

TRÁMITE: Estudio Tarifario de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.), para el periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para EMDEECRUZ S.A. correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023, los Costos de Suministro resultantes del Modelo Tarifario; la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario, con su respectiva Fórmula de Indexación; los Cargos por Conexión, Reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía.

VISTOS:

La Resolución AE N° 725/2015 de 23 de diciembre de 2015; la nota AE-285-DPT-56/2019 de 04 de febrero de 2019; la nota AE-392-DPT-74/2019 de 11 de febrero de 2019; el Acta de Reunión de 14 de febrero de 2019; la nota con Registro N° 4083 de 26 de marzo de 2019; la nota con Registro N° 6833 de 21 de mayo de 2019; la nota AETN-1505-DPT-285/2019 de 28 de mayo de 2019; la nota AETN-1603-DPT-301/2019 de 04 de junio de 2019; la nota con Registro N° 8208 de 17 de junio de 2019; el Acta de Reunión de 18 de junio de 2019; la nota AETN-1921-DPT-366/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1928-DPT-373/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1935-DPT-380/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1942-DPT-387/2019 de 05 de julio de 2019; la nota AETN-1954-DPT-398/2019 de 05 de julio de 2019; nota con Registro N° 9508 de 12 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9601 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9602 de 15 de julio de 2019; la nota con Registro N° 9710 de 17 de julio de 2019; la nota AETN-2079-DPT-421/2019 de 22 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10131 de 25 de julio de 2019; la nota con Registro N° 10390 de 31 de julio de 2019; la nota AETN-2200-DPT-456/2019 de 1° de agosto de 2019; la nota AETN-2242-DPT-465/2019 de 12 de agosto de 2019; el Acta de Reunión de 14 de agosto de 2019; el Acta de Reunión de 25 de octubre de 2019; la nota con Registro N° 14953 de 29 de octubre de 2019; el Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019; el Informe AETN-DPT N° 802/2019 de 02 de diciembre de 2019; demás antecedentes del caso, todo lo que convino ver, se tuvo presente y;

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 725/2015 de 23 de diciembre de 2015, la entonces Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) actualmente denominada Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) aprobó los costos de suministro, la estructura tarifaria y su fórmula de indexación, los cargos por conexión, reconexión y su fórmula de indexación y el depósito de garantía, resultantes del Modelo Tarifario para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.) para el periodo noviembre 2015 - octubre 2019.

Que mediante nota AE-285-DPT-56/2019 de 04 de febrero de 2019, se remitieron los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.), para que el mismo sea realizado por una empresa consultora especializada y precalificada por el Ente Regulador.



Que mediante nota AE-392-DPT-74/2019 de 11 de febrero de 2019, se invitó al equipo técnico del Área Comercial de EMDEECRUZ S.A., a la capacitación relativa a la Determinación de Tarifas de Distribución en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo 2019 – 2023, misma que se desarrolló en fecha 14 de febrero de 2019, en ambientes de esta Autoridad.

Que consta en Acta de Reunión de 14 de febrero de 2019, la reunión que se llevó a cabo la capacitación dirigida a EMDEECRUZ S.A. conforme la nota AE-392-DPT-74/2019 de 11 de febrero de 2019.

Que mediante nota recepcionada con Registro N° 4083 de 26 de marzo de 2019, EMDEECRUZ S.A. remitió la documentación solicitada en la nota AE-285-DPT-56/2019 de 04 de febrero de 2019, referente a la documentación de adjudicación del Estudio Tarifario de esta empresa.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 6833 de 21 de mayo de 2019, EMDEECRUZ S.A. remitió el Estudio de Proyección de la Demanda y de la caracterización de la carga para el periodo 2019 – 2023.

Que mediante nota AETN-1505-DPT-285/2019 de 28 de mayo de 2019, se invitó a representantes de la Consultora ABS S.R.L. y a personal técnico de EMDEECRUZ S.A. para la presentación de los Estudios remitidos por medio de la nota con Registro N° 4083 de 26 de marzo de 2019.

Que mediante nota AETN-1603-DPT-301/2019 de 04 de junio de 2019, se solicitó a EMDEECRUZ S.A. las Bases de Datos de Facturación del periodo noviembre 2015 – abril 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 8208 de 17 de junio de 2019, EMDEECRUZ S.A. remitió las Bases de Datos de Facturación del periodo noviembre 2015 – abril 2019.

Que consta en Acta de Reunión de 18 de junio de 2019, que EMDEECRUZ S.A. realizó la presentación de la Proyección de la Demanda, Balance de Energía y Potencia y Caracterización de la Carga, conforme la invitación realizada en la nota AETN-1505-DPT-285/2019 de 28 de mayo de 2019.

Que mediante nota AETN-1921-DPT-366/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a EMDEECRUZ S.A. el detalle de Costos a nivel de libro mayor correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota AETN-1928-DPT-373/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a EMDEECRUZ S.A. la presentación de copia de los Contratos de Operación y Mantenimiento, kilómetros de línea, KVA instalados y un resumen ejecutivo de los proyectos de electrificación rural como información requerida para el Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

Que mediante nota AETN-1935-DPT-380/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a EMDEECRUZ S.A. la presentación de las Bases de Datos correspondientes al seguimiento del Activo Fijo Bruto y Neto de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.



Que mediante nota AETN-1942-DPT-387/2019 de 05 de julio de 2019, se solicitó a EMDEECRUZ S.A. la presentación de información desagregada de los Estados Financieros de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018 en el formato del formulario ISE 220.

Que mediante nota AETN-1954-DPT-398/2019 de 05 de julio de 2019, se remitió a EMDEECRUZ S.A. las observaciones respecto a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el período 2019 – 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9508 de 12 de julio de 2019, EMDEECRUZ S.A. respondió a los requerimientos de la nota AETN-1928-DPT-373/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9601 de 15 de julio de 2019, EMDEECRUZ S.A. remitió información de Activos de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9602 de 15 de julio de 2019, EMDEECRUZ S.A. remitió información de Costos de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 9710 de 17 de julio de 2019, EMDEECRUZ S.A. solicitó plazo de presentación para la remisión de las respuestas a las observaciones remitidas mediante la nota AETN-1954-DPT-398/2019 de 05 de julio de 2019.

Que mediante nota AETN-2079-DPT-421/2019 de 22 de julio de 2019, se remitió a EMDEECRUZ S.A. el documento "Aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario periodo 2020 – 2023".

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10131 de 25 de julio de 2019, EMDEECRUZ S.A. remitió las respuestas a las observaciones a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 10390 de 31 de julio de 2019, EMDEECRUZ S.A. remitió el Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2020 – 2023.

Que mediante nota AETN-2200-DPT-456/2019 de 01 de agosto de 2019, se invitó a la Consultora ABS S.R.L. y a EMDEECRUZ S.A. a la presentación del Estudio Tarifario presentado por medio de la nota con Registro N° 10390 de 31 de julio de 2019.

Que mediante nota AETN-2242-DPT-465/2019 de 12 de agosto de 2019, se requirió a EMDEECRUZ S.A. respuestas a las observaciones de la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 – 2023.

Que consta en Acta de Reunión de 14 de agosto de 2019, que EMDEECRUZ S.A. realizó la presentación del Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2020 - 2023,

conforme la invitación realizada en la nota AETN-2200-DPT-456/2019 de 1° de agosto de 2019.

Que consta en Acta de Reunión de 25 de octubre de 2019, que se realizó la verificación de los ajustes finales en el Modelo Tarifario de EMDEECRUZ S.A.

Que mediante nota recepcionada en la AETN con Registro N° 14953 de 29 de octubre de 2019, EMDEECRUZ S.A. remitió el Estudio Tarifario Final correspondiente al periodo 2020 – 2023.

Que mediante Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, se instruyó a las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) continuar con la aplicación de los Factores de Estabilización aprobados mediante Resolución AETN N° 610/2019 de 02 de mayo de 2019, en tanto y en cuanto se aprueben las nuevas estructuras tarifarias en cumplimiento al proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT).

Que mediante Informe AETN-DPT N° 802/2019 de 02 de diciembre de 2019, se recomendó aprobar para EMDEECRUZ S.A. correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023, los Costos de Suministro resultantes del Modelo Tarifario; la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario, con su respectiva fórmula de indexación; los Cargos por Conexión, Reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, 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 de Electricidad, señala: *“La revisión y aprobación de tarifas se efectuará en base a estudios que serán encargados por el Titular a empresas consultoras especializadas, precalificadas por el Regulador, 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 de Electricidad, establece: *“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 de Electricidad, establece: *“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 02 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 las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del presente Reglamento 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 consumos servidos en cada nivel de tensión.”

Que el artículo 44 del RPT, señala: “La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores ubicados en la zona de Concesión del Distribuidor y abastecidos por éste, se efectuará, para el periodo de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.

Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes. Las variaciones significativas de las tasas de crecimiento deberán ser debidamente explicadas por el Distribuidor.

En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas.”

Que el artículo 45 del RPT, establece: “Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución. Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de

mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados por la Superintendencia por Resolución. (...)

Que el artículo 46 del RPT, establece: *“No se reconocerán como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base: La parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por la Superintendencia, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o transgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad y otros costos que a criterio de la Superintendencia, sean excesivas o no correspondan al ejercicio de la Concesión”.*

Que el artículo 47 del RPT, mismo que fue modificado mediante el artículo 5 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece: *“Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.*

Las proyecciones de costos se determinarán a precios del año base que corresponde al año anterior al que se efectúe el estudio tarifario, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia de Electricidad.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución. El Titular deberá ejecutar las inversiones conforme al crecimiento de la demanda, cumpliendo los estándares de calidad aplicables a la actividad de Distribución y solo podrán ser modificados, con la aprobación de la Superintendencia, cuando se produzcan variaciones significativas en las proyecciones de la demanda.

Para las proyecciones de costos para el periodo de cuatro años, la Superintendencia establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación de la empresa en dicho periodo”.

Que el artículo 48 del RPT, establece: *“El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros. (...)*”.

Que el artículo 49 del RPT, establece: *“Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión incluirán Ingresos por Ventas y Otros Ingresos. (...)*”.

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 Reglamento de Precios y Tarifas (RPT)”.*

Que el artículo 57 del RPT, dispone: *“El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculara como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría, para su aplicación deberá ser aprobado por la Superintendencia. Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía el cual será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.”*

Que el artículo 58 del RPT, establece: *“Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por este periodo, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Electricidad.”*

Que el artículo 60 del RPT, señala: *“Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Superintendencia entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que estos deberán encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Superintendencia. (...)”.*

Que el artículo 03 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece: *“Para efectos del estudio tarifario, la parte del valor del activo tangible y del activo intangible y, en consecuencia del valor de su depreciación acumulada, que corresponda en moneda extranjera serán determinados y proyectados en moneda local considerando la diferencia entre la variación del tipo de cambio del dólar de Estados Unidos de Norteamérica y, la variación del Índice de Precios al Consumidor, promedio de los cuatro años anteriores a la fecha de realización del estudio tarifario.*

Para la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, 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”.

Que el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establece en su artículo 51, incisos b), c) y d), que las competencias de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, son 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 los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, establecen que el Director Ejecutivo de la AETN, tiene entre otras, las siguientes atribuciones:

- 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 el numeral I del artículo 27 del Decreto Supremo N° 1436 de 14 de diciembre de 2012, señala lo siguiente:

“I. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Agua Potable y Saneamiento Básico a través de Normas Regulatorias Sectoriales, establecerán dentro del periodo tarifario vigente, una tarifa especial o categoría para seguridad ciudadana que será aplicada exclusivamente a los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.”

Que la Disposición Tercera de la Resolución AE N° 126/1997 de 31 de octubre de 1997, establece:

“Se aprueba: a) el procedimiento para el cálculo del valor del activo tangible y para el cálculo del valor de la depreciación acumulada, que serán considerados en el año base del estudio de tarifas; y b) las tasas de depreciación para el cálculo de la cuota anual de depreciación (...)”.

Que la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, aprobó la “Metodología para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica” y la “Metodología para la Presentación de los Planes de Expansión y Programas de Inversión” que deben emplear las Distribuidoras en el marco del Estudio Tarifario.

Que el inciso II.5 del anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los Métodos y Variables Asociadas, indicando que para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales.



Que el inciso II.6 del Anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los parámetros para la determinación de energía y potencia.

Que la Disposición Primera de la Resolución AE N° 200/2014 de 08 de mayo de 2014, establece:

“Otorgar a la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ), Título Habilitante para el ejercicio de la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad en el Parque Industrial Latinoamericano (PILAT), ubicado en el Municipio de Warnes de la Provincia Warnes, del Departamento de Santa Cruz”.

Que la Disposición Primera de la Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, fijan la Tasa de Regulación para la gestión 2018, señalando lo siguiente:

“a) Cero coma noventa por ciento (0.90%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que cuentan con Licencia de Generación, Licencia de Transmisión, Concesión y/o Título Habilitante para ejercer las actividades de la industria eléctrica. (...)”

Que la Disposición Primera de la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, establece: *“Aprobar la Tasa de Retorno de nueve coma uno por ciento (9,1%), a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023”.*

Que en cuanto a la figura de caso fortuito y fuerza mayor, el *“Diccionario de Ciencias Jurídicas Políticas y Sociales”* de Manuel Ossorio, señala que:

“Llámesese así el suceso que no ha podido preverse o que, previsto, no ha podido evitarse. Los casos fortuitos, lo mismo que los de fuerza mayor, pueden ser producidos por la naturaleza o por el acto del hombre. Para algunos autores no existe diferencia ni teórica ni práctica entre el hecho fortuito y la fuerza mayor, ya que esta última también es consecuencia de un hecho imprevisible. Jurídicamente, la diferencia entre una y otra tiene escasa importancia, ya que ambas pueden ser justificativas del incumplimiento de una obligación. Otros autores estiman que el caso fortuito guarda mayor relación con los hechos de la naturaleza (desbordamiento de ríos, terremotos, tempestades, incendios); en tanto que la fuerza mayor se origina en hechos lícitos o ilícitos del hombre (guerras, coacción material, huelgas, bloqueos)”.

Conceptualmente se establece que:

“Caso Fortuito: Se reputa caso fortuito al obstáculo interno atribuible al hombre, imprevisto o inevitable, proveniente de las condiciones mismas en que la obligación debía ser cumplida (conmociones civiles, huelgas, bloqueos, revoluciones, etc.)”.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que mediante Informe AETN-DPT N° 802/2019 de 02 de diciembre de 2019, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT) de la AETN, se concluyó y recomendó lo siguiente:

"(...) 4. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El Estudio Tarifario presentado por la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.), cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.
- Como resultado del Estudio Tarifario, los ingresos requeridos obtenidos presentan una variación de 0,0% respecto de los ingresos determinados considerando la propuesta de estructura presentada por EMDEECRUZ S.A.

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución los Costos de Suministro resultantes del Modelo Tarifario de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.), para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, detallados en el Anexo 1 del presente Informe.
- Aprobar mediante Resolución la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario de EMDEECRUZ S.A., con su respectiva fórmula de indexación, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, detallada en el Anexo 2 del presente Informe.
- Aprobar mediante Resolución los Cargos por Conexión, Reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía, resultantes del Modelo Tarifario de EMDEECRUZ S.A., aplicables para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, detallados en el Anexo 3 del presente Informe."

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que en mérito a las consideraciones del Informe AETN-DPT N° 802/2019 de 02 de diciembre de 2019, corresponde aprobar para EMDEECRUZ S.A. correspondiente al periodo noviembre 2019 - octubre 2023, los Costos de Suministro resultantes del Modelo Tarifario; la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario, con su respectiva Fórmula de Indexación; los Cargos por Conexión, Reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AETN)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 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 en tal sentido, se promulgó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la AE, instituyendo en el artículo 4 que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas 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 Decreto Supremo N° 3058 de 22 de enero de 2017, se modificó el Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, la Organización del Órgano Ejecutivo para crear el Ministerio de Energías, estableciendo su estructura, atribuciones y competencias, teniendo como tarea implementar políticas destinadas a los sectores eléctrico, evaporítico y nuclear.

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución Ministerial N° 186-2019 de 20 de noviembre de 2019, se designó al ciudadano Luis Fernando Añez Campos como Director Ejecutivo a.i. de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución AETN Interna N° 108/2019 de 22 de noviembre de 2019, se designó al ciudadano Sergio Carlos Navarro Quiroga, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

POR TANTO:

El Director Ejecutivo a.i. de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), conforme a designación contenida en la Resolución Ministerial N° 186-19 de 20 de noviembre de 2019, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019 y demás disposiciones legales en vigencia;

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.) los Costos de Suministro resultantes del Modelo Tarifario de para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, conforme al Anexo 1 de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.) la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario con su respectiva Fórmula de Indexación, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, conforme al Anexo 2 de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.) los Cargos por Conexión, Reconexión, su Fórmula de



Indexación y Depósito de Garantía, resultantes del Modelo Tarifario aplicables para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, conforme al Anexo 3 de la presente Resolución.

CUARTA.- Notificar a la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.) con el Informe AETN-DPT N° 802/2019 de 02 de diciembre de 2019.

QUINTA.- De acuerdo a lo establecido el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y concordante con el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de amplia circulación nacional.


Regístrese, comuníquese y archívese.

Es conforme:

135



Ing. Luis Fernando Añez Campos
DIRECTOR EJECUTIVO a.i.
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR



Sergio C. Navarro Quiroga
DIRECTOR LEGAL
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

ANEXO 1

COSTOS DE SUMINISTRO
(PERIODO NOVIEMBRE 2019 - OCTUBRE 2023)

COSTOS DE SUMINISTRO								
CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Costos de Capacidad (O&M)								
Operación AT	Bs/año							
Operación MT	Bs/año		468.302,49	507.730,21	563.189,89	587.661,33	639.128,04	574.427,37
Operación BT	Bs/año		928.986,50	1.007.200,53	1.117.217,65	1.165.762,42	1.267.858,57	1.139.509,79
Costos de Administrativos y Generales								
Administrativos MT	Bs/año	132.455,19	299.495,19	317.558,72	351.398,07	355.696,09	385.808,25	352.615,28
Administrativos BT	Bs/año		594.118,11	629.951,31	697.079,50	705.605,62	765.340,07	699.494,13
Costos de Consumidores								
Consumidores PD	Bs/año	137.144,89	137.144,89	159.854,57	185.396,70	213.752,54	247.721,91	201.681,43
Consumidores MD	Bs/año	102.858,67	102.858,67	119.890,93	139.047,52	160.314,40	185.791,43	151.261,07
Consumidores GD	Bs/año	54.857,96	54.857,96	63.941,83	74.158,68	85.501,01	99.088,76	80.672,57
Total	Bs/año	427.316,70	2.585.763,79	2.806.128,11	3.127.488,01	3.274.293,41	3.590.737,03	3.199.661,64

ANEXO 2

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

**EMDEECRUZ
(PERIODO NOVIEMBRE 2019 - OCTUBRE 2023)**

PROPUESTA DE CARGOS TARIFARIOS - DIC 2018			
CATEGORIA	CONCEPTO		CARGOS C/IVA
PD - D - BT	Cargo por Energía 0-15	Bs/kWh	11,650
	Cargo por Energía 16-120	Bs/kWh	0,648
	Cargo por Energía 121-300	Bs/kWh	0,861
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	0,918
	Cargo por Energía 1001- Ad.	Bs/kWh	1,172
Aplicación: Consumidor de tipo Doméstico, con pequeña demanda, conectado en Baja tensión			
PD - SC - BT	Cargo por Energía 0-15	Bs/kWh	11,650
	Cargo por Energía 16-120	Bs/kWh	0,648
	Cargo por Energía 121-300	Bs/kWh	0,861
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	0,918
	Cargo por Energía 1001- Ad.	Bs/kWh	1,172
Aplicación: Esta categoría se aplica exclusivamente a los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control destinados a la Seguridad Ciudadana.			
PD - G - BT	Cargo Mínimo (20 kWh/mes)	Bs	22,645
	Cargo por Energía 21-300	Bs/kWh	0,933
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	1,422
	Cargo por Energía 1000-Ad.	Bs/kWh	1,292
Aplicación.- Al usuario del tipo general conectado en Baja Tensión, cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW			
PD - G - MT	Cargo Mínimo (20 kWh/mes)	Bs	29,212
	Cargo por Energía 21-300	Bs/kWh	0,933
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	1,422
	Cargo por Energía 1000-Ad.	Bs/kWh	1,292
Aplicación.- Al usuario del tipo general conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW			

PD - C - MT			
	Cargo Mínimo (20 kWh/mes)	Bs	29,212
	Cargo por Energía 21-300	Bs/kWh	0,933
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	1,422
	Cargo por Energía 1000-Ad.	Bs/kWh	1,292
Aplicación.- Al usuario del tipo comercial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW			
PD - I - MT			
	Cargo Mínimo (20 kWh/mes)	Bs	5,845
	Cargo por Energía 21-300	Bs/kWh	0,619
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	0,570
	Cargo por Energía 1000-Ad.	Bs/kWh	0,521
Aplicación.- Al usuario del tipo industrial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW			
MD - G - MT			
	Cargo Fijo	Bs	35,778
	Cargo por Energía	Bs/kWh	1,081
	Cargo por Demanda	Bs/kW	25,393
Aplicación.- Al usuario del tipo general conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW			
MD - C - MT			
	Cargo Fijo	Bs	35,778
	Cargo por Energía	Bs/kWh	1,081
	Cargo por Demanda	Bs/kW	25,393
Aplicación.- Al usuario del tipo comercial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW			
MD - I - MT			
	Cargo Fijo	Bs	10,316
	Cargo por Energía	Bs/kWh	0,274
	Cargo por Demanda	Bs/kW	49,153
Aplicación.- Al usuario del tipo industrial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW			
GD - G - MT			
	Cargo Fijo	Bs	37,777
	Cargo por Energía BA	Bs/kWh	1,353

Cargo por Energía BM	Bs/kWh	0,847
Cargo por Energía BB	Bs/kWh	0,782
Cargo por Demanda	Bs/kW	44,066
Cargo por Exceso	Bs/kW	11,994
Aplicación.- Al usuario del tipo general conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 50kW		
GD - C - MT		
Cargo Fijo	Bs	37,777
Cargo por Energía BA	Bs/kWh	1,353
Cargo por Energía BM	Bs/kWh	0,847
Cargo por Energía BB	Bs/kWh	0,782
Cargo por Demanda	Bs/kW	44,066
Cargo por Exceso	Bs/kW	11,994
Aplicación.- Al usuario del tipo comercial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 50kW		
GD - I - MT		
Cargo Fijo	Bs	15,560
Cargo por Energía BA	Bs/kWh	0,433
Cargo por Energía BM	Bs/kWh	0,249
Cargo por Energía BB	Bs/kWh	0,235
Cargo por Demanda	Bs/kW	97,913
Cargo por Exceso	Bs/kW	21,224
Aplicación.- Al usuario del tipo industrial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 50kW		
PD - AP - BT		
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,028
Aplicación.- Servicio de Alumbrado Público a cargo de los Gobiernos Autónomos Municipales		

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA BASE

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:

$$CC = CCo * (a * IPC / IPCo + b * PD / PDo - n * Xcc)$$

Dónde:

CC	Cargo por consumidor.
CCo	Cargo por consumidor base.
a	Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.
b	Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.
IPC	Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
IPCo	Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.
PD	Precio del dólar.
PDo	Precio base del dólar.
Xcc	Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
n	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

CARGO POR POTENCIA 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 para el mes de noviembre 2019.

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:

$$CFP = CFo*(a*IPC/IPC0+b*PD/PDo-p1*n*Xcom- p2*n*Xcag + p3*Z1 + p4*ZT)$$

Dónde:

- CFP Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión.
- CFPo Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión.
- a Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.
- b Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.
- IPC Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
- IPC0 Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.
- PD Precio del dólar.
- PDo Precio base del dólar.
- Xcom Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
- Xcag Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión.
- Z1 Índice de variación de los impuestos directos.
- ZT Índice de variación de las tasas.

- p1 Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- p2 Participación de los costos administrativos y generales en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- p3 Participación de los impuestos directos en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- p4 Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

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 la 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 la indexación.
- FPE_j Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión j.
- Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
- j Baja tensión, media tensión y alta tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo para el mes de noviembre 2019.
- a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

ANEXO 3

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

EMDEECRUZ (a precios de diciembre 2018 con impuestos)
PERIODO NOVIEMBRE 2019 - OCTUBRE 2023

CARGOS	CARGOS BASE DICIEMBRE 2018 Bs. c/IVA
PEQUEÑA DEMANDA MONOFÁSICA	35,00
PEQUEÑA DEMANDA TRIFÁSICA	85,00
MEDIANA DEMANDA	845,00
GRAN DEMANDA	845,00
RECONEXIÓN	64,00

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LOS CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

Los cargos anteriormente mostrados deberán ser indexados mensualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CCR_n = CCR_o * (IPC_{n-2} / IPC_o)$$

Dónde:

CCR_n = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.

CCR_o = Cargo por conexión o reconexión base.

IPC_{n-2} = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.

IPC_o = 101,76 Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes base, octubre 2018.

DEPÓSITO DE GARANTÍA POR CATEGORÍA

En el marco del artículo 57 del RPT que establece el valor del Depósito de Garantía, el monto será calculado mensualmente por cada distribuidora de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Para categorías sin cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura de un consumo representativo de cada categoría, correspondiente al mes de noviembre del año anterior, al año de

aplicación.

- b) Para categorías con cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual estimada en base a la información de requerimiento de demanda. En la estimación de la demanda se utilizarán factores de carga, factores de demanda u otros factores típicos de la categoría, correspondiente al mes de solicitud del servicio de energía eléctrica.

En caso de prescindir del servicio, el Depósito de Garantía será devuelto al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.

INFORME AETN-DPT N° 802/2019

A: Luis Fernando Añez Campos
DIRECTOR EJECUTIVO a.i.

Vía: Waskar Rodriguez Gandarillas
DIRECTOR DE PRECIOS, TARIFAS E INVERSIONES

De: David Orellana Zubieta
CONSULTOR DE LÍNEA

Daniel Cayo Lancea
ANALISTA DE SISTEMAS AISLADOS – SAVIS a.i.

Ref.: ANÁLISIS DEL ESTUDIO TARIFARIO PRESENTADO POR LA
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SANTA
CRUZ S.A. (EMDEECRUZ S.A.) PARA EL PERIODO NOVIEMBRE
2019 - OCTUBRE 2023.

Trámite: 2019-32026-33-0-0-0-DPT

CAIE: 0127 - 0010 - 0003 - 0001

Lugar y fecha: La Paz, 02 de diciembre de 2019



RESUMEN EJECUTIVO: De acuerdo a lo establecido en el artículo 51 de la Ley de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y al artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), se recomienda aprobar mediante Resolución los costos de suministro, la estructura tarifaria y su fórmula de indexación, los cargos por conexión, reconexión y su fórmula de indexación y el depósito de garantía para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.) correspondientes al periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

Señor Director:

La Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones (DPT), procedió al análisis del estudio tarifario presentado por la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.), al respecto remitimos para su consideración el presente informe.

1. ANTECEDENTES

Mediante Resolución AE N° 725/2015 de 23 de diciembre de 2015, se aprobaron los costos de suministro, la estructura tarifaria y su fórmula de indexación, los cargos por conexión, reconexión y su fórmula de indexación y el depósito de garantía, resultantes del Modelo Tarifario para la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.) para el periodo comprendido entre noviembre 2015 y octubre 2019.

Mediante nota AE-285-DPT-56/2019 de 04 de febrero de 2019, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), actualmente Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) remitió los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio Tarifario de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.), el cual debería ser encargado a una empresa consultora especializada y precalificada por el Ente Regulador.

Mediante nota AE-392-DPT-74/2019 de 11 de febrero de 2019, se invitó al equipo técnico del Área Comercial de EMDEECRUZ S.A., a la capacitación relativa a la Determinación de Tarifas de Distribución en el marco de la Revisión Ordinaria de Tarifas correspondiente al periodo 2019 – 2023, misma que se desarrolló en fecha 14 de febrero de 2019 en ambientes de esta Autoridad.

El Acta de Reunión de 14 de febrero de 2019, en el que se llevó a cabo la capacitación dirigida a EMDEECRUZ S.A. conforme la nota AE-392-DPT-74/2019 de 11 de febrero de 2019.

La nota 0309/2019, recepcionada con Registro N° 4083 de 26 de marzo de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió la documentación solicitada en la nota AE-285-DPT-56/2019 de 04 de febrero de 2019, referente a la documentación de adjudicación del Estudio Tarifario de esta empresa.

La nota 0505/2019, recepcionada con Registro N° 6833 de 21 de mayo de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió el Estudio de Proyección de la Demanda del periodo 2019 – 2023.

La nota 0505/2019, recepcionada con Registro N° 6833 de 21 de mayo de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió a la AETN los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 – 2023.

Mediante nota AETN-1505-DPT-285/2019 de 28 de mayo de 2019, se invitó a representantes de la Consultora ABS S.R.L. y a personal técnico de EMDEECRUZ S.A. para la presentación de los Estudios remitidos por medio de la nota 0505/2019, recepcionada con Registro N° 4083 de 26 de marzo de 2019.

Mediante nota AETN-1603-DPT-301/2019 de 04 de junio de 2019, se solicitó a EMDEECRUZ S.A. las Bases de Datos de Facturación del periodo noviembre 2015 – abril 2019.

La nota 0622/2019, recepcionada con Registro N° 8208 de 17 de junio de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió las Bases de Datos de Facturación del periodo noviembre 2015 – abril 2019.

El Acta de Reunión de 18 de junio de 2019, en el que EMDEECRUZ S.A. realizó la presentación de la Proyección de la Demanda, Balance de Energía y Potencia y Caracterización de la Carga, conforme la invitación realizada en la nota AETN-1505-DPT-285/2019 de 28 de mayo de 2019.

La nota AETN-1921-DPT-366/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a EMDEECRUZ S.A. el detalle de Costos a nivel de libro mayor correspondiente a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota AETN-1928-DPT-373/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a EMDEECRUZ S.A. la presentación de copia de los Contratos de Operación y Mantenimiento, kilómetros de línea, KVA instalados y un resumen ejecutivo de los proyectos de electrificación rural como información requerida para el Estudio Tarifario periodo noviembre 2019 – octubre 2023.

La nota AETN-1935-DPT-380/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a EMDEECRUZ S.A. la presentación de las Bases de Datos correspondientes al seguimiento del Activo Fijo Bruto y Neto de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota AETN-1942-DPT-387/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se solicitó a EMDEECRUZ S.A. la presentación de información desagregada de los Estados Financieros de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018 en el formato del formulario ISE 220.

La nota AETN-1954-DPT-398/2019 de 05 de julio de 2019, mediante la cual se remitió a EMDEECRUZ S.A. las observaciones respecto a los Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el período 2019 – 2023.

La nota 0708/2019, recepcionada con Registro N° 9508 de 12 de julio de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. dio respuesta a los requerimientos de la nota AETN-1928-DPT-373/2019 de 05 de julio de 2019.

La nota 0709/2019, recepcionada con Registro N° 9601 de 15 de julio de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió información de Activos de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota 0710/2019, recepcionada con Registro N° 9602 de 15 de julio de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió información de Costos de las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

La nota 0713/2019, recepcionada con Registro N° 9710 de 17 de julio de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. solicitó plazo de presentación para la remisión de las respuestas a las observaciones remitidas por la AETN mediante la nota AETN-1954-DPT-398/2019 de 05 de julio de 2019.

La nota AETN-2079-DPT-421/2019 de 22 de julio de 2019, mediante la cual se remitió a EMDEECRUZ S.A. el documento "Aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario periodo 2020 – 2023".

La nota 0718/2019, recepcionada con Registro N° 10131 de 25 de julio de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió las respuestas a las observaciones a los

Estudios de Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 - 2023.

La nota 0720/2019, recepcionada con Registro N° 10390 de 31 de julio de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió a la AETN el Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2020 – 2023.

La nota AETN-2200-DPT-456/2019 de 01 de agosto de 2019, mediante la cual se invitó a la Consultora ABS S.R.L. y a EMDEECRUZ S.A. a la presentación del Estudio Tarifario presentado por medio de la nota 0720/2019, recepcionada con Registro N° 10390 de 31 de julio de 2019.

La nota AETN-2242-DPT-465/2019 de 12 de agosto de 2019, mediante la cual se requirió respuestas a las observaciones de la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Caracterización de la Carga para el periodo 2019 – 2023.

El Acta de Reunión de 14 de agosto de 2019, en el que EMDEECRUZ S.A. realizó la presentación del Estudio Tarifario correspondiente al periodo 2020 - 2023, conforme la invitación realizada en la nota AETN-2200-DPT-456/2019 de 01 de agosto de 2019.

El Acta de Reunión de 25 de octubre de 2019, en el que se realizó la verificación de los ajustes finales en el Modelo Tarifario de EMDEECRUZ S.A.

La nota 1016/2019, recepcionada con Registro N° 14953 de 29 de octubre de 2019, mediante la cual EMDEECRUZ S.A. remitió a la AETN el Estudio Tarifario Final correspondiente al periodo 2020 – 2023.

La Disposición Segunda del Auto N° 1860/2019 de 31 de octubre de 2019, notificado a EMDEECRUZ S.A. en fecha 19 de noviembre de 2019, instruyó a las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) continuar con la aplicación de los Factores de Estabilización aprobados mediante Resolución AETN N° 610/2019 de 02 de mayo de 2019, en tanto y en cuanto se aprueben las nuevas estructuras tarifarias en cumplimiento al proceso de Revisión Ordinaria de Tarifas (ROT).

2. MARCO LEGAL

El artículo 1 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece:

*“(...) Están sometidas a la presente ley, todas las personas individuales y colectivas dedicadas a la Industria Eléctrica, cualesquiera sea su forma y lugar de constitución.
(...)”*

El artículo 51 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, 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.”*

El artículo 53 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 señala lo siguiente:

“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 (...).

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

El artículo 54 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 establece que:

“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”

El artículo 55 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 establece que:

“La Superintendencia de Electricidad aprobará para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función de las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad.”

El artículo 42 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que:

“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.”

El artículo 43 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, señala que:

“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 las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo 42 del presente Reglamento 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 consumos servidos en cada nivel de tensión."

El artículo 44 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece:

"La proyección de la demanda de electricidad de los Consumidores (...) se efectuará, para el período de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor; comprenderá los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.

Se verificará la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y demográficos relevantes (...).

En base a las proyecciones de demanda, se efectuarán proyecciones de los balances de energía y potencia eléctrica que incluyan para cada nivel de tensión, los valores de compras, cantidades disponibles, pérdidas y ventas."

El artículo 45 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que:

"Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución.

Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro (...)"

El artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que:

"No se reconocerán como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base: La parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por la Superintendencia, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o transgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor de acuerdo con el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad y otros costos que a criterio de la Superintendencia, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la Concesión."

El artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que:

“Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cuatro años.

Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Superintendencia (...).”

El artículo 48 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 establece que:

“El costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de: operación, mantenimiento, administrativos y generales, impuestos y tasas, cuota anual de depreciación, cuota anual de amortización y costos financieros (...).”

El Artículo 49 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001 dispone que:

“Los Ingresos Previstos, para cada nivel de tensión, incluirán 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 corresponderán 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. (...).”

El artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece que:

“El Patrimonio Afecto a la Concesión será igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo (...).”

El artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, señala que:

“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 (...).”

El artículo 56 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece lo siguiente:

“Los cargos de conexión y reconexión, para cada categoría de consumidor, deben ser calculados considerando el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte requeridos para conectar o reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución, juntamente con la aprobación de las tarifas.”

“El cargo de conexión será aplicado a todo nuevo consumidor que se conecte a la red de distribución; el cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro.”

El artículo 57 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, señala lo siguiente:

“El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculara como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría, para su aplicación deberá ser aprobado por la Superintendencia. Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía el cual será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.”

El artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece:

“Las tarifas base de Distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de los depósitos de garantía, serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en el mes de noviembre del año que corresponde y tendrán vigencia por este periodo.(...)”

El artículo 60 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 02 de marzo de 2001, establece que:

“Nueve meses antes de la entrada en vigencia de las tarifas, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que éstos deberán encargar a empresas consultoras especializadas, precalificadas por la AE.”

El artículo 03 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece que:

“Para efectos del estudio tarifario, la parte del valor del activo tangible y del activo intangible y, en consecuencia del valor de su depreciación acumulada, que corresponda en moneda extranjera serán determinados y proyectados en moneda local considerando la diferencia entre la variación del tipo de cambio del dólar de Estados Unidos de Norteamérica y, la variación del Índice de Precios al Consumidor, promedio de los cuatro años anteriores a la fecha de realización del estudio tarifario.”

Para la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, 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”.

Los incisos b), c) y d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establecen las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, son 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 (…).”

Los incisos i) y j) del artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, se establece que *“(…) el Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, tiene, entre otras, las siguientes atribuciones especificadas a continuación:*

(…) 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 (…).”

El numeral I del artículo 27 del Decreto Supremo N° 1436 de 14 de diciembre de 2012, señala lo siguiente:

“I. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Agua Potable y Saneamiento Básico a través de Normas Regulatorias Sectoriales, establecerán dentro del periodo tarifario vigente, una tarifa especial o categoría para seguridad ciudadana que será aplicada exclusivamente a los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control.”

Mediante Disposición Resolutiva Tercera de la Resolución AE N° 126/1997 de 31 de octubre de 1997, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad establece:

“Se aprueba: a) el procedimiento para el cálculo del valor del activo tangible y para el cálculo del valor de la depreciación acumulada, que serán considerados en el año base del estudio de tarifas; y b) las tasas de depreciación para el cálculo de la cuota anual de depreciación (...).”

El inciso II.5 del anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los *“Métodos y Variables Asociadas para las proyecciones de mediano plazo por zona eléctrica y sector de consumo se dará preferencia a los métodos analíticos y tendenciales. (...).”*

El inciso II.6 del anexo 1 de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 establece los parámetros para la determinación de energía y potencia.

Mediante Disposición Resolutiva Primera de la Resolución AE N° 200/2014 de 08 de mayo de 2014, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad establece:

“Otorgar a la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ), Título Habilitante para el ejercicio de la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad en el Parque Industrial Latinoamericano (PILAT), ubicado en el Municipio de Warnes de la Provincia Warnes, del Departamento de Santa Cruz”.

Mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Mediante Disposición Resolutiva Primera de la Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, ahora Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) establece:

“Fijar la tasa de regulación, para la gestión 2018, en los siguientes porcentajes:

- a) Cero coma noventa por ciento (0,90 %) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos, de las Empresas Eléctricas que cuentan con Licencia de Generación, Licencia de Transmisión, Concesión y/o Título Habilitante para ejercer las actividades de la industria eléctrica.”*

Mediante Disposición Resolutiva Primera de la Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) establece:

“Aprobar la Tasa de Retorno del nueve coma uno por ciento (9.1%) a ser aplicada por las empresas de Distribución para el periodo tarifario noviembre 2019 – octubre 2023”.

3. ANÁLISIS

Mediante Resolución AE N° 200/2014 de 08 de mayo de 2014, se otorgó a la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.) el Título Habilitante para el ejercicio de la actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad en el Parque Industrial Latinoamericano (PILAT), ubicado en el Municipio de Warnes de la Provincia Warnes del Departamento de Santa Cruz.

El Título Habilitante para el ejercicio de las actividades de comercialización y Distribución de Electricidad en el área geográfica, comprende el "Parque Industrial Latinoamericano (PILAT), ubicado en el Cantón Chuchío del Municipio de Warnes, Provincia Warnes del Departamento de Santa Cruz. El PILAT está emplazado en un área de 18.546.337 m².

El PILAT es un parque industrial cuyo propósito es el establecimiento de pequeñas, medianas y grandes industrias, debidamente urbanizadas en lotes de terrenos de diversas dimensiones.

El análisis del estudio tarifario de EMDEECRUZ que se desarrolla a continuación, es en base al informe y las respuestas presentadas por la Distribuidora según las observaciones realizadas por la AETN.

EMDEECRUZ, en cumplimiento del artículo 60 del RPT contrató a la empresa consultora Advanced Business Strategies Consulting Group (ABS) quien conjuntamente con la Distribuidora realizó el Estudio Tarifario.

3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El análisis de la proyección de la demanda que realizó EMDEECRUZ, se encuentra en el marco del artículo 44 del RPT, el cual establece que la proyección se efectuará para el período de cuatro años, en forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidor. Asimismo, comprende los consumos de energía y demandas de potencia incluyendo factores de coincidencia, el número de consumidores y el consumo promedio.

Además, la proyección realizada por la Distribuidora consideró la metodología establecida en la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002. Es importante mencionar que EMDEECRUZ hizo algunas simplificaciones dado que la proyección de la demanda es altamente variable en función a la decisión de instalar las industrias en el PILAT y a los pocos años de su información histórica y la instalación de otros servicios como redes de gas natural.

3.1.1. METODOLOGÍA Y FUENTE DE INFORMACIÓN

La fuente de información principal para la proyección de la demanda fue la proporcionada por EMDEECRUZ en cuanto a la demanda que tuvo el PILAT por parte de la industria en la adquisición de los lotes de terreno, la información de facturación y los formularios ISE presentados por la Empresa a la AETN. Al respecto, la Distribuidora ha previsto la existencia de los siguientes tipos de clientes:

Nomenclatura	Descripción	Características
PD - D - BT	Pequeña Demanda - Domiciliaria - Baja Tensión	Consumidor de Tipo Doméstico
PD - SC - BT	Pequeña Demanda - Seguridad Ciudadana - Baja Tensión	Servicio de Seguridad Ciudadana a cargo de las Alcaldías
PD - G - BT	Pequeña Demanda - General - Baja Tensión	Consumidor del Tipo General, provisto en baja tensión, cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW
PD - G - MT	Pequeña Demanda - General - Media Tensión	Consumidor del Tipo General cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW
PD - C - MT	Pequeña Demanda - Comercial - Media Tensión	Consumidor del Tipo Comercial cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW
PD - I - MT	Pequeña Demanda - Industrial - Media Tensión	Consumidor del Tipo Industrial cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW
MD - G - MT	Mediana Demanda - General - Media Tensión	Consumidor del Tipo General cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor de 50 kW
MD - C - MT	Mediana Demanda - Comercial - Media Tensión	Consumidor del Tipo Comercial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor de 50 kW
MD - I - MT	Mediana Demanda - Industrial - Media Tensión	Consumidor del Tipo Industrial cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor de 50 kW
GD - G - MT	Gran Demanda - General - Media Tensión	Consumidor del Tipo General cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW
GD - C - MT	Gran Demanda - Comercial - Media Tensión	Consumidor del Tipo Comercial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW
GD - I - MT	Gran Demanda - Industrial - Media Tensión	Consumidor del Tipo Industrial cuya potencia contratada sea mayor a 50 kW
PD - AP - BT	Pequeña Demanda - Alumbrado Público - Baja Tensión	Servicio de Alumbrado Público a cargo de las Alcaldías

Nota: Se asume la instalación de bancos, oficinas comerciales, importadoras, alumbrado público, consumidores domiciliarios, además de la industrial.

Para la proyección de las ventas de energía, la información utilizada se obtuvo del Estudio de Carga realizado para los clientes actuales de EMDEECRUZ y, en los casos de categorías donde EMDEECRUZ aún no tiene clientes, se infirió de la información proporcionada por EMDEECRUZ, por los tipos de industria que se establecerían en el PILAT, considerando su perfil de demanda similar al que este tipo de consumidores tienen en la CRE.

Dado que el levantamiento de información fue realizado en junio de 2019, la información ha permitido obtener factores característicos para cada categoría a dicho mes. En este sentido, dado que el año base es el 2018, ha tenido que realizarse un ajuste en los factores de carga determinados mediante el estudio para reproducir la demanda máxima alcanzada en 2018 (el 27 de septiembre de 2018 se observó la demanda máxima de EMDEECRUZ, misma que alcanzó a 2.913MWh). El factor de ajuste aplicado es de 0,141465 (Ver hoja electrónica "Parametros" del archivo "EMDEECRUZ_Estudio de Demanda 2.xlsx").

De esta forma, los valores para el consumo medio anual por categoría se muestran a continuación:

CATEGORÍA/FACTOR	Consumo medio año	Observaciones
PD - D - BT	1,44	Informacion CRE (2015)
PD - G - BT	2,24	Informacion CRE (2015)
PD-SC-BT	1,44	Informacion CRE (2015)
PD - AP - BT	229,07	Informacion CRE (2015)
PD - G - MT	8,25	Informacion EMDEECRUZ (2019)
PD - C - MT	12,37	Informacion EMDEECRUZ (2019)
PD - I - MT	9,23	Informacion EMDEECRUZ (2019)
MD - G - MT	61,30	Informacion EMDEECRUZ (2019)
MD - C - MT	61,30	Informacion EMDEECRUZ (2019)
MD - I - MT	41,87	Informacion EMDEECRUZ (2019)
GD - G - MT	156,59	Informacion EMDEECRUZ (2019)
GD - C - MT	156,59	Informacion EMDEECRUZ (2019)
GD - I - MT	350,31	Informacion EMDEECRUZ (2019)
COPELME (GD-I-MT)	8574,57	Informacion EMDEECRUZ (2019)

Es importante destacar que en las proyecciones tanto de consumidores como de energía se aplicaron métodos analítico – lógicos, debido a la inexistencia de observaciones suficientes y de información macroeconómica o de otra índole que nos permita generar de forma confiable la conducta de los agentes mediante la aplicación de métodos econométricos.

De acuerdo con las observaciones de la AETN, los valores históricos del número de consumidores de las diferentes categorías deberían ser compatibles con la información enviada por EMDEECRUZ a dicha entidad en los Formularios ISE 201b. Se ha realizado la revisión de los valores históricos utilizados habiéndose realizado los ajustes requeridos. La información revisada concuerda exactamente con la información señalada por la AETN en su nota AETN-1954-DPT-398/2019 de 5 de julio de 2019, en cuanto a los valores totales, pero no coincide en las categorías debido a los ajustes que se han realizado como resultado de i) la re-categorización realizada en mayo de 2019 y ii) la re-categorización, para fines de proyección, realizada de los consumidores que en el estudio de cargas, muestran demandas que no corresponden a la categoría actual en la que se encuentran (esto último ha sido incluido en el año 2018). El cuadro resumen de esta información se presenta a continuación:

GESTION	PD - D - BT	PD - G - BT	PD - AP - BT	PD - SC - BT	PD - G - MT	PD - C - MT	PD - I - MT	MD - G - MT	MD - C - MT	MD - I - MT	GD - G - MT	GD - C - MT	GD - I - MT	Total
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	6	8
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	19	25
2017	0	0	0	0	0	0	0	1	0	38	0	0	11	50
2018	0	0	0	0	0	0	0	6	0	50	0	0	17	73

Durante el mes de mayo de 2019, EMDEECRUZ ha realizado una re-categorización de 19 de sus clientes, conforme se muestra a continuación:

Código	N°	Nombre Cliente	Categoría Inicial	Categoría Reasignada	Fecha de Cambio Categoría	Fecha de alta
50106-1	10	ENDE ANDINA S.A.M.	GD-I-MT	GD-G-MT	may-19	abr-17
50104	14	TSK ELECTRÓNICA Y ELECTRICIDAD, S.A. SUCURSAL BOLIVIA	GD-I-MT	GD-G-MT	may-19	mar-18
81026	15	COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "SANTA CRUZ" R.L.	GD-I-MT	GD-G-MT	may-19	abr-18
50125-1	18	TSK ELECTRÓNICA Y ELECTRICIDAD S.A. SUCURSAL BOLIVIA	GD-I-MT	GD-G-MT	may-19	ene-19
50113	7	ENDE TRANSMISIÓN S.A.	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	abr-18
70610	9	NOVI LTDA.	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	ene-17
70208	10	CORPORACION DE COMERCIO EXTERIOR Y ADMINISTRACION CCEAD S.A.	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	jul-16
80104	21	COGRABOL SRL	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	may-17
100421	22	CASAI DEAL S.R.L.	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	may-17
71231	24	PER - BOL IMPORTACIONES LTDA.	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	jun-17
70213	28	ZINSAC DE BOLIVIA S.R.L.	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	sep-17
90202	32	CARLOS CABALLERO SRL	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	oct-17
72315	37	JUANA LUZMILA ANGULO ACOSTA	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	mar-18
61421	39	ALEJO CRESPO BELTRAN	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	abr-18
71532	43	APPOINT S.R.L.	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	jul-18
81111	45	EMPRESA BOLIVIANA DE RECICLAJE ELECTRONICO S.R.L.	MD-I-MT	MD-C-MT	may-19	dic-18
80104-1	46	COGRABOL SRL	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	dic-18
80106	47	INDUSTRIAS FERROTODD LTDA.	MD-I-MT	MD-C-MT	may-19	dic-18
80711	50	COOPERATIVA DE SERVICIOS PUBLICOS "SANTA CRUZ" R.L.	MD-I-MT	MD-G-MT	may-19	abr-18

Dada la cantidad de clientes de cada categoría, la reciente re-categorización practicada por la empresa en el mes de mayo de 2019, ha llevado a variaciones importantes en la cantidad de usuarios de cada categoría y en la tendencia histórica de las variaciones del número de clientes de cada categoría, en este sentido, para fines de la proyección, EMDEECRUZ, ha incorporado a esos clientes re-categorizados a su correspondiente categoría, tomando el dato de la fecha de alta. De esta forma se tiene la siguiente información histórica ajustada; para fines de apropiar debidamente a los usuarios conforme a la Proyección de Demanda requerida para fines del Estudio Tarifario:

GESTION	PD-D-BT	PD-G-BT	PD-AP-BT	PD-SC-BT	PD-G-MT	PD-C-MT	PD-I-MT	MD-G-MT	MD-C-MT	MD-I-MT	GD-G-MT	GD-C-MT	GD-I-MT	Total
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	6	8
2016	0	0	0	0	0	0	0	1	0	5	0	0	19	25
2017	0	0	0	0	0	0	0	8	0	31	1	0	10	50
2018	0	0	0	0	0	0	0	19	2	35	3	0	14	73

Finalmente, la información del año 2018, como ha sido señalado, ha sido ajustada con la re-categorización, para fines de proyección únicamente, de los consumidores que producto del estudio de Caracterización de Cargas, se establece que tienen una demanda que no corresponde al rango de consumo de la categoría en la que se encuentran actualmente. Con esto la información del año 2018 ha quedado como se muestra en el cuadro a continuación:

AÑO	PD-D-BT	PD-G-BT	PD-SC-BT	PD-G-MT	PD-C-MT	PD-I-MT	MD-G-MT	MD-C-MT	MD-I-MT	GD-G-MT	GD-C-MT	GD-I-MT	COPELME	PD-AP-BT	Total
2015	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
2016	-	-	-	-	-	-	1	-	5	-	-	19	-	-	25
2017	-	-	-	-	-	-	8	-	31	1	-	10	-	-	50
2018	-	-	-	15	1	16	6	1	19	3	-	11	1	-	73

3.1.2. PROYECCIÓN DE CONSUMIDORES

a) Pequeña Demanda Domiciliaria Baja Tensión (PD - D – BT)

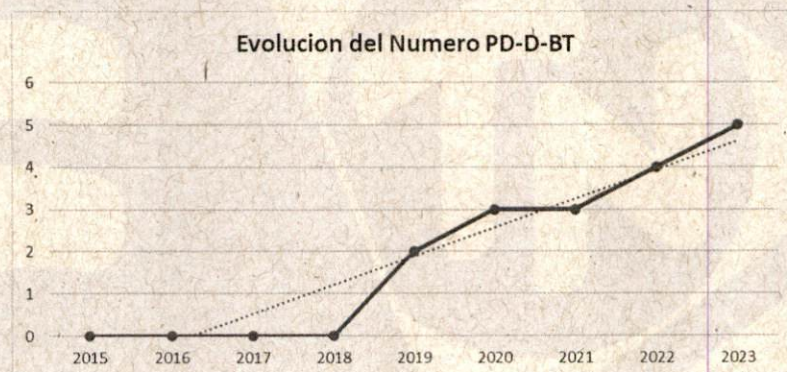
En el caso del PILAT, la demanda estará compuesta fundamentalmente por el consumo atribuible a la actividad que sea desarrollada por la industria que allí se instale, en este sentido la categoría domiciliaria no implica el asentamiento de familias en el PILAT, sino el suministro a las viviendas de aquellos empleados de las industrias y de los demás clientes que se instalen en el parque que son los encargados de seguridad y serenazgo de las industrias.

En el estudio presentado para la ROE del periodo 2015 - 2019, se asumió que un cliente domiciliario sería incorporado por cada empresa de la categoría de Industrial y de la categoría General de Gran Demanda, sin embargo, ninguno de los clientes registrados en estas categorías hasta diciembre de 2018, contrato el servicio domiciliario.

Por lo que se ha ajustado la proyección para considerar que sólo un 5% de los clientes de mediana y gran demanda de EMDEECRUZ adquirirían este servicio para sus plantas. Las proyecciones de esta categoría, bajo este supuesto, son las siguientes:

Número de clientes categoría PD – D – BT

	Usuarios	% Crecimiento
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	0	
2019	2	
2020	3	50,00%
2021	3	0,00%
2022	4	33,33%
2023	5	25,00%



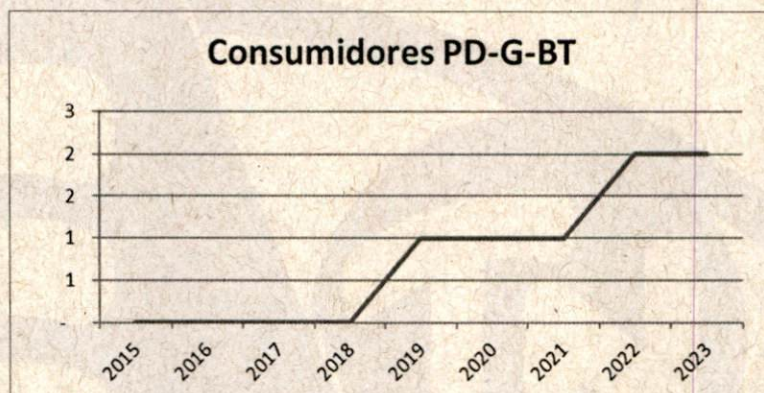
b) Pequeña Demanda General Baja Tensión (PD - G – BT)

Como se ha señalado, el PILAT cobijará empresas industriales, pero estas requieren una serie de servicios de apoyo, como ser postas médicas y pequeños negocios como restaurantes o puestos de comida. Este tipo de clientes están incorporados en esta categoría.

Dado que hasta la fecha no se han tenido clientes instalados en esta categoría a diferencia del periodo tarifario anterior en el cual se había asumido que, por cada 10 clientes de las demás categorías, se instalaría un cliente de la categoría General Pequeña Demanda con suministro en BT, en el presenta caso se ha asumido que la relación de clientes de esta categoría con el número de clientes de las categorías de medianas y grandes demandas, sería del 1%. Las proyecciones de esta categoría, bajo este supuesto, son las siguientes:

Número de clientes categoría PD – G – BT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	0	
2019	1	
2020	1	
2021	1	0,00%
2022	2	100,00%
2023	2	0,00%



c) Pequeña Demanda Seguridad Ciudadana Baja Tensión (PD - SC – BT)

Se asumió que el Gobierno Municipal de Warnes instale una posta o retén policial, cosa que actualmente no ocurrió todavía. En el cuadro a continuación se muestra la proyección de ésta categoría:

Número de clientes categoría PD – SC – BT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	0	
2019	1	
2020	1	0,00%
2021	1	0,00%
2022	1	0,00%
2023	1	0,00%

d) Pequeña Demanda Alumbrado Público Baja Tensión (PD – AP – BT)

El Alumbrado Público será provisto por el Municipio de Warnes, por ello EMDEECRUZ consideró solo 1 cliente en esta categoría:

Número de clientes categoría PD – AP – BT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	0	
2019	1	0,00%
2020	1	0,00%
2021	1	0,00%
2022	1	0,00%
2023	1	0,00%

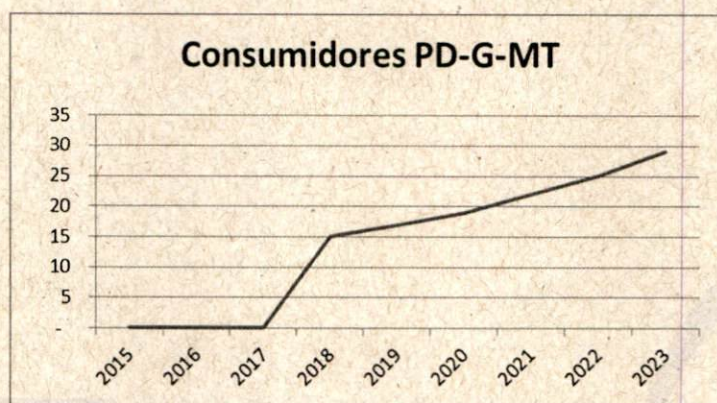
e) Pequeña Demanda General Media Tensión (PD – G – MT)

Esta categoría está integrada por actividades similares a los de la categoría General en Baja Tensión, pero se trata de clientes con mayor tamaño de actividad, es decir con una demanda menor a los 10 kW.

Si bien hasta la fecha no se han tenido clientes instalados en esta categoría, producto de las re-categorizaciones ya explicada, al 2018 15 clientes de EMDEECRUZ corresponderían a esta categoría, con base a esto y considerando que estos 15 clientes son producto de estar operando durante 3 años y medio, se ha asumido que en los siguientes 4 años este número de clientes crecería a una tasa anual del 14%. Las proyecciones de esta categoría, bajo este supuesto, son las siguientes:

Número de clientes categoría PD – G – MT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	15	
2019	17	14,00%
2020	19	14,00%
2021	22	14,00%
2022	25	14,00%
2023	29	14,00%

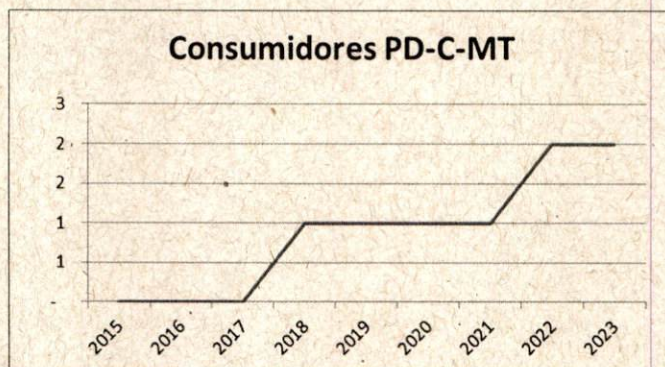


f) Pequeña Demanda Comercial Media Tensión (PD – C – MT)

Si bien hasta la fecha no se han tenido clientes instalados en esta categoría, producto de las re-categorizaciones ya explicada, al 2018 15 clientes de EMDEECRUZ corresponderían a esta categoría, con base a esto y considerando que estos 15 clientes son producto de estar operando durante 3 años y medio, se ha asumido que en los siguientes 4 años este número de clientes tendría una tasa de crecimiento del 14% anual. Las proyecciones de esta categoría, bajo este supuesto, son las siguientes:

Número de clientes categoría PD – C – MT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	1	
2019	1	14,00%
2020	1	14,00%
2021	1	14,00%
2022	2	14,00%
2023	2	14,00%



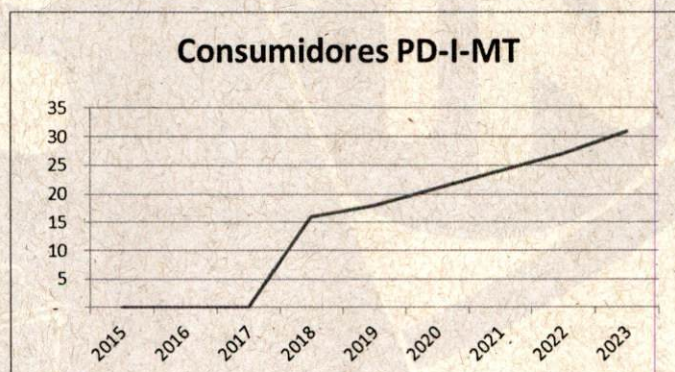
g) Pequeña Demanda Industrial Media Tensión (PD – I – MT)

Esta categoría está integrada por clientes de actividades industriales de tamaño pequeño, es decir con una demanda inferior a los 10 kW.

Si bien hasta la fecha no se han tenido clientes instalados en esta categoría, producto de las re-categorizaciones ya explicada, al 2018 15 clientes de EMDEECRUZ corresponderían a esta categoría, con base a esto y considerando que estos 15 clientes son producto de estar operando durante 3 años y medio, se ha asumido que en los siguientes 4 años este número de clientes tendría una tasa de crecimiento del 14% anual. Las proyecciones de esta categoría, bajo este supuesto, son las siguientes:

Número de clientes categoría PD – I – MT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	16	
2019	18	14,00%
2020	21	14,00%
2021	24	14,00%
2022	27	14,00%
2023	31	14,00%



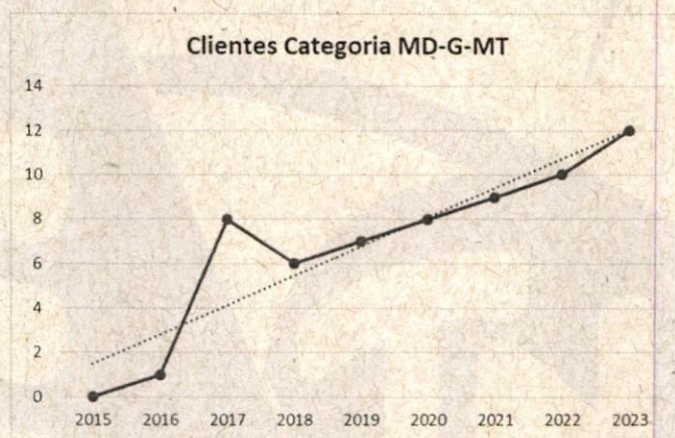
h) Mediana Demanda General Media Tensión (MD - G - MT)

Esta categoría está integrada por actividades similares a los de la categoría General en Media Tensión, pero se trata de clientes con mayor tamaño de actividad, es decir con una demanda superior a los 10 kW pero igual o inferior a los 50 kW.

En esta categoría se habrían alcanzado, luego de los ajustes por la re-categorización practicada en mayo de 2019 y los ajustes del Estudio de Caracterización de Cargas a 6 clientes en los tres años y medio que lleva EMDEECRUZ en operación, por lo que se asume que en el nuevo periodo tarifario los clientes de esta categoría experimentarían una de crecimiento anual del 15%. La proyección de clientes de esta categoría es:

Número de clientes categoría MD - G - MT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	1	
2017	8	
2018	6	0,00%
2019	7	14,00%
2020	8	14,00%
2021	9	14,00%
2022	10	14,00%
2023	12	14,00%



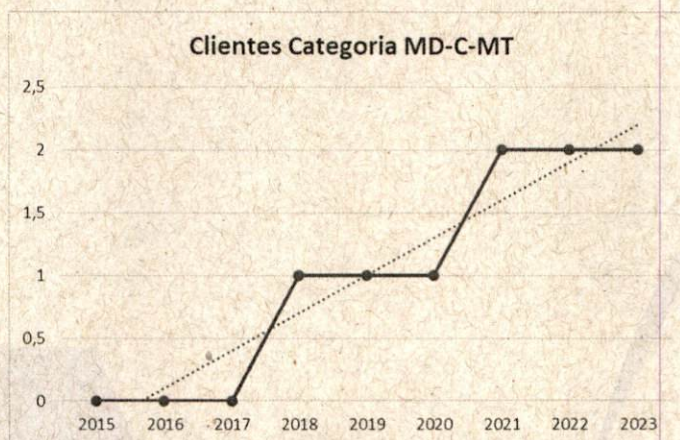
i) Mediana Demanda Comercial Media Tensión (MD - C - MT)

Esta categoría está integrada por clientes de actividades comerciales de tamaño medio, es decir con una demanda superior a los 10 kW pero igual o inferior a los 50 kW.

En esta categoría se habrían alcanzado, luego de los ajustes por la re-categorización practicada en mayo de 2019 y los ajustes del Estudio de Caracterización de Cargas a un cliente. En base a esto se ha considerado que en el nuevo periodo tarifario este número deberá duplicarse hasta 2022, lo que implica crecer a una tasa del 15% anual.

Número de clientes categoría MD – C – MT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	1	0,00%
2019	1	15,00%
2020	1	15,00%
2021	2	15,00%
2022	2	15,00%
2023	2	15,00%



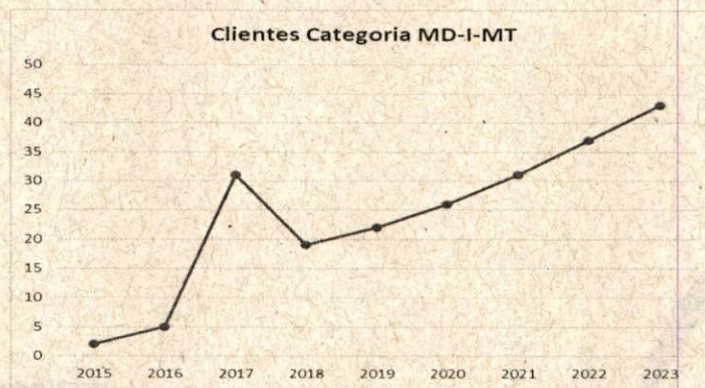
j) Mediana Demanda Industrial Media Tensión (MD - I – MT)

Esta categoría está integrada por clientes de actividades industriales de tamaño medio, es decir con una demanda superior a los 10 kW pero igual o inferior a los 50 kW.

En 2018 en esta categoría se habrían alcanzado, luego de los ajustes por la re-categorización practicada en mayo de 2019 y los ajustes del Estudio de Caracterización de Cargas a 19 clientes. En base y considerando que en el parque industrial uno de los principales clientes debe ser los industriales, se espera que en el nuevo periodo tarifario este número deberá crecer para duplicarse en el periodo tarifario, es decir deberá crecer a una tasa del 18% anual.

Número de clientes categoría MD – I – MT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	2	0,0%
2016	5	150,0%
2017	31	520,0%
2018	19	-38,7%
2019	22	18,0%
2020	26	18,0%
2021	31	18,0%
2022	37	18,0%
2023	43	18,0%



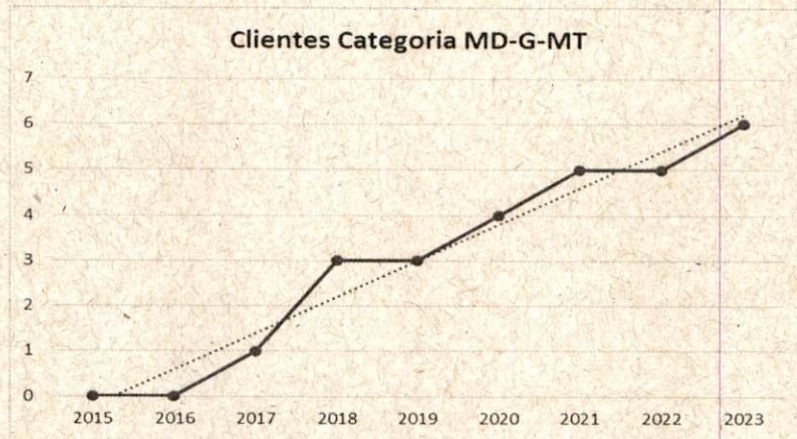
k) Gran Demanda General Media Tensión (GD - G – MT)

Esta categoría está integrada por clientes de actividades no industriales ni comerciales de tamaño grande, es decir con demandas mayores a 50 kW.

En 2018 en esta categoría se habrían alcanzado, luego de los ajustes por la re-categorización practicada en mayo de 2019 y los ajustes del Estudio de Caracterización de Cargas a 3 clientes. En base a esto se ha considerado que en el nuevo periodo tarifario este número deberá crecer a una tasa del 15% anual.

Número de clientes categoría GD – G – MT

AÑO	Usuarios	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	1	
2018	3	
2019	3	15,00%
2020	4	15,00%
2021	5	15,00%
2022	5	15,00%
2023	6	15,00%



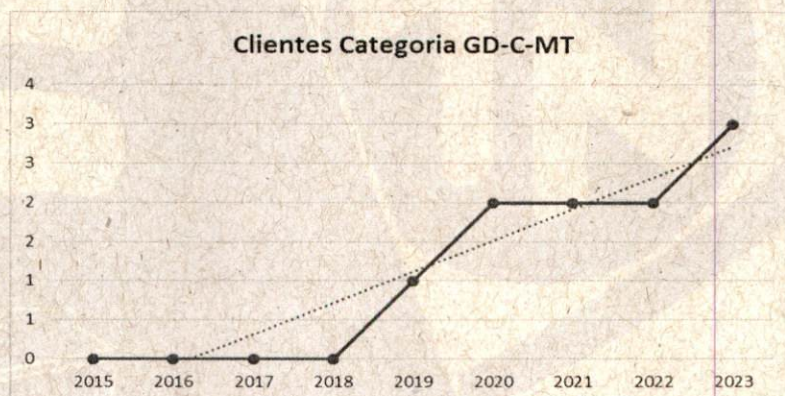
I) Gran Demanda Comercial Media Tensión (GD – C – MT)

Esta categoría está integrada por clientes de actividades no industriales ni comerciales de tamaño grande, es decir con demandas mayores a 50 kW.

Hasta 2018 esta categoría no tenía ningún cliente. Para el presente periodo tarifario, se asume que el número de clientes de esta categoría será igual al 10% de los clientes de la Categoría industrial grandes demandas en media tensión. La proyección es la siguiente:

Número de clientes categoría GD – C – MT

AÑO	GD - C - MT	Crec. (%)
2015	0	
2016	0	
2017	0	
2018	0	
2019	1	
2020	2	100,00%
2021	2	0,00%
2022	2	0,00%
2023	3	50,00%



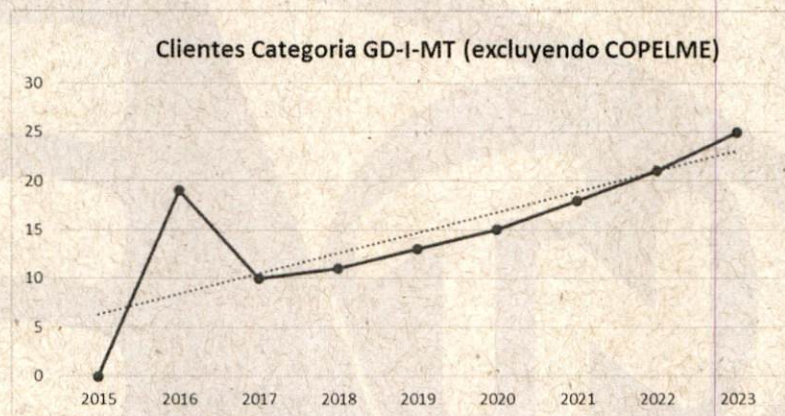
m) Gran Demanda Industrial Media Tensión (GD - I – MT)

Esta categoría está integrada por clientes de actividades industriales de tamaño grande, es decir con demandas mayores a 50 kW.

A 2018, luego de los ajustes por re-categorizaciones, se tenían 11 clientes. Se asume en el presente estudio que esta categoría crecerá a una tasa del 14% anual. Es importante hacer notar que entre los 11 clientes no se incluye a COPELME, la misma que para fines de las proyecciones de la demanda de energía del presente estudio ha sido tratada de manera separada, debido a que su demanda sobre pasa con mucho la media de las demás empresas y su inclusión distorsionaría los resultados de la demanda de ésta categoría. Las proyecciones arrojan los siguientes resultados:

Número de clientes categoría GD – I – MT

AÑO	Usuarios (Exluyendo COPELME)	Crec. (%)
2015	0	
2016	19	
2017	10	-47,37%
2018	11	10,00%
2019	13	18,00%
2020	15	18,00%
2021	18	18,00%
2022	21	18,00%
2023	25	18,00%



3.1.3. PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA

Para la proyección del consumo medio anual de las diferentes categorías de clientes, se ha realizado un estudio de caracterización de carga en el que se han incluido las 5 categorías con las que contaba EMDEECRUZ a junio de 2019, luego de la re-categorización realizada en el mes de mayo de 2019. Asimismo, para fines de determinación de los factores típicos de consumo de cada categoría, se han realizado re-categorizaciones de los clientes cuyo consumo, de acuerdo a la lectura del mes de junio

de 2019, no se encuentra en el rango de consumo que corresponde a esa categoría, estos consumidores han sido llevados a la categoría en la cual deberían figurar de acuerdo a su demanda máxima.

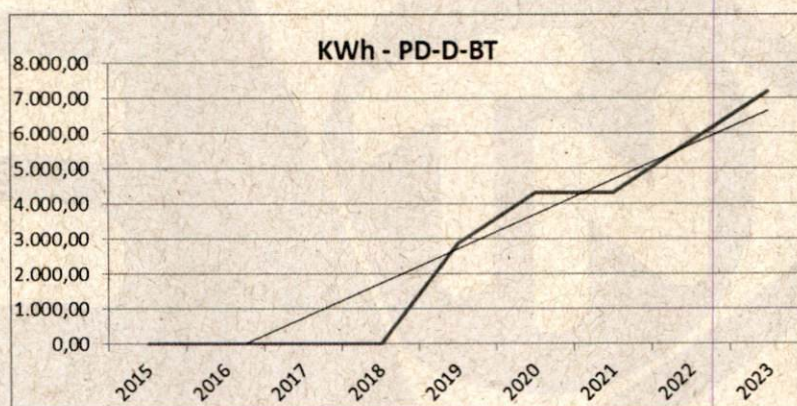
Para el resto de las categorías que no cuentan con antecedentes en EMDEECRUZ, dada la ausencia de información, se ha tomado la información de la empresa comparable, CRE, dado que es previsible que los clientes de esas categorías, por la similitud de clima y condiciones socioeconómicas en las que los clientes de esas categorías, muestren factores similares a los encontrados en la Cooperativa Rural de Electrificación – CRE para dichas categorías.

a) Pequeña Demanda Domiciliaria Baja Tensión (PD - D – BT)

La proyección de energía fue realizada aplicando el consumo medio de este tipo de usuarios de la CRE. El resultado de este procedimiento dio un consumo de 1,44 MWh año por cliente, implicando una tasa media anual de crecimiento del consumo en esta categoría de 27,08% para los cuatro últimos años de la proyección.

Proyección de energía categoría PD – D – BT

Año	kWh/Cliente	kWh	%
2015		0,00	
2016		0,00	
2017		0,00	
2018		0,00	
2019	1.439,59	2.879,19	
2020	1.439,59	4.318,78	50,00%
2021	1.439,59	4.318,78	0,00%
2022	1.439,59	5.758,37	33,33%
2023	1.439,59	7.197,97	25,00%

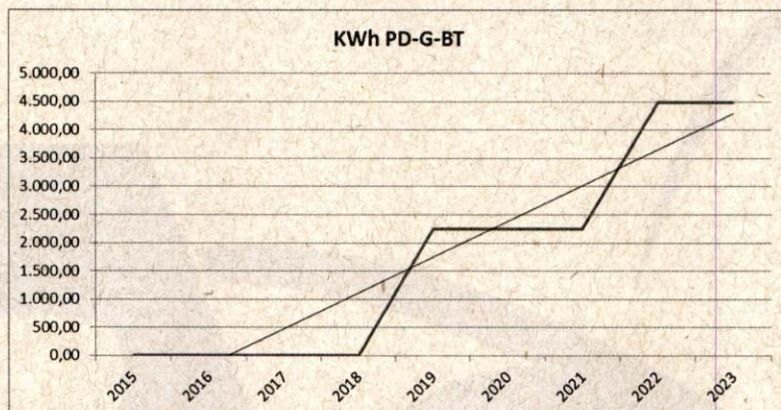


b) Pequeña Demanda General Baja Tensión (PD - G - BT)

La proyección de energía fue realizada aplicando el consumo medio de este tipo de usuarios de la CRE. El resultado de este procedimiento dio un consumo de 2,24 MWh año por cliente, con un crecimiento medio anual del 25%

Proyección de energía categoría PD - G - BT

Año	kWh/cliente	% crecimiento	Usuarios	kWh	%
2015			0	0,00	
2016			0	0,00	
2017			0	0,00	
2018			0	0,00	
2019	2.243,71	0,00%	1	2.243,71	
2020	2.243,71	0,00%	1	2.243,71	
2021	2.243,71	0,00%	1	2.243,71	0,00%
2022	2.243,71	0,00%	2	4.487,42	100,00%
2023	2.243,71	0,00%	2	4.487,42	0,00%



c) Pequeña Demanda Seguridad Ciudadana Baja Tensión (PD - SC - BT)

La proyección de energía fue realizada aplicando a los consumidores proyectados para esta categoría, el consumo medio característico para los consumidores domiciliarios.

El consumo medio por su parte fue obtenido asumiendo que este es similar al de la categoría domiciliaria PD-D-BT. El consumo proyectado de esta categoría, dado que el número de usuarios se mantiene constante en uno, no reporta crecimiento a lo largo del periodo de proyección:

Proyección de energía categoría PD – SC – BT

Año	kWh		Usuarios	Total consumo
	Facturados	%		
2015				
2016				
2017				
2018			0	0
2019	1.439,59		1	1.440
2020	1.439,59	0,00%	1	1.440
2021	1.439,59	0,00%	1	1.440
2022	1.439,59	0,00%	1	1.440
2023	1.439,59	0,00%	1	1.440

d) Pequeña Demanda Alumbrado Público Baja Tensión (PD - AP – BT)

Para el alumbrado público, el consumo fue calculado considerando luminarias de 250w y un tiempo de 12 horas de operación (factor de carga 0,5) para las 8760 horas del año. Sin embargo, debido a que es probable que no se tenga toda el área de operación con instalaciones que demanden este servicio y dado que hasta el presente no se tiene el requerimiento de prestación de este servicio por parte del Gobierno Municipal de Warnes, no será necesario contar con este servicio en toda al área de concesión (PILAT), por lo que se ha previsto que la iluminación abarcará a un 33,9% de la cantidad total de luminarias requeridas si todo el PILAT estaría iluminado.

Proyección de energía categoría PD – AP – BT

Año	kWh Facturados	%
2015	0,00	
2016	0,00	
2017	0,00	
2018	0,00	
2019	1.072.241,11	
2020	1.072.241,11	0,00%
2021	1.072.241,11	0,00%
2022	1.072.241,11	0,00%
2023	1.072.241,11	0,00%

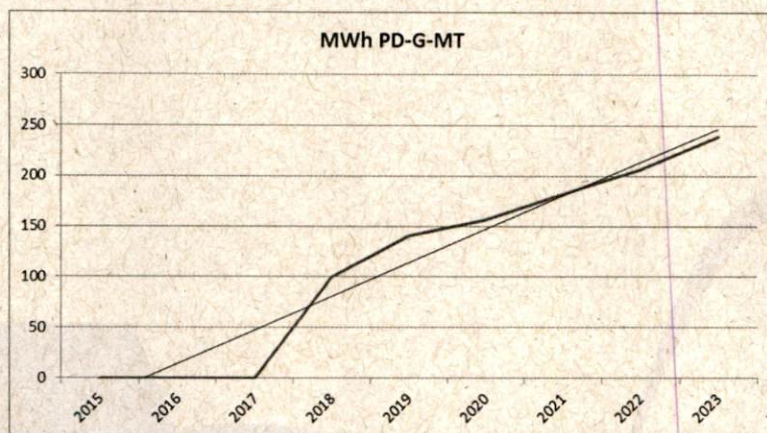
e) Pequeña Demanda General Media Tensión (PD – G – MT)

Se determinó aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. El dato para el consumo anual medio ha sido calculado a partir del Estudio de Caracterización de Cargas que arroja 8,25MWh por año.

Considerando la proyección del número de clientes, esto se traduce en la siguiente proyección, con una tasa media anual de crecimiento del consumo para los últimos cuatro años de la proyección del 14,30%:

Proyección de energía categoría PD – G – MT

AÑO	MWh	N° Clientes	% Crecimiento
2015	0	0	0,00%
2016	0	0	0,00%
2017	0	0	0,00%
2018	100,30	15	0,00%
2019	140,25	17	39,84%
2020	156,75	19	11,76%
2021	181,50	22	15,79%
2022	206,25	25	13,64%
2023	239,25	29	16,00%



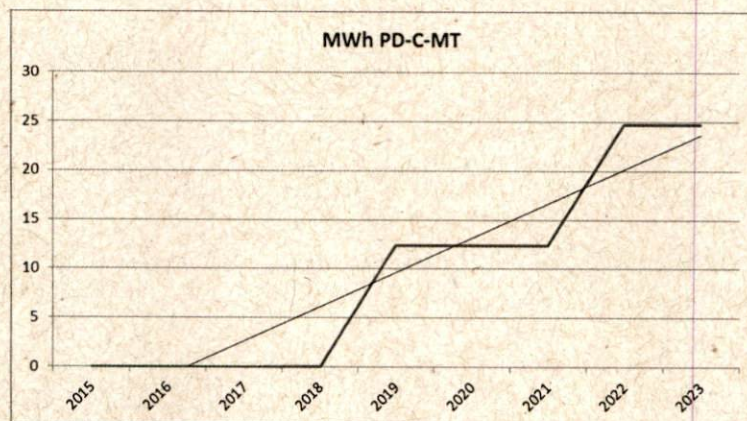
f) Pequeña Demanda Comercial Media Tensión (PD – C – MT)

Se determinó aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. El dato para el consumo anual medio ha sido calculado a partir del Estudio de Caracterización de Cargas que arroja 3,29MWh por año.

Considerado la proyección del número de clientes de ésta categoría, la tasa de crecimiento promedio del consumo en los cuatro últimos años de la proyección es del 25% anual. La proyección del consumo de ésta categoría se muestra a continuación:

Proyección de energía categoría PD – C – MT

AÑO	MWh	N° Clientes	% Crecimiento
2015	0	0	0%
2016	0	0	0%
2017	0	0	0%
2018	0,04	1	0%
2019	12,37	1	33253%
2020	12,37	1	0%
2021	12,37	1	0%
2022	24,75	2	100%
2023	24,75	2	0%



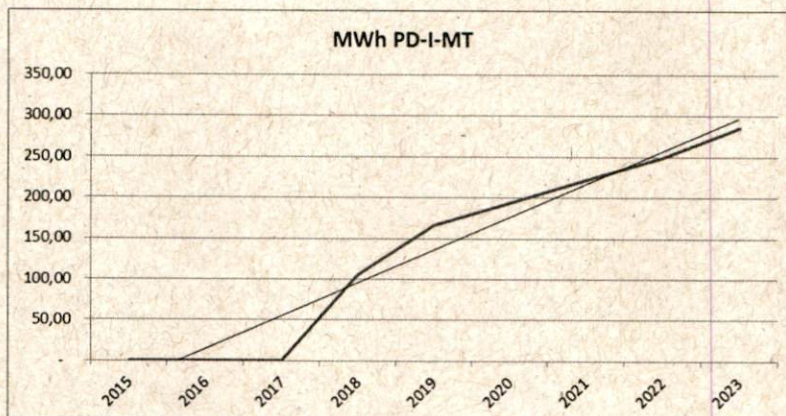
g) Pequeña Demanda Industrial Media Tensión (PD – I – MT)

Se determinó aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. El dato para el consumo anual medio ha sido calculado a partir del Estudio de Caracterización de Cargas que arroja 9,23MWh por año.

La información utilizada corresponde a la de los clientes de la categoría de pequeñas demandas general en baja tensión en este sentido, por cada nuevo usuario, se estima que la demanda crecerá en la misma cantidad de energía. Como resultado se tiene un consumo medio anual de esta categoría de 270,36 MWh y una tasa de crecimiento promedio anual del consumo de los últimos cuatro años del 14,57%.

Proyección de energía categoría PD – I – MT

AÑO	MWh	Crec. (%)	N° Cientes
2015	-		
2016	-		0
2017	-		0
2018	105,29		16
2019	166,19	0,00%	18
2020	193,88	16,67%	21
2021	221,58	14,29%	24
2022	249,28	12,50%	27
2023	286,21	14,81%	31



h) Mediana Demanda General Media Tensión (MD - G - MT)

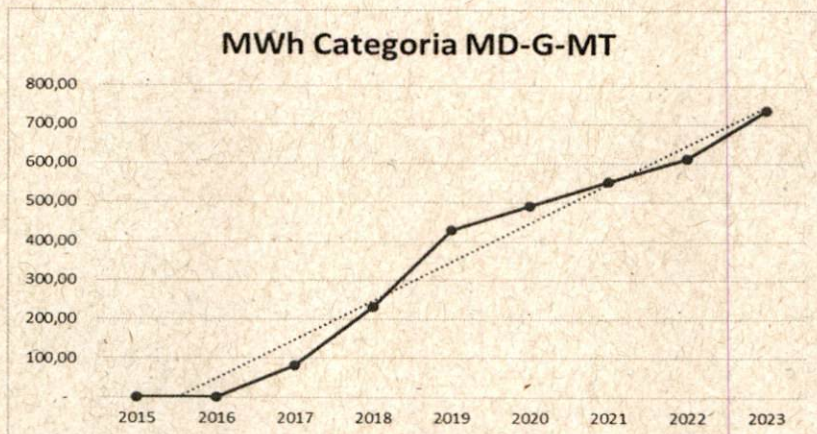
Se determinó aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. El dato para el consumo anual medio ha sido calculado a partir del estudio de caracterización de cargas realizado a los clientes de EMDEECRUZ y los ajustes por re-categorizaciones ya explicado. Es decir, las potencias máximas deberían estar de entre 10 y 50 kW, así, los consumidores que según el estudio de caracterización de cargas tienen un nivel de consumo que está fuera de este rango, han sido re-categorizados a la categoría correspondiente, para fines de la determinación del consumo anual medio. Como resultado se obtuvo un consumo medio anual de 61,3MWh.

El consumo total por bloque horario ha sido distribuido, conforme a los factores determinados en el Estudio de Caracterización de Cargas.

Los resultados de la proyección arrojan un crecimiento promedio de la demanda de energía en esta categoría de 14,47% en los últimos cuatro años de la proyección:

Proyección de energía categoría MD - G - MT

AÑO	Total MWh	Energía Punta	Energía Resto	Energía Valle	N° Clientes
		24%	51%	25%	
2015	-				-
2016	-				1
2017	81,98				8
2018	232,52	56,50	111,28	64,74	6
2019	429,11	104,68	217,22	107,22	7
2020	490,41	119,63	248,25	122,54	8
2021	551,72	134,58	279,28	137,85	9
2022	613,02	149,54	310,31	153,17	10
2023	735,62	179,44	372,37	183,81	12



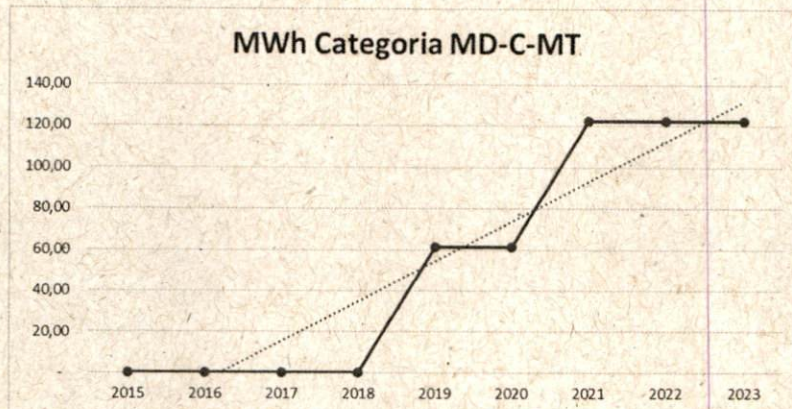
i) Mediana Demanda Comercial Media Tensión (MD – C – MT)

Se determinó aplicando a la potencia característica de la categoría general, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. El dato para el consumo anual medio ha sido calculado a partir del estudio de caracterización de cargas realizado a los clientes de EMDEECRUZ, dado que en esta categoría según dicho estudio no se tienen consumidores, para el único consumidor que de acuerdo a la información histórica se tiene en esta categoría, se ha asumido un comportamiento similar al de la categoría MD-G-MT. Según el Estudio de Caracterización de Cargas, el consumo medio de esta categoría es de 61,3MWh año y el crecimiento del consumo será en promedio para los últimos cuatro años de la proyección del 25% anual.

El consumo total por bloque horario ha sido distribuido, conforme a los factores determinados en el Estudio de Caracterización de Cargas.

Proyección de energía categoría MD – C – MT

AÑO	Total MWh	Energía Punta	Energía Resto	Energía Valle	N° Clientes
		24%	51%	25%	
2015	-				-
2016	-				-
2017	-				-
2018	-	-	-	-	1
2019	61,30	14,95	31,03	15,32	1
2020	61,30	14,95	31,03	15,32	1
2021	122,60	29,91	62,06	30,63	2
2022	122,60	29,91	62,06	30,63	2
2023	122,60	29,91	62,06	30,63	2



j) Mediana Demanda Industrial Media Tensión (MD - I - MT)

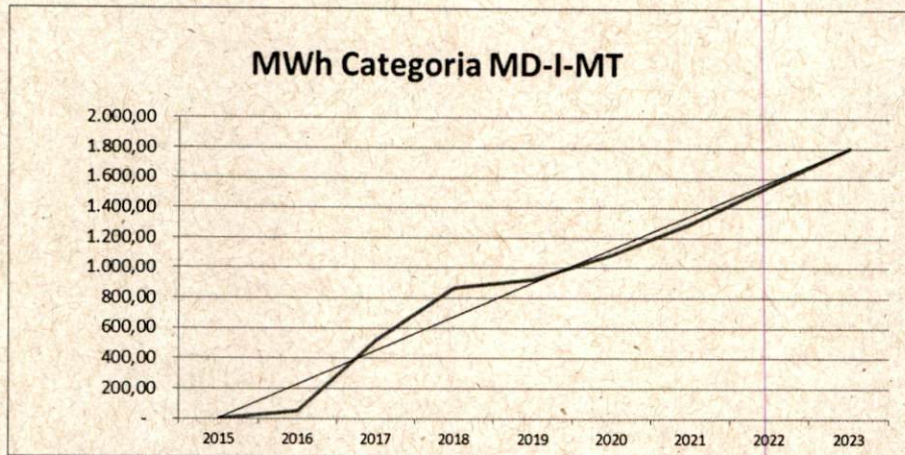
Se determinó aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. El dato para el consumo anual medio ha sido calculado a partir del estudio de caracterización de cargas realizado a los clientes de EMDEECRUZ y los ajustes por re-categorizaciones ya explicado. Es decir, las potencias máximas deberían estar de entre 10 y 50 kW, así, los consumidores que según el estudio de caracterización de cargas tienen un nivel de consumo que está fuera de este rango, han sido re-categorizados a la categoría correspondiente, para fines de la determinación del consumo anual medio. Como resultado se obtuvo un consumo medio anual de 41,87 MWh.

El consumo total por bloque horario ha sido distribuido, conforme a los factores determinados en el Estudio de Caracterización de Cargas.

Los resultados de la proyección arrojan un crecimiento promedio de la demanda de energía en esta categoría de 18,25% en los últimos cuatro años de la proyección:

Proyección de energía categoría MD - I - MT

AÑO	Total MWh	energía Punta	energía Resto	energía Valle	N° Clientes
		18%	63%	19%	
2015	1,16				2
2016	48,82				5
2017	521,83				31
2018	863,95	159,18	487,68	217,08	19
2019	921,15	169,57	577,97	173,62	22
2020	1.088,64	200,40	683,05	205,19	26
2021	1.297,99	238,93	814,41	244,65	31
2022	1.549,22	285,18	972,04	292,00	37
2023	1.800,44	331,42	1.129,66	339,35	43



k) Gran Demanda General Media Tensión (GD - G - MT)

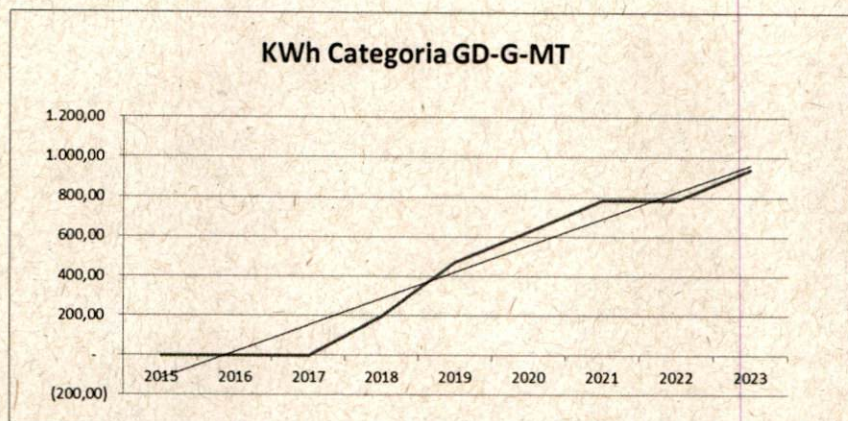
De la misma forma que los anteriores casos, el consumo de energía se determinó aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. Para determinar el consumo medio anual, se consideraron en esta categoría a los consumidores que, según el Estudio de Caracterización de Cargas, tenían una demanda superior a 50MWh.

El consumo total por bloque horario ha sido distribuido, conforme a los factores determinados en el Estudio de Caracterización de Cargas.

El resultado de este cálculo determinó un consumo promedio anual por cliente de esta categoría de 156,59MWh. El crecimiento medio anual del consumo de esta categoría alcanza a 19,58%.

Proyección de energía categoría GD - G - MT

AÑO	Total MWh	Energía Punta	Energía Resto	Energía Valle	N° Clientes
		13%	74%	13%	
2015	-				-
2016	-				-
2017	-				1
2018	198,80	37,32	108,55	52,93	3
2019	469,76	61,90	348,87	58,99	3
2020	626,35	82,53	465,16	78,66	4
2021	782,94	103,16	581,45	98,32	5
2022	782,94	103,16	581,45	98,32	5
2023	939,53	123,79	697,75	117,99	6



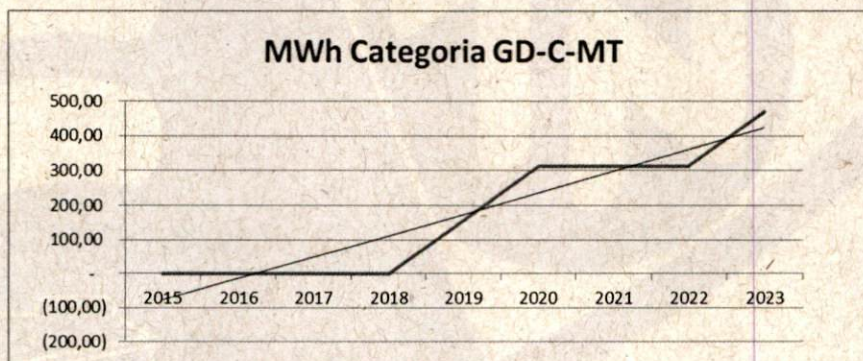
I) Gran Demanda Comercial Media Tensión (GD – C – MT)

Dado que EMDEECRUZ no cuenta aún con clientes en esta categoría, se ha asumido que el comportamiento de esta categoría será similar al de la categoría grandes demandas general en media tensión. Así, el consumo promedio anual considerado es de 156,59 MWh. El crecimiento promedio anual de los últimos cuatro años del consumo será según la proyección, del 37,5% anual.

El consumo total por bloque horario ha sido distribuido, conforme a los factores determinados en el Estudio de Caracterización de Cargas.

Proyección de energía categoría GD – C – MT

AÑO	Total MWh	Energía Punta	Energía Resto	Energía Valle	N° Clientes
		13%	74%	13%	
2015	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-
2019	156,59	20,63	116,29	19,66	1
2020	313,18	41,26	232,58	39,33	2
2021	313,18	41,26	232,58	39,33	2
2022	313,18	41,26	232,58	39,33	2
2023	469,76	61,90	348,87	58,99	3



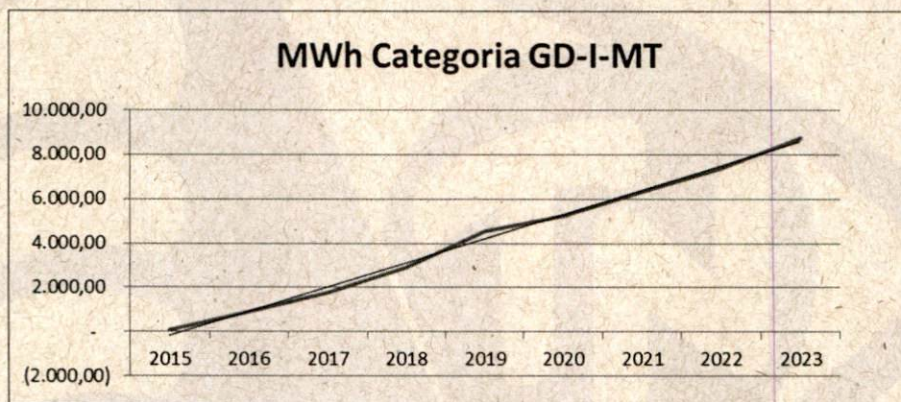
m) Gran Demanda Industrial Media Tensión (GD - I – MT)

Al igual que los casos anteriores, se determinó aplicando a la potencia característica de la categoría, el factor de carga y periodo de cálculo equivalente a un año. La información utilizada proviene del estudio de caracterización de cargas realizado para EMDEECRUZ, ajustado como ya se indicó, con la re-categorización de usuarios con demanda máxima, según el Estudio de Caracterización de Cargas, cuya demanda no está en el rango de demanda de esta categoría. Asimismo, el consumidor COPELME, ha sido tratado por separado por cuanto su demanda es muy diferente al promedio de esta categoría. El resultado del cálculo determinó un consumo promedio anual de 350,31 MWh y el crecimiento medio del consumo de esta categoría es del 17,77% para los últimos cuatro años de la proyección.

El consumo total por bloque horario ha sido distribuido, conforme a los factores determinados en el Estudio de Caracterización de Cargas.

Proyección de energía categoría GD – I – MT

AÑO	Total MWh	Energía Punta	Energía Resto	Energía Valle	N° Clientes
		18%	58%	23%	
2015	73,32				-
2016	885,78				19
2017	1.750,20				10
2018	2.927,41	506,35	1.804,53	616,54	11
2019	4.553,99	836,01	2.648,91	1.069,07	13
2020	5.254,60	964,62	3.056,43	1.233,55	15
2021	6.305,52	1.157,55	3.667,72	1.480,26	18
2022	7.356,45	1.350,47	4.279,01	1.726,97	21
2023	8.757,67	1.607,71	5.094,05	2.055,91	25



n) Gran Demanda Industrial Media Tensión (GD - I – MT): COPELME

Como ha sido señalado, COPELME si bien forma parte de la categoría Gran Demanda Industrial Media Tensión (GD - I – MT), ha sido tratada por separado por cuanto sus características difieren de manera importante del comportamiento de los demás usuarios de la categoría GD-I-MT.

De acuerdo con el Estudio de Caracterización de Cargas, COPELME tiene una demanda anual promedio de 3.921,99MWh, lo que representa un crecimiento del consumo de esta empresa del 119% respecto al observado en 2018.

La proyección de la demanda para COPELME nos muestra lo siguiente:

AÑO	Total MWh	Energía Punta	Energía Resto	Energía Valle	N° Clientes
		MWh	MWh	MWh	
2015	-				-
2016	-				-
2017	-				-
2018	3.921,99	836,24	1.901,91	1.183,84	1
2019	8.574,57	1.787,97	4.366,06	2.420,55	1
2020	8.574,57	1.787,97	4.366,06	2.420,55	1
2021	8.574,57	1.787,97	4.366,06	2.420,55	1
2022	8.574,57	1.787,97	4.366,06	2.420,55	1
2023	8.574,57	1.787,97	4.366,06	2.420,55	1

3.1.4. DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA

La demanda de potencia para cada nivel de tensión y para la compra de electricidad (demanda coincidental con el SIN), ha sido obtenida aplicando los factores característicos de este tipo de usuarios a los consumos de electricidad determinados y proyectados para el periodo del Estudio Tarifario 2020-2023.

RESUMEN POTENCIA MAXIMA SIMULTANEA								
CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
SIN	kW	2.913	3.805	4.034	4.464	4.519	4.901	4.479
AT	kW	3.892	5.084	5.390	5.965	6.037	6.549	5.985
MT	kW	3.892	5.084	5.390	5.965	6.037	6.549	5.985
BT	kW	-	261	261	261	262	262	262

3.2. BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

3.2.1. MOVIMIENTO DE ENERGÍA

Como fue mencionado anteriormente, debido a la ausencia de información histórica por tratarse de una empresa relativamente nueva, las ventas de energía para el periodo tarifario fueron determinadas por EMDEECRUZ aplicando los consumos típicos de cada categoría a la proyección de número de consumidores.

La Distribuidora ha asumido un factor de pérdidas promedio para el periodo Tarifario 2020 - 2023 del orden de 6,98% a nivel empresa, valor que resulta del balance de energía en Alta, Media y Baja Tensión, mismo que es considerado aceptable siendo que las pérdidas en otros sistemas son mayores.

Por tanto, afectando a los consumos por los factores de pérdidas obtenidos para cada nivel de tensión, se obtuvo el siguiente resultado:

Energía en la Entrada de nivel de Tensión

CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
AT	MWh	8.961,52	17.812,35	19.194,90	20.903,34	22.440,16	24.757,89	21.824,07
MT	MWh	8.738,34	17.368,75	18.716,87	20.382,77	21.881,32	24.141,32	21.280,57
BT	MWh	-	1.112,15	1.113,63	1.113,63	1.117,36	1.118,85	1.115,87

Resumen de Pérdidas

CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
AT	MWh	223,18	443,60	478,03	520,57	558,85	616,57	543,50
MT	MWh	388,05	771,31	831,18	905,16	971,71	1.072,07	945,03
BT	MWh	-	33,36	33,41	33,41	33,52	33,57	33,48
Total	MWh	611,23	1.248,27	1.342,62	1.459,14	1.564,08	1.722,20	1.522,01

Resumen de Pérdidas (%)

CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
AT	kW	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%
MT	kW	4,44%	4,44%	4,44%	4,44%	4,44%	4,44%	4,44%
BT	kW	-	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Total	%	6,82%	7,01%	6,99%	6,98%	6,97%	6,96%	6,98%

A continuación se muestra el Balance de Energía (kWh) discriminado por categorías y niveles de tensión:

Balance de Energía Consolidado

CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
PD-D-BT	MWh	-	2,88	4,32	4,32	5,76	7,20	5,40
PD-G-BT	MWh	-	2,18	2,18	2,18	4,36	4,36	3,27
PD-SC-BT	MWh	-	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
PD-AP-BT	MWh	-	1.072,24	1.072,24	1.072,24	1.072,24	1.072,24	1.072,24
Total Cargas en BT	MWh	-	1.078,78	1.080,22	1.080,22	1.083,84	1.085,28	1.082,39
Pérdidas BT	%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,0%
Total BT	MWh	-	1.112,15	1.113,63	1.113,63	1.117,36	1.118,85	1.115,87
PD-G-MT	MWh	100,30	140,25	156,75	181,50	206,25	239,25	195,94
PD-C-MT	MWh	0,04	12,37	12,37	12,37	24,75	24,75	18,56
PD-I-MT	MWh	105,29	166,19	193,88	221,58	249,28	286,21	237,74
MD-G-MT	MWh	232,52	429,11	490,41	551,72	613,02	735,62	597,69
MD-C-MT	MWh	-	61,30	61,30	122,60	122,60	122,60	107,28
MD-I-MT	MWh	863,95	921,15	1.088,64	1.297,99	1.549,22	1.800,44	1.434,07
GD-G-MT	MWh	198,80	469,76	626,35	782,94	782,94	939,53	782,94
GD-C-MT	MWh	-	156,59	313,18	313,18	313,18	469,76	352,32
GD-I-MT	MWh	2.927,41	4.553,99	5.254,60	6.305,52	7.356,45	8.757,67	6.918,56
COPELME	MWh	3.921,99	8.574,57	8.574,57	8.574,57	8.574,57	8.574,57	8.574,57
Total Cargas en MT	MWh	8.350,29	15.485,29	16.772,06	18.363,98	19.792,24	21.950,41	19.219,67
Pérdidas MT	%	4,44%	4,44%	4,44%	4,44%	4,44%	4,44%	4,4%
Total MT	MWh	8.738,34	16.204,92	17.551,49	19.217,38	20.712,03	22.970,48	20.112,84
Total Cargas en AT	MWh	8.738,34	17.368,75	18.716,87	20.382,77	21.881,32	24.141,32	21.280,57
Pérdidas AT	%	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%	2,49%
Total AT	MWh	8.961,52	17.812,35	19.194,90	20.903,34	22.440,16	24.757,89	21.824,07
Total Energía Comprada en el SIN	MWh	8.961,52	17.812,35	19.194,90	20.903,34	22.440,16	24.757,89	21.824,07

3.2.2. BALANCE DE POTENCIA

El factor de carga aplicado en la proyección corresponde a los valores propuestos por la Distribuidora, los mismos que son mayores a los observados en la información histórica.

Con los valores de energía proyectada a la entrada del Sistema de Distribución y los factores de carga propuestos por la Distribuidora, se calculan los valores de la demanda de potencia máxima a la entrada del sistema de distribución para el periodo tarifario, utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Demanda Maxima MW} = \frac{\text{Energía disponible MWh}}{(365 * 24) * \text{Factor de Carga}}$$

En el cuadro siguiente se muestran los resultados de las proyecciones de compra de energía y valores de Potencia Máxima, para EMDEECRUZ.

Año	Demanda Máxima [kW]	Compras de Energía [MWh]	Ventas de Energía [MWh]	Pérdidas [MWh]	Pérdidas [%]	Factor de Carga [%]
2018	3.892	8.962	8.350	611	6,82%	26,3%
2019	5.084	17.812	16.564	1.248	7,01%	40,0%
2020	5.390	19.195	17.852	1.343	6,99%	40,7%
2021	5.965	20.903	19.444	1.459	6,98%	40,0%
2022	6.037	22.440	20.876	1.564	6,97%	42,4%
2023	6.549	24.758	23.036	1.722	6,96%	43,2%

Los valores de Potencia de Punta se determinan aplicando a la Demanda de Potencia Máxima un factor de coincidencia de 74,84%, mismo que es determinado con base en la información histórica (observado en la gestión 2018).

Año	Demanda Máxima [kW]	Fcoin	Demanda de Potencia de Punta [kW]
2018	3.892	74,84%	2.913
2019	5.084	74,84%	3.805
2020	5.390	74,84%	4.034
2021	5.965	74,84%	4.464
2022	6.037	74,84%	4.519
2023	6.549	74,84%	4.901

En el siguiente cuadro, se muestra en base al movimiento de potencia, para cada una de las Categorías, cuya sumatoria progresiva debe igualar la potencia de punta total adquirida:

POTENCIA MAXIMA SIMULTANEA EN SIN								
CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
PD-D-BT	kW	-	0,6	1,0	1,0	1,3	1,6	1,2
PD-G-BT	kW	-	0,5	0,5	0,5	0,9	1,0	0,7
PD-SC-BT	kW	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
PD-AP-BT	kW	-	297,9	301,2	313,4	300,2	302,9	304,4
PD-G-MT	kW	18,3	23,7	26,8	32,3	35,2	41,1	33,9
PD-C-MT	kW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,5
PD-I-MT	kW	25,5	32,9	38,8	46,2	49,7	57,6	48,1
MD-G-MT	kW	50,1	66,9	77,4	90,6	96,4	116,7	95,3
MD-C-MT	kW	8,3	9,6	9,7	20,1	19,3	19,5	17,1
MD-I-MT	kW	77,6	102,9	123,0	152,6	174,5	204,6	163,7
GD-G-MT	kW	25,3	29,0	39,1	50,8	48,7	59,0	49,4
GD-C-MT	kW	-	9,7	19,5	20,3	19,5	29,5	22,2
GD-I-MT	kW	614,9	832,6	971,6	1.212,9	1.355,5	1.628,3	1.292,1
COPELME	kW	2.092,7	2.397,6	2.424,8	2.522,5	2.416,4	2.438,3	2.450,5
TOTAL ALTA TENSION	kW	2.913,0	3.804,6	4.034,0	4.463,9	4.518,5	4.901,0	4.479,4

3.3. COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA

A los resultados obtenidos de energía y potencia del inciso anterior, EMDEECRUZ aplicó los precios de energía, potencia y peaje correspondientes al nodo Warnes, indexados al mes de diciembre de 2018. Así mismo se incluyó el costo de operación del CNDC, equivalente a 0,893% de los costos de compra energía y potencia.

Precios de Energía en Warnes S/IVA								
Detalle	Bs/MWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Bloque Alto	Bs/MWh	109,75	109,75	109,75	109,75	109,75	109,75	109,75
Bloque Medio	Bs/MWh	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79	96,79
Bloque Bajo	Bs/MWh	107,03	107,03	107,03	107,03	107,03	107,03	107,03
Promedio Ponderado	Bs/MWh	106,40	106,40	106,40	106,40	106,40	106,40	106,40

Precios de Potencia de Punta en Warnes S/IVA								
Detalle	Bs/kW año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Precio Potencia	Bs/kW año	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35	70,35
Comp. Ubicación	Bs/kW año	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38
Reserva Fría	Bs/kW año	-	-	-	-	-	-	-
PP + CU + RF	Bs/kW año	74,73	74,73	74,73	74,73	74,73	74,73	74,73

Total Costo de Peaje s/Imp.	Bs/kW año	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57	46,57
-----------------------------	-----------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Costo de Servicio del CNDC	Bs	23.938						
%		0,893%	0,893%	0,893%	0,893%	0,893%	0,893%	0,893%

Para la proyección de la potencia de punta generada para cubrir la demanda máxima, EMDEECRUZ ha determinado un factor de carga promedio de 41,56%, que permitió determinar que la demanda máxima del año 2019 será de 3.805 MW y se estima que para el final del periodo tarifario éste alcance a 4.901 MW. Los valores obtenidos se observan en el inciso 3.1.4.

Finalmente valorando las compras de energía y potencia, se determinó un costo promedio de Bs. 8.804.541.

Costo de Compra Energía y Potencia								
Detalle	Bs/año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Costo de Compra de Energía								
Bloque Alto	Bs/año	0,00	407.070	434.200	469.441	501.711	548.594	488.487
Bloque Medio	Bs/año	0,00	903.971	987.243	1.085.930	1.172.824	1.308.603	1.138.650
Bloque Bajo	Bs/año	0,00	526.935	557.695	598.691	637.092	691.515	621.248
Total Energía	Bs/año	896.381	1.837.975	1.979.138	2.154.062	2.311.627	2.548.712	2.248.385
Costo de Compra de Potencia en STI								
PNP punta	Bs/año	4.263.567	5.568.497	5.904.352	6.533.525	6.613.438	7.173.311	6.556.156
Total Potencia	Bs/año	4.263.567	5.568.497	5.904.352	6.533.525	6.613.438	7.173.311	6.556.156
Costo total de Compra de Energía y Potencia	Bs/año	5.159.948	7.406.473	7.883.489	8.687.586	8.925.065	9.722.023	8.804.541

3.4. COSTOS DE SUMINISTRO

Los costos de suministro de EMDEECRUZ, corresponde a todos aquellos en los cuales incurrirá para la prestación del servicio, considerando desde los costos de lectura, facturación, cobranzas, operación, mantenimiento, hasta los gastos administrativos asociados a estas actividades.

EMDEECRUZ para la determinación de sus costos de suministro, realizó una recolección de los datos bajo los siguientes pasos:

- Identificaron los costos mínimos necesarios con los cuales la empresa podría operar sin inconvenientes aportando a su cadena de valor.
- En base a las características técnicas y administrativas de EMDEECRUZ, han identificado las empresas que podrían ser comparables. En este paso considerado empresas de similares características, con buenas prácticas administrativas dentro del servicio eléctrico.
- Identificaron información adicional que se utilizó como herramientas de apoyo y depuración, como ser: información pública del sector eléctrico boliviano e internacional y otras fuentes.
- La determinación de los costos incluyó la comprensión cuidadosa de las prácticas actuales del proceso de costeo y operación.

La estimación de los costos determinados en base a lo establecido en esta sección, servirán para determinar los costos del estudio tarifario.

3.4.1. DETERMINACIÓN DE COSTOS DE SUMINISTRO Y SU PROYECCIÓN PARA EL PERIODO NOVIEMBRE 2019 - OCTUBRE 2023

La determinación de los costos por parte de EMDEECRUZ fue realizada de acuerdo a la actividad, siendo discriminados por Administrativos y Generales, Consumidores y de Operación y Mantenimiento.

a) Costos de Consumidores

Los costos de consumidores corresponden a los costos comerciales. Es importante mencionar que una buena parte de los costos están concentrados en los salarios de los trabajadores frente a los costos de materiales para las actividades comerciales, que se pueden resumir en: Lecturación, Facturación, Cobranza, Gastos de comunicación, Previsión para incobrables y todas aquellas actividades que EMDEECRUZ realizará para atención de los clientes.

Los costos totales fueron determinados predominantemente a nivel de Grandes Demandas, en el entendido que será el segmento de consumidores predominante. A continuación se detallan los Costos de Consumidores para el estudio:

CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Costos de Consumidores								
Consumidores PD	Bs/año	137.144,89	137.144,89	159.854,57	185.396,70	213.752,54	247.721,91	201.681,43
Consumidores MD	Bs/año	102.858,67	102.858,67	119.890,93	139.047,52	160.314,40	185.791,43	151.261,07
Consumidores GD	Bs/año	54.857,96	54.857,96	63.941,83	74.158,68	85.501,01	99.088,76	80.672,57

b) Costos Administrativos y Generales

Los Costos Administrativos y Generales fueron distribuidos en forma proporcional entre todos los costos directos de EMDEECRUZ, es decir, costos de operación, mantenimiento, de consumidores, conexión y reconexión, se encuentran especialmente compuestos por los salarios del personal administrativo y otros referidos a: Gastos de oficina, Seguros, Asignaciones familiares, Servicios básicos, Impuestos y Otros relacionados a Propiedad General.

La proyección de estos costos que EMDEECRUZ efectuó fue en función a los costos unitarios en base a la extensión de la red de distribución, así como el crecimiento de los usuarios para el periodo proyectado.

Los Costos del alquiler de las Oficinas del PILAT fueron adicionados a partir de la gestión 2019, en base al contrato presentado por la Empresa que determina un canon de alquiler mensual de USD 2.000 equivalente a Bs. 13.920. En tal sentido el Estudio Tarifario de EMDEECRUZ contempla los costos por Alquileres estimados. Se ha considerado este costo racional y prudente, en vista de que la empresa requiere una infraestructura desde la cual desarrollar sus actividades, dado que no cuenta con oficinas propias. Los Costos Administrativos y Generales se detallan a continuación:

CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Costos de Administrativos y Generales								
Administrativos MT	Bs/año	132.455,19	299.495,19	317.558,72	351.398,07	355.696,09	385.808,25	352.615,28
Administrativos BT	Bs/año		594.118,11	629.951,31	697.079,50	705.605,62	765.340,07	699.494,13

c) Costo de Operación y Mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento corresponden a los costos operativos en la atención de la red de distribución, los cuales están referidos especialmente a: Operación de las líneas, Operación de Subestación de potencia y Operación de puestos de transformación y Mantenimiento de cada uno de estos subsistemas.

CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Costos de Capacidad (O&M)								
Operación AT	Bs/año							
Operación MT	Bs/año		468.302,49	507.730,21	563.189,89	587.661,33	639.128,04	574.427,37
Operación BT	Bs/año		928.986,50	1.007.200,53	1.117.217,65	1.165.762,42	1.267.858,57	1.139.509,79

Por último, los componentes de los costos de suministro sin IVA considerados por EMDEECRUZ, se encuentran en el siguiente cuadro, donde también se observa la proyección que la Distribuidora realizó sobre los mismos.

CALCULO DE COSTOS - METODOLOGÍA PEG								
Cálculo de ponderadores	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Costos de Capacidad (O&M)	%		100,00%	108,42%	120,26%	125,49%	136,48%	
Costos de Administrativos y Generales	%		100,00%	106,03%	117,33%	118,77%	128,82%	
Costos de Consumidores	%		100,00%	116,56%	135,18%	155,86%	180,83%	
CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Costos de Capacidad (O&M)								
Operación AT	Bs/año							
Operación MT	Bs/año		468.302,49	507.730,21	563.189,89	587.661,33	639.128,04	574.427,37
Operación BT	Bs/año		928.986,50	1.007.200,53	1.117.217,65	1.165.762,42	1.267.858,57	1.139.509,79
Costos de Administrativos y Generales								
Administrativos MT	Bs/año	132.455,19	299.495,19	317.558,72	351.398,07	355.696,09	385.808,25	352.615,28
Administrativos BT	Bs/año		594.118,11	629.951,31	697.079,50	705.605,62	765.340,07	699.494,13
Costos de Consumidores								
Consumidores PD	Bs/año	137.144,89	137.144,89	159.854,57	185.396,70	213.752,54	247.721,91	201.681,43
Consumidores MD	Bs/año	102.858,67	102.858,67	119.890,93	139.047,52	160.314,40	185.791,43	151.261,07
Consumidores GD	Bs/año	54.857,96	54.857,96	63.941,83	74.158,68	85.501,01	99.088,76	80.672,57
Propiedad General (Licencias y Software)			24.360,00	24.360,00	24.360,00	24.360,00	24.360,00	24.360,00
Total Costos + Licencias		427.316,70	2.610.123,79	2.830.488,11	3.151.848,01	3.298.653,41	3.615.097,03	3.224.021,64

3.5. ACTIVO FIJO

El activo fijo bruto y la depreciación acumulada a diciembre de 2018, fueron determinados a partir de los valores utilizados en la Fijación de Precios Máximos de Distribución del periodo noviembre 2015 – octubre 2019. A dicho monto se le adicionan las inversiones evaluadas y reconocidas por el regulador correspondientes a las gestiones 2015, 2016, 2017 y 2018.

Los activos fueron actualizados en el marco de lo establecido en el D.S. 29598 de 11 de junio de 2008, que en su artículo 3 (ACTUALIZACIÓN DE ACTIVOS) 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, se calculan diferentes factores de actualización según la fecha de activación de los activos, para ser expresados a 2018, los citados factores se calculan con la siguiente fórmula:

$$FA = 60\% \cdot \frac{TC_{dic2018}}{TC_n} + 40\% \cdot \frac{IPC_{dic2018}}{IPC_n}$$

Dónde:

FA :	Factor de actualización del activo a actualizar
$TC_{dic2018}$:	Tasa de Cambio del boliviano por dólar americano
TCn :	Tasa de Cambio del boliviano por dólar americano correspondiente al último día del mes n de alta del activo a actualizar
$IPC_{dic2018}$:	Índice de Precios al Consumidor correspondiente a diciembre de 2018
IPCn :	Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes n de alta del activo a actualizar

La cuota anual de depreciación se ha calculado aplicando las tasas de depreciación aprobadas por la Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, al valor de los activos existentes, a las adiciones y al programa de inversiones, como resultado, se obtuvieron los valores de activo fijo bruto, depreciación de la gestión, depreciación acumulada y activo fijo neto, tal como puede apreciarse en los siguientes cuadros:

MEDIA TENSION							
CONCEPTO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
ACTIVOS							
Bienes de Uso	20.409.277	20.594.727	22.284.504	23.989.635	25.710.261	27.446.520	24.857.730
Depreciaciones Acum.	(1.093.932)	(1.352.338)	(1.581.879)	(1.748.233)	(1.850.234)	(1.886.699)	(1.766.761)
Subtotal Activos	19.315.345	19.242.389	20.702.625	22.241.402	23.860.026	25.559.822	23.090.969
PASIVOS							
Préstamos LP	-	-	-	-	-	-	0
Subtotal Pasivos	-	-	-	-	-	-	0
PATRIMONIO MT	19.315.345	19.242.389	20.702.625	22.241.402	23.860.026	25.559.822	23.090.969
Utilidades		1.754.377	1.817.498	1.953.953	2.097.615	2.248.603	2.029.417

BAJA TENSION							
CONCEPTO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
ACTIVOS							
Bienes de Uso	11.010.975	11.111.027	11.480.687	11.696.105	11.886.394	12.077.511	11.785.174
Depreciaciones Acum.	(1.846.957)	(2.839.852)	(3.922.282)	(5.165.245)	(6.568.483)	(8.134.225)	(5.947.559)
Subtotal Activos	9.164.018	8.271.174	7.558.405	6.530.860	5.317.912	3.943.287	6.469.059
PASIVOS							
Préstamos LP	-	-	-	-	-	-	0
Subtotal Pasivos	-	-	-	-	-	-	0
PATRIMONIO BT	9.164.018	8.271.174	7.558.405	6.530.860	5.317.912	3.943.287	5.837.616
Utilidades		793.301	720.246	641.062	539.119	421.385	580.453

ADMINISTRACIÓN							
CONCEPTO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
ACTIVOS							
Capital de Trabajo	561.342	893.583	960.641	1.053.600	1.091.258	1.190.353	1.073.963
Bienes de Uso	3.271.111	3.300.834	3.330.828	3.361.093	3.391.634	7.459.251	4.385.701
Amortizaciones		382.800	287.100	191.400	95.700	-	191.400
Depreciaciones Acum.	(486.907)	(659.216)	(834.617)	(990.928)	(1.144.520)	(1.351.281)	(1.080.336)
Subtotal Activos - Capital de Trabajo	2.784.204	3.024.418	2.783.311	2.561.565	2.342.814	6.107.970	3.448.915
PASIVOS							
Préstamos LP							
Subtotal Pasivos	-	-	-	-	-	-	0
PATRIMONIO ADM.	2.784.204	3.024.418	2.783.311	2.561.565	2.342.814	6.107.970	3.448.915
Utilidades		264.292	264.252	243.192	223.149	384.511	278.776

3.5.1. PROGRAMA DE INVERSIONES

Mediante Resolución AETN N° 929/2019 de 15 de octubre de 2019, aprobó el Programa de Inversiones para EMDEECRUZ correspondiente al periodo tarifario 2020 – 2023, cuyo detalle se presenta a continuación:

DESCRIPCIÓN	MONTO ANUAL DE INVERSIÓN Bs.				MONTO TOTAL INVERSIÓN Bs.
	2020	2021	2022	2023	
MEDIA TENSION					
Expansión	1.502.642,64	1.502.642,64	1.502.642,64	1.502.642,64	6.010.570,56
Calidad	71.230,56	71.230,56	71.230,56	71.230,56	284.922,25
SUB TOTAL MT	1.573.873,20	1.573.873,20	1.573.873,20	1.573.873,20	6.295.492,81
PROPIEDAD GENERAL					
Propiedad General	197.469,52	39.867,01	12.782,41	4.048.679,16	4.298.798,10
SUB TOTAL PROPIEDAD GENERAL	197.469,52	39.867,01	12.782,41	4.048.679,16	4.298.798,10
TOTAL Bs.	1.771.342,72	1.613.740,22	1.586.655,61	5.622.552,36	10.594.290,91

Este programa de inversiones ha sido incluido en el modelo tarifario.

3.5.2. PROYECCIÓN DE ACTIVOS Y DEPRECIACIÓN

Previo a la proyección de los activos fijos, la Consultora ABS Consulting Group S.R.L. ha realizado un reproceso de los mismos, por lo cual se ha tomado como punto de partida los datos de la gestión 2015. La información base proporcionada por EMDEECRUZ, contienen el valor original de los Activos Fijos, así como su correspondiente depreciación.

Para el cálculo de la depreciación, se consideró la Resolución SSDE No 126/97 de 31 de octubre de 1997, con lo cual se pudo realizar la proyección de los activos fijos.

El Estudio Tarifario presentado consideró el total de las inversiones efectuadas por EMDEECRUZ durante las gestiones 2015 a 2018.

Sin embargo, dado que el nivel de demanda ira en aumento cada año, se ha visto por conveniente que las inversiones sean distribuidas en el periodo del estudio, considerando que estos serán activados paulatinamente cada año.

La Consultora señala que no se ha realizado el análisis de baja de activos, debido a que la infraestructura es nueva y por tanto ninguno de los bienes llegará al final de su vida útil durante el periodo tarifario.

La proyección de los activos de EMDEECRUZ se efectuó adicionando al valor base de los activos, las inversiones del "Plan de Expansión y Programa de Inversiones".

Bajo estos criterios, se determinó la cuota anual de depreciación y la depreciación acumulada, cuyos resultados se presentan a continuación:

DEPREC. TOTALES ANUALES (Bs.)							
CONCEPTO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
MEDIA TENSION	729.716,74	750.820,41	824.584,63	899.019,11	974.129,94	1.049.923,27	936.914,24
BAJA TENSION	427.567,32	473.757,84	487.467,16	495.699,50	503.230,38	510.711,87	499.277,23
ADMINISTRACIÓN	164.516,66	167.884,98	169.410,47	148.727,31	144.587,88	246.821,66	177.386,83
TOTAL	1.321.800,72	1.392.463,23	1.481.462,26	1.543.445,92	1.621.948,20	1.807.456,80	1.613.578,30

DEPREC. TOTALES ACUMULADAS (Bs.)							
CONCEPTO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
MEDIA TENSION	729.716,74	1.480.537,15	2.305.121,78	3.204.140,89	4.178.270,83	5.228.194,10	3.728.931,90
BAJA TENSION	427.567,32	901.325,16	1.388.792,31	1.884.491,81	2.387.722,19	2.898.434,06	2.139.860,09
ADMINISTRACIÓN	164.516,66	332.401,65	501.812,12	650.539,43	795.127,31	1.041.948,97	747.356,96
TOTAL	1.321.800,72	2.714.263,95	4.195.726,21	5.739.172,13	7.361.120,33	9.168.577,13	6.616.148,95

3.5.3. PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESIÓN Y UTILIDAD

La determinación del Patrimonio fue realizada de acuerdo a la Metodología descrita en el artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT). Por otro lado, la utilidad fue obtenida aplicando la Tasa de Rentabilidad aprobada por la AETN mediante Resolución AETN N° 779/2019 de 15 de agosto de 2019 de nueve coma uno por ciento (9,1%). EMDEECRUZ señala que incluyó los valores del plan de inversiones y sus costos de depreciación para la determinación del patrimonio. Además, como el incremento del patrimonio se produce a lo largo de toda la gestión, la tasa de utilidad fue aplicada al promedio del valor inicial y final del patrimonio de cada año.

Los resultados de este cálculo son presentados en el siguiente cuadro:

Patrimonio EMDEECRUZ

TOTAL PATRIMONIO AFECTO A LA CONCESION (Bs.)							
CONCEPTO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
ACTIVOS							
Capital de Trabajo	561.342	893.583	960.641	1.053.600	1.091.258	1.190.353	1.073.963
Bienes de Uso	34.691.364	35.006.588	37.096.019	39.046.833	40.988.289	46.983.283	41.028.606
Inversiones	3.504.214	-	1.771.343	1.613.740	1.586.656	5.622.552	2.648.573
Amortizaciones	-	382.800	287.100	191.400	95.700	-	143.550
Depreciaciones Acum.	(3.427.796)	(4.851.406)	(6.338.778)	(7.904.406)	(9.563.237)	(11.372.205)	(8.794.656)
Depreciación Anual	(3.427.796)	(4.851.406)	(6.338.778)	(7.904.406)	(9.563.237)	(11.372.205)	(8.794.656)
Activos Netos - Capital de Trabajo	31.263.567	30.155.181	30.757.241	31.142.427	31.425.052	35.611.078	32.233.950
TOTAL PATRIMONIO	31.824.909	31.048.764	31.717.882	32.196.027	32.516.311	36.801.431	33.307.913
Utilidades		2.942.068	2.943.301	3.003.960	3.043.716	3.262.279	3.063.314
Utilidades %		9,48%	9,28%	9,33%	9,36%	8,86%	9,10%

3.6. INGRESOS REQUERIDOS

Los ingresos requeridos fueron calculados tomando en cuenta los siguientes parámetros:

- Se proyectaron los costos necesarios para que la empresa opere considerando los costos administrativos, generales, comerciales, operativos y de mantenimiento.
- Se determinaron los niveles de ventas de energía, potencia y consumidores a ser incorporados durante la vigencia del presente estudio.
- El Plan de Inversiones determinó los proyectos a ser ejecutados por EMDEECRUZ, durante la vigencia del Estudio Tarifario y el alcance de los mismos.
- Los costos de compra de energía se determinaron con base en la demanda proyectada, considerando consumo propio y pérdidas en distribución.
- Los costos por Impuestos y Tasas incluyen el Impuesto a las Transacciones con una alícuota de 3% y la Tasa de Regulación, aprobada con Resolución AE N° 686/2017 de 12 de diciembre de 2017, que fija la tasa de regulación, para la gestión 2018, en cero coma noventa por ciento (0,90 %) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos de las empresas eléctricas que cuentan con Concesión, Licencia o Título Habilitante, para ejercer las actividades de la industria eléctrica. Estos costos se determinan en forma conjunta con el Ingreso Requerido. El pago por servicios al CNDC ha sido incluido como parte de los costos de operación.

En este sentido, se determinó el ingreso requerido de EMDEECRUZ, cuyos resultados se presentan a continuación:

INGRESOS REQUERIDOS								
CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Compra de Energía	Bs/año	896.381	1.837.975	1.979.138	2.154.062	2.311.627	2.548.712	2.248.385
Compra de Potencia	Bs/año	4.263.567	5.568.497	5.904.352	6.533.525	6.613.438	7.173.311	6.556.156
Operación y Mantenimiento MT	Bs/año	-	468.302	507.730	563.190	587.661	639.128	574.427
Operación y Mantenimiento BT	Bs/año	-	928.986	1.007.201	1.117.218	1.165.762	1.267.859	1.139.510
Servicio al Cliente	Bs/año	294.862	294.862	343.687	398.603	459.568	532.602	433.615
Depreciación Anual	Bs/año	1.202.234	1.392.463	1.443.289	1.508.031	1.587.007	1.722.071	1.565.100
Amortizaciones Anuales	Bs/año	-	-	95.700	95.700	95.700	95.700	95.700
Conexiones	Bs/año	(11.830)	(16.710)	(16.690)	(18.550)	(19.500)	(20.060)	(18.700)
Reconexiones	Bs/año	(120)	(128)	(256)	(448)	(704)	(560)	(492)
Otros Ingresos	Bs/año	(41.445)	(50.751)	(54.020)	(59.530)	(61.157)	(60.331)	(58.760)
Administración	Bs/año	132.455	299.495	317.559	351.398	355.696	385.808	352.615
IT + TR	Bs/año	273.369	435.168	467.825	513.095	531.435	579.693	523.012
Costo Total	Bs/año	7.009.473	11.158.161	11.995.514	13.156.293	13.626.533	14.863.934	13.410.569
Utilidades (9,1%)	Bs/año	-	2.942.068	2.943.301	3.003.960	3.043.716	3.262.279	3.063.314
Ingreso Anual Requerido	Bs/año	7.009.473	14.100.229	14.938.815	16.160.254	16.670.249	18.126.213	16.473.883

Como se puede observar en la anterior tabla, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, el ingreso promedio requerido es de Bs16.473.883, los cuales deben ser cubiertos por los ingresos por ventas de electricidad.

Como se observa a continuación, el ingreso promedio anual es Bs16.473.883. Asimismo, la Tarifa Media Requerida y la Tarifa Media Actual fueron determinadas a partir del ingreso anual requerido y los ingresos anuales con tarifas actuales considerando el total de ventas de energía. Consiguientemente la variación promedio en los ingresos y por lo tanto el impacto de la aplicación del nuevo modelo tarifario es **0,0%**.

Impacto de la aplicación del modelo tarifario EMDEECRUZ (sin IVA)

Detalle		2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Ingreso Anual Requerido	Bs/año	7.009.473	14.100.229	14.938.815	16.160.254	16.670.249	18.126.213	16.473.883
Tarifa Media Requerida	Bs/kWh	0,839	0,851	0,837	0,831	0,799	0,787	0,813
Tarifa Media Actual	Bs/kWh	0,813	0,813	0,813	0,813	0,813	0,813	0,813
Variación	%	3,21%	4,66%	2,89%	2,19%	-1,82%	-3,25%	0,00%

3.7. OTROS INGRESOS

Para el caso de EMDEECRUZ, los montos que figuran en la proyección de Otros Ingresos corresponden a la proyección de los ingresos provenientes del cobro por bajo factor de potencia.

El cobro por bajo factor de potencia tiene la finalidad de incorporar incentivos a la mejora de la eficiencia en el consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios, aspecto que tendrá incidencia directa en la eficiencia del sistema administrado por EMDEECRUZ.

En este sentido, mediante nota N° 1106/2017 recepcionada en la AETN con Registro N° 15672 el 17 de noviembre de 2017, la distribuidora solicitó al Ente Regulador la aprobación de un cobro por bajo factor de potencia. Dicha solicitud fue complementada con la nota con Registro N° 16982 de 12 de diciembre de 2017. Esta solicitud fue aceptada por la AETN, quien mediante nota AE-96-DPT-12/2018 de 17 de enero de 2018 manifestó a EMDEECRUZ los siguientes puntos:

- Respecto a la metodología aplicada para la penalización por Bajo Factor de Potencia; la AE verifica que la misma es similar a la aplicada por otras empresas distribuidoras cercanas al área de operación de EMDEECRUZ, por lo que se considera válida.
- Respecto a los ingresos generados por la aplicación de la penalización por Bajo Factor de Potencia; de acuerdo a la muestra proporcionada, la AE considera proporcionales los ingresos generados por esta penalización respecto a los ingresos generados por venta de energía.

Asimismo, en la nota AE-96-DPT-12/2018 de 17 de enero de 2018, se estableció un Factor de Potencia de 0,55 como valor mínimo penalizable. El cálculo para la penalización por bajo factor de potencia aplicado por EMDEECRUZ es el siguiente:

$$FP = \frac{E(kWh)}{\sqrt{E(kWh)^2 + E(kVARh)^2}}$$

Dónde:

FP: Factor de Potencia.

E(kWh): Energía Activa registrada del mes correspondiente.

E(kVARh): Energía Reactiva registrada del mes correspondiente.

Si:

- Si el FP es igual o mayor a 0,85 no se penaliza por bajo factor de potencia.
- Si el FP es menor a 0,85 la penalización es la siguiente:

$$PBFP = IE \times \left(\frac{0,85}{FP} - 1 \right) [Bs]$$

Dónde:

PBFP: Penalización por Bajo Factor de Potencia en Bs.

IE: Importe por energía en Bs del mes correspondiente.

FP: Factor de Potencia.

Cabe señalar que los ingresos generados por la aplicación de la penalización por bajo factor de potencia, de acuerdo con la muestra proporcionada por EMDEECRUZ, son proporcionales a los ingresos generados por la venta de energía, considerando un factor de potencia de 0,55 como valor mínimo penalizable.

Los ingresos estimados del cobro por bajo factor de potencia se muestran en el siguiente cuadro:

	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
TOTAL OTROS INGRESOS	Bs/año	41.445,18	50.751,35	54.020,01	59.529,92	61.157,19	60.331,33	58.759,61
Cobro por Bajo factor de Potencia	Bs/año	41.445,18	50.751,35	54.020,01	59.529,92	61.157,19	60.331,33	58.759,61

3.8. ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

Según los aspectos considerados en el modelo tarifario, EMDEECRUZ propuso la estructura tarifaria base que se presenta en el Anexo 2. En dicha estructura se consideran 13 categorías según nivel de tensión que incluyen las categorías "Seguridad Ciudadana", "Comercial" y "Alumbrado Público". Esta propuesta está basada en los tipos de consumidores que existirán en el área de concesión de EMDEECRUZ que serán mayormente industrias. A continuación se hace una descripción de las categorías que forman parte de la Estructura Tarifaria de la Distribuidora:

Nomenclatura	Concepto
PD - D - BT	Pequeña Demanda - Domiciliaria - Baja Tensión
PD - SC - BT	Pequeña Demanda - Seguridad Ciudadana - Baja Tensión
PD - G - BT	Pequeña Demanda - General - Baja Tensión
PD - G - MT	Pequeña Demanda - General - Media Tensión
PD - C - MT	Pequeña Demanda - Comercial - Media Tensión
PD - I - MT	Pequeña Demanda - Industrial - Media Tensión
PD - AP - BT	Pequeña Demanda - Alumbrado Público - Baja Tensión
MD - G - MT	Mediana Demanda - General - Media Tensión
MD - C - MT	Mediana Demanda - Comercial - Media Tensión
MD - I - MT	Mediana Demanda - Industrial - Media Tensión
GD - G - MT	Gran Demanda - General - Media Tensión
GD - C - MT	Gran Demanda - Comercial - Media Tensión
GD - I - MT	Gran Demanda - Industrial - Media Tensión

3.9. FÓRMULA DE INDEXACIÓN

En mérito al artículo 53 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), se definen las fórmulas de indexación de las tarifas de los Cargos Base en los puntos que se desarrollan a continuación.

3.9.1. 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:

$$CC = CCo * (a * IPC / IPCo + b * PD / PDo - n * Xcc)$$

Dónde:

CC	Cargo por consumidor.
CCo	Cargo por consumidor base.
a	Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.
b	Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.
IPC	Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
IPCo	Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.
PD	Precio del dólar.
PDo	Precio base del dólar.
Xcc	Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
n	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

3.9.2. CARGO POR POTENCIA 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

para el mes de noviembre 2019.

3.9.3. 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:

$$CFP = CFo \cdot (a \cdot IPC / IPCo + b \cdot PD / PDo - p1 \cdot n \cdot Xcom - p2 \cdot n \cdot Xcag + p3 \cdot ZI + p4 \cdot ZT)$$

Dónde:

CFP	Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión.
CFPo	Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión.
a	Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.
b	Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.
IPC	Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
IPCo	Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.
PD	Precio del dólar.
PDo	Precio base del dólar.
Xcom	Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
Xcag	Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión.
Z1	Índice de variación de los impuestos directos.
ZT	Índice de variación de las tasas.
p1	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
p2	Participación de los costos administrativos y generales en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.

- p3 Participación de los impuestos directos en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- p4 Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- N Número del mes de la indexación respecto del mes base.

3.9.4. 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 la 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 la indexación.
- FPE_j Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión j.
- Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
- j Baja tensión, media tensión y alta tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo para el mes de noviembre 2019.
- a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

3.10. CARGOS POR CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

Los cargos por conexión y reconexión tienen un bajo impacto sobre los ingresos, debido a la cantidad de usuarios que posee EMDEECRUZ. Por ello, en mérito a la nota AETN-2079-DPT-421/2019 de 22 de julio de 2019, mediante la cual la AETN remitió a EMDEECRUZ el documento "Aspectos a ser considerados en el Estudio Tarifario periodo 2020 – 2023", se establece que los cargos de conexión y reconexión a ser cobrados a los consumidores clasificados en Pequeña Demanda, Mediana Demanda y Gran Demanda, deben guardar relación con los montos base aprobados mediante Resolución para el periodo tarifario noviembre 2015 – octubre 2019, los cuales fueron indexados a diciembre 2018.

La siguiente tabla muestra los cargos por conexión y reconexión propuestos por EMDEECRUZ:

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN BASE EN Bs.

CARGOS	CARGOS BASE DICIEMBRE 2018 Bs. c/IVA
PEQUEÑA DEMANDA MONOFÁSICA	35,00
PEQUEÑA DEMANDA TRIFÁSICA	85,00
MEDIANA DEMANDA	845,00
GRAN DEMANDA	845,00
RECONEXIÓN	64,00

Los cargos anteriormente mostrados deberán ser indexados mensualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CCR_n = CCR_o * (IPC_{n-2} / IPC_o)$$

Dónde:

CCR_n = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.

CCR_o = Cargo por conexión o reconexión base.

IPC_{n-2} = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.

IPC_o = 101,76 Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes base, octubre 2018.

3.11. DEPÓSITO DE GARANTÍA

En el marco del artículo 57 del RPT que establece el valor del Depósito de Garantía, el monto será calculado mensualmente por cada distribuidora de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Para categorías sin cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura de un consumo representativo de cada categoría, correspondiente al mes de noviembre del año anterior, al año de aplicación.
- Para categorías con cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual estimada en base a la información de requerimiento de demanda. En la estimación de la demanda se utilizarán factores de carga, factores de demanda u otros factores típicos de la categoría, correspondiente al mes de solicitud del servicio de energía eléctrica.

En caso de prescindir del servicio, el Depósito de Garantía será devuelto al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.

4. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

- El Estudio Tarifario presentado por la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.), cumple con todos los aspectos exigidos por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) en el marco de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.
- Como resultado del Estudio Tarifario, los ingresos requeridos obtenidos presentan una variación de 0,0% respecto de los ingresos determinados considerando la propuesta de estructura presentada por EMDEECRUZ S.A.

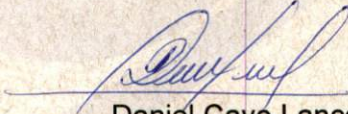
5. RECOMENDACIONES

Se recomienda lo siguiente:

- Aprobar mediante Resolución los Costos de Suministro resultantes del Modelo Tarifario de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A. (EMDEECRUZ S.A.), para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, detallados en el Anexo 1 del presente Informe.
- Aprobar mediante Resolución la Estructura Tarifaria Base a diciembre de 2018 para su aplicación, resultantes del Modelo Tarifario de EMDEECRUZ S.A., con su respectiva fórmula de indexación, para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, detallada en el Anexo 2 del presente Informe.
- Aprobar mediante Resolución los Cargos por Conexión, Reconexión, su Fórmula de Indexación y Depósito de Garantía, resultantes del Modelo Tarifario de EMDEECRUZ S.A., aplicables para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023, detallados en el Anexo 3 del presente Informe.

Es cuanto se informa para los fines consiguientes.


David Orellana Zubieta
CONSULTOR DE LÍNEA


Daniel Cayo Lancea
ANALISTA DE SISTEMAS
AISLADOS – SAVIS a.i.

ANEXO 1

COSTOS DE SUMINISTRO (PERIODO NOVIEMBRE 2019 - OCTUBRE 2023)

COSTOS DE SUMINISTRO								
CONCEPTO	Unidades	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom. 4 años
Costos de Capacidad (O&M)								
Operación AT	Bs/año							
Operación MT	Bs/año		468.302,49	507.730,21	563.189,89	587.661,33	639.128,04	574.427,37
Operación BT	Bs/año		928.986,50	1.007.200,53	1.117.217,65	1.165.762,42	1.267.858,57	1.139.509,79
Costos de Administrativos y Generales								
Administrativos MT	Bs/año	132.455,19	299.495,19	317.558,72	351.398,07	355.696,09	385.808,25	352.615,28
Administrativos BT	Bs/año		594.118,11	629.951,31	697.079,50	705.605,62	765.340,07	699.494,13
Costos de Consumidores								
Consumidores PD	Bs/año	137.144,89	137.144,89	159.854,57	185.396,70	213.752,54	247.721,91	201.681,43
Consumidores MD	Bs/año	102.858,67	102.858,67	119.890,93	139.047,52	160.314,40	185.791,43	151.261,07
Consumidores GD	Bs/año	54.857,96	54.857,96	63.941,83	74.158,68	85.501,01	99.088,76	80.672,57
Total	Bs/año	427.316,70	2.585.763,79	2.806.128,11	3.127.488,01	3.274.293,41	3.590.737,03	3.199.661,64

ANEXO 2

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

**EMDEECRUZ
(PERIODO NOVIEMBRE 2019 - OCTUBRE 2023)**

PROPUESTA DE CARGOS TARIFARIOS - DIC 2018			
CATEGORIA	CONCEPTO		CARGOS C/IVA
PD - D - BT	Cargo por Energía 0-15	Bs/kWh	11,650
	Cargo por Energía 16-120	Bs/kWh	0,648
	Cargo por Energía 121-300	Bs/kWh	0,861
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	0,918
	Cargo por Energía 1001- Ad.	Bs/kWh	1,172
Aplicación: Consumidor de tipo Doméstico, con pequeña demanda, conectado en Baja tensión			
PD - SC - BT	Cargo por Energía 0-15	Bs/kWh	11,650
	Cargo por Energía 16-120	Bs/kWh	0,648
	Cargo por Energía 121-300	Bs/kWh	0,861
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	0,918
	Cargo por Energía 1001- Ad.	Bs/kWh	1,172
Aplicación: Esta categoría se aplica exclusivamente a los Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control destinados a la Seguridad Ciudadana.			
PD - G - BT	Cargo Mínimo (20 kWh/mes)	Bs	22,645
	Cargo por Energía 21-300	Bs/kWh	0,933
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	1,422
	Cargo por Energía 1000-Ad.	Bs/kWh	1,292
Aplicación.- Al usuario del tipo general conectado en Baja Tensión, cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW			
PD - G - MT	Cargo Mínimo (20 kWh/mes)	Bs	29,212
	Cargo por Energía 21-300	Bs/kWh	0,933
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	1,422
	Cargo por Energía 1000-Ad.	Bs/kWh	1,292
Aplicación.- Al usuario del tipo general conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW			

PD - C - MT			
	Cargo Mínimo (20 kWh/mes)	Bs	29,212
	Cargo por Energía 21-300	Bs/kWh	0,933
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	1,422
	Cargo por Energía 1000-Ad.	Bs/kWh	1,292
Aplicación.- Al usuario del tipo comercial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW			
PD - I - MT			
	Cargo Mínimo (20 kWh/mes)	Bs	5,845
	Cargo por Energía 21-300	Bs/kWh	0,619
	Cargo por Energía 301-1000	Bs/kWh	0,570
	Cargo por Energía 1000-Ad.	Bs/kWh	0,521
Aplicación.- Al usuario del tipo industrial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW			
MD - G - MT			
	Cargo Fijo	Bs	35,778
	Cargo por Energía	Bs/kWh	1,081
	Cargo por Demanda	Bs/kW	25,393
Aplicación.- Al usuario del tipo general conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW			
MD - C - MT			
	Cargo Fijo	Bs	35,778
	Cargo por Energía	Bs/kWh	1,081
	Cargo por Demanda	Bs/kW	25,393
Aplicación.- Al usuario del tipo comercial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW			
MD - I - MT			
	Cargo Fijo	Bs	10,316
	Cargo por Energía	Bs/kWh	0,274
	Cargo por Demanda	Bs/kW	49,153
Aplicación.- Al usuario del tipo industrial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 10 kW y menor o igual a 50kW			
GD - G - MT			
	Cargo Fijo	Bs	37,777
	Cargo por Energía BA	Bs/kWh	1,353
	Cargo por Energía BM	Bs/kWh	0,847

Cargo por Energía BB	Bs/kWh	0,782
Cargo por Demanda	Bs/kW	44,066
Cargo por Exceso	Bs/kW	11,994
Aplicación.- Al usuario del tipo general conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 50kW		
GD - C - MT		
Cargo Fijo	Bs	37,777
Cargo por Energía BA	Bs/kWh	1,353
Cargo por Energía BM	Bs/kWh	0,847
Cargo por Energía BB	Bs/kWh	0,782
Cargo por Demanda	Bs/kW	44,066
Cargo por Exceso	Bs/kW	11,994
Aplicación.- Al usuario del tipo comercial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 50kW		
GD - I - MT		
Cargo Fijo	Bs	15,560
Cargo por Energía BA	Bs/kWh	0,433
Cargo por Energía BM	Bs/kWh	0,249
Cargo por Energía BB	Bs/kWh	0,235
Cargo por Demanda	Bs/kW	97,913
Cargo por Exceso	Bs/kW	21,224
Aplicación.- Al usuario del tipo industrial conectado en Media Tensión cuya potencia contratada sea mayor a 50kW		
PD - AP - BT		
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,028
Aplicación.- Servicio de Alumbrado Público a cargo de los Gobiernos Autónomos Municipales		

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA BASE

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:

$$CC = CCo \cdot (a \cdot IPC / IPCo + b \cdot PD / PDo - n \cdot Xcc)$$

Dónde:

CC	Cargo por consumidor.
CCo	Cargo por consumidor base.
a	Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.
b	Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.
IPC	Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
IPCo	Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.
PD	Precio del dólar.
PDo	Precio base del dólar.
Xcc	Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
n	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

CARGO POR POTENCIA 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 para el mes de noviembre 2019.

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:

$$CFP = CFo \cdot (a \cdot IPC / IPCo + b \cdot PD / PDo - p1 \cdot n \cdot Xcom - p2 \cdot n \cdot Xcag + p3 \cdot ZI + p4 \cdot ZT)$$

Dónde:

CFP	Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión.
CFPo	Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión..
a	Proporción de los Costos de Distribución en moneda Nacional.
b	Proporción de los Costos de Distribución en Dólares Americanos.
IPC	Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
IPCo	Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.
PD	Precio del dólar.
PDo	Precio base del dólar.
Xcom	Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
Xcag	Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión.
Z1	Índice de variación de los impuestos directos.
ZT	Índice de variación de las tasas.
p1	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
p2	Participación de los costos administrativos y generales en los

- costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- p3 Participación de los impuestos directos en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- p4 Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base.

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 la 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 la indexación.
- FPE_j Factor de pérdidas de energía base del nivel de tensión j.
- Xpe_j Índice mensual de reducción de pérdidas de energía del nivel de tensión j.
- j Baja tensión, media tensión y alta tensión.
- n Número del mes de la indexación respecto del mes base siendo para el mes de noviembre 2019.
- a,m,b Bloque horario alto, medio y bajo respectivamente.

ANEXO 3

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

**EMDEECRUZ (a precios de diciembre 2018 con impuestos)
PERIODO NOVIEMBRE 2019 - OCTUBRE 2023**

CARGOS	CARGOS BASE DICIEMBRE 2018 Bs. c/IVA
PEQUEÑA DEMANDA MONOFÁSICA	35,00
PEQUEÑA DEMANDA TRIFÁSICA	85,00
MEDIANA DEMANDA	845,00
GRAN DEMANDA	845,00
RECONEXIÓN	64,00

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LOS CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

Los cargos anteriormente mostrados deberán ser indexados mensualmente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CCR_n = CCR_o * (IPC_{n-2} / IPC_o)$$

Dónde:

CCR_n = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.

CCR_o = Cargo por conexión o reconexión base.

IPC_{n-2} = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.

IPC_o = 101,76 Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes base, octubre 2018.

DEPÓSITO DE GARANTÍA POR CATEGORÍA

En el marco del artículo 57 del RPT que establece el valor del Depósito de Garantía, el monto será calculado mensualmente por cada distribuidora de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Para categorías sin cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura de un consumo representativo de cada categoría, correspondiente al mes de noviembre del año anterior, al año de aplicación.
- Para categorías con cargos de demanda se determinará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual estimada en base a la información

de requerimiento de demanda. En la estimación de la demanda se utilizarán factores de carga, factores de demanda u otros factores típicos de la categoría, correspondiente al mes de solicitud del servicio de energía eléctrica.

En caso de prescindir del servicio, el Depósito de Garantía será devuelto al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.