,10%	5,12%	7,80%	5,84%	7,37%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	8,88%	11,50%	15,03%	7,64%	4,93%	13,73%

Proyección de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Larecaja

VENTAS SISTEMA NORTE - LARECAJA (MWh)					
Año	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Total
2014	15.053	9.561	5.368	1.169	31.152
2015	16.804	10.497	5.553	1.355	34.209
2016	18.844	11.424	5.762	1.542	37.573
2017	21.009	12.434	5.979	1.738	41.160
2018	23.369	13.533	6.204	1.957	45.063
2019	25.976	14.730	6.437	2.204	49.347

Tasa de crecimiento de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Larecaja

VENTAS SISTEMA NORTE - LARECAJA (MWh)					
Año	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. Total %
2014	14,62%	4,20%	-6,34%	4,36%	6,83%
2015	11,63%	9,79%	3,44%	15,91%	9,81%
2016	12,14%	8,84%	3,76%	13,79%	9,83%
2017	11,49%	8,84%	3,76%	12,74%	9,55%
2018	11,23%	8,84%	3,76%	12,61%	9,48%
2019	11,16%	8,84%	3,76%	12,59%	9,51%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	11,53%	9,03%	3,70%	13,52%	9,64%

Proyección de las ventas de energía de DELAPAZ en el Sistema Iturralde

VENTAS SISTEMA NORTE-ITURRALDE (MWh)					
Año	Residencial	General	Industrial	Alumbrado Público	Total
2014	1.033	757	146	50	1.986
2015	1.134	831	160	55	2.181
2016	1.246	913	176	60	2.395
2017	1.365	1.000	193	66	2.624
2018	1.494	1.095	211	72	2.872
2019	1.636	1.199	231	79	3.145

Tasa de crecimiento de las ventas de energía de DELAPAZ en los Sistemas Rurales

Año	VENTAS SISTEMA NORTE-ITURRALDE (MWh)				
	Tasa de crec. % Residencial	Tasa de crec. % General	Tasa de crec. % Industrial	Tasa de crec. % A.P.	Tasa de crec. Total %
2014	32,89%	19,76%		107,12%	38,53%
2015	9,81%	9,81%	9,81%	9,81%	9,81%
2016	9,83%	9,83%	9,83%	9,83%	9,83%
2017	9,55%	9,55%	9,55%	9,55%	9,55%
2018	9,48%	9,48%	9,48%	9,48%	9,48%
2019	9,51%	9,51%	9,51%	9,51%	9,51%
Tasa de crec. proyectado 2014-2019	9,64%	9,64%	9,64%	9,64%	9,64%

3.2 POTENCIA

La potencia máxima para el periodo 2016 -2019 de DELAPAZ fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo. La potencia de punta fue determinada con un factor coincidental del sistema de 0.926, y los factores de carga para el periodo mencionado son los siguientes:

Factor de carga DELAPAZ

	2016	2017	2018	2019
Factor de Carga	0,616	0,615	0,614	0,614

3.3 PÉRDIDAS

El nivel de pérdidas en el año base 2014 en el Sistema Mayor fue determinado (siempre que la información estuviera disponible) como el menor entre las siguientes alternativas:

- El valor observado en 2014
- El valor promedio de los años 2012 a 2014
- El valor aprobado en el estudio tarifario anterior

DELAPAZ mediante nota con registro N° 10917 de 23 de septiembre de 2015, aclaró que debido a haber retirado del balance, los valores de compras y ventas correspondientes al Sistema exEmprelpaz y al sistema Larecaja (EDEL) hoy Sistema Mayor, el nivel de pérdidas se incrementó. Por lo tanto, consideraron un ajuste de 0.623% sobre el valor aprobado por la Autoridad de Electricidad (10.04%) en el anterior estudio tarifario. Para los Sistemas incorporados en los últimos años, debido a que DELAPAZ no cuenta con datos aprobados de pérdidas se eligió el valor mínimo entre las pérdidas promedio de las gestiones 2012 a 2014 y las pérdidas de la gestión 2014. Este valor de pérdidas va evolucionando durante el



horizonte de proyección en función de las proyecciones de ventas de cada uno de los Sistemas. Los valores de las pérdidas consideradas por Sistema se detallan a continuación:

Pérdidas DELAPAZ

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Perdidas	11,38%	11,37%	11,29%	11,25%	11,22%	11,18%

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 [kWh]

TARIFA / NIVEL DE TENSION	2016	2017	2018	2019
BT	1.373.122.532	1.438.292.559	1.501.339.074	1.563.497.006
PD-R-BT	770.823.314	806.259.053	840.295.380	872.380.325
PD-G-BT	188.040.743	196.603.021	205.325.624	214.475.712
PD-AP-BT	95.905.785	99.859.421	103.942.295	108.156.691
MD-BT	66.881.059	70.207.785	73.468.140	76.859.501
GD-BT	78.336.936	83.427.949	88.045.842	92.952.524
PERDIDAS TECNICAS	80.185.749	84.261.682	88.118.008	92.013.235
PERDIDAS NO TECNICAS	92.948.946	97.673.647	102.143.785	106.659.018
MT	1.742.442.085	1.834.155.090	1.920.563.958	2.007.558.442
PD-R-MT	380.002	397.471	414.250	430.068
PD-G-MT	3.458.039	3.636.217	3.809.871	3.992.906
MD-MT	18.451.480	19.430.162	20.374.154	21.368.798
GD-MT	310.281.585	333.782.268	354.242.875	376.100.781
VENTAS NIVEL INFERIOR	1.373.122.532	1.438.292.559	1.501.339.074	1.563.497.006
PERDIDAS TECNICAS	36.748.447	38.616.412	40.383.734	42.168.883
AT	1.910.723.722	2.014.567.093	2.113.816.000	2.214.562.722
GD-AT	162.406.679	174.238.414	186.795.912	200.262.759
VENTAS NIVEL INFERIOR	1.742.442.085	1.834.155.090	1.920.563.958	2.007.558.442
PERDIDAS TECNICAS	5.874.958	6.173.589	6.456.130	6.741.521
PERDIDAS TOTALES	215.758.101	226.725.330	237.101.656	247.582.657
% Pérdidas	11,29%	11,25%	11,22%	11,18%

BALANCE DE POTENCIA [kW]

TARIFA / NIVEL DE TENSION	2016	2017	2018	2019
BT	250.105	262.546	274.579	286.548
PD-R-BT	136.962	143.631	150.044	156.181
PD-G-BT	27.509	28.837	30.186	31.614
PD-AP-BT	22.928	23.936	24.972	26.053
MD-BT	12.104	12.776	13.422	14.100
GD-BT	9.832	10.524	11.148	11.817
PERDIDAS TECNICAS	40.769	42.843	44.807	46.783
MT	307.487	324.142	339.912	355.872
PD-R-MT	68	71	74	77
PD-G-MT	506	533	560	589
MD-MT	4.096	4.333	4.560	4.800
GD-MT	44.210	47.712	50.772	54.064
VENTAS NIVEL INFERIOR	250.105	262.546	274.579	286.548
PERDIDAS TECNICAS	8.503	8.946	9.367	9.794
AT	328.113	346.296	363.680	381.377
GD-AT	19.302	20.762	22.310	23.981
VENTAS NIVEL INFERIOR	307.487	324.142	339.912	355.872
PERDIDAS TECNICAS	1.323,78	1.392,48	1.457,50	1.523,37

3.5 CARACTERIZACION DE LA CARGA

El modelo de DELAPAZ presenta un cuadro resumen sobre los factores de caracterización y presenta además un factor de Coincidentalidad con el SIN (FCOIN), (el producto del FCOIN de la categoría de régimen con DELAPAZ, y FCOIN de DELAPAZ con el SIN). Los cuales se presentan a continuación:

Factores de caracterización DELAPAZ

		FCOIN			Factores		
		FC	AT	SIST	Ea	Em	Eb
PD-R-MT	[°/1]	0,56	1,00	0,98	0,27	0,56	0,16
PD-G-MT	[°/1]	0,61	0,91	0,89	0,23	0,60	0,17
MD-MT	[°/1]	0,59	0,60	0,59	0,17	0,60	0,23
GD-MT	[°/1]	0,59	0,60	0,59	0,17	0,60	0,23
PD-R-BT	[°/1]	0,56	1,00	0,98	0,27	0,56	0,16
PD-G-BT	[°/1]	0,61	0,91	0,89	0,23	0,60	0,17
PD-AP-BT	[°/1]	0,42	1,00	0,98	0,42	0,08	0,50
MD-BT	[°/1]	0,45	0,40	0,39	0,15	0,66	0,19
GD-BT	[°/1]	0,45	0,40	0,39	0,15	0,66	0,19

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.

Los Informes emergentes del desarrollo de la Consultoría, fueron coordinados y presentados a la contraparte de la AE, quien los revisó y sugirió la realización de análisis adicionales respecto a puntos específicos de interés de la Entidad Reguladora, para posteriormente remitir los mismos a las distintas Distribuidoras para que presenten sus observaciones y los descargos pertinentes.

Mediante nota DLP -1796 con registro N° 4963 de 4 de mayo de 2015, DELAPAZ 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 Energéticos.

El Programa de Inversiones propuesto por DELAPAZ, como parte de su Estudio Tarifario, contemplaba inversiones para el periodo 2016 – 2019 por un monto total de USD156.161.492 (Ciento cincuenta y seis millones ciento sesenta y un mil cuatrocientos noventa y dos 00/100 dólares estadounidenses).

Las reducciones realizadas por el Consultor al Programa de Inversiones de DELAPAZ, reducen el Programa de Inversiones propuesto por la Distribuidora de USD156.161.492 a un total reformulado de USD140.240.128, lo que significa una reducción justificada del 11,39%. 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 Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ), presentó a la AE una nueva propuesta del Programa de Inversiones por un monto total de USD112.688.403 (Ciento doce millones seiscientos ochenta y ocho mil cuatrocientos tres 00/100 dólares estadounidenses), monto que es inferior en USD27.551.725 al monto del Programa de Inversiones Propuesto por el consultor.

Considerando que la última propuesta de DELAPAZ considera las reducciones realizadas por el consultor y otras que se encontraban asociadas a proyectos observados, la AE considera razonable dicha propuesta y será la que se apruebe 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 Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ), es el que se muestra de manera resumida a continuación.:

Programa de Inversiones Establecido por la AE
(Expresado en dólares estadounidenses)

Nivel de Tensión	Inversión Aprobada por Gestión expresado en dólares estadounidenses				
	2016	2017	2018	2019	Total
Alta Tensión - AT	5.110.550	7.845.752	5.826.214	6.987.315	25.769.832
Media Tensión - MT	14.132.403	11.193.143	9.940.619	4.771.219	40.037.384
Baja Tensión - BT	8.576.044	9.020.661	9.745.444	8.932.737	36.274.886
Propiedad General - PG	3.913.900	1.634.500	2.076.800	2.981.100	10.606.300
Total General	31.732.897	29.694.057	27.589.078	23.672.371	112.688.403

Nivel de Tensión	Inversión Aprobada por Gestión expresado en bolivianos del 31 de diciembre de 2014				
	2016	2017	2018	2019	Total
Alta Tensión - AT	35.569.431	54.606.436	40.550.452	48.631.712	179.358.030
Media Tensión - MT	98.361.524	77.904.278	69.186.711	33.207.682	278.660.196
Baja Tensión - BT	59.689.263	62.783.800	67.828.293	62.171.853	252.473.210
Propiedad General - PG	27.240.744	11.376.120	14.454.528	20.748.456	73.819.848
Total General	220.860.962	206.670.635	192.019.984	164.759.703	784.311.284

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 presentan las proyecciones de costos totales consideradas en el modelo tarifario en Bs de diciembre de 2014, así como para los Otros Sistemas (Sistema Nuevo y Sistema Norte):

DELAPAZ								
Proyeccion Autorizados 2015-2019								
Costos		Año Base	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M	Bs./Año	105.518.506	112.899.773	123.117.999	127.461.902	133.351.455	139.405.651	130.834.252
Costos de A&G	Bs./Año	34.766.728	37.769.168	39.547.684	41.456.808	43.403.959	45.363.384	42.442.959
Costos de Consumidores	Bs./Año	93.699.519	101.657.817	111.075.633	115.144.185	121.291.559	127.633.509	118.786.221
Total Costos de Explotación	Bs./Año	233.984.753	252.326.758	273.741.316	284.062.895	298.046.973	312.402.544	292.063.432

DELAPAZ								
Datos e Indicadores		Gestiones						
Factores de Ponderación		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Demanda Máxima Anual	KW	311.000	335.585,94	354.290,63	373.924,61	392.695,34	411.804,07	383.179
Lineas AT/MT/BT	Km.	22.964	26.000,57	27.057,15	27.511,64	27.814,33	28.118,60	27.625
Consumidores Fin de año	#	685.584	748.659	788.962	830.878	871.764	913.192	851.199
Factores Ponderados de Incremento Anual (PEG)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M		100,00%	109,77%	115,30%	120,08%	124,41%	128,78%	122,14%
Costos de A&G		100,00%	107,91%	113,92%	120,23%	126,27%	132,41%	123,21%
Costos de Consumidores		100,00%	109,49%	115,28%	121,09%	126,71%	132,38%	123,86%

SISTEMA MAYOR								
Proyeccion Autorizados 2015-2019								
Costos		Año Base	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M	Bs./Año	65.586.672	70.743.583	73.816.311	77.080.394	80.419.673	83.813.445	78.782.456
Costos de A&G	Bs./Año	34.766.728	37.769.168	39.547.684	41.456.808	43.403.959	45.363.384	42.442.959
Costos de Consumidores	Bs./Año	60.740.671	66.965.524	70.142.522	73.391.186	76.415.971	79.378.199	74.831.969
Total Costos de Explotación	Bs./Año	161.094.071	175.478.276	183.506.517	191.928.388	200.239.603	208.555.028	196.057.384

SISTEMA MAYOR								
Datos e Indicadores		Gestiones						
Factores de Ponderación		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Demanda Máxima Anual	KW	279.807	303.970,66	318.284,36	333.649,21	349.320,11	365.089,79	341.586
Lineas AT/MT/BT	Km.	5.736	6.107,22	6.332,31	6.566,12	6.807,48	7.058,66	6.691
Consumidores Fin de año	#	521.242	576.237	604.058	632.484	658.774	684.408	644.931
Factores Ponderados de Incremento Anual (PEG)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M		100,00%	107,86%	112,55%	117,52%	122,62%	127,79%	120,12%
Costos de A&G		100,00%	108,64%	113,75%	119,24%	124,84%	130,48%	122,08%
Costos de Consumidores		100,00%	110,25%	115,48%	120,83%	125,81%	130,68%	123,20%

SISTEMA NUEVO								
Proyeccion Autorizados 2015-2019								
Costos		Año Base	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M	Bs./Año	26.763.841	28.962.829	34.681.789	34.702.363	36.330.327	38.065.315	35.944.948
Costos de A&G	Bs./Año	0	0	0	0	0	0	0
Costos de Consumidores	Bs./Año	19.804.843	21.021.427	25.453.528	24.720.835	26.162.967	27.695.680	26.008.253
Total Costos de Explotación	Bs./Año	46.568.685	49.984.256	60.135.317	59.423.198	62.493.294	65.760.995	61.953.201

SISTEMA NUEVO								
Datos e Indicadores		Gestiones						
Factores de Ponderación		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Demanda Máxima Anual	KW	21.779	22.510,63	26.034,17	29.399,02	31.535,60	33.868,82	30.209
Lineas AT/MT/BT	Km.	13.839	16.272,92	16.652,89	16.683,16	16.714,35	16.746,46	16.699
Consumidores Fin de año	#	125.605	132.250	140.487	149.274	158.660	168.679	154.275
Factores Ponderados de Incremento Anual (PEG)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M		100,00%	108,22%	119,82%	129,66%	135,74%	142,23%	131,86%
Costos de A&G		100,00%	103,36%	119,54%	134,99%	144,80%	155,51%	138,71%
Costos de Consumidores		100,00%	106,14%	112,45%	118,97%	125,90%	133,28%	122,65%

SISTEMA NORTE								
Proyección Autorizados 2015-2019								
Costos		Año Base	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M	Bs./Año	13.167.992	13.193.360	14.619.899	15.679.145	16.601.455	17.526.891	16.106.847
Costos de A&G	Bs./Año	0	0	0	0	0	0	0
Costos de Consumidores	Bs./Año	13.154.005	13.670.865	15.479.584	17.032.163	18.712.622	20.559.629	17.945.999
Total Costos de Explotación	Bs./Año	26.321.998	26.864.226	30.099.483	32.711.308	35.314.077	38.086.520	34.052.847

SISTEMA NORTE								
Datos e Indicadores		Gestiones						
Factores de Ponderación		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Demanda Máxima Anual	KW	9.415	9.104,65	9.972,10	10.876,37	11.839,63	12.845,46	11.383
Lineas AT/MT/BT	Km.	3.389	3.620,43	4.071,95	4.262,36	4.292,51	4.313,49	4.235
Consumidores Fin de año	#	38.737	40.172	44.417	49.120	54.330	60.105	51.993
Factores Ponderados de Incremento Anual (PEG)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de O&M		100,00%	100,19%	110,78%	119,07%	126,07%	133,10%	122,26%
Costos de A&G		100,00%	96,70%	105,92%	115,52%	125,75%	136,44%	120,91%
Costos de Consumidores		100,00%	103,93%	115,05%	126,73%	139,21%	152,93%	133,48%

3.7.2 Costos de Compra de electricidad

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).

Adicionalmente se determinaron los costos correspondientes a las compras fuera del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a partir de los siguientes valores. Estos valores fueron proyectados para el periodo 2014 – 2019 aplicando el porcentaje promedio de participación en la compra de electricidad por nodo de retiro.

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.	48.698.080	51.392.530	54.115.925	56.936.805	59.654.278	62.388.936
Importes por Energía Bloque Medio	Bs.	105.478.999	111.298.876	117.547.141	124.015.724	130.161.886	136.400.132
Importes por Energía Bloque Bajo	Bs.	38.500.351	40.662.569	42.939.373	45.306.935	47.584.877	49.919.891
Importes por Potencia, R. Fría, Altura	Bs.	222.592.374	237.851.555	251.108.780	265.024.656	278.328.692	291.872.289
Importes por Peaje TDE, ISA y ENDE	Bs.	87.576.641	93.580.206	98.796.122	104.271.178	109.505.512	114.834.099
Gastos del CNDC (Bs.)	Bs.	2.782.308	2.956.077	3.120.265	3.291.604	3.455.389	3.621.894
Total de Importes	Bs.	505.628.753	537.741.812	567.627.605	598.846.902	628.690.634	659.037.242

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
UTILIDAD NETA	[Bs]	102.077.289,69	99.392.806,47	99.388.759,98	106.221.026,77	101.769.970,73
PAC promedio	[Bs]	932.837.973,13	950.995.858,89	1.018.799.117,31	1.127.860.940,88	1.007.623.472,55
ROE	[Bs]	10,94%	10,45%	9,76%	9,42%	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, DELAPAZ consideró como pasivo de largo plazo los préstamos para el financiamiento de bienes afectos a la concesión. Para este cálculo, DELAPAZ consideró la tasa de interés como la menor entre la tasa contratada y la indicada por la AE.

El pasivo a largo plazo que DELAPAZ incluyó en el cálculo de las tarifas corresponde a la emisión de bonos ELECTROPAZ III el año 2012 y una anterior emisión de bonos ELECTROPAZ, según el siguiente detalle:

Resumen de deuda a Largo Plazo DELAPAZ

Resumen en Bs	2016	2017	2018	2019
Deuda financiera	288.024.548	398.024.548	386.876.447	363.728.346
Bonos Electropaz	158.024.548	158.024.548	105.876.447	53.728.346
Nuevas Emisiones	130.000.000	240.000.000	281.000.000	310.000.000
Intereses financieros	9.765.917	21.365.417	24.813.917	24.161.864
Bonos Electropaz	9.765.917	9.765.917	9.765.917	6.543.164
Nuevas Emisiones	-	11.599.500	15.048.000	17.618.700
Gastos financieros	864.074	1.194.074	1.160.629	1.091.185
Bonos Electropaz	474.074	474.074	317.629	161.185
Nuevas Emisiones	390.000	720.000	843.000	930.000
TOTAL	168.264.538	168.264.538	115.959.993	60.432.696

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 DELAPAZ

Concepto		2015	2016	2017	2018	2019
Activo fijo neto	[Bs]	1.081.347.171,16	1.230.377.870,18	1.357.662.942,69	1.464.836.286,34	1.541.490.388,43
Pasivo de Largo Plazo	[Bs]	158.024.547,54	288.024.547,54	398.024.547,54	386.876.446,85	363.728.346,16
PATRIMONIO TOTAL	[Bs]	923.322.623,61	942.353.322,64	959.638.395,14	1.077.959.839,49	1.177.762.042,27
Capital Trabajo	[Bs]	81.876.491,49	87.190.095,14	92.394.166,10	97.617.827,49	102.672.154,89

3.10 DETERMINACION DE LAS TARIFAS BASE

La Tarifa Base obtenida del Estudio de DELAPAZ, 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 23 de octubre de 2015, DELAPAZ realizó la entrega del modelo tarifario que contiene la información final referente 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	107,703
CPPMT	110,759
CPPBT	132,354
Cargos por Potencia Fuera de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CFATb	9,291
CFMTb	36,141
CFBTb	54,544
Cargos por Energía por bloques y nivel de tensión [Bs/MWh]	
CEATa	141,591
CEATm	135,864
CEATb	131,021
CEMTa	144,635
CEMTm	138,785
CEMTb	133,838
CEBTa	165,598
CEBTm	158,900
CEBTb	153,235
Cargos por Consumidor [Bs/Cons-mes]	
CCPD	16,994
CCMD	85,069
CCGD	343,051

3.11 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:

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:

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

Donde:

CPP_{j,n} = Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación
CPPE_{j,n} = Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación
FPP_j = Factor de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión j
X_{ppj} = 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:

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

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
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

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 DETERMINACION 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 a continuación del presente informe. Para el periodo 2016-2019 el ingreso promedio requerido es de Bs1.090.085.784, 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.

Costos de suministro

Costos de Suministro DELAPAZ						
Detalle		2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de Compra de Electricidad	Bs	567.627.605	598.846.902	628.690.634	659.037.242	613.550.596
Energía	Bs	214.602.438	226.259.464	237.401.041	248.708.959	231.742.976
Potencia	Bs	251.108.780	265.024.656	278.328.692	291.872.289	271.583.604
Peaje	Bs	98.796.122	104.271.178	109.505.512	114.834.099	106.851.728
Gastos del CNDC	Bs	3.120.265	3.291.604	3.455.389	3.621.894	3.372.288
Detalle		2016	2017	2018	2019	Promedio
Costos de Distribución	Bs	441.086.973	465.014.678	488.277.036	511.762.066	476.535.188
Operación y Mantenimiento	Bs	123.117.999	127.461.902	133.351.455	139.405.651	130.834.252
Administración y Generales	Bs	39.547.684	41.456.808	43.403.959	45.363.384	42.442.959
Consumidores	Bs	111.075.633	115.144.185	121.291.559	127.633.509	118.786.221
Otros Ingresos	Bs	(22.505.491)	(25.590.147)	(25.203.546)	(25.274.481)	(24.643.416)
Cuota Anual de Depreciación	Bs	76.807.373	84.253.139	89.733.807	92.823.433	85.904.438
Cuota Anual de Amortización	Bs	336.494	336.494	336.494	336.494	336.494
Costos Financieros	Bs	10.629.991	22.559.491	25.974.546	25.253.049	21.104.269
Utilidad Neta	Bs	102.077.290	99.392.806	99.388.760	106.221.027	101.769.971
TOTAL	Bs	1.008.714.578	1.063.861.579	1.116.967.670	1.170.799.308	1.090.085.784

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 Bs1.090.085.784 por año para el periodo 2016-2019.

Cálculo Ingresos Cargo Promedio Ajustados

		2016	2017	2018	2019	Promedio
1. Consumidores						
Clientes Pequeñas Demanda	[Bs]	129.561.636	136.264.378	142.990.765	149.643.303	139.615.020
Clientes Medianas Demanda	[Bs]	2.042.765	2.146.971	2.258.396	2.377.108	2.206.310
Clientes Grandes Demanda	[Bs]	2.956.981	3.164.257	3.393.837	3.647.803	3.290.720
2. Potencia Fuera de Punta						
Potencia Fuera de Punta AT	[Bs]	32.872.101	34.693.798	36.435.400	38.208.363	35.552.415
Potencia Fuera de Punta MT	[Bs]	119.485.344	126.106.949	132.437.422	138.881.886	129.227.900
Potencia Fuera de Punta BT	[Bs]	154.371.813	162.926.746	171.105.545	179.431.617	166.958.930
Ingresos VAD	Bs	441.290.640	465.303.100	488.621.365	512.190.079	476.851.296
3. Potencia de Punta coincidente con el SIN						
Potencia de Punta AT coincidente con el SIN	[Bs]	351.587.331	371.071.499	389.699.006	408.661.933	380.254.942
4. Energía por Bloque y NT						
Bloque Alto						
Alta Tensión	[Bs]	4.215.279	4.522.373	4.848.303	5.197.837	4.695.948
Media Tensión	[Bs]	6.724.188	7.222.500	7.658.734	8.124.350	7.432.443
Baja Tensión	[Bs]	43.277.482	45.273.371	47.218.169	49.118.870	46.221.973
Bloque Medio						
Alta Tensión	[Bs]	9.078.273	9.739.649	10.441.593	11.194.368	10.113.471
Media Tensión	[Bs]	23.051.302	24.761.622	26.258.452	27.856.237	25.481.904
Baja Tensión	[Bs]	86.248.173	90.354.002	94.322.334	98.217.184	92.285.424
Bloque Bajo						
Alta Tensión	[Bs]	5.057.587	5.426.045	5.817.104	6.236.482	5.634.304
Media Tensión	[Bs]	8.337.415	8.956.539	9.498.269	10.076.562	9.217.196
Baja Tensión	[Bs]	29.846.907	31.230.879	32.584.340	33.925.406	31.896.883
Ingresos ABAS	Bs	567.423.938	598.558.480	628.346.304	658.609.229	613.234.488
Total Requerimiento sin impuestos		1.008.714.578	1.063.861.579	1.116.967.670	1.170.799.308	1.090.085.784

Incremento requerido en ingresos por ventas de energía y potencia

Los ingresos medios requeridos por venta de electricidad para el periodo 2016-2019, son Bs1.090.085.784 (sin impuestos). Así también, los ingresos requeridos (a diciembre de 2014 sin factores de estabilización) son Bs1.090.084.197. Consiguientemente la variación en los ingresos y por lo tanto el impacto de la aplicación del nuevo modelo tarifario es 0,0%.

Impacto de la aplicación del nuevo modelo tarifario

Detalle	2016	2017	2018	2019	Promedio
Ingresos a Tarifa dic 2014	1.011.416.638	1.064.617.790	1.115.979.924	1.168.322.437	1.090.084.197
Ingresos modelo Tarifario	1.008.714.578	1.063.861.579	1.116.967.670	1.170.799.308	1.090.085.784
Variación	-0,27%	-0,07%	0,09%	0,21%	0,00%

3.13 TARIFAS DE APLICACION

Ante la inaplicabilidad de los cargos de régimen a los consumidores regulados de DELAPAZ, debido a los impactos tarifarios que ocasionaría este cambio, se ha visto por conveniente determinar la estructura tarifaria a ser aplicada por DELAPAZ, 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.

Con el propósito de que el impacto inicial sea imperceptible al consumidor final, se recomienda el empleo de un factor que evite transferir en forma temporal la variación tarifaria al consumidor final.

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

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

Donde:

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

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

ITn =Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes n a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 2016-2019.

ITdic14 =Es el ingreso total a obtener por la aplicación de las tarifas base correspondientes al mes diciembre de 2014 a las ventas de energía, potencia y número de consumidores promedios previstos en el estudio tarifario, del periodo 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 DELAPAZ, 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 los ingresos requeridos obtenidos presentan un incremento de 0% 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° 739/2015 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° 739/2015 de 28 de octubre de 2015, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar para DELAPAZ la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre de 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,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ) las tarifas base resultante del Modelo Tarifario, con sus respectivas fórmulas de indexación, conforme al Anexo 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ) la estructura tarifaria base a diciembre de 2014 para su aplicación a partir de la facturación del mes de noviembre 2015, conforme al Anexo 2 de la presente Resolución.

Resolución AE N° 604/2015, Página 29 de 30

TERCERA.- Aprobar para la Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ) la fórmula de actualización de la estructura base, los factores de carga para clientes que no cuentan con medidores adecuados que permitan registrar las demandas de potencia y porcentajes de participación de energía para consumidores que no cuentan con medidor de energía por bloque horario, conforme al Anexo 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

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

Cargos por Potencia de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CPPAT	107,703
CPPMT	110,759
CPPBT	132,354
Cargos por Potencia Fuera de Punta por nivel de tensión [Bs/kW-mes]	
CFATb	9,291
CFMTb	36,141
CFBTb	54,544
Cargos por Energía por bloques y nivel de tensión [Bs/MWh]	
CEATa	141,591
CEATm	135,864
CEATb	131,021
CEMTa	144,635
CEMTm	138,785
CEMTb	133,838
CEBTa	165,598
CEBTm	158,900
CEBTb	153,236
Cargos por Consumidor [Bs/Cons-mes]	
CCPD	16,994
CCMD	85,069
CCGD	343,051

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:

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

Dónde :

- 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:

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

Dónde:

CPP_{j,n} = Cargo por potencia de punta del nivel de tensión j correspondiente al mes de la indexación
 CPPE_{j,n} = Cargo por potencia de punta a la entrada del nivel de tensión 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:

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

Dónde:

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
 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:

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

Dónde:

CE _{j,a,m,b}	=Cargo por energía indexado del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación
CEE _{j,a,m,b}	=Cargo por Energía a la entrada del nivel de tensión j y para cada bloque horario correspondiente al mes de indexación
FPE _j	=Factor de pérdidas 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

ANEXO 2
DELAPAZ: ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
(A precios de Diciembre de 2014 con impuestos)

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORÍA PEQUEÑAS DEMANDAS

Definición: Clientes con demanda de potencia menor o igual a 10 kW

Categorías Domiciliarias

		<u>D2-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	20,284
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,558
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,569
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,592
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,621
1001 - kWh	Bs./kWh	0,627

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V ó 230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>D3-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	20,284
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,558
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,645
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,671
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,705
1001 - kWh	Bs./kWh	0,712

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 115 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>D4-PD-BT</u>
Cargo Mínimo	Bs./mes	20,284
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 50 kWh	Bs./kWh	0,558
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,668
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,694
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,722
1001 - kWh	Bs./kWh	0,729

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015

TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001

0019 - 0010 - 0003 - 0002

0019 - 0010 - 0003 - 0003

La Paz, 29 de octubre de 2015

		D5-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	53,330
Con derecho a 20 kWh de consumo		
Cargo por Energía		
21 - 100 kWh	Bs./kWh	0,564
101 - 300 kWh	Bs./kWh	0,621
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,684
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,760
1001 - kWh	Bs./kWh	0,767

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 220 V ó 115/230 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		D2-PD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	20,284
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,503
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,484
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,542
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,613
1001 - kWh	Bs./kWh	0,619

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en media tensión y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		D5-PD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	53,330
Cargo por Energía		
0 - 100 kWh	Bs./kWh	0,543
101 - 300 kWh	Bs./kWh	0,597
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,657
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,729
1001 - kWh	Bs./kWh	0,736

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en media tensión trifásico con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

Categorías Generales

		G-PD-BT
Cargo Mínimo	Bs./mes	28,096
Con derecho a 30 kWh		
Cargo por Energía		
31 - 100 kWh	Bs./kWh	0,784
101 - 200 kWh	Bs./kWh	0,938
201 - kWh	Bs./kWh	0,980

Aplicación: Usuarios Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015
TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001
0019 - 0010 - 0003 - 0002
0019 - 0010 - 0003 - 0003
La Paz, 29 de octubre de 2015

		<u>G-PD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	28,096
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,499
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,829
301 - kWh	Bs./kWh	0,932

Aplicación: Usuarios Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

Categorías Industriales

		<u>I-PD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	11,489
Cargo por Energía		
0 - 250	Bs./kWh	0,304
251 - kWh	Bs./kWh	0,485

Aplicación: Usuarios Industriales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

		<u>I-PD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	20,680
Cargo por Energía		
0 - 250	Bs./kWh	0,238
251 - kWh	Bs./kWh	0,450

Aplicación: Usuarios Industriales en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW.

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORÍA MEDIANAS DEMANDAS

Definición: Clientes con una demanda de potencia mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW

Categorías Domiciliarias

		<u>D2-MD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	33,237
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,345
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,396
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,493
1001 - kWh	Bs./kWh	0,498
Cargo por Potencia	Bs./kW	13,036

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220V ó 230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

		<u>D4-MD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	42,238
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,379
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,456
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,557

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015

TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001

0019 - 0010 - 0003 - 0002

0019 - 0010 - 0003 - 0003

La Paz, 29 de octubre de 2015

1001 - kWh	Bs./kWh	0,562
Cargo por Potencia	Bs./kW	14,262

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

D4-MD-MT

Cargo Fijo	Bs./mes	42,153
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,483
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,494
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,533
1001 - kWh	Bs./kWh	0,539
Cargo por Potencia	Bs./kW	11,332

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en media tensión con tensión de suministro de 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

D5-MD-BT

Cargo Fijo	Bs./mes	80,511
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,345
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,519
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,588
1001 - kWh	Bs./kWh	0,594
Cargo por Potencia	Bs./kW	13,884

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con tensión de suministro de 220 V ó 115/230 V y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

D5-MD-MT

Cargo Fijo	Bs./mes	88,474
Cargo por Energía		
0 - 300 kWh	Bs./kWh	0,402
301 - 500 kWh	Bs./kWh	0,459
501 - 1000 kWh	Bs./kWh	0,572
1001 - kWh	Bs./kWh	0,577
Cargo por Potencia	Bs./kW	11,061

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en media tensión trifásico y con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

Categorías Generales

G1-MD-BT

Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,517
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,635
301 - kWh	Bs./kWh	0,791
Cargo por Potencia	Bs./kW	13,469

Aplicación: Usuarios Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW. Registrados al 31 de diciembre del 2006.

G1-MD-MT

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015
TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001
0019 - 0010 - 0003 - 0002
0019 - 0010 - 0003 - 0003
La Paz, 29 de octubre de 2015**

Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía		
0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,517
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,635
301 - kWh	Bs./kWh	0,785
Cargo por Potencia	Bs./kW	10,761

Aplicación: Usuarios Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW. Registrados al 31 de diciembre del 2006.

		G-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,783
Cargo por Potencia	Bs./kW	59,342

Aplicación: Usuarios Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

		G-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,803
Cargo por Potencia	Bs./kW	52,248

Aplicación: Usuarios Generales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW.

Categorías Industriales

		I-MD-BT
Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,392
Cargo por Potencia	Bs./kW	38,190

Aplicación: Usuarios Industriales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW

		I-MD-MT
Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,347
Cargo por Potencia	Bs./kW	37,658

Aplicación: Usuarios Industriales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW

ESTRUCTURA TARIFARIA CATEGORÍA GRANDES DEMANDAS

Definición: - Clientes con una demanda de potencia mayor a 50 kW.

Categorías Domiciliarias

			D5-GD-BT
Cargo Fijo		Bs./mes	90,882
Cargo por Energía			
0-500	Ba	Bs./kWh	0,604
0-500	Bm	Bs./kWh	0,535
0-500	Bb	Bs./kWh	0,454
501 - 1000	Ba	Bs./kWh	0,604
501 - 1000	Bm	Bs./kWh	0,535
501 - 1000	Bb	Bs./kWh	0,454
Excedente	Ba	Bs./kWh	0,652
Excedente	Bm	Bs./kWh	0,579
Excedente	Bb	Bs./kWh	0,487
Cargo por Potencia		Bs./kW	13,831
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	4,663

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión trifásico con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

			D5-GD-MT
Cargo Fijo		Bs./mes	90,882
Cargo por Energía			
0-500	Ba	Bs./kWh	0,604
0-500	Bm	Bs./kWh	0,533
0-500	Bb	Bs./kWh	0,455
501 - 1000	Ba	Bs./kWh	0,604
501 - 1000	Bm	Bs./kWh	0,533
501 - 1000	Bb	Bs./kWh	0,455
Excedente	Ba	Bs./kWh	0,661
Excedente	Bm	Bs./kWh	0,579
Excedente	Bb	Bs./kWh	0,493
Cargo por Potencia		Bs./kW	10,873
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	2,394

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en media tensión trifásico con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Generales

			G-GD-BT
Cargo Fijo		Bs./mes	399,184
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,730

**ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015
TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001
0019 - 0010 - 0003 - 0002
0019 - 0010 - 0003 - 0003**

La Paz, 29 de octubre de 2015

0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,608
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,486
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	0,972
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,911
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,715
Cargo por Potencia		Bs./kW	61,893
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	20,106

Aplicación: Usuarios Generales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

G-GD-MT

Cargo Fijo		Bs./mes	399,184
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,851
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,730
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,608
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	0,980
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,848
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,700
Cargo por Potencia		Bs./kW	59,619
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	12,671

Aplicación: Usuarios Generales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

Categorías Industriales

I-GD-BT

Cargo Fijo		Bs./mes	399,184
Cargo por Energía			
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,365
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,307
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,244
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	0,434
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,362
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,269
Cargo por Potencia		Bs./kW	71,819
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	25,891

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015
TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001
0019 - 0010 - 0003 - 0002
0019 - 0010 - 0003 - 0003
La Paz, 29 de octubre de 2015

Aplicación: Usuarios Industriales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW

			<u>I-GD-MT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	399,184
Cargo por Energía			
0 - 10000 kWh	Ba	Bs./kWh	0,353
0 - 10000 kWh	Bm	Bs./kWh	0,317
0 - 10000 kWh	Bb	Bs./kWh	0,268
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh	0,419
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh	0,334
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh	0,293
Cargo por Potencia		Bs./kW	60,604
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	27,736

Aplicación: Usuarios Industriales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

ESTRUCTURA TARIFARIA CONTRATOS ESPECIALES

SOBOCE

F1

			<u>F1-GD-AT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	399,184
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,382
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,335
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,255
Cargo por Potencia		Bs./kW	62,052
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	5,062

Aplicación: Consumidor con contrato especial.

EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

ED-GD-AT

			<u>ED-GD-AT</u>
Cargo Fijo		Bs./mes	376,944
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,206
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,183
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,156
Cargo por Potencia		Bs./kW	65,689
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	5,236

Aplicación: a la distribuidora SEYSA.

**EMPRESA DE AGUAS
F4**

F4-GD-AT

Cargo Fijo		Bs./mes	376,944
Cargo por Energía	Ba	Bs./kWh	0,339
Cargo por Energía	Bm	Bs./kWh	0,314
Cargo por Energía	Bb	Bs./kWh	0,258
Cargo por Potencia		Bs./kW	60,893
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta		Bs./kW	4,768

Aplicación: Para el suministro de la planta de tratamiento de aguas de la empresa de aguas.

ALUMBRADO PUBLICO

AP-PD-BT

Cargo por Energía		Bs./kWh	0,790

Aplicación: Alumbrado público del Municipio de La Paz, El Alto, Viacha, Palca y de los Municipios del Sistema Norte.

AP-PD-BT-AH

Cargo por Energía		Bs./kWh	0,453

Aplicación: Alumbrado público del Municipio de Achacachi.

AP-PD-BT-AC

Cargo por Energía		Bs./kWh	0,665

Aplicación: Alumbrado público del Municipio de Achocalla.

AP-PD-BT-SN

Cargo por Energía		Bs./kWh	0,698

Aplicación: Alumbrado público de los Municipios del Sistema Nuevo.

AP-PD-BT-ARO

Cargo por Energía		Bs./kWh	0,715

Aplicación: Alumbrado público de los Municipios del Sistema Nuevo Aroma.

SC

Cargo Mínimo Con derecho a 20 kWh de consumo		Bs./mes	20,284
Cargo por Energía			
21 - 50 kWh		Bs./kWh	0,558
51 - 300 kWh		Bs./kWh	0,569
301 - 500 kWh		Bs./kWh	0,592

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015

TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT

CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001

0019 - 0010 - 0003 - 0002

0019 - 0010 - 0003 - 0003

La Paz, 29 de octubre de 2015

501 - kWh

Bs./kWh

0,615

Aplicación: Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NUEVO – AROMA

DOMICILIARIA

D2-PD-BT- ARO

Cargo Mínimo

Con derecho a 12 kWh

Bs./mes

14,635

Cargo por Energía

13 - 30 kWh

Bs./kWh

0,600

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 30 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

ESPECIAL

ESP-ARO

Cargo Mínimo

Con derecho a 30 kWh

Bs./mes

28,096

Cargo por Energía

31 - 100 kWh

Bs./kWh

0,784

101 - 200 kWh

Bs./kWh

0,938

201 - kWh

Bs./kWh

0,980

Aplicación: Usuarios especiales en baja tensión con suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NORTE – LARECAJA

DOMICILIARIA

D2-PD-BT- NOR

Cargo Mínimo con derecho a 10 kWh

Bs./mes

6,961

Cargo por Energía

11 - 70 kWh

Bs./kWh

0,650

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 70 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

GENERAL

G-PD-BT- NOR

Cargo Mínimo

Con derecho a 10 kWh

15,500

Cargo por Energía

11 - 30 kWh

Bs./kWh

0,630

Aplicación: Usuarios Generales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor

Anexo 2 a la Resolución AE N° 604/2018, Página 10 de 13

La Paz, 29 de octubre de 2015

o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 30 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría G-PD-BT.

ESTRUCTURA TARIFARIA SISTEMA NORTE – ITURRALDE

DOMICILIARIA		D2-PD-BT- ITU
Cargo Mínimo		
Con derecho a 20 kWh		14,579
Cargo por Energía		
21 - 70 kWh	Bs./kWh	0,650

Aplicación: Usuarios de tipo Domiciliario en baja tensión con tensión de suministro de 220 V y con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW y consumo de energía menor o igual a 70 kWh. Para consumos mayores se aplicará la tarifa de la categoría D2-PD-BT.

NUEVAS CATEGORÍAS

CATEGORÍAS MINERAS

		MI-GD-MT
Cargo Fijo	Bs	399,184
Cargo por Energía		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,604
Bloque Medio	Bs/kWh	0,558
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,517
Cargo por Potencia	Bs/kW	88,163
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs/kW	44,082

Aplicación: Usuarios Mineros en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

		MI-GD-BT
Cargo Fijo	Bs	399,184
Cargo por Energía		
Bloque Alto	Bs/kWh	0,700
Bloque Medio	Bs/kWh	0,648
Bloque Bajo	Bs/kWh	0,599
Cargo por Potencia	Bs/kW	102,270
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs/kW	51,135

Aplicación: Usuarios Mineros en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015
TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001
0019 - 0010 - 0003 - 0002
0019 - 0010 - 0003 - 0003
La Paz, 29 de octubre de 2015

MI-MD-MT

Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,490
Cargo por Potencia	Bs./kW	67,784

Aplicación: Usuarios Mineros en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW

MI-MD-BT

Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,539
Cargo por Potencia	Bs./kW	74,563

Aplicación: Usuarios Mineros en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW

MI-PD-MT

Cargo Fijo	Bs./mes	20,680
Cargo por Energía 0 - 250	Bs./kWh	0,437
251 - kWh	Bs./kWh	0,656

Aplicación: Usuarios Mineros en media tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW

CATEGORÍAS COMERCIALES

C-PD-BT

Cargo Mínimo Con derecho a 30 kWh	Bs./mes	28,096
Cargo por Energía 31 - 100 kWh	Bs./kWh	0,784
101 - 200 kWh	Bs./kWh	0,938
201 - kWh	Bs./kWh	0,980

Aplicación: Usuarios comerciales en baja tensión con una demanda de potencia máxima menor o igual a 10 kW

C-PD-MT

Cargo Fijo		
Cargo por Energía 0 - 50 kWh	Bs./mes	28,096
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,499
301 - kWh	Bs./kWh	0,829
	Bs./kWh	0,932

Aplicación: Usuarios comerciales en media tensión con una demanda de potencia máxima

ANEXO 2 A LA RESOLUCIÓN AE N° 604/2015
TRÁMITE N° 2015-13201-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0019 - 0003 - 0003 - 0001
0019 - 0010 - 0003 - 0002
0019 - 0010 - 0003 - 0003
 La Paz, 29 de octubre de 2015

menor o igual a 10 kW

		<u>C-MD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,783
Cargo por Potencia	Bs./kW	59,342

Aplicación: Usuarios comerciales en baja tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW

		<u>C-MD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	45,957
Cargo por Energía	Bs./kWh	0,803
Cargo por Potencia	Bs./kW	52,248

Aplicación: Usuarios comerciales en media tensión con una demanda de potencia máxima mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW

		<u>C-GD-BT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	399,184
Cargo por Energía		
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh 0,730
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh 0,608
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh 0,486
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh 0,972
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh 0,911
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh 0,715
Cargo por Potencia	Bs./kW	61,893
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	20,106

Aplicación: Usuarios comerciales en baja tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

		<u>C-GD-MT</u>
Cargo Fijo	Bs./mes	399,184
Cargo por Energía		
0 - 5000 kWh	Ba	Bs./kWh 0,851
0 - 5000 kWh	Bm	Bs./kWh 0,730
0 - 5000 kWh	Bb	Bs./kWh 0,608
Excedente kWh	Ba	Bs./kWh 0,980
Excedente kWh	Bm	Bs./kWh 0,848
Excedente kWh	Bb	Bs./kWh 0,700
Cargo por Potencia	Bs./kW	59,619
Cargo por Exceso de Potencia Fuera de Punta	Bs./kW	12,671

Aplicación: Usuarios comerciales en media tensión con demanda de potencia máxima mayor a 50 kW.

ANEXO 3

FORMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

A partir de la facturación del mes de noviembre de 2015, DELAPAZ 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".
 CT₀ =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.
 IT₀ =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 periodo 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.

FACTURACIÓN DE POTENCIA PARA CONSUMIDORES QUE NO CUENTAN CON EL EQUIPO DE MEDICIÓN ADECUADO

A los clientes que no cuentan con medidores adecuados que permitan registrar las demandas de potencia en los periodos leídos, se les aplicará para fines de facturación una potencia calculada que se determinará con la siguiente fórmula, en reemplazo de la establecida para la potencia equivalente en la Norma de Aplicación de Tarifas de Distribución:

$$\text{Potencia Calculada} = \frac{\text{Energía Facturada}}{\text{Factor de Carga} * 730}$$

Para el efecto se utilizaran los siguientes factores de carga:

CATEGORÍA	FACTOR DE CARGA
Pequeñas Demandas Domiciliarias	55,93%

CATEGORÍA	FACTOR DE CARGA
Pequeñas Demandas Generales, Comerciales e Industriales	61,50%
Medianas Demandas Baja Tensión	45,29%
Medianas Demandas Media Tensión	59,26%
Grandes Demandas Baja Tensión	45,29%
Grandes Demandas Media Tensión	59,26%

La potencia calculada será utilizada para la facturación de acuerdo a la Norma de Aplicación de Tarifas de Distribución.

**FACTURACIÓN DE ENERGÍA PARA CONSUMIDORES QUE NO CUENTAN CON
MEDIDOR DE ENERGÍA POR BLOQUE HORARIO**

BLOQUE HORARIO/NIVEL DE TENSIÓN	Baja Tensión	Media Tensión
Bloque Alto	14,607%	17,437%
Bloque Medio	66,163%	60,000%
Bloque Bajo	19,229%	22,564%

