

TRAMITE: Estudio Tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., para el Periodo 2013 – 2016.

SINTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda.: la Proyección de la Demanda; el Programa de Inversiones; los Costos de Suministros, la Estructura Tarifaria y su respectiva Fórmula de Indexación; los Cargos por Conexión y Reconexión sus fórmulas de indexación; y los Cargos por Depósitos de Garantía correspondiente al periodo 2013-2016 para su aplicación en la facturación del mes de diciembre de 2013.

VISTOS:

La necesidad de aprobar para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda.: la Proyección de la Demanda, el Programa de Inversiones y los Costos de Suministros, la Estructura Tarifaria y su respectiva Fórmula de Indexación, los Cargos por Conexión y Reconexión, sus fórmulas de indexación y los Cargos por Depósitos de Garantía correspondiente al periodo 2013-2016 para su aplicación en la facturación del mes de diciembre de 2013; el Informe AE DPT N° 915/2013 de 5 de diciembre de 2013; los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente, y,

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante licitación pública adjudicó los servicios de la Consultora ABS Consulting Group S.R.L. (ABS) para realizar los estudios tarifarios de las siguientes instituciones: Cooperativa de Electrificación Teniente Bullaín Ltda., Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. y Cooperativa de Electrificación Atocha Ltda., para lo cual se firmó el Contrato AE C_097/2012 el 20 de julio de 2012.

Que la empresa Consultora ABS mediante nota ABS 114/2012 con Registro N° 10887 de 28 de septiembre de 2012, remitió a la AE el Informe Preliminar del Estudio Tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda.

Que mediante nota AE 3124 DPT 459/2012 de 8 de Noviembre de 2012, la AE remitió a la Consultora ABS las observaciones realizadas al Informe Preliminar del Estudio Tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. para que estas sean consideradas en el informe final.

Que mediante nota ABS 140/2012 con Registro N° 12896 de 19 de noviembre de 2012, la empresa Consultora ABS entregó el Informe Final del modelo tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. en el que incluyó las complementaciones y rectificaciones solicitadas por la AE.

Que mediante nota ABS 0147/2012 con Registro N° 13092 de 26 de noviembre de 2012, la empresa Consultora ABS remitió documentación y un CD que contiene información complementaria y rectificada correspondiente al modelo tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda.

Que en fecha 17 de enero de 2013, en oficinas de la Regional de la AE en la ciudad de Oruro, se realizó la presentación de los resultados preliminares del modelo tarifario de la



Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. para el periodo 2012-2016 según consta en el Acta de Reunión firmada por los participantes. En dicha reunión se acordó que la citada Cooperativa debía remitir a la AE el respaldo de los costos de operación y mantenimiento excluidos en el modelo tarifario preliminar y el nuevo Programa de Inversiones 2012-2016 hasta el 25 de enero de 2013.

Que mediante nota con Registro N° 881 de 25 de enero de 2013, la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. presentó documentación complementaria de los costos operativos excluidos correspondientes a los gastos relacionados con la ampliación de la carretera doble vía La Paz – Oruro y del nuevo Programa de Inversiones presentado por la Cooperativa para el periodo 2013-2016.

Que mediante nota con Registro N° 3556 de 5 de abril de 2013, la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. solicitó audiencia para el día miércoles 10 de abril de 2013 para realizar un análisis final del Estudio Tarifario.

Que mediante nota AE-961-DPT-152/2013 de 15 de abril de 2013, la AE acordó con la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. que de acuerdo a las conclusiones y compromisos convenidos en la reunión llevada a cabo con funcionarios de la Cooperativa el 10 de abril del 2013, detalladas en el Acta de Reunión respectiva, realizar nuevamente una evaluación, a pedido de la Cooperativa, de los costos Administrativos y Generales del Estudio tarifario correspondiente.

Que mediante nota con Registro N° 4181 de 19 de abril de 2013, la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., remitió el documento "Comentarios al Estudio Tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 Noviembre Ltda., elaborado por la AE" en el que presenta una nueva serie de observaciones a dicho estudio y solicita se realice una reunión para el día 3 de mayo de 2013 para analizar las señaladas observaciones.

Que mediante nota AE-1100-DPT-182/2013 de 30 de abril de 2013, la AE recordó a la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. que debido a las múltiples observaciones, revisiones y complementaciones realizadas por dicha Cooperativa, a la fecha no fue posible realizar la aprobación del citado estudio. En este sentido, en vista que la Cooperativa realizó nuevas observaciones con relación al Estudio Tarifario se convocó a los funcionarios de dicha Cooperativa para la reunión de 7 de mayo de 2013.

Que mediante nota con Registro N° 4757 de 7 de mayo de 2013, la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., solicitó se postergue la reunión acordada hasta el 14 de mayo de 2013.

Que mediante nota con Registro N° 5386 de 21 de mayo de 2013, la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., solicitó nuevamente se postergue la reunión acordada a una nueva fecha, 24 de mayo del 2013.

Que mediante nota AE-1297-DPT-216/2013 de 28 de mayo de 2013, la AE invitó a la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. a la reunión de evaluación del Estudio Tarifario para el día 31 de mayo de 2013.

Que en fecha 31 de mayo de 2013, se llevó a cabo la reunión con la Cooperativa 15 de

Noviembre Ltda. en oficinas de la AE, en la misma la Cooperativa se comprometió nuevamente a entregar información complementaria al Estudio Tarifario hasta el 14 de junio de 2013, tal como lo señala el Acta de Reunión firmada en la citada fecha.

Que mediante nota con Registro N° 6253 de 14 de junio de 2013, la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., solicitó ampliación de plazo para la presentación de la documentación complementaria al Estudio Tarifario y la presentación de un nuevo Plan de Inversiones hasta el 20 de junio de 2013.

Que mediante nota con Registro N° 6830 de 28 de junio de 2013, la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., presentó un nuevo programa de inversiones para el periodo 2013-2016 con la documentación de respaldo y otros documentos relacionados al Estudio Tarifario.

Que en fecha 27 de septiembre de 2013, se realizó una reunión entre funcionarios de la AE y el Presidente del Consejo Administrativo de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., en la cual se presentaron los resultados del Estudio Tarifario después del análisis realizado a la documentación entregada por la Cooperativa el pasado 28 de junio de 2013. Nuevamente, la Cooperativa solicitó un plazo de tiempo, hasta el 11 de octubre de 2013, para presentar información relacionada a la masa salarial propuesta por la Cooperativa, documentación que se comprometió a entregar ya el pasado 18 de abril del presente año.

Que mediante nota con Registro N° 10881 de 15 de octubre de 2013, la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., presentó el organigrama actual y un organigrama propuesto en el que se incluye el cargo de un contador. Asimismo, la Cooperativa presentó una planilla de personal propuesta en la que figura un incremento salarial y la adición del cargo de contador además de presentar las planillas de sueldo ejecutadas en los meses de septiembre de 2011, agosto de 2012 y agosto de 2013.

Que posteriormente, en fecha 28 de octubre de 2013, se realizó la última reunión técnica entre funcionarios de diferentes Direcciones de la AE y representantes de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., en dicha reunión, nuevamente se solicitó al Presidente de la Cooperativa, Indalicio Corani, que presente la información anteriormente comprometida concerniente a la construcción del nuevo edificio como ser los planos del edificio, informe técnico, etc. para que respalde la pertinencia y razonabilidad del proyecto. En dicha reunión la Cooperativa se comprometió a presentar esta documentación hasta el 6 de noviembre de 2013.

Que hasta la fecha, la Cooperativa no cumplió con la entrega de la documentación comprometida en reunión del 28 de octubre de 2013.

Que el Informe AE DPT N° 915/2013 de 5 de diciembre de 2013, recomendó aprobar para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. para el período 2013 – 2016, lo siguiente: la Proyección de la Demanda, el Programa de Inversiones y los Costos de Suministros, la Estructura Tarifaria y su respectiva Fórmula de Indexación, los Cargos por Conexión y Reconexión sus fórmulas de indexación y los Cargos por Depósitos de Garantía para su aplicación en la facturación del mes de diciembre de 2013.

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece que 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 55 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece que la extinta Superintendencia de Electricidad aprobará para cada empresa de Distribución, estructuras tarifarias definidas en función a las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad.

Que mediante Resolución SSDE N° 126/1997 de 31 de octubre de 1997, se aprueban las tasas de depreciación de activos tangibles que deben obligatoriamente aplicar las empresas distribuidoras.

Que el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, aprueba en sus Capítulos IV y V la metodología para la determinación de los Precios Máximos de Distribución y de los Precios Máximos de los Sistemas Aislados.

Que el artículo 45 del RPT, establece que el ente regulador aprobará los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base mediante la aprobación de la Resolución respectiva. El mismo artículo define que 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 que tengan relación con el suministro.

Que el artículo 46 del RPT, establece que no se reconocen, para el cálculo de las tarifas base, como costos de suministro la parte de los costos financieros que exceda los límites dispuestos por el ente regulador, las multas y sanciones aplicadas al Titular por incumplimiento o trasgresión de disposiciones legales, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el distribuidor y otros costos que a criterio del Ente Regulador, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la Concesión.

Que el artículo 47 del RPT, establece que los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un periodo de cuatro años, determinados a precios de la fecha en que se efectúe el estudio y considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por el Regulador.

El artículo 4 del Decreto Supremo N° 26299 de 1° de septiembre de 2001, establece la obligación de adecuarse a la Ley de Electricidad en los aspectos legales, técnicos y económicos; así como de manera transitoria, tarifas, requisitos mínimos de calidad de distribución, obligaciones relacionadas con la operación y mantenimiento del sistema de distribución, compromisos de expansión de la cobertura del servicio, compromisos de inversión, área de operación y otros aspectos que consideren necesarios para la operación del sistema en el periodo de adecuación, los cuales serán determinados en función a las características técnicas y económicas de cada sistema.

R
H
JS
DIRECCIÓN LEGAL
D.A.F.P.
VoBo

Que el Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece el procedimiento para determinar la proyección y actualización de los activos, costos de desarrollo y la tasa de retorno sobre el patrimonio afecto a la concesión.

Que el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, modificó las fórmulas de indexación del artículo 55 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001.

Que el Decreto Supremo N° 0071 del 9 de abril de 2009, crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y le permite su función de regulación sobre las personas individuales o colectivas que hasta la fecha de promulgación del mencionado Decreto, no son Titulares de una concesión en sistemas con una máxima potencia demandada anual superior a 2000 kW. Asimismo, establece que el Contrato de Adecuación tendrá vigencia hasta 4 años y puede ser prorrogable por única vez otros 4 años más.

Que la Resolución AE N° 064/2010 de 3 de marzo de 2010, aprueba la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución y Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registros y Otros Sistemas Aislados y Menores.

Que la Resolución AE N° 143/2011 de 23 de marzo de 2011, aprueba la tasa de retorno del 11,1%, que las empresas de distribución deben aplicar para el periodo tarifario Noviembre 2011 a octubre 2015.

Que mediante Resolución AE N° 281/2011 de 7 de junio de 2011, se otorgó a la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. el Registro de Operaciones para el ejercicio de la actividad del servicio público de distribución de electrificación rural en el Sector de Villa Puente Caracollo, de la Provincia Cercado del Departamento de Oruro..

CONSIDERACIÓN: (Análisis)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, ha realizado el análisis relativo al Estudio Tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., contenido en su Informe AE DPT N° 915/2013 de 5 de diciembre de 2013 y demás antecedentes mencionados, el mismo que recomienda emitir Resolución de aprobación de Estudio Tarifario para ésta correspondiente al periodo 2013–2016 y establece el presente análisis:

“3. ANÁLISIS

3.1. Documentación presentada por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda.

La Empresa consultora ABS solicitó a la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., entregar la documentación necesaria para la realización del modelo del Estudio Tarifario correspondiente. Sin embargo, la empresa consultora ABS señaló, en su Informe Final, que la Cooperativa no cumplió con la entrega de la siguiente información:

- La Cooperativa no proporcionó un plan de inversiones para el periodo 2012-2016.
- Se encontró inconsistencias entre los datos recibidos de la Cooperativa y la

Resolución AE N° 677/2013, Página 5 de 42

P

#



proporcionada por la AE.

- La Cooperativa de Electrificación 15 Noviembre Ltda. no proporcionó los Estados Financieros debidamente Auditados para corroborar la veracidad de la información con la que se cuenta para el cálculo de los costos y el control interno con el que cuenta la Cooperativa.
- La Cooperativa no presentó ninguna documentación de respaldo de las transacciones registradas en las cuentas Gastos de Operación en Ampliación Eléctrica "Doble vía Oruro" y gastos de bienes de servicio eléctrico Proy. Chili.

En base a la información disponible, la empresa consultora ABS elaboró un Estudio tarifario preliminar que fue presentada a la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. en la ciudad de Oruro el día 17 de enero de 2013.

En dicha reunión la Cooperativa se comprometió a presentar la siguiente Información para complementar el Estudio tarifario correspondiente:

- Remitir el respaldo de los costos excluidos
- Remitir el Plan de Inversiones

El 25 de enero del 2013, fecha acordada para la entrega de la información anteriormente mencionada, la Cooperativa entregó documentación referente a los gastos de ampliación de red de la doble vía La Paz Oruro por un monto de Bs20.289,73 y presentó un Programa de Inversiones para el periodo 2013-2016 por un total de Bs73.000.

En una segunda reunión realizada el 10 de abril de 2013, la Cooperativa solicitó revisar los Gastos Administrativos del Estudio Tarifario en lo concerniente a la contratación de nuevos técnicos y profesionales por lo que se aprovechó para solicitar se entregue documentación de respaldo de los Gastos de movilidad, gastos varios, pasajes y estadía, y gastos generales de los periodos 2008, 2009, 2010 y 2011. La fecha de presentación de esta información fenecía el 18 de abril del 2013. Asimismo, la Cooperativa se comprometió a realizar un análisis de demanda de sus consumidores de la Categoría Industrial y remitir esa información a la AE para que esta pueda realizar un ejercicio de refacturación con la tarifa propuesta.

En una tercera reunión, solicitada por la Cooperativa de Electrificación 15 Noviembre Ltda., que se efectuó en oficinas de la AE en la ciudad de La Paz el 31 de mayo de 2013, la Cooperativa señaló que presentaría un Nuevo Programa de Inversiones con la documentación de respaldo pertinente. Asimismo, se comprometió a presentar documentación financiera contable de la construcción del nuevo edificio de la Cooperativa de Electrificación 15 Noviembre Ltda. y del Proyecto Pozo de agua hasta el día 14 de junio del 2013.

La Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., mediante nota con registro N° 6830 del 28 de junio de 2013 presentó un nuevo Plan de Inversiones del periodo 2013-2016 por un importe total de Bs.168.558. Asimismo, presentó documentación de respaldo del proyecto "Urbanización Nueva Esperanza" y documentación financiera contable del Proyecto de Construcción del nuevo Edificio de dos plantas de la Cooperativa que formaría parte del nuevo Programa de Inversiones, según la Cooperativa.

En base a la información proporcionada por la Cooperativa, el 27 de septiembre de 2013 se



realizó una nueva reunión en oficinas de la AE en la ciudad de La Paz en la que se presentó el Estudio Tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., a los funcionarios de la citada Cooperativa. Sin embargo, nuevamente el señor Indalicio Corani, Presidente del Consejo de Administración de la Cooperativa, se comprometió a presentar hasta el 11 de octubre información adicional para que se la incluyese en dicho estudio, si la Autoridad lo veía conveniente. Dicha información se detalla a continuación:

- Documento en el que se presente un cálculo aproximado de la potencia que requiere los consumidores de la categoría Industrial para utilizar estos datos en la refacturación correspondiente con la tarifa propuesta.
- Documento de respaldo de la masa salarial en la que se presente el organigrama actual, el organigrama propuesto, las planillas salariales ejecutadas de agosto de 2011, agosto de 2012 y agosto de 2013 y la planilla salarial propuesta, que se comprometió a entregar anteriormente hasta el 31 de mayo de 2013.

El 15 de octubre de 2013, la Cooperativa presentó documentación adicional concerniente al organigrama actual y al organigrama propuesto, fotocopias de las planillas salariales de septiembre de 2011, agosto 2012 y agosto de 2013 además de un pequeño resumen de las funciones de cada uno de los funcionarios de la Cooperativa.

Por otro lado, la Cooperativa no entregó la siguiente documentación:

- 1) Documentación de respaldo de los Gastos de movilidad, gastos varios, pasajes y estadía, gastos de movilidad de transporte y gastos generales de los periodos 2008, 2009, 2010 y 2011.
- 2) Documentación de respaldo de las transacciones registradas en las cuentas de gastos de bienes de servicio eléctrico Proy. Chili.
- 3) Información del consumo de potencia aproximado de los usuarios de la categoría Industrial para realizar un ejercicio de refacturación con la tarifa propuesta.
- 4) La recategorización de usuarios de la categoría Industrial

3.2. Análisis del Estudio Tarifario para el periodo 2013-2016

En base a las disposiciones legales anteriormente descritas, al análisis realizado al documento final del Estudio de Tarifas presentado por la Consultora ABS Consulting Group S.R.L. y a la documentación entregada por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., la AE elaboró un modelo de cálculo de tarifas de distribución, cuyos principales resultados son los siguientes:

3.2.1. Análisis de la Demanda

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 del 2 de marzo de 2001, señala en el Punto II.5 (Proceso de Proyección), que para las proyecciones de demanda de la Categoría Residencial, "se verificara la correlación de la demanda de electricidad con los factores económicos y



demográficos relevantes”.

En este sentido, en el Anexo N° 1 “Metodología para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica” de la Resolución SSDE N° 240/2002 del 20 de diciembre de 2002, establece que para la categoría Domiciliaria, la proyección se basará en un estudio demográfico de tipo analítico, consistente en analizar la evolución histórica de datos demográficos de la población. Asimismo, señala que para el resto de las categorías, se proyectarán la demanda de energía según la metodología más adecuada a juicio de la empresa distribuidora.

Para la proyección de la demanda de la Cooperativa, se utilizó la información histórica anual de los últimos 6 años, del periodo 2006 al 2011. La proyección de la demanda, comprende la proyección de consumidores, ventas de energía y potencia máxima. Para la proyección de los valores de la demanda considerados en el Estudio tarifario para el periodo 2012 a 2016 se utilizó la información histórica anual proporcionada por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. y la información del Instituto Nacional de Estadísticas (censo de 2001), correspondiente al periodo 2007 - 2011.

La potencia máxima para el periodo 2012-2016, fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada y al factor de carga obtenido para el año base. El valor determinado del factor de carga para el año base fue de 0.483.

Para efectos de un mejor manejo de la información y dada la cantidad de categorías que existen actualmente en la Cooperativa, se ha visto por conveniente agrupar las mismas en las categorías definidas en la Resolución AE 064/2010 de 3 de marzo de 2010:

- Domiciliaria
- General (Comercial)
- Industrial
- Alumbrado Público

3.2.1.1 Proyección de Consumidores

Para la proyección de consumidores se aplicó los siguientes criterios:

- La información utilizada para realizar la proyección de la demanda corresponde por una parte, a datos históricos de la Cooperativa tanto de consumidores del período 2007 a 2011 y por otra, la información oficial del INE en materia de estadísticas demográficas y poblacionales.
- Se consideró el alcance que dispone la Cooperativa exclusivamente para la zona eléctrica urbana, tomando en cuenta las características de los usuarios en cuanto a consumo, cantidad de clientes, características demográficas y geográficas.
- Para efectos de un mejor manejo de la información las categorías de consumo, fueron agrupadas en: Domiciliaria, General (Comercial 1, Comercial 2, Comercial 3 e Instituciones), Industrial (industrial 1 e Industrial 2) y Alumbrado Público.

La información proporcionada por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. sobre el número de consumidores y las demandas de energía, sólo abarcó al periodo 2006 a 2011, esta serie de datos de sólo 6 observaciones no permite la aplicación de modelación

Handwritten initials and a circular stamp. The stamp contains the text: DIRECCION GENERAL, A.B., and V.A.B.O.

econométrica. Sin embargo, al contar con un número relativamente pequeño de clientes, se pudo identificar el comportamiento de estos clientes a partir de la indagación directa con la cooperativa.

A continuación se presenta los resultados y la metodología empleada para la proyección del número de clientes.

Categoría Domiciliaria

La categoría Residencial fue trabajada considerando una serie histórica de 11 años (2000 - 2011) tomando como año base el 2011. Los datos considerados incluyeron por una parte, información demográfica consistente en datos de población, viviendas ocupadas, y tasa de crecimiento de la población, los mismos que fueron extractados de datos oficiales emitidos por el Instituto Nacional de Estadística. A partir de esta información se construyeron los indicadores de Grado de Electrificación (viviendas electrificadas/viviendas ocupadas), y el Índice de Habitantes por Vivienda (Población/viviendas ocupadas).

Dadas las características del área de cobertura del servicio de la Cooperativa, para establecer el crecimiento de la cantidad de clientes residenciales se consideró sólo la población urbana de Caracollo y se estimó la tasa de crecimiento a partir de los datos de la población urbana de Caracollo de los censos de 1992 y 2001, determinándose una tasa de crecimiento poblacional del 1.67% y considerando una reducción en el número de habitantes por vivienda a razón de -0.50% por año, valor que emerge de igual forma de tomar los datos del INE para los dos censos ya señalados.

La proyección para consumidores de la categoría Domiciliaria (Residencial) partió con la base de la población total y el número de viviendas ocupadas para el año 2001, con lo cual se construyó el IHV (Índice de Habitantes por Vivienda).

Asimismo, dado que en Oruro la dinámica en cuanto a población y número de viviendas en áreas fuera de la capital no es muy alta, se adoptó la tasa de 0,5% como significativa. Con el valor del IHV estimado, se proyectó la evolución de las viviendas ocupadas y sobre este valor, con la Tasa de Crecimiento Intercensal de la cobertura de electricidad en Caracollo se proyectó el número de viviendas electrificadas en la localidad. Con la proyección de viviendas electrificadas y la tendencia observada en el índice de concentración del número de clientes (viviendas electrificadas/número de clientes) en Caracollo se calculó la evolución del número de consumidores para el periodo (2012 - 2016).

Se consideró como Índice de Conexiones Comunes (ICC) la relación entre el número de viviendas electrificadas de la población de Caracollo y la cantidad de clientes residenciales al año 2006 de la información provista por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda.

La proyección de clientes realizada para la Categoría Residencial se basó en la siguiente información demográfica del Instituto Nacional de Estadística:

- a) La Población.
- b) El Índice de Habitantes por Vivienda (IHV) y como resultado, la cantidad de viviendas ocupadas.

c) El porcentaje de viviendas electrificadas (GE) y como resultado la cantidad de viviendas electrificadas.

Por otro lado, se aplicó los siguientes parámetros:

- Tasa de crecimiento poblacional del INE para la población de Caracollo (Censo 2001)
- Tasa de Cobertura objetivo 75,06% hasta el año 2016 partiendo de una cobertura de 65.43% en la gestión 2011.

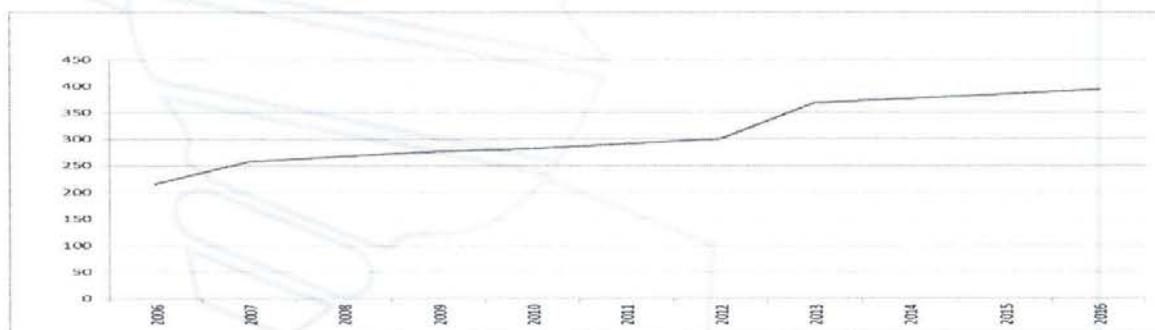
Es importante mencionar, que según los documentos presentados por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., en la gestión 2013 se prevé la construcción de una urbanización llamada Nueva Esperanza que incrementará la demanda en 60 nuevos usuarios. Este incremento programado también fue incluido en la proyección del número de usuarios de la categoría residencial.

Tabla 1: Proyección de Consumidores Categoría Residencial

AÑO	Población Urbana CARACOLLO con crec. 1992-2001 INE	Crec. Poblacional CARACOLLO (datos INE)	Indice de Habitantes por Vivienda (IHV)	Viviendas Ocupadas (urbano-rural)	Cobertura	Viviendas electrificadas	I.C.C	N° de Clientes categoría	Crecimiento de Clientes (%)	GE
1992	3.837									
2000										
2001	4.412	1,67%	2,81	1.570	46,18%	725				
2002	3.901	1,67%	2,80	1.395	48,11%	671				
2003	3.966	1,67%	2,78	1.425	50,03%	713				
2004	4.032	1,67%	2,77	1.456	51,96%	757				
2005	4.099	1,67%	2,75	1.488	53,88%	802				
2006	4.167	1,67%	2,74	1.521	55,81%	849	3,93	216	19,44%	55,81%
2007	4.237	1,67%	2,73	1.554	57,73%	897	3,48	258	3,88%	57,73%
2008	4.307	1,67%	2,71	1.587	59,66%	947	3,53	268	3,36%	59,66%
2009	4.379	1,67%	2,70	1.622	61,58%	999	3,61	277	1,81%	61,58%
2010	4.452	1,67%	2,69	1.657	63,51%	1.052	3,73	282	3,19%	63,51%
2011	4.526	1,67%	2,67	1.693	65,43%	1.108	3,81	291	3,09%	65,43%
2012	4.601	1,67%	2,66	1.730	67,36%	1.165	3,88	300	22,67%	67,36%
2013	4.678	1,67%	2,65	1.768	69,28%	1.225	3,33	368	2,45%	69,28%
2014	4.756	1,67%	2,63	1.806	71,21%	1.286	3,41	377	2,12%	71,21%
2015	4.835	1,67%	2,62	1.846	73,13%	1.350	3,51	385	2,34%	73,13%
2016	4.916	1,67%	2,61	1.886	75,06%	1.415	3,59	394		75,06%

La siguiente gráfica presenta el comportamiento de los datos históricos hasta la gestión 2011 y la proyección obtenida para el periodo 2012-2016.

Gráfico 1: Comportamiento del Número de Clientes de la Categoría Residencial



Categoría General (Comercial)

Tal como se mencionó líneas arriba, la categoría comercial está compuesta por Comercial 1, Comercial 2, Comercial 3 e Instituciones. Los criterios tomados para realizar las proyecciones respectivas se explican a continuación:

La categoría Comercial 1 está constituida por pequeños negocios (tiendas pequeñas). De acuerdo con la información histórica, esta categoría ha tenido en algunos periodos crecimientos importantes a tasas que superan el 18%, sin embargo es necesario tener en cuenta que esta es una población relativamente pequeña y el área de provisión del servicio es también acotada y sin probabilidades de expansión a otras poblaciones. En este sentido se han analizado diferentes alternativas para proyectar el crecimiento de este grupo en los próximos años. Dada la limitación de datos para hacer otro tipo de modelaciones, se utilizó un ajuste tendencial al comportamiento histórico del número de consumidores para proyectar dicho comportamiento al futuro, tal como se presenta a continuación:

Tabla 2: Proyección de Consumidores Categoría Comercial 1

Año	t	Comercial 1	%	kWh/cliente
2006	1	23		890
2007	2	27	17,39%	926
2008	3	27	0,00%	1.196
2009	4	32	18,52%	1.084
2010	5	33	3,13%	1.288
2011	6	39	18,18%	1.445
2012	7	41	5,00%	1.432
2013	8	42	3,73%	1.538
2014	9	44	3,17%	1.644
2015	10	45	2,75%	1.749
2016	11	46	2,42%	1.852

La Categoría Comercial 2 está constituida por negocios comerciales medianos (principalmente pequeñas pensiones). Por las características de la localidad de Caracollo donde presta servicios la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. no es posible esperar un gran movimiento de esta categoría, es más, en el pasado se ha visto que los clientes de esta categoría se han reducido en número, por ello bajo un criterio conservador, lo que se ha hecho en este caso es mantener el número de clientes constante a lo largo del periodo tarifario, tal como se presenta a continuación:

Tabla 3: Proyección de Consumidores Categoría Comercial 2

Año	t	Comercial 2	%
2006	1	7	
2007	2	7	0,00%
2008	3	8	14,29%
2009	4	6	-25,00%
2010	5	7	16,67%
2011	6	6	-14,29%
2012	7	6	0,00%
2013	8	6	0,00%
2014	9	6	0,00%
2015	10	6	0,00%
2016	11	6	0,00%

La Categoría Comercial 3 está compuesta por usuarios tales como puntos ENTEL y pensiones y otros negocios de mayor tamaño que los usuarios de la Categoría Comercial 2.

Esta categoría ha tenido en el pasado reciente un comportamiento más bien estático, por lo que en consideración a las características del lugar, se ha visto que es conveniente



mantener el número de consumidores de esta categoría en el observado en la gestión 2011, tal como se observa en el siguiente cuadro:

Tabla 4: Proyección de Consumidores Categoría Comercial 3

Año	t	Comercial 3	%	kWh/cliente
2006	1	11		
2007	2	11	0,00%	3.923
2008	3	12	9,09%	4.060
2009	4	13	8,33%	4.389
2010	5	12	-7,69%	4.024
2011	6	12	0,00%	3.755
2012	7	12	0,00%	4.145
2013	8	12	0,00%	4.092
2014	9	12	0,00%	4.092
2015	10	12	0,00%	4.092
2016	11	12	0,00%	4.092

Por último, la categoría de clientes denominada institucional están compuestas por instituciones educativas del área de cobertura de la cooperativa. Dado que no se conoce de planes de creación de una nueva entidad educativa, se ha asumido que la cantidad de unidades educativas no van a presentar variaciones a lo largo del periodo tarifario, tal como se observa en el siguiente cuadro:

Tabla 5: Proyección de Consumidores Categoría Institucional

	t	Institucion	%
2006	1	0	
2007	2	1	
2008	3	1	0,00%
2009	4	1	0,00%
2010	5	2	100,00%
2011	6	4	100,00%
2012	7	4	0,00%
2013	8	4	0,00%
2014	9	4	0,00%
2015	10	4	0,00%
2016	11	4	0,00%

El siguiente cuadro muestra la proyección del número de consumidores consolidado de la categoría General:

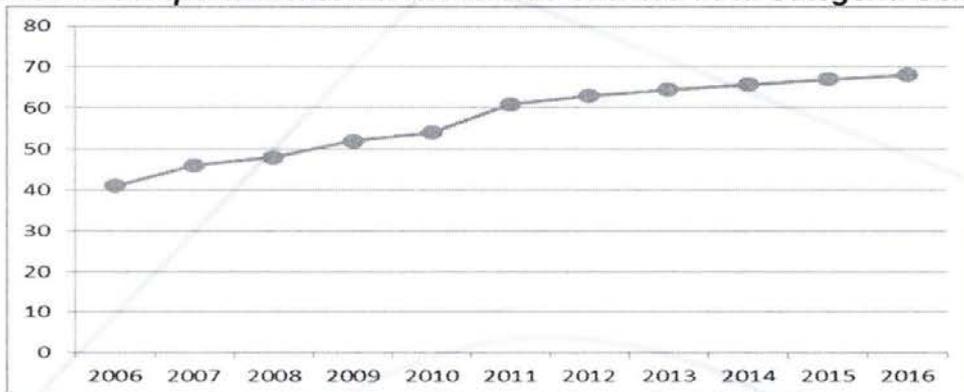
Tabla 6: Proyección de Consumidores Categoría General

Año	Comercial 1	Comercial 2	Comercial 3	Institucional	Total Número de Clientes	Tasa de Crecimiento
2006	23	7	11	0	41	
2007	27	7	11	1	46	12%
2008	27	8	12	1	48	4%
2009	32	6	13	1	52	8%
2010	33	7	12	2	54	4%
2011	39	6	12	4	61	13%
2012	41	6	12	4	63	3%
2013	42	6	12	4	64	2%
2014	44	6	12	4	66	2%
2015	45	6	12	4	67	2%
2016	46	6	12	4	68	2%

Se observa en el cuadro anterior, que el crecimiento promedio en el periodo 2006-2011 es del 8%, sin embargo este crecimiento fluctúa desde una tasa del 4% a un 13%. Se observa en el cuadro anterior que el crecimiento del número de clientes consolidado de la Categoría General para el periodo 2012-2016 alcanza a un moderado 2%.

Se adjunta la gráfica en la que se observa que la evolución del número de clientes para la categoría General es conservadora para el periodo tarifario.

Gráfico 2: Comportamiento del Número de Clientes de la Categoría General



Categoría Industrial

La categoría Industrial está compuesta por usuarios de las Categorías Industrial 1 e Industrial 2. La Categoría Industrial 1, está constituida por clientes que tienen pequeños talleres de compresoras y soldadura; mientras que los usuarios de la Categoría Industrial 2 son empresas que requieren mayor potencia y tienen sus propios transformadores como la empresa Haba Foods.

En estas categorías, al igual que en el caso de la categoría General, no se tiene la cantidad de observaciones que haga viable la realización de una modelación econométrica por lo que al igual que en dicha categoría, se ha recurrido a la información de la Cooperativa sobre el comportamiento del crecimiento de estos usuarios.

Se observa en la Categoría Industrial 1 que durante el periodo 2006 al 2010, el número de clientes disminuyó marcadamente hasta alcanzar un mínimo histórico de 9 usuarios. Sin embargo, en el año 2011, se observa un crecimiento repentino de 4 nuevos usuarios que sumados con los usuarios de la gestión 2010 totalizaban 13 clientes. Se decidió, mantener constante esta cifra ya que el promedio de esta categoría, en el periodo 2006-2011, fue de 14 usuarios, un usuario más que en el año base.

Tabla 7: Proyección de Consumidores Categoría Industrial 1

	t	Industrial 1	%
2006	0	18	
2007	1	18	0,00%
2008	2	14	-22,22%
2009	3	10	-28,57%
2010	4	9	-10,00%
2011	5	13	44,44%
2012	6	13	0,00%
2013	7	13	0,00%
2014	8	13	0,00%
2015	9	13	0,00%
2016	10	13	0,00%

En lo que respecta a la Categoría Industrial 2, el comportamiento histórico de las series de tiempo muestra una disminución de hasta 9 usuarios en el 2008 incrementándose hasta un

máximo histórico de 13 clientes en el año base. Se decidió mantener el número de clientes en esta categoría a 12 usuarios, un usuario menos que el promedio obtenido en la gestión 2006-2011.

Tabla 8: Proyección de Consumidores Categoría Industrial 2

	t	Industrial 2	%
2006	1	11	
2007	2	8	-27,27%
2008	3	9	12,50%
2009	4	10	11,11%
2010	5	13	30,00%
2011	6	12	-7,69%
2012	7	12	0,00%
2013	8	12	0,00%
2014	9	12	0,00%
2015	10	12	0,00%
2016	11	12	0,00%

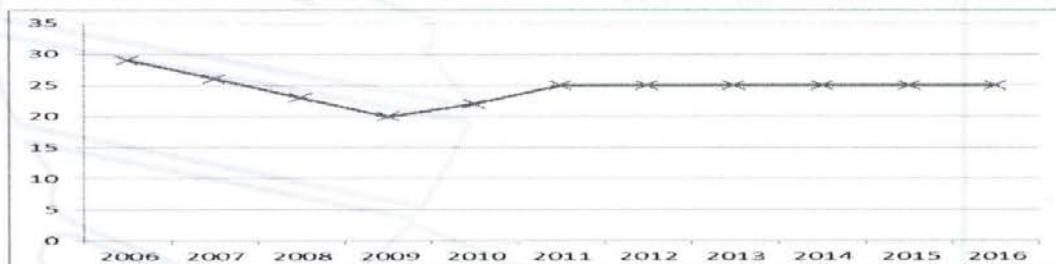
Ante los pocos datos históricos y la fluctuación volátil del número de clientes de estas dos categorías, se optó por mantener el número de clientes constantes a cifras cercanas al promedio histórico.

Tabla 9: Proyección de Consumidores Categoría Industrial

Año	Industrial 1	Industrial 2	Total Número de Clientes	Tasa de Crecimiento
2006	18	11	29	
2007	18	8	26	-10%
2008	14	9	23	-12%
2009	10	10	20	-13%
2010	9	13	22	10%
2011	13	12	25	14%
2012	13	12	25	0%
2013	13	12	25	0%
2014	13	12	25	0%
2015	13	12	25	0%
2016	13	12	25	0%

La siguiente gráfica presenta el comportamiento de los datos históricos y la proyección conservadora realizada en el periodo tarifaria.

Gráfico 3: Comportamiento del Número de Clientes de la Categoría Industrial



Categoría Alumbrado Público

La proyección del número de consumidores de la categoría de Alumbrado Público se mantiene constante en dos clientes ya que no se prevé que se incorpore otras poblaciones.

3.2.1.2. Proyección de Ventas de Energía

Como se ha señalado anteriormente, la información de las series de datos históricos de ventas de energía a la que se tuvo acceso corresponde al periodo 2006 – 2011, que son apenas 6 datos observados para realizar una proyección de 5 años. Esta situación obliga a no tomar metodologías de proyección más complejas como una regresión econométrica si no basarse en criterios del comportamiento histórico de las series de tiempo. Asimismo, la información proporcionada presenta importantes oscilaciones entre años, por lo que para la proyección de cada categoría se ha tenido que adoptar un razonamiento determinado en función de la racionalidad y coherencia de los resultados obtenidos.

Categoría Domiciliaria

Se analizó la evolución del consumo por cliente domiciliario de acuerdo a la Resolución SSDE N° 240/2002 del 20 de diciembre de 2002. En el periodo 2006-2011, el crecimiento del consumo unitario medio (kWh/Cliente) fue en promedio de 3.67%, tasa influenciada por los grandes crecimientos observados en las gestiones 2007, 2008 y 2010.

Por la variación marcada de las ventas de energía de esta categoría y manteniendo un criterio conservador, dado el tamaño de la cooperativa y la sensibilidad de esta variable al modelo, se ha asumido que durante todo el periodo tarifario, 2012-2016, la tasa de crecimiento de la demanda de energía por cliente en promedio es de 3.45%.

Es importante recordar que la proyección del consumo de energía se incrementó notablemente en la gestión 2013 debido al incremento del número de consumidores programados para esa gestión por la construcción de la urbanización Nueva Esperanza. La proyección de la demanda de consumo de energía en kWh se puede observar en el siguiente cuadro:

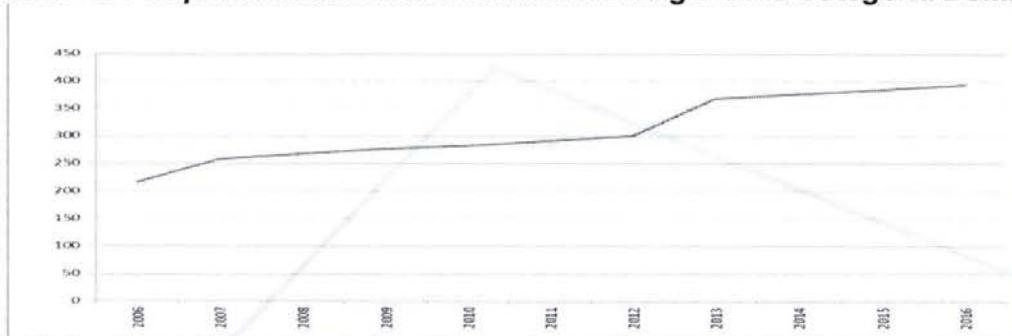
Tabla 10: Proyección de las Ventas de Energía de la Categoría Domiciliaria

Año	t	kWh/Cliente	%	kWh	Tasa de Crecimiento	N° Clientes
2006	1	370,877		80.109		216
2007	2	385,913	4,05%	99.566	24,29%	258
2008	3	401,862	4,13%	107.699	8,17%	268
2009	4	402,018	0,04%	111.359	3,40%	277
2010	5	431,078	7,23%	121.564	9,16%	282
2011	6	438,900	1,81%	127.720	5,06%	291
2012	7	446,865	1,81%	134.059	4,96%	300
2013	8	454,973	1,81%	167.430	24,89%	368
2014	9	463,229	1,81%	174.637	4,30%	377
2015	10	471,635	1,81%	181.580	3,98%	385
2016	11	480,193	1,81%	189.196	4,19%	394

El gráfico siguiente muestra el comportamiento de las ventas de energía que presenta una tendencia positiva de crecimiento.



Gráfico 4: Comportamiento de las Ventas de Energía de la Categoría Domiciliaria



Categoría General (Comercial)

En la Categoría Comercial 1, la información proporcionada con respecto a las ventas de energía por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., muestra un comportamiento creciente. Se ha ajustado una tendencia logarítmica a los datos históricos y con el modelo de regresión obtenida se ha procedido a proyectar las ventas de energía en el periodo tarifario.

Tabla 11: Proyección de Consumidores Categoría Comercial 1

Año	t	kWh	%
2006	1	20.480	
2007	2	24.991	22,02%
2008	3	32.289	29,20%
2009	4	34.673	7,38%
2010	5	42.505	22,59%
2011	6	56.365	32,61%
2012	7	58.653	4,06%
2013	8	65.348	11,42%
2014	9	72.044	10,25%
2015	10	78.740	9,29%
2016	11	85.436	8,50%

Las ventas de energía históricas de la Categoría Comercial 2 presentan en los primeros años tasas de crecimiento negativas, periodo 2006-2009. Sin embargo, en las gestiones 2010 y 2011 se observa un crecimiento en las ventas de energía considerable. Para realizar la proyección de esta categoría se optó, al igual que en la categoría comercial 1, por la tendencia proporcionada en los años históricos.

Tabla 12: Proyección de Consumidores Categoría Comercial 2

Año	t	kWh	%
2006	1	15.585	
2007	2	15.946	2,31%
2008	3	14.968	-6,13%
2009	4	13.803	-7,78%
2010	5	17.816	29,07%
2011	6	19.801	11,14%
2012	7	18.872	-4,69%
2013	8	19.601	3,86%
2014	9	20.330	3,72%
2015	10	21.060	3,59%
2016	11	21.789	3,46%

En la Categoría Comercial 3 la información proporcionada por la Cooperativa de Servicios Eléctricos 15 de Noviembre Ltda., muestra un leve crecimiento en los primeros años de la serie de datos para mostrar después decremento contante.



En este caso, para evitar una tasa decreciente en la proyección de ventas de energía se ha decidido mantener el nivel de consumo del año 2011, tomando en cuenta que tampoco se produce un incremento en el número de clientes de esta categoría.

Tabla 13: Proyección de Consumidores Categoría Comercial 3

Año	kWh	%
2006	43.153	
2007	48.723	12,91%
2008	57.052	17,09%
2009	48.292	-15,35%
2010	45.058	-6,70%
2011	49.744	10,40%
2012	49.108	-1,28%
2013	49.108	0,00%
2014	49.108	0,00%
2015	49.108	0,00%
2016	49.108	0,00%

Por último, para las proyecciones de la demanda de energía de la Categoría Institucional, dado el irregular comportamiento de los datos en los años precedentes y por un criterio de prudencia, se ha asumido que el crecimiento de los años sucesivos durante el periodo tarifario, será el mismo que el observado en el año base.

Tabla 14: Proyección de Consumidores Categoría Institucional

Año	kWh Inst.	%	PIB	LN(Kwh Inst.)	kWh / Inst.
2006	0		27.278.913		
2007	950		28.524.027	6,86	950
2008	10.367	991,26%	30.277.826	9,25	10.367
2009	8.701	-16,07%	31.294.253	9,07	8.701
2010	15.195	74,64%	32.585.680	9,63	7.598
2011	15.706	3,36%	34.142.789	9,66	3.927
2012	16.234	3,36%	35.774.304	9,69	4.059
2013	16.780	3,36%	37.483.782	9,73	4.195
2014	17.344	3,36%	39.274.947	9,76	4.336
2015	17.928	3,36%	41.151.703	9,79	4.482
2016	18.531	3,36%	43.118.140	9,83	4.633

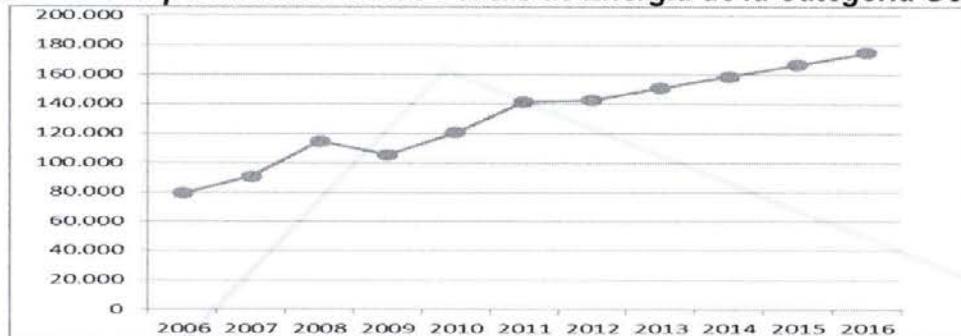
Se presenta a continuación la proyección consolidada de la Categoría General:

Tabla 15: Proyección de las Ventas de Energía de la Categoría General

Año	Comercial 1 kWh	Comercial 2 kWh	Comercial 3 kWh	Institucional kWh	Total Ventas de Energía kWh	Tasa de Crecimiento
2006	20.480	15.585	43.153	0	79.219	
2007	24.991	15.946	48.723	950	90.610	14%
2008	32.289	14.968	57.052	10.367	114.676	27%
2009	34.673	13.803	48.292	8.701	105.469	-8%
2010	42.505	17.816	45.058	15.195	120.574	14%
2011	56.365	19.801	49.744	15.706	141.616	17%
2012	58.653	18.872	49.108	16.234	142.866	1%
2013	65.348	19.601	49.108	16.780	150.837	6%
2014	72.044	20.330	49.108	17.344	158.827	5%
2015	78.740	21.060	49.108	17.928	166.835	5%
2016	85.436	21.789	49.108	18.531	174.863	5%

La gráfica siguiente muestra el comportamiento de las ventas de energía de la Categoría General que presenta un tasa de crecimiento promedio del 4% en el periodo de proyección, 2012-2016.

Gráfico 5: Comportamiento de las Ventas de Energía de la Categoría General



Categoría Industrial

En la Categoría Industrial 1, en vista del comportamiento errático que se presentó en el periodo 2006-2011, es decir un descenso permanente en los primeros años y luego un crecimiento particularmente elevado en el año 2011, se decidió utilizar para la proyección de las ventas de energía el crecimiento medio observado del periodo histórico de las observaciones.

Tabla 16: Proyección de Ventas de Energía Categoría Industrial 1

Año	kWh	%	PIB
2006	22.765		27.278.913
2007	20.294	-10,85%	28.524.027
2008	17.407	-14,23%	30.277.826
2009	15.330	-11,93%	31.294.253
2010	14.200	-7,37%	32.585.680
2011	20.730	45,99%	34.142.789
2012	20.841	0,54%	35.774.304
2013	20.953	0,54%	37.483.782
2014	21.066	0,54%	39.274.947
2015	21.179	0,54%	41.151.703
2016	21.292	0,54%	43.118.140

A diferencia de la categoría Industrial 1, el comportamiento de las ventas de energía observados en Industrial 2 presenta un crecimiento sostenido a lo largo del periodo 2006-2011, por lo que se ha tomado para proyectar las ventas de energía una tasa de crecimiento promedio precisamente de este periodo observado.

Tabla 17: Proyección de Ventas de Energía Categoría Industrial 2

Año	kWh	%	PIB
2006	50.163		27.278.913
2007	61.143	21,89%	28.524.027
2008	61.503	0,59%	30.277.826
2009	70.889	15,26%	31.294.253
2010	73.482	3,66%	32.585.680
2011	75.437	2,66%	34.142.789
2012	79.846	5,84%	35.774.304
2013	84.512	5,84%	37.483.782
2014	89.451	5,84%	39.274.947
2015	94.679	5,84%	41.151.703
2016	100.213	5,84%	43.118.140

Los resultados consolidados de la proyección de ventas de energía se muestran en la siguiente tabla:

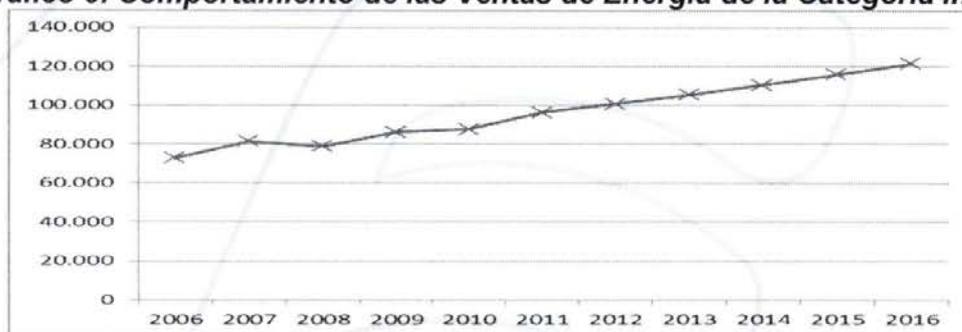


Tabla 18: Proyección de las Ventas de Energía de la Categoría Industrial (kWh)

Año	Industrial 1 kWh	Industrial 2 kWh	Total Ventas de Energía kWh	Tasa de Crecimiento
2006	22.765	50.163	72.928	
2007	20.294	61.143	81.437	12%
2008	17.407	61.503	78.910	-3%
2009	15.330	70.889	86.219	9%
2010	14.200	73.482	87.682	2%
2011	20.730	75.437	96.167	10%
2012	20.841	79.846	100.687	5%
2013	20.953	84.512	105.465	5%
2014	21.066	89.451	110.517	5%
2015	21.179	94.679	115.858	5%
2016	21.292	100.213	121.505	5%

La gráfica siguiente muestra que la tasa de crecimiento, para el periodo tarifario, de las ventas de energía de la Categoría Industrial es del 5% anual.

Gráfico 6: Comportamiento de las Ventas de Energía de la Categoría Industrial



Categoría Alumbrado Público

Para el cálculo del consumo por Alumbrado Público los datos observados en el periodo 2006-2011 presentan un comportamiento constante hasta la gestión 2009 en el que se incrementó las ventas de energía a 52.920 kWh. En este sentido y tomando en cuenta que no se prevé el incremento del número de consumidores de alumbrado público, se decidió, por un principio de cautela, mantener constante las ventas de energía del año base en el periodo 2012-2016, tal como se observa a continuación:

Tabla 19: Proyección de las Ventas de Energía de la Categoría de Alumbrado Público

Año	kWh Facturados	%	t
2006	18.000		1
2007	18.000	0,00%	2
2008	18.000	0,00%	3
2009	52.920	194,00%	4
2010	52.920	0,00%	5
2011	52.920	0,00%	6
2012	52.920	0,00%	7
2013	52.920	0,00%	8
2014	52.920	0,00%	9
2015	52.920	0,00%	10
2016	52.920	0,00%	11



A continuación se presentan los cuadros resumen de las proyecciones del número de consumidores y de las ventas de energía, para el período 2012 a 2016:

Tabla 20: Cuadros de la Proyección de la Demanda Consumidores y Consumo de Energía
VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORÍA Y POR AÑO (kWh)

Año	Domiciliario	Comercial 1	Comercial 2	Comercial 3	Institucion	Industrial 1	Industrial 2	AP	TOTAL
2012	134.059	58.653	18.872	49.108	16.234	20.841	79.846	52.920	430.533
2013	167.430	65.348	19.601	49.108	16.780	20.953	84.512	52.920	476.653
2014	174.637	72.044	20.330	49.108	17.344	21.066	89.451	52.920	496.901
2015	181.580	78.740	21.060	49.108	17.928	21.179	94.679	52.920	517.193
2016	189.196	85.436	21.789	49.108	18.531	21.292	100.213	52.920	538.484

CONSUMIDORES POR CATEGORÍA Y POR AÑO

Año	Domiciliario	Comercial 1	Comercial 2	Comercial 3	Institucion	Industrial 1	Industrial 2	AP	TOTAL
2012	300	41	6	12	4	13	12	2	390
2013	368	42	6	12	4	13	12	2	459
2014	377	44	6	12	4	13	12	2	470
2015	385	45	6	12	4	13	12	2	479
2016	394	46	6	12	4	13	12	2	489

3.2.2. Balance de Energía

Para obtener los balances de energía y potencia anuales para el período 2012– 2016 se aplicó lo establecido en la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Sistemas Menores. Asimismo, se utilizó la información histórica obtenida de la Cooperativa con relación al balance de energía.

Tabla 21: Balance de energía Histórico

AÑO	DEMANDA MÁXIMA [KW]	ENERGIA COMPRADA [kWh]	VENTAS DE ENERGÍA [kWh]	CONSUMO PROPIO [kWh]	PÉRDIDAS [kWh]	PÉRDIDAS [%]	FACTOR DE CARGA [%]
2006	0	0	250.256	0	-250.256		
2007	0	0	289.613	0	-289.613		
2008	108	395.419	319.285	480	75.654	19,13%	41,80%
2009	98	396.130	355.967	480	39.683	10,02%	46,14%
2010	117	457.340	382.740	480	74.120	16,21%	44,62%
2011	117	495.518	418.423	480	76.615	15,46%	48,35%

La determinación de los balances de energía y de los valores de potencia de facturación y potencia máxima en los puntos de suministro, se realiza con base a los consumos de energía proyectados y valores estimados de pérdidas, consumo propio, factores de carga y factores que relacionan los valores de potencias.

El balance de energía muestra los valores de consumo de energía del conjunto de consumidores (Ventas), las pérdidas y el consumo propio, que sumados dan como resultado los valores de compra de energía para un determinado periodo. El nivel de pérdidas se determina como la diferencia entre los valores de energía comprada y consumo de energía (incluyendo valores estimados de consumo propio).

De acuerdo con la información histórica presentada por la Cooperativa, los niveles de pérdidas de energía presentan comportamientos muy fluctuantes en el periodo 2008-2011. En la gestión 2008 el nivel de pérdidas alcanzó un valor de 19.13%, reduciendo en la gestión 2009 a un 10.02%. En la gestión 2010, el nivel de pérdidas vuelve a incrementarse a 16.21% para luego volver a bajar a un valor de 15.46%.

En este sentido, se ha fijado como objetivo que el nivel de pérdidas de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. se reduzca paulatinamente de un 15,46%, en la gestión 2011, a un 15.00% en la gestión 2016. Esta reducción en los niveles de pérdidas es similar a la fijada en otras Cooperativas de características semejantes (Cooperativa de Electrificación Teniente Bullaín y la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha).

El balance de energía se realizan utilizando los valores de consumo de energía, determinados en los puntos anteriores, a los que se adicionan las pérdidas de energía, estimadas considerado una reducción paulatina del nivel porcentual y el consumo propio estimado, dando como resultado los valores de demanda de energía a la entrada del sistema de distribución.

Con los valores de demanda de energía a la entrada del sistema de distribución y los factores de carga estimados para la proyección, se calculan los valores de la demanda de potencia máxima a la entrada del sistema de distribución. La cooperativa presenta en el año 2011 un factor de carga de 48%, que es aceptable considerando el alto porcentaje de participación del consumo residencial que presenta consumos específicos muy bajos.

Para la determinación de la Potencia de Facturación, se aplica la relación entre la Potencia Media facturada en el año 2011 y la Potencia Máxima, con un valor de 93.7% que se mantiene fijo en el periodo de proyección.

Tabla 22: Proyección Energía, Potencias y Factor de Carga

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA						
Categorías	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Compras de Energía Total (kWh)	495.518	509.291	563.188	586.465	609.744	634.076
Potencia Facturada (kW)	110	113	118	123	128	133
Potencia Máxima (kW)	117	120	126	131	137	142
Factor de Carga	48,35%	48,35%	51,23%	51,10%	50,97%	50,85%
Factor (PromDemFac/DemMaxReal)	93,7%	93,7%	93,7%	93,7%	93,7%	93,7%

La Cooperativa realiza la compra en bloque de energía y potencia de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. (ELFEO) a través de dos puntos de retiros en media tensión (67822-1_PD R MT y 111-1_PC GD MT), la primera solo tiene registros de energía y la segunda presenta registros de compra de energía en bloques horarios (Alto, Medio y Bajo), además de registros de potencia.

En los cuadros siguientes se muestran los resultados de las proyecciones de balance de energía, potencia facturada y potencia máxima, considerando los dos puntos de compra en bloque señalados anteriormente:

Tabla 23: Proyección del Balance de Energía y Valores de Potencias

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA							
Categorías	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Total Energía (E1)	4.359	4.480	4.954	5.159	5.364	5.578	5.264
E2 - Bloque Alto	155.180	159.493	176.372	183.662	190.952	198.572	187.389
E2 - Bloque Medio	218.069	224.130	247.849	258.093	268.338	279.046	263.332
E2 - Bloque Bajo	117.910	121.187	134.012	139.551	145.090	150.880	142.384
Total Energía (E2)	491.159	504.811	558.234	581.306	604.380	628.498	593.105
Compras de Energía Total (kWh)	495.518	509.291	563.188	586.465	609.744	634.076	598.368
Potencia Facturada (E1) - kW	110	113	118	123	128	133	125
Potencia Máxima (E1) -kW	117	120	126	131	137	142	134

Tabla 24: Balance de Energía proyectado para el periodo 2012-2016

COMPRAS DE ENERGÍA (kWh)							
Categorías	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Total Energía 1	4.359	4.480	4.954	5.159	5.364	5.578	5.264
E2 - Bloque Alto	155.180	159.493	176.372	183.662	190.952	198.572	187.389
E2 - Bloque Medio	218.069	224.130	247.849	258.093	268.338	279.046	263.332
E2 - Bloque Bajo	117.910	121.187	134.012	139.551	145.090	150.880	142.384
Total Energía 2	491.159	504.811	558.234	581.306	604.380	628.498	593.105
Participación Bloque Alto (%)	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
Participación Bloque Medio (%)	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%
Participación Bloque Bajo (%)	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
Total Compras	495.518	509.291	563.188	586.465	609.744	634.076	598.368
Porcentaje de participación	1%	99%					

VENTAS DE ENERGÍA (kWh)							
Categorías	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Domiciliano	127.720	134.059	167.430	174.637	181.580	189.196	178.211
General	141.616	142.866	150.837	158.827	166.835	174.863	162.841
Industrial	96.167	100.687	105.465	110.517	115.858	121.505	113.336
Alumbrado Público	52.920	52.920	52.920	52.920	52.920	52.920	52.920
Total Ventas de Energía	418.423	430.533	476.653	496.901	517.193	538.484	507.308

Consumo Propio (kWh)							
Detalle	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Consumo Propio (kWh)	480	480	480	480	480	480	480
Total Pérdidas	480	480	480	480	480	480	480

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (kWh)							
Detalle	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Pérdidas	76.615	78.278	86.055	89.084	92.071	95.111	90.580
Total Pérdidas	76.615	78.278	86.055	89.084	92.071	95.111	90.580

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)							
Detalle	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Pérdidas	15,46%	15,37%	15,28%	15,19%	15,10%	15,00%	15,14%
Total Pérdidas	15,46%	15,37%	15,28%	15,19%	15,10%	15,00%	15,14%

3.2.3. Compra de Energía

Con la finalidad de determinar la cantidad de energía a comprarse para cubrir la demanda requerida en el periodo 2012-2016, se consideró los resultados obtenidos en el punto anterior, con relación al total de compras de energía para el periodo señalado.

Por otro lado, para la proyección de la potencia de punta generada para cubrir la demanda máxima, en base a la información proporcionada por la Cooperativa, se ha determinado un factor de carga de 0.483, considerada razonable para el sistema de Caracollo. Para el costo de compra de energía y potencia, se consideró los precios de venta de electricidad de ELFEO a la Cooperativa correspondientes a diciembre 2011, en sus dos categorías de compra en bloque, las cuales son las siguientes:



Tabla 25: Costos de Compra y Energía a ELFEO a Diciembre 2011

Costo de Energía (E1) con IVA Bs/kWh	Costo de Energía (E2) con IVA Bs/kWh	Costo de Potencia (E2) con Bs/kW
0,564	0,185	47,550
Costo de Energía (E1) sin IVA Bs/kWh	Costo de Energía (E2) sin IVA Bs/kWh	Costo de Potencia (E2) sin IVA Bs/kW
0,491	0,161	41,369

A continuación se presenta el cálculo de la determinación del costo de energía y potencia proyectada para el periodo 2012-2016.

Tabla 26: Compras de Energía

COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Categorías							
Total Energía (E1)	4.359	4.480	4.954	5.159	5.364	5.578	5.264
Total Energía (E2)	491.159	504.811	558.234	581.306	604.380	628.498	593.105
Compras de Energía Total (kWh)	495.518	509.291	563.188	586.465	609.744	634.076	598.368
Potencia Facturada (E1) - kW	110	113	118	123	128	133	125
Potencia Máxima (E1) -kW	117	120	126	131	137	142	134
Factor de Carga	48,35%	48,35%	51,23%	51,10%	50,97%	50,85%	51,03%

PRECIOS DE COMPRA DE ENERGÍA Y POTENCIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Categorías							
Precio de Energía (E1) - Bs/kWh							
Cargo Energía (E1)	0,491	0,491	0,491	0,491	0,491	0,491	0,491
Precio de Energía (E2) - Bs/kWh							
Cargo Fijo	18,989	18,989	18,989	18,989	18,989	18,989	18,989
Bloque Alto	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169
Bloque Medio	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163
Bloque Bajo	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
Precio de Potencia (E2) - Bs/kW	41,369	41,369	41,369	41,369	41,369	41,369	41,369
Precio Monómico (Bs/kWh)	0,275	0,275	0,268	0,269	0,269	0,269	0,269

COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Categorías							
Compras de Energía (E1) - Bs	2.140	2.199	2.432	2.533	2.633	2.738	2.584
Compras de Energía (E2) - Bs							
E2 - Cargo Fijo	228	228	228	228	228	228	228
E2 - Bloque Alto	26.191	26.919	29.768	30.998	32.229	33.515	31.628
E2 - Bloque Medio	35.478	36.464	40.323	41.989	43.656	45.398	42.841
E2 - Bloque Bajo	17.644	18.134	20.054	20.882	21.711	22.578	21.306
Compras de Potencia (E2) - Bs	54.422	55.933	58.378	60.945	63.515	66.215	62.263
Total Compras (Bs)	136.103	139.878	151.183	157.575	163.972	170.672	160.851

ESTRUCTURA DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Categorías							
Energía 1	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,61%
E2 - Cargo Fijo	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,14%
E2 - Bloque Alto	19,2%	19,2%	19,7%	19,7%	19,7%	19,6%	19,66%
E2 - Bloque Medio	26,1%	26,1%	26,7%	26,6%	26,6%	26,6%	26,64%
E2 - Bloque Bajo	13,0%	13,0%	13,3%	13,3%	13,2%	13,2%	13,25%
Compras de Potencia (E2)	40,0%	40,0%	38,6%	38,7%	38,7%	38,8%	38,71%
Total Compras	100,0%						

3.2.4. Activos Fijos Existentes y Depreciación Acumulada

En base a la información contable relativa a los activos fijos de las gestiones 2008 a 2011 se ha realizado el análisis de los activos fijos capitalizados eliminando la actualización contable en base a Unidades de Fomento a la Vivienda (UFV). Para la actualización de los activos se ha determinado un factor ponderador en base a la variación del dólar americano y el índice de precios de consumidor (IPC) de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Precios y Tarifas.

Por otra parte, se tomó el estado de las cuentas del Activo Fijo al 31 de diciembre del 2006 que contiene los datos de activos, fecha de incorporación, cuenta, total de la cuenta, código, cantidad, unidad, depreciación de la gestión y depreciaciones acumuladas. Para la determinación de las altas de las gestiones 2006 a 2011 las mismas se han extraído de los estados de cuenta de las mencionadas gestiones.

Cabe hacer notar que las inconsistencias encontradas en la información analizada, fueron:

- Los Estados de cuentas de Activos Fijos no cuentan con una descripción clara de los mismos, tal es el caso de la cuenta Redes Postes y Medidores en la que se ha podido observar que entre la gestión 2006 y 2010 no se tenía registrado ningún poste de la red. Es en la gestión 2011 que se regulariza este tema detallando la existencia de los mismos. Sin embargo, la descripción todavía resulta genérica ya que no indican si corresponden a Media o Baja Tensión.
- No se ha podido determinar qué cantidad de poste de la población son de propiedad de la Cooperativa y cuales pertenecen al Municipio de Caracollo por lo cual se ha considerado la totalidad de los postes registrados en los Estados Financieros como activos fijos propios de la Cooperativa
- No se ha considerado para el cálculo de los Estudios Tarifarios los activos fijos en Concesión descritos en el estado de cuentas de la gestión 2006 por un monto de Bs. 43.093,09 ya que la Cooperativa no presentó documentación que valide dichas inversiones.

El detalle de los activos fijos actualizados a diciembre de 2011, se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 27: Activo Fijo Bruto al 31 de diciembre 2011
(En Bolivianos)

Activos	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Postes, torres y accesorios	6.225	6.225	6.225	6.225	6.225	6.225
Conductores aéreos y acc.	84.497	84.497	84.497	84.497	84.497	84.497
Transformadores de línea	132.655	132.655	132.655	132.655	132.655	132.655
Acometidas y accesorios	-	-	-	-	-	-
Medidores	-	-	-	-	-	-
Inst. en loc. Clientes	-	-	-	-	-	-
Alumbrado público	-	-	-	-	-	-
Red eléctrica rural	-	-	-	-	-	-
Terrenos	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079
Edif. Estruct. y mejoras	-	-	-	-	-	-
Mob. Equipo de oficina	3.770	3.770	3.770	3.770	3.770	3.770
Equipo de transporte	37.194	37.194	37.194	37.194	37.194	37.194
Equipo de laboratorio	-	-	-	-	-	-
Herr. Eq. Taller y Garaje	4.877	4.877	4.877	4.877	4.877	4.877
Software	120	120	120	120	120	120
Equipo de computación	16.455	16.455	16.455	16.455	16.455	16.455
Equipo de Comunicación	-	-	-	-	-	-
Otros bienes tangibles	-	-	-	-	-	-
Total	291.871	291.871	291.871	291.871	291.871	291.871

Para la determinación del activo fijo bruto, la depreciación acumulada y su correspondiente activo fijo neto, se procedió de la siguiente manera:

- Se consideró las inversiones efectuadas por la Cooperativa, hasta la gestión 2011. Sin embargo, estas inversiones aún deben ser analizadas y verificadas por la AE.

- Cada activo de la base de datos, con los valores originales actualizados, se ha evolucionado a partir del año de adquisición hasta el año 2016, usando las tasas de depreciación aprobadas por la AE, mediante Resolución SSDE 126/97 de fecha 31 de octubre de 1997.

La depreciación acumulada, fue calculada como la suma acumulada de las depreciaciones de las gestiones pasadas. El siguiente cuadro muestra los valores de la depreciación acumulada al 2011:

**Tabla 28: Depreciación Acumulada al 31 de diciembre de 2011
(En Bolivianos)**

Activos	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Postes, torres y accesorios	156	311	467	622	778	778
Conductores aéreos y acc.	40.087	43.349	46.610	49.872	53.134	56.395
Transformadores de línea	51.463	56.770	62.076	67.382	72.688	77.994
Acometidas y accesorios	-	-	-	-	-	-
Medidores	-	-	-	-	-	-
Inst. en loc. Clientes	-	-	-	-	-	-
Alumbrado público	-	-	-	-	-	-
Red eléctrica rural	-	-	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-	-
Edif. Estruct. y mejoras	-	-	-	-	-	-
Mob. Equipo de oficina	983	1.199	1.414	1.630	1.846	2.062
Equipo de transporte	18.667	26.106	33.544	40.983	48.422	55.861
Equipo de laboratorio	-	-	-	-	-	-
Herr. Eq. Taller y Garaje	4.765	5.018	5.271	5.524	5.777	6.031
Software	120	142	165	187	210	233
Equipo de computación	13.802	14.097	14.391	14.686	14.981	14.981
Equipo de Comunicación	-	-	-	-	-	-
Otros bienes tangibles	-	-	-	-	-	-
Total	130.042	146.991	163.939	180.888	197.836	214.334

Por último, en base a la evolución de los activos existentes, y su depreciación acumulada se obtuvo el activo fijo neto tal como se observa en el siguiente cuadro:

**Tabla 29: Activo Fijo Neto al 31 de diciembre de 2011
(En Bolivianos)**

Activos	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Postes, torres y accesorios	6.069	5.913	5.758	5.602	5.446	5.446
Conductores aéreos y acc.	44.410	41.149	37.887	34.625	31.364	28.102
Transformadores de línea	81.192	75.886	70.580	65.273	59.967	54.661
Terrenos	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079
Mob. Equipo de oficina	2.787	2.572	2.356	2.140	1.925	1.709
Equipo de transporte	18.527	11.088	3.649	-	-	-
Herr. Eq. Taller y Garaje	112	-	-	-	-	-
Equipo de computación	2.653	2.358	2.063	1.769	1.474	1.474
Total	161.829	145.045	128.372	115.488	106.254	97.471

La Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. mediante nota con Registro N° 4181 del 19 de abril del 2013, observo que la AE no está considerando dentro el Estudio Tarifario un importe de Bs210.000,05 de la cuenta contable "Obras en Construcción Civiles" que corresponde a los desembolsos efectuados para la construcción del edificio nuevo de la Cooperativa. Asimismo, mediante nota con Registro N° 6830 de 28 de junio de 2013, la Cooperativa presentó un anillado que contiene documentación financiera contable de la ejecución del mencionado proyecto.

Revisada la documentación anteriormente mencionada, se observó que la construcción del edificio de la Cooperativa se inició el 31 de marzo de 2009 y concluyó el 30 de Noviembre Ltda. de 2012. Efectivamente, a diciembre de 2011 la cuenta 1205010001 "Obras en Construcción civiles" alcanza un importe acumulado de Bs210.000,05. Sin embargo, regulatoriamente no se puede reconocer un activo en proceso de construcción ya que esto implicaría contabilizar en la gestión 2011 un activo que no está prestando un servicio al usuario al momento de su capitalización.

3.2.5. Programa de Inversiones

En una primera instancia, ya que la Cooperativa no presentó una propuesta del Programa de Inversiones, la empresa consultora ABS elaboró un Programa de Inversiones por un monto Bs40.848 destinados exclusivamente a la adquisición de medidores para el periodo tarifario 2012-2016. Después de la reunión en la que se presentó a los interesados los resultados preliminares del Estudio Tarifario en fecha 17 de enero del 2013, la Cooperativa objetó dicho programa e indicó que presentaría un nuevo Programa de Inversiones para su consideración respectiva.

La Cooperativa en fecha 21 de febrero de 2013 entregó un nuevo Programa de Inversiones rectificado que alcanzaba a un monto de Bs73.000 los cuales estaban destinados a la ejecución de proyectos de reemplazo, expansión y de propiedad general, a parte de las inversiones en medidores.

El 28 de junio de 2013, la Cooperativa nuevamente presentó un Programa de Inversiones para el periodo 2013-2016 por un total de Bs168.558. En esta segunda instancia, la Cooperativa incluyó en su Programa de Inversiones las siguientes inversiones:

- Incorpora inversiones para proyectos de reemplazo en la red de media y baja tensión, para reducir el nivel de pérdidas del sistema, así como la ejecución de algunos proyectos de expansión para encarar la demanda proyectada
- Presupuesta recursos para la adquisición de medidores y acometidas para los nuevos usuarios en el periodo 2012-2016.
- Toma en cuenta la compra de mobiliario de oficina y equipo de computación, proyectos en propiedad general.

El detalle del Programa de Inversiones presentado por la Cooperativa para el periodo 2012-2016 se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 30: Propuesta del Programa de Inversiones presentada por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. – Periodo 2012 a 2016 (En Bolivianos)

ACTIVIDAD	CONCEPTO	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Reducción de Perdidas	Instalación medidores y Acometidas	45.033,00	10.596,00	10.596,00	10.596,00	76.821,00
Ampliación de redes de distribución	Compra de material electrico	35.737,00	5.000,00	5.000,00	6.000,00	51.737,00
Reemplazo de postes y Estructuras	Compra de material electrico	5.000,00	5.000,00	6.000,00	6.000,00	22.000,00
Edificios, estructuras y mejoras	Material de construcción y M.O.	7.000,00				7.000,00
Equipamiento mobiliario y computación	Compra de inmobiliarios oficina	4.000,00		2.000,00		6.000,00
	Compra de equipo de computación		5.000,00			5.000,00
TOTALES		96.770,00	25.596,00	23.596,00	22.596,00	168.558,00



Analizada la propuesta del Programa de Inversiones presentada por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. se realizó algunas modificaciones que a continuación se explican:

- 1) Se desagregó el programa de inversiones en acometidas y medidores, según código SUC. Para obtener el presupuesto de estas inversiones se multiplicó el costo unitario de medidores y acometidas, presentado por la Cooperativa, por el número de nuevos usuarios proyectados para el periodo 2013-2016, que incluye los 60 nuevos usuarios en la gestión 2013 que corresponde a la Urbanización Nueva Esperanza.
- 2) El monto de Bs35.737 que corresponde a la ampliación de redes eléctricas del Proyecto Urbanización Nueva Esperanza se desagregó en sus respectivas cuentas contables según el código SUC. Asimismo se desagregó en las respectivas cuentas del código SUC el importe correspondiente a la Actividad "Reemplazo de postes y estructuras"

La AE en reiteradas oportunidades explicó al Presidente de la Cooperativa 15 de Noviembre, en su solicitud de incluir en el Estudio tarifario el importe de la construcción del nuevo edificio por un valor total de Bs.281.764,21, que la documentación técnica para respaldar la ejecución de dicho proyecto se fundamentaba, aparte de la documentación contable, principalmente en una evaluación de la razonabilidad del proyecto en sí para lo cual se requería que presente un plano del edificio, informe técnico de justificación del proyecto de construcción, Resolución de la Asamblea que apruebe dicho proyecto singular, etc. Hasta la fecha la Cooperativa no presentó esta documentación lo cual imposibilita su inclusión en el programa de Inversiones; en este sentido, el Programa de Inversiones para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. se presenta a continuación:

Tabla 31: Programa de Inversiones – Período 2012 a 2016
(En Bolivianos)

Inversiones (en Bs)	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Postes, Torres y Accesorios	0	14.267	5.000	6.000	6.000	31.267
Conductores Aéreos y Accesorios	0	2.946	5.000	5.000	6.000	18.946
Transformadores de Línea	0	23.524	0	0	0	23.524
Acometidas Y Accesorios	3.260	24.633	3.260	2.898	3.260	37.312
Medidores	2.250	17.000	2.250	2.000	2.250	25.750
Edificios, Estructuras y Mejoras	0	7.000	0	0	0	7.000
Mobiliario y Equipo de Oficina	0	4.000	0	2.000	0	6.000
Equipos de Computación	0	0	5.000	0	0	5.000
Total	5.510	93.370	20.510	17.898	17.510	154.799

3.2.6. Patrimonio Afecto a la Concesión y Utilidad

Con los resultados obtenidos anteriormente, se calculó el Patrimonio Afecto a la Concesión (PAC), de acuerdo a las disposiciones del artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas, que indica que éste se determinará para cada nivel de tensión del cálculo de las tarifas base y será el valor promedio representado de los valores proyectados para un periodo de cuatro años.

El cuadro resumen de la determinación del Patrimonio Afecto a la Concesión y de la Utilidad para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. es el siguiente:

**Tabla 32: Patrimonio Afecto a la Concesión
(En Bolivianos)**

Detalle	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Activo Fijo Bruto							
Activo Fijo Bruto Existente	291.871	291.871	291.871	291.871	291.871	291.871	291.871
Inversiones 2012		5.510	5.510	5.510	5.510	5.510	5.510
Inversiones 2013			93.370	93.370	93.370	93.370	93.370
Inversiones 2014				20.510	20.510	20.510	20.510
Inversiones 2015					17.898	17.898	17.898
Inversiones 2016						17.510	17.510
Total Activo Fijo Bruto	291.871	297.382	390.752	411.262	429.160	446.670	419.461
Depreciación Acumulada							
Depreciación Acumulada Existente	130.042	146.991	163.939	180.888	197.836	214.334	189.249
Depreciación Acumulada Inversiones		101	2.163	6.910	12.884	11.965	8.480
Total Depreciación Acumulada	130.042	147.092	166.102	187.798	210.720	226.299	197.730
Activo Fijo Neto	161.829	150.289	224.649	223.464	218.440	220.371	221.731
Activo Intangible Neto	0						
Ingresos	277.747	285.402	306.596	378.093	390.531	402.828	369.512
Capital de Trabajo	23.146	23.783	25.550	31.508	32.544	33.569	30.793
Deuda a Largo Plazo	0						
Detalle	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Patrimonio Afecto a la Concesión	184.975	174.073	250.199	254.972	250.984	253.940	252.524
Promedio Patrimonio	184.975	179.524	212.136	252.585	252.978	252.462	242.540
Utilidad	20.532	19.927	23.547	28.037	28.081	28.023	26.922

La Utilidad para la Cooperativa, calculada según el artículo 51 del Reglamento de Precios y Tarifas con una tasa de retorno aprobada del 11,1% alcanzó en promedio a un monto de Bs26.922 en lo que se refiere al periodo tarifario.

3.2.7. Costos de Suministros

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

El modelo tarifario obtiene de forma separada las compras de electricidad, que se explicó en el punto 3.2.3 "Compra de Energía, la cuota anual de depreciación y amortización de activos, los impuestos, las tasas y los gastos financieros. Mientras que los gastos operativos, tales como gastos de Consumidores, Operación y Mantenimiento y Administrativos Generales, se realizaron considerando los valores del costo operativo del año base, que es el valor promedio de los últimos tres años expresado a precios de diciembre del año base.

En el proceso de evaluación de los costos operativos de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda., se observó lo siguiente:

- Los Estados de Resultados de las gestiones 2008, 2009, 2010 y 2011 no han sido elaborados bajo una uniformidad de cuentas contables y criterios de contabilización en todas las gestiones.



- Los mayores de cuentas registran descripciones o glosas de las diferentes transacciones en forma genérica, lo cual no permite una identificación adecuada y por lo tanto el mencionado costo sea considerado con un costo No Afecto.
- No se proporcionó los Estados Financieros debidamente Auditados para corroborar la veracidad de la información con la que contamos para el cálculo de los costos y el control interno con el que cuenta la Cooperativa.

Debido a los problemas antes mencionados no se pudo realizar un análisis de la eficiencia de los costos incurridos en el año base por lo que se determinó utilizar promedios de las gestiones 2009 a 2011 del estado de resultados detallado, tal cual señala la Resolución 064/2010. El procedimiento aplicado consideró lo siguiente:

- Se realizó una validación individual de cada cuenta contable, verificando los conceptos registrados en las mismas y comparando el concepto del costo en dicha base de datos con los conceptos de "Costos No Reconocidos" del artículo 46 del Reglamento de Precios y Tarifas. De la misma forma se verificó la aplicación de los artículos 45, 46 y 47 del Reglamento de Precios y Tarifas vigente, sobre cada uno de los conceptos revisados.
- Se analizó el criterio utilizado con relación al registro contable, la aplicabilidad de cada transacción a los alcances de la concesión del servicio, en el entendido que estos deben brindar o mejorar el servicio a los usuarios.

A continuación se describe el procedimiento empleado para la obtención de cada uno de los componentes de costos de suministro.

3.2.7.1. Costos no Considerados

De los costos incurridos por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre presentados en sus estados financieros, se han excluido los siguientes costos:

- Multas y Sanciones: No corresponde que la tarifa cubra costos que no mejoran o inciden en el servicio de electricidad.
- Donaciones y/o subvenciones a terceros: No considerados.
- Impuesto a las Transacciones: Serán determinadas de manera independiente.
- Ajustes contables: No se incluyen en el Estudio Tarifario.
- Costos no Afectos a la Concesión: No corresponde reconocer gastos que no se originan por la actividad principal de la Cooperativa que es de distribución de electricidad
- Costos observados y no respaldados: No se reconoció los gastos que observados en el proceso de elaboración del modelo tarifario por parte de la empresa consultora ABS y de la AE, no fueron respaldados con documentación pertinente por la Cooperativa.
- Cuentas Incobrables: No se incluye como parte de los Costos



**Tabla 33: Costos no considerados
(En Bolivianos)**

CODIGO	NOMBRE CUENTA	SALDOS 2009	SALDOS 2010	SALDOS 2011	Promedio 3 años
5102020001	Asignación al Consejo de Administración	10.835,81			3.611,94
5102020002	Asignación al Consejo de Vigilancia	1.810,12			603,37
5102060001	Donaciones	779,53			259,84
5102070005	Pasajes y gastos de representación	1.854,12			618,04
5102080002	Refrigerio y alimentación al Directorio	1.325,77			441,92
5102080004	Gastos navideños	351,50			117,17
5102090005	Devolución multa por asamblea				0,00
5102090006	Gastos de challa	1.074,78			358,26
5102100002	Impuesto a las transacciones	2.939,26			979,75
5102110001	Gastos de Aniversario	976,65			325,55
5102120001	Descuento tercera edad	487,77			162,59
5104040001	Gastos de ampliación doble vía			10.624,20	3.541,40
5105010002	Depreciación muebles y enseres	376,79			125,60
5105010003	Depreciación maquinaria y equipo	15.205,08			5.068,36
5105010004	Depreciación vehículos	59,55			19,85
5105010005	Depreciación herramientas	256,04			85,35
5105010006	Depreciación equipo de computación	1.428,35			476,12
5105010007	Depreciación redes, postes y medidores	9.493,78			3.164,59
5110010001	Ajuste por inflación y tenencia de bienes	19.020,23			6.340,08
5110010002	Diferencia de cambio	0,00	0,00	146,67	48,89
5203010005	Asignaciones al Directorio		11.934,00	13.964,46	8.632,82
5203010010	Contribuciones y donaciones		1.038,00	155,35	397,78
5203010013	Gastos de representación		3.460,00	4.002,83	2.487,61
5203010014	Refrigerio y alimentación		7.331,16	3.903,07	3.744,74
5203010017	Impuestos a la propiedad		451,00		150,33
5203010018	Impuesto a las transacciones sobre ventas			6.350,61	2.116,87
5203010020	Descuento a la tercera edad		862,34		287,45
5203010024	Gastos navideños			6.231,92	2.077,31
5203010025	Gastos aniversario			439,55	146,52
5203010026	Aguinaldos Directorio			960,12	320,04
5403010001	Depreciación de bienes de uso afecto a la concesión		35.606,36	10.191,53	15.265,96
5403010004	Perdidas en cuentas incobrables		1.269,00		423,00
5403010005	Impuesto a las transacciones		4.609,19		1.536,40
5403010008	Otros impuestos		3.946,56		1.315,52
5403010009	Perdida en venta de activos		75,42		25,14
5501010001	Gastos de bienes de servicio eléctrico. Pyto. Chil		83.661,94	15.528,42	33.063,45
5501010002	Gastos de operación en ampliación eléctrica		25.080,00	7.191,11	10.757,04
5502010003	Gastos y comisiones bancadas		40,00	711,31	250,44
5501010004	Pago de multas y sanciones			5.484,96	1.828,32
5502010003	Gastos y comisiones bancarias			265,72	88,57
	Total de los Gastos No reconocidos	68.275,13	179.364,97	86.151,82	111.263,97

Es necesario realizar algunas puntualizaciones, en este acápite, sobre los costos no considerados en el Estudio Tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 Noviembre Ltda. que se especifica a continuación:

- No se ha considerado los gastos de bienes de servicio eléctrico Proy. Chil. debido a que la Cooperativa no proporcionó información sobre la razonabilidad del proyecto u otra documentación de respaldo.
- Tampoco se ha reconocido los gastos de operación en ampliación eléctrica ya que corresponden a las inversiones realizadas para dar energía a la empresa que estaba a cargo de la construcción Doble vía La Paz Oruro. Esta es una inversión en ampliaciones temporales y actualmente está en desuso por lo que no está brindando ningún servicio a cliente alguno. En este sentido, estos gastos no pueden incluirse como costo operativo ya que fueron realizados por un requerimiento particular y a un tiempo limitado, por lo que su ocurrencia no puede ser proyectada a los próximos cuatro años tarifarios.
- Asimismo, no se está reconociendo gastos realizados a favor del Consejo de Administración ni del Consejo de Vigilancia u otras asignaciones al Directorio de la Cooperativa ya que su función es de vigilancia y control por lo que no debería percibir ni aguinaldos, ni estipendios navideños, ni gastos de representación ni



realizar gastos en challas u otras actividades que no estén enmarcados en brindar el servicios de distribución eléctrica a los usuarios, siendo esta la principal actividad de la Cooperativa.

- Por otro lado, la AE solicitó que presente la documentación de respaldo de los gastos de pasajes y estadía, gastos de movilidad y transporte, gastos varios y eventuales y gastos generales administrativos. En promedio, en el periodo 2009-2011, la Cooperativa gastó Bs12.809,74 que es un monto considerable tomando en cuenta que la parte administrativa de la Cooperativa es reducida y sus funciones administrativas las realiza en la ciudad de Caracollo. Como hasta la fecha la Cooperativa no presentó ningún respaldo al respecto y siendo los montos de estas cuentas excesivas dada la particularidad y actividades que realiza la unidad administrativa, estos gastos no han sido tomados en cuenta en el Estudio tarifario correspondiente.

3.2.7.2. Determinación del Costo Base

Los costos resultantes de la aplicación y deducción de los criterios mencionados en el anterior capítulo, son "afectos a la concesión del servicio" y razonables para la operación de la Cooperativa por lo que fueron considerados en el modelo tarifario.

Consecuentemente, los costos base se han determinado a partir de la metodología de depuración de costos antes señalado, cuyo análisis alcanza la definición de costos Afectos y No afectos a la concesión, reasignación de costos y otros observados por falta de información.

Por otro lado, una vez obtenidos los valores correspondientes a los gastos operativos afectos a la concesión, que están expresados a precios corrientes, se tuvo que actualizarlos a precios reales de 2011, deflactándolos a diciembre del año base.

**Tabla 34: Costos Operativos al año Base
(En Bolivianos)**

	2009	2010	2011	PROMEDIO
Operación y Mantenimiento	41.908	31.670	62.818	45.465
Administración y General	33.104	59.058	38.778	43.646
Consumidores	10.949	6.647	1.046	6.214
TOTAL	85.960	97.375	102.642	95.326

Tal cual señala la Resolución 064/2010 del 3 de marzo de 2010, los costos operativos incluidos en el modelo tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. son los valores promedio de los últimos tres años expresado a precios de diciembre del año base, que en este caso alcanzó a un total de Bs95.326.

El siguiente cuadro muestra una comparación entre los gastos ejecutados por la Cooperativa y los gastos afectos a la concesión introducidos al modelo tarifario por la AE:

Handwritten signatures and stamps, including a circular stamp from the 'DIRECCION LEGAL' and 'A.E.'.

Tabla 35: Cuadro Comparativo entre los Costos Operativos presentados por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. y la AE (En Bolivianos)

Costo de Suministros	Escenario según Coop 15 de noviembre	Escenario según AE (promedio 3 años) según norma CON ajuste del IPC
Costos de Operación y Mantenimiento	55.123,00	45.465
Costos de Administración	80.850,00	43.646
Costos de Consumidores	0,00	6.214
Totales	135.973,00	95.326

Se observa en el anterior cuadro, que la Cooperativa no desagregó los costos de operación y mantenimiento y administrativos y generales del costo de consumidores, ya que este último no tienen ningún monto reconocido por parte de la Cooperativa en la gestión 2011.

Por otro lado, se observa que la Cooperativa tampoco realizó una desagregación entre los gastos no afectos y afectos a la concesión por lo que los costos operativos presentados por la Cooperativa son excesivos, de acuerdo a lo explicado en el punto 3.2.7.1. "Costos no Considerados" del presente informe

3.2.7.3. Gasto de Personal

De acuerdo a la información presentada por la Cooperativa 15 de Noviembre Ltda., esta solicitó que se incluyera en el Estudio Tarifario el gasto de la contratación de dos funcionarios adicionales a los recursos humanos de la Cooperativa. Un contador con un sueldo mensual de Bs 2.000 y un funcionario para ODECO cuyo sueldo no fue presentado.

Por otro lado, la cooperativa solicitó se incrementará el salario del Sereno, del Técnico I y del Administrador a Bs1.200, Bs1.500 y 2.500 respectivamente como se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 36: Propuesta de Gasto de Recursos Humanos por parte de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre (En Bolivianos)

Cargo	Haber Basico Mensual s/g planilla ejecutada Agosto 2013	Haber Basico Mensual Propuesta sg Coop. 15 de nov	Salario Anual	Aporte al S.I.P.	Aporte patronal a la C.N.S.	Ppto Anual
Administrador	550,00	2.500,00	30.000,00	4.176,00	3.000,00	37.176,00
Contador	0,00	2.000,00	24.000,00	3.340,80	2.400,00	29.740,80
Electricista	1.400,00	1.500,00	18.000,00	2.505,60	1.800,00	22.305,60
Cajera Secretaria	1.200,00	1.200,00	14.400,00	2.004,48	1.440,00	17.844,48
Aux Tecnico	1.200,00	1.200,00	14.400,00	2.004,48	1.440,00	17.844,48
Sereno	500,00	1.200,00	14.400,00	2.004,48	1.440,00	17.844,48
ODECO	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Total	4.850,00	9.600,00	115.200,00	16.035,84	11.520,00	142.755,84

Es importante tener en cuenta, que el número de usuarios de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. observados a octubre de 2013, alcanza a casi 400 clientes por lo que el tamaño de la Cooperativa es pequeña. Ante esta situación, su operación y su correspondiente gasto de personal debe tomar en cuenta esta característica.

Analizada la información entregada por la Cooperativa, se observó que el presupuesto anual se estaba incrementando artificialmente ya que el gasto de personal estaba incluyendo los aportes al S.I.P. (Sistema Integral de pensiones) que es un descuento que se realiza al

sueldo ganado del funcionario, en este caso Haber Básico Mensual, por lo que no se debería contabilizarlo en el presupuesto anual ya que se descuenta del sueldo mismo del trabajador.

Por otro lado, en otras Cooperativas que tienen menos de tres mil usuarios, es el Administrador de la Cooperativa que funge también como contador ya que la operación contable es reducida y la carga laboral del contador puede ser fácilmente asumida por el Administrador. En este sentido, y tomando en cuenta que la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre solo tiene 400 usuarios y el proceso contable no es voluminoso por el tamaño de la Cooperativa, el Administrador puede asumir esta tarea por lo que no se requeriría de contratar a un contador tiempo completo.

En lo que corresponde al funcionario de ODECO, que es requerido de acuerdo a su Contrato de Registro firmado con esta Autoridad, la Cooperativa necesita de un funcionario que pueda atender los reclamos de sus usuarios por lo que este gasto debe estar incluido en el presente Estudio tarifario.

Debido a que es necesario incluir un funcionario para la atención al consumidor (ODECO) e incrementar algunos salarios al mínimo nacional; tomando en cuenta los aportes de Ley a la Caja Nacional de Salud, se estableció que el presupuesto anual para la planilla salarial para la Cooperativa debe ser de Bs.109.560.

En este sentido, y según la información de la planilla salarial ejecutada al mes de agosto de 2013 que anualizada alcanzó a un monto de Bs59.670 se debería solo incluir en los gastos del Estudio tarifario un monto de Bs49.890 para completar el presupuesto salarial de Bs109.560 determinado párrafos arriba. Asimismo, el monto de Bs59.670 se prorrateó según los funcionarios de las unidades administrativas, operativas y de consumidores para incrementar el monto prorrateado a los costos de Administración y Generales, Operación y Mantenimiento y de Consumidores en el Estudio Tarifario. Sin embargo estos montos deben ser recién aplicados a partir de la gestión 2014 cuando se contrate al nuevo funcionario de ODECO y se pague los sueldos con los incrementos respectivos.

Es importante recalcar sobre este tema que la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. se rige por sus Estatutos Internos que tienen cláusulas específicas para la contratación de funcionarios, fijación de salarios, incompatibilidad de los cargos, etc. que deben ser respetados y tomados en cuenta en decisiones sobre los recursos humanos de la Cooperativa.

3.2.7.4. Costo de las Pólizas de Seguro

La cláusula 35, numeral 32.2 del Contrato de Registro firmado por la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre protocolizado el 25 de julio de 2013 señala que la Cooperativa debe contratar pólizas de seguros de Responsabilidad Civil Contra Terceros, Incendios estragos y aliados y Destrucción y daños a instalaciones y equipos afectos a la licencia.

La Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre que tiene un plazo de 180 días para cumplir las cláusulas de su Contrato de Registro aún no tiene los seguros contratados por lo que para incluirlos en el presente Estudio tarifario, se realizó una inferencia de los costos de

las pólizas de seguro de Multiriesgo, Accidentes Personales y Responsabilidad Civil de una Cooperativa del Sistema Aislado que recientemente contrato dichas pólizas de seguro (Cooperativa x).

Para la extrapolación de los costos de las respectivas pólizas de seguro, se tomó como base el costo de las pólizas de seguro contratadas por la Cooperativa x y se obtuvo un factor por cada una de ellas dividiendo el costo de las pólizas de seguro entre el valor del Activo Fijo Neto, el número de usuarios y el número de clientes de la Cooperativa x. Después se utilizó estos factores que multiplicados por los valores propios de los Activos Fijos Netos, número de usuarios y número de funcionarios de la Cooperativa 15 de Noviembre se obtuvo un costo anual de las pólizas de seguro. A continuación se presenta el cálculo realizado para inferir los costos anuales de las pólizas de seguro para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre.

Polizas Contratadas por Cooperativa X (En Bs)			
Multiriesgo		35.523,84	
Accidentes Personales		18.889,44	
Responsabilidad Civil		4.176,00	

	Promedio	Factor obtenido por tipo de polizas de Seguro	Tipo de Poliza
AFN en Bs	7.490.500,00	0,0047	Multiriesgo
Número de funcionarios	131,00	144,2	accidentes personales
Número de usuarios	18.648,50	0,22	Responsabilidad civil

Características de la Cooperativa 15 de noviembre			
	Promedio	Costo de Polizas inferidas	Tipo de Poliza
AFN en Bs	106.404,47	504,63	Multiriesgo
Número de funcionarios	6,00	865,17	accidentes personales
Número de usuarios	479,28	107,33	Responsabilidad civil
Valor Total		1.477,12	

Se observa en el cálculo anterior que el costo anual aproximado de las pólizas de seguro alcanza a Bs1.477 de acuerdo a los valores y características de la Cooperativa. Este costo se añadió a los costos Administrativos y Generales proyectados para las gestiones 2014, 2015 y 2016.

3.2.7.5. Proyección de Costos Operativos

La proyección de los costos operativos para el periodo 2012-2016, como señala la Resolución AE 064/2010, fue realizada en base a las fórmulas de proyección de costos que se basan en la evolución de la potencia máxima y el crecimiento del número de consumidores. Estos factores se presentan a continuación:

Tabla 37: Parámetros de Proyección de Costos Operativos (Número de Consumidores y Demanda Máxima en kW)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda Máxima kW	117	120	126	131	137	142
Número de Consumidores	379	390	459	470	479	489

En base a estos parámetros y tomando en cuenta el aumento presupuestario correspondiente a la masa salarial y al costo de las pólizas de las primas inferidos para la

Cooperativa determinadas en párrafos anteriores, se realizó una proyección de los costos respectivos que a continuación se detallan:

**Tabla 38: Proyección de Costos Operativos
(En Bolivianos)**

Costos (Bs)	2012	2013	2014	2015	2016	PROM
Operación y Mantenimiento	46.728	48.770	67.144	69.291	71.546	64.188
Administrativos y Generales	44.858	46.819	68.112	70.174	72.339	64.361
Cuentas Incobrables (Costos Adm y Grales)	284	306	378	390	402	369
Consumidores	6.394	7.534	22.129	22.280	22.446	18.597

3.2.8. Impuestos y Tasas

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 No. 639/2011, que fija una tasa de cuarenta centésimas por ciento (0,40%) de los ingresos por ventas antes de impuestos indirectos. El Impuesto se determinó en forma conjunta con el Ingreso Requerido el cual se incluyó en el modelo tarifario de la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. mientras que la Tasa de Regulación fue incluida en la fórmula de indexación respectiva.

3.2.9. Ingresos

3.2.9.1. Ventas de Energía

Los ingresos por ventas de energía resultan de la diferencia entre los costos requeridos que corresponde a los gastos operativos más la utilidad, menos los otros ingresos.

**Tabla 39: Proyección de Ventas de Energía
(En Bolivianos)**

Gestion	Ventas de Energía (Bs)
2011	418.423,00
2012	430.532,83
2013	476.653,02
2014	496.901,32
2015	517.192,67
2016	538.484,40

3.2.9.2. Determinación de Otros Ingresos

La Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. no tiene otros ingresos recurrentes por lo que no se consideró estos tipos de Ingresos dentro del presente estudio.

En lo que corresponde a los ingresos de Conexión y Reconexión, estos fueron determinados en forma externa al modelo.

3.2.9.3. Cargos por Conexión y Reconexión

Los cargos por conexión y reconexión reconocidos en el estudio, indexados a diciembre de

2011 son los siguientes:

Tabla 40: Cargos por Conexión y Reconexión con IVA

Cargo por Conexión	30,00
Cargo por Reconexión	25,00

3.2.9.4 Depósito de Garantía

El artículo 57 del Reglamento de Precios y Tarifas establece que el depósito de garantía para cada categoría de consumidor se calculará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría. Asimismo, señala que todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía el cual le 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

Con la información del consumo promedio del período 2012-2016 y las tarifas de aplicación propuestas, se determinaron los montos de depósito de garantía que deben ser aplicados a los nuevos consumidores. Los valores respectivos para las categorías Residencial y General se muestran en el cuadro siguiente:

Tabla 41: Calculo por Depósito de Garantía

Categoría	Consumidores promedio	Consumo promedio	Consumo Promedio mensual	Importe facturado	Depósito de Garantía (Bs)
RESIDENCIAL	381	178	39	28	9,28
GENERAL	66	163	204	93	30,89

La categoría Industrial tiene valores bajos de número de consumidores y valores de consumo muy dispersos por lo que no es recomendable aplicar promedios, para esta categoría. En este sentido, la determinación del depósito de garantía debe realizarse caso por caso, de acuerdo a la demanda estimada.

3.2.10. Resumen de los Resultados

El siguiente resumen de resultados muestra los activos, inversiones, patrimonio afecto a la concesión, ingresos, gastos, utilidad, ventas de energía en kWh y tarifa promedio. El resultado del procesamiento de esta información, presenta un decremento en la tarifa promedio a precios del año base de 2011 de 3,768%.

Handwritten initials and a circular stamp with the text "DIRECCION LEGAL" and "V.B." are visible in the bottom left corner.

Tabla 42: Resumen de Resultados del Estudio Tarifario

DETALLE	2011	2012	2013	2014	2015	2016	PROMEDIO
Patrimonio Promedio Afecto a la Concesión (Bs)	184.975	179.524	212.136	252.585	252.978	252.462	242.540
Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs)	184.975	174.073	250.199	254.972	250.984	253.940	252.524
Activo Fijo Bruto existente	291.871	291.871	291.871	291.871	291.871	291.871	419.461
Inversiones	-	5.510	93.370	20.510	17.898	17.510	37.322
Depreciación Acumulada	130.042	147.092	166.102	187.798	210.720	226.299	197.730
Activo Fijo Intangible	-	-	-	-	-	-	-
Amortización Acumulada	-	-	-	-	-	-	-
Capital de Trabajo	23.146	23.783	25.550	31.508	32.544	33.569	30.793
Deuda a Largo Plazo	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos de Explotación (Bs)	277.513	283.627	306.361	377.884	390.296	402.214	369.189
Ventas de Energía	277.278	281.852	306.126	377.676	390.062	401.891	368.939
Ingresos por Conexión y Reconexión	235	1.775	235	209	235	323	250
Otros Ingresos	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de Explotación (Bs)	256.980	263.700	282.814	349.847	362.216	374.191	342.267
Compra de Energía	136.103	139.878	151.183	157.575	163.972	170.672	160.851
Operación y Mantenimiento	45.465	46.728	48.770	67.144	69.291	71.546	64.188
Administrativos y Generales	43.924	45.142	47.126	69.967	72.041	74.218	65.838
Consumidores	6.214	6.394	7.534	22.129	22.280	22.446	18.597
Depreciaciones y Amortizaciones	16.948	17.050	19.010	21.696	22.922	23.243	21.718
Impuestos a las Transacciones	8.325	8.509	9.191	11.337	11.709	12.066	11.076
Tasa de Regulación	-	-	-	-	-	-	-
Financieros	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad (Bs)	20.532	19.927	23.547	28.037	28.081	28.023	26.922
Rentabilidad (%)	0	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%
Ventas de Energía (kWh)	418.423	430.533	476.653	496.901	517.193	538.484	507.308
Tarifa Promedio (Bs/kWh) s/IVA	0,663	0,655	0,642	0,760	0,754	0,746	0,727
Ingresos Actuales (Bs)	337.680	323.204	358.958	376.124	393.427	405.026	383.384
Tarifa Promedio con Ingresos Actuales (Bs/kWh) s/IVA	0,807	0,751	0,753	0,757	0,761	0,752	0,756
Tarifa Promedio (Bs/kWh) con Imp	0,762	0,752	0,738	0,874	0,867	0,858	0,836
Tarifa Promedio (\$us/kWh) con Imp	0,109	0,108	0,106	0,126	0,125	0,123	0,120
Variación (%)							-3,768%

3.2.11. Estructura Tarifaria Propuesta

La estructura tarifaria propuesta a diciembre de 2011 (año base del estudio), se presenta a continuación:



Tabla 43: Estructura Tarifaria Propuesta

Categoría	BLOQUES		Unidad	TARIFA DIC/2011
Domiciliario				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	15,788
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	0,634
General				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	16,899
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	0,947
Industrial				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	23,750
Cargo Variable	>	20	Bs/kWh	1,150
Alumbrado Público				
Cargo por Energía			Bs/kWh	1,015

La estructura tarifaria propuesta por esta Autoridad reduce de 8 categorías a solo cuatro, Domiciliaria, General, Industrial y Alumbrado Público. Asimismo, se propone que la Categoría Industrial tenga un cargo mínimo hasta 20 kWh y se cobre un cargo variable por un consumo mayor a los 20 kWh.

La propuesta surge debido a que la Cooperativa actualmente divide la categoría Industrial en dos subcategorías (Industrial 1 e Industrial 2); subcategorías que al mes de octubre de 2013 cuentan con 29 usuarios (17 usuarios Industrial 1 y 12 usuarios Industrial 2) y ninguno presenta registros de potencia. Además, de acuerdo a lo señalado por la Cooperativa, ésta no posee equipos para realizar el registro de la demanda de sus usuarios industriales y por ese motivo solo se tiene registros de energía.

Si bien la Cooperativa expreso la necesidad de incluir en la categoría industrial el cargo por potencia, esta no es posible considerar debido a la falta de equipos que realizan el registro de este parámetro; además de que en reiteradas oportunidades como lo señalan las Actas de Reuniones firmadas, la AE solicitó a la Cooperativa identificar los usuarios a los cuales se debería realizar el cobro por potencia y presente la demanda de los mismos.

La Cooperativa no pudo presentar lo solicitado y solo remitió la demanda estimada por usuarios de las dos subcategorías (Industrial 1 e Industrial 2); estos valores al ser evaluados resultaron ser inconsistentes respecto al consumo de energía y al valor de la potencia del transformador presentado.

En este sentido, se tomó la decisión de que solo exista una categoría Industrial y que la misma presente un cargo mínimo y un cargo variable, considerando lo señalado anteriormente.

3.2.11.1. Indexación

La fórmula de indexación propuesta es la siguiente:

$$Ct = [P1*TPC/TPCo + ((1-P1)*(a*IPC/IPCo + b*PD/PDo))] * (1+TR) * Cto$$

Donde:

Ct Cargo Tarifario en Bs aplicable en el mes de facturación



- Cto** Cargo Tarifario Base en Bs aprobado por la AE con Resolución
IPC Índice de Precios al Consumidor vigente dos meses anterior al mes de facturación
IPCo Índice de Precios al Consumidor Base correspondiente al segundo mes anterior al mes de facturación.
PD Precio del Dólar correspondiente al 25 del mes anterior al mes de indexación
PD₀ Precio del Dólar correspondiente al 25 del mes anterior al mes base
P1 Relación del costo anual de compra de electricidad respecto a los ingresos totales de explotación determinados en base al Estudio tarifario.
a Proporción de los costos de distribución en moneda nacional (40% de los costos de capital).
b Proporción de los costos de distribución en dólares estadounidenses (60% de los costos de capital).
TPC Tarifa Promedio de Compra de Electricidad del mes de facturación, en bolivianos indexados al mes de facturación y calculados considerando los precios de compra en bolivianos y las cantidades proyectadas para cada gestión de acuerdo al Estudio tarifario.
TPCo Tarifa Promedio Base de Compra de Electricidad expresado en bolivianos, y calculados considerando los precios base de compra en bolivianos y las cantidades proyectadas para cada gestión de acuerdo al Estudio tarifario.
TR Tasa de Regulación aprobada por la AE.

3.2.11.2 Facturación a Octubre de 2013

A objeto de conocer el impacto de la aplicación de la nueva estructura tarifaria, se procedió a refacturar la base de datos de octubre de 2013 con la tarifa propuesta. El resumen de dicho ejercicio, se presenta en la tabla 44.

El efecto final de la aplicación de la nueva estructura tarifaria propuesta indexada a octubre de 2013 en la tarifa promedio es una disminución del 2.22%. Como se aprecia en el cuadro anterior y de acuerdo a la refacturación aplicando la tarifa propuesta a la base de datos de consumo de energía, en promedio los usuarios de la categoría domiciliaria del sistema 15 de Noviembre van a contar con rebajas en sus facturas por consumo de electricidad.

Por último, la tarifa promedio con la estructura propuesta disminuye de 0,99 Bs/kWh a 0,97 Bs/kWh en octubre de 2013, tal como se observa en el siguiente cuadro:

[Handwritten signature]
[Handwritten initials]


Tabla 44: Estructura Tarifaria Propuesta Indexada a Octubre 2013

CATEGORIA	Rango de Consumo	Clientes	kwh-mes Facturados	IMP_Coop (Bs-mes)	IMP_Propuesto (Bs-mes)	IMP MEDIO Coop (Bs- clientes)	IMP MEDIO Propuesto (Bs- clientes)	Tarf_Coop (Bs-mes)	Tarf_Propuesto (Bs-mes)	DIF (%)
DOMICILIARIO	0-20	149	2.980	2.542,80	2.523,83	17,07	16,94	0,85	0,85	-0,75%
	21-30	46	1.175	987,10	952,62	21,46	20,71	0,84	0,81	-3,49%
	31-40	35	1.228	1.033,00	951,99	29,51	27,20	0,84	0,78	-7,84%
	41-50	23	1.069	916,20	803,83	39,83	34,95	0,86	0,75	-12,27%
	51-60	19	1.034	847,70	766,68	44,62	40,35	0,82	0,74	-9,56%
	61-70	11	711	595,50	520,30	54,14	47,30	0,84	0,73	-12,63%
	71-80	8	617	503,50	446,36	62,94	55,79	0,82	0,72	-11,35%
	81-90	8	686	548,40	493,29	68,55	61,66	0,80	0,72	-10,05%
	91-100	5	465	399,60	332,97	79,92	66,59	0,86	0,72	-16,68%
	> 100	14	3.193	3.327,80	2.218,56	237,70	158,47	1,04	0,69	-33,33%
	Total		318	13.158	11.701,60	10.010,43	36,80	31,48	0,89	0,76
GENERAL	0-20	8	160	148,00	145,04	18,50	18,13	0,93	0,91	-2,00%
	21-30	6	161	150,60	150,44	25,10	25,07	0,94	0,93	-0,11%
	31-40	5	187	173,00	179,04	34,60	35,81	0,93	0,96	3,49%
	41-50	4	181	173,10	175,14	43,28	43,78	0,96	0,97	1,18%
	51-60	4	223	211,30	217,81	52,83	54,45	0,95	0,98	3,08%
	61-70	3	188	173,90	184,44	57,97	61,48	0,93	0,98	6,06%
	71-80	1	80	74,00	79,09	74,00	79,09	0,93	0,99	6,88%
	81-90	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
	91-100	1	92	85,10	85,10	85,10	91,28	0,93	0,99	7,27%
	> 100	20	8.686	8.310,80	8.781,25	415,54	439,06	0,96	1,01	5,66%
	Total		52	9.958	9.499,80	10.003,54	182,69	192,38	0,95	1,00
INDUSTRIAL	0-20	7	140	161,00	172,73	23,00	24,68	1,15	1,23	7,29%
	21-30	3	83	91,20	102,41	30,40	34,14	1,10	1,23	12,29%
	31-40	2	77	80,90	95,00	40,45	47,50	1,05	1,23	17,43%
	41-50	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
	51-60	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
	61-70	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
	71-80	2	145	152,30	178,90	76,15	89,45	1,05	1,23	17,47%
	81-90	1	90	94,50	111,04	94,50	111,04	1,05	1,23	17,50%
	91-100	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%
	> 100	14	8.391	9.949,20	10.352,82	710,66	739,49	1,19	1,23	4,06%
	Total		29	8.926	10.529,10	11.012,90	363,07	379,76	1,18	1,23
TOTAL	0-20	164	3.280	2.851,80	2.841,61	58,57	59,74	0,87	0,87	-0,36%
	21-30	55	1.419	1.228,90	1.205,46	76,96	79,92	0,87	0,85	-1,91%
	31-40	42	1.492	1.287	1.226	104,56	110,51	0,86	0,82	-4,73%
	41-50	27	1.250	1.089	979	83,11	78,73	0,87	0,78	-10,13%
	51-60	23	1.257	1.059	984	97,44	94,80	0,84	0,78	-7,04%
	61-70	14	899	769	705	112,10	108,78	0,86	0,78	-8,40%
	71-80	11	842	729,80	704,35	213,09	224,34	0,87	0,84	-3,49%
	81-90	9	776	643	604	163,05	172,70	0,83	0,78	-6,00%
	91-100	6	557	484,70	424,25	165,02	157,88	0,87	0,76	-12,47%
	> 100	48	20.270	21.587,80	21.352,63	1.363,90	1.337,02	1,07	1,05	-1,09%
	Total		399	32.042	31.730,50	31.026,87	79,53	77,76	0,990	0,97

Que la presente Resolución es de carácter técnico y se basa en el análisis realizado por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, de acuerdo al Informe AE DPT N° 915/2013 de 5 de diciembre de 2013; en consecuencia, de acuerdo a la disposición del párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002, se hace aceptación del referido Informe como fundamentación de la presente Resolución.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE DPT N° 915/2013 de 5 de diciembre de 2013, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. para el período 2013 – 2016, lo siguiente: la Proyección de la Demanda, el Programa de Inversiones y los Costos de Suministros, la Estructura Tarifaria y su respectiva Fórmula de Indexación, los Cargos por Conexión y Reconexión sus fórmulas de indexación y los Cargos por Depósitos de Garantía para su aplicación en la facturación del mes de diciembre de 2013.



CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

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

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

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

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

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la Proyección de la Demanda y el Programa de Inversiones para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. que asciende a Bs154.799,00 (Ciento cincuenta y cuatro mil setecientos noventa y nueve 00/100 Bolivianos), para el periodo 2012 – 2016 conforme al Anexo 1 que forma parte de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar los Costos de Suministro para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. para el periodo 2013-2016, conforme al Anexo 1 que forma parte de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. correspondiente al periodo 2013-2016 aplicable a partir de la facturación del mes de diciembre de 2013, conforme al Anexo 2 que forma parte de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar los Cargos de Conexión y Reconexión y su Fórmula de Indexación para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. para su aplicación a partir de la facturación del mes de diciembre de 2013, conforme al Anexo 3 que forma parte de la presente Resolución.



QUINTA.- Aprobar los Cargos por Depósitos de Garantía para la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. a partir de la facturación del mes de diciembre de 2013, conforme al Anexo 3 que forma parte de la presente Resolución.

SEXTA.- Instruir a la Cooperativa de Electrificación 15 de Noviembre Ltda. la presentación de una nueva Boleta de Garantía por el importe total de Bs7.739,93 (Siete mil setecientos treinta y nueve 93/100 Bolivianos) equivalente al 5% de Bs154.799 (Ciento cincuenta y cuatro mil setecientos noventa y nueve 00/100 Bolivianos) correspondiente al Total del Programa de Inversiones del periodo 2012-2016.

SÉPTIMA.- De acuerdo a lo establecido en el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, se dispone la publicación de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL



ANEXO N° 1

Proyección de Demanda

VENTAS DE ENERGÍA POR CATEGORÍA Y POR AÑO (kWh)

Año	Domiciliario	Comercial 1	Comercial 2	Comercial 3	Institucion	Industrial 1	Industrial 2	AP	TOTAL
2012	134.059	58.653	18.872	49.108	16.234	20.841	79.846	52.920	430.533
2013	167.430	65.348	19.601	49.108	16.780	20.953	84.512	52.920	476.653
2014	174.637	72.044	20.330	49.108	17.344	21.066	89.451	52.920	496.901
2015	181.580	78.740	21.060	49.108	17.928	21.179	94.679	52.920	517.193
2016	189.196	85.436	21.789	49.108	18.531	21.292	100.213	52.920	538.484

CONSUMIDORES POR CATEGORÍA Y POR AÑO

Año	Domiciliario	Comercial 1	Comercial 2	Comercial 3	Institucion	Industrial 1	Industrial 2	AP	TOTAL
2012	300	41	6	12	4	13	12	2	390
2013	368	42	6	12	4	13	12	2	459
2014	377	44	6	12	4	13	12	2	470
2015	385	45	6	12	4	13	12	2	479
2016	394	46	6	12	4	13	12	2	489

Programa de Inversiones

Inversiones (en Bs)	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Postes, Torres y Accesorios	0	14.267	5.000	6.000	6.000	31.267
Conductores Aéreos y Accesorios	0	2.946	5.000	5.000	6.000	18.946
Transformadores de Línea	0	23.524	0	0	0	23.524
Acometidas Y Accesorios	3.260	24.633	3.260	2.898	3.260	37.312
Medidores	2.250	17.000	2.250	2.000	2.250	25.750
Edificios, Estructuras y Mejoras		7.000	0		0	7.000
Mobiliario y Equipo de Oficina	0	4.000	0	2.000	0	6.000
Equipos de Computación	0	0	5.000	0	0	5.000
Total	5.510	93.370	20.510	17.898	17.510	154.799

Costos de Suministros

Costos (Bs)	2012	2013	2014	2015	2016	PROM
Compra de Energía	139.878	151.183	157.575	163.972	170.672	160.851
Operación y Mantenimiento	46.728	48.770	67.144	69.291	71.546	64.188
Administrativos y Generales	44.858	46.819	68.112	70.174	72.339	64.361
Cuentas Incobrables (Costos Adm y Grales)	284	306	378	390	402	369
Consumidores	6.394	7.534	22.129	22.280	22.446	18.597

ANEXO N° 2

ESTRUCTURA TARIFARIA BASE PERIODO 2013-2016
(En Bolivianos a precios de Diciembre de 2011 con impuestos)

Categoría	BLOQUES		Unidad	TARIFA DIC/2011
Domiciliario				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	15,788
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	0,634
General				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	16,899
Cargo por Energía	>	20	Bs/kWh	0,947
Industrial				
Cargo Mínimo	0	20	Bs	23,750
Cargo Variable	>	20	Bs/kWh	1,150
Alumbrado Publico				
Cargo por Energía			Bs/kWh	1,015

FORMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

$$Ct = [P1*TPC/TPCo+((1-P1)*(a*IPC/IPCo+b*PD/PDo))]*(1+TR)*Cto$$

Donde:

- Ct** Cargo Tarifario en Bs aplicable en el mes de facturación
Cto Cargo Tarifario Base en Bs aprobado por la AE con Resolución
IPC Índice de Precios al Consumidor vigente dos meses anterior al mes de facturación
IPCo Índice de Precios al Consumidor Base correspondiente al segundo mes anterior al mes de facturación.
PD Precio del Dólar correspondiente al 25 del mes anterior al mes de indexación
PDo Precio del Dólar correspondiente al 25 del mes anterior al mes base
P1 Relación del costo anual de compra de electricidad respecto a los ingresos totales de explotación determinados en base al estudio tarifario.
a Proporción de los costos de distribución en moneda nacional (40% de los costos de capital).
b Proporción de los costos de distribución en dólares estadounidenses (60% de los costos de capital).
TPC Tarifa Promedio de Compra de Electricidad del mes de facturación, en bolivianos indexados al mes de facturación y calculados considerando los precios de compra en bolivianos y las cantidades proyectadas para cada gestión de acuerdo al estudio tarifario.
TPCo Tarifa Promedio Base de Compra de Electricidad expresado en bolivianos, y calculados considerando los precios base de compra en bolivianos y las cantidades proyectadas para cada gestión de acuerdo al estudio tarifario.
TR Tasa de Regulación aprobada por la AE.

ANEXO N° 3

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN
(En Bolivianos a diciembre 2011 con IVA)

Cargo por Conexión	30,00
Cargo por Reconexión	25,00

Fórmula de Indexación de los cargos de Conexión y Reconexión

Los cargos por conexión y reconexión serán indexados mensualmente con la siguiente fórmula:

$$CCR_n = CCR_0 * \left(\frac{IPC_{n-2}}{IPC_0} \right)$$

Donde:

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

CCR_0 = Cargo por conexión o reconexión base aprobado en el presente Anexo.

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

IPC_0 = Índice de precios al consumidor correspondiente al mes base de Diciembre de 2010.

DEPÓSITO DE GARANTÍA POR CATEGORÍA
(Bs de diciembre 2011)

Categoría	Consumidores promedio	Consumo promedio	Consumo Promedio mensual	Importe facturado	Depósito de Garantía (Bs)
RESIDENCIAL	381	178	39	28	9,28
GENERAL	66	163	204	93	30,89