

TRÁMITE: Estudio Tarifario presentado por la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para el Sistema Aislado San Matías para el periodo 2016 – 2019.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar para la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía para el periodo 2016 – 2019, los Costos de Suministro, el Programa de Inversiones que alcanza a un valor de Bs193.543,00 (Ciento noventa y tres mil quinientos cuarenta y tres 00/100 Bolivianos), la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación para su aplicación a partir de la siguiente facturación, los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación y depósito de garantía para su aplicación a partir de la siguiente facturación.

VISTOS:

El Auto N° 0705/2011 de 28 de octubre de 2011; la Resolución AE N° 417/2014 de 02 de septiembre de 2014; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 10481 de 14 de septiembre de 2015; el Acta de 27 de octubre de 2015; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 12283 de 23 de octubre de 2015; la nota recepcionada en la AE con Registro N° 12846 de 04 de noviembre de 2015; la nota AE-2516-DPT-363/2015 de 13 de noviembre de 2015; la nota AE-2529-DPT-360/2015 de 13 de noviembre de 2015; el Informe AE DPT N° 284/2016 de 29 de abril de 2016; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y;

CONSIDERANDO: (ANTECEDENTES)

Que mediante Auto N° 0705/2011 de 28 de octubre de 2011, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) autorizó a la Cooperativa de Electrificación de San Matías Ltda. (CESAM) aplicar transitoriamente tarifas y fórmula de indexación desde el mes de diciembre de 2011.

Que mediante Resolución AE N° 417/2014 de 02 de septiembre de 2014, se autorizó a la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) en calidad de medida urgente realizar la actividad de la industria eléctrica en el Sistema Aislado San Matías y áreas de influencia a partir del 04 de septiembre de 2014.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 10481 de 14 de septiembre de 2015, EGSA presentó el Informe al Estudio Tarifario del Sistema Aislado San Matías correspondiente al periodo 2016 – 2019.

Que consta en Acta de 27 de octubre de 2015, suscrita en la localidad de San Matías entre las autoridades de dicha localidad y funcionarios de EGSA, como una de las solicitudes principales la rebaja de tarifas a 0,75 Bs/kWh por consumo de energía eléctrica.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 12283 de 23 de octubre de 2015, el Gobierno Autónomo Municipal de San Matías solicitó nivelación y/o baja de tarifas por servicio de energía eléctrica.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 12846 de 04 de noviembre de 2015, el Gobierno Autónomo Municipal de San Matías, reitera el pedido de regularización de tarifas de energía eléctrica y solicita una reunión de coordinación para el día 19 de noviembre del presente año.

Que mediante nota AE-2516-DPT-363/2015 de 13 de noviembre de 2015, se remitió a EGSA las observaciones realizadas al Estudio Tarifario del Sistema Aislado San Matías.

Que mediante nota AE-2529-DPT-360/2015 de 13 de noviembre de 2015, la AE aceptó la invitación realizada por el Gobierno Autónomo Municipal de San Matías, para realizar la reunión de coordinación.

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 14446 de 16 de diciembre de 2015, EGSA remitió a ésta Autoridad la versión modificada del Modelo Tarifario del Sistema Aislado San Matías, excluyendo los gastos administrativos de generación, de distribución, consumidores y costos de operación y mantenimiento de distribución, para establecer la tarifa según el Acta de Reunión suscrita el 20 de noviembre de 2015.

Que el Informe AE DPT N° 284/2016 de 29 de abril de 2016, en base al análisis efectuado recomienda aprobar para la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía para el periodo 2016 – 2019, los Costos de Suministro, el Programa de Inversiones que alcanza a un valor de Bs193.543,00 (Ciento noventa y tres mil quinientos cuarenta y tres 00/100 Bolivianos), la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la siguiente facturación, los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación y depósito de garantía para su aplicación a partir de la siguiente facturación.

CONSIDERANDO: (MARCO LEGAL)

Que el artículo 20 de la Constitución Política del Estado (CPE), establece:

I. Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones.

II. Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.

III. El acceso al agua y alcantarillado constituyen derechos humanos, no son objeto de concesión ni privatización y están sujetos a régimen de licencias y registros, conforme a ley."

Que el artículo 46 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad referente a los Precios y Tarifas en Sistemas Aislados, determina: *"Los precios y tarifas de los Sistemas Aislados, se establecerán siguiendo los criterios definidos para el Sistema Interconectado Nacional, cuando éstos sean aplicables. Caso contrario, la extinta Superintendencia de Electricidad aprobará precios y tarifas que cubran los costos medios del suministro, teniendo en cuenta criterios de eficiencia"*.

Que el artículo 51 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre 1994 de Electricidad y el artículo 58 del Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), establece que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad debe aprobar tarifas y sus fórmulas de indexación.



Que el artículo 53 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, referente a los Estudios Tarifarios del cual son parte los Programas de Inversión que entre otras establece: "(...) *La Superintendencia de Electricidad aprobará o rechazará los estudios efectuados por los consultores, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada, formulando las observaciones que considere pertinentes*".

Que el artículo 55 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, referente a las Estructuras Tarifarias, establece: "*La 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 el artículo 51 del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales aprobado mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995, establece: "*El beneficiario de la Concesión, Licencia o Licencia Provisional, en el plazo de quince (15) días computables a partir de la fecha de dictación de la Resolución de otorgamiento y antes de suscribirse el contrato, deberá presentar una boleta de garantía bancaria de cumplimiento de contrato y cumplimiento de inversión comprometida, por un monto equivalente al cinco por ciento (5%) de dicha inversión con vigencia al plazo final establecido en el cronograma de ejecución de la obra o estudio según corresponda. Cada seis meses se ajustará la mencionada boleta reduciéndola en proporción al monto ejecutado de la obra, previa aprobación de la Superintendencia. De manera que en todo momento, la boleta cubra el cinco por ciento (5%) de la obra aún no ejecutada.*"

Que el artículo 47 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, establece: "(...) *Los Planes de expansión que incluyen los respectivos programa de Inversión, serán presentados por el Titular a la Superintendencia, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación mediante Resolución*" (...).

Que el artículo 56 del RPT, dispone: "*Los cargos de conexión y reconexión, para cada categoría de consumidor, deben ser calculados considerando el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte requeridos para conectar o reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Superintendencia mediante Resolución, juntamente con la aprobación de las tarifas.*

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

Que el artículo 57 del RPT, señala lo siguiente: "*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, para su aplicación deberá ser aprobado por la Superintendencia. Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía el cual será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.*"

Que el artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece lo siguiente: "*Para efectos del estudio tarifario, la parte del valor del activo tangible y del activo intangible y, en consecuencia del valor de su depreciación acumulada, que corresponda en*

moneda extranjera serán determinados y proyectados en moneda local considerando la diferencia entre la variación del tipo de cambio del dólar de Estados Unidos de Norteamérica y, la variación del Índice de Precios al Consumidor, promedio de los cuatro años anteriores a la fecha de realización del estudio tarifario.

Para la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, se utilizará la variación anual del tipo de cambio. Para la actualización del valor de los activos, resultante de la diferencia entre el valor total y el valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, se utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor”.

Que el artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establece las competencias de la AE, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al mencionado Decreto Supremo, las siguientes:

“b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.

c) Implementar los aspectos relativos a la regulación, control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.

d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública”.

Que el artículo 53 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, entre otras, establece las siguientes atribuciones del Director Ejecutivo de la AE:

“(…) i) Aprobar mediante Resolución Administrativa y controlar la aplicación, cuando corresponda, de los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.

j) Controlar, fiscalizar y regular toda la cadena del sector eléctrico de acuerdo a la normativa vigente, en todo el territorio nacional, tanto dentro como fuera del sistema interconectado nacional. (...)”

Que mediante Resolución SSDE N° 126/97 de 31 de octubre de 1997, se aprobaron las tasas de depreciación de activos tangibles que deben obligatoriamente aplicar las empresas distribuidoras.

Que mediante Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002, se aprobaron las Metodologías para la Proyección de la Demanda de Electricidad en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica y para la Presentación de los Planes de Expansión y Programas de Inversión que deben emplear las Distribuidoras en el Marco del Estudio Tarifario.

Que mediante Resolución AE N° 064/2010 de 03 de marzo de 2010, se aprobó 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, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores.

Que mediante Resolución AE N° 462/2014 de 26 de septiembre de 2014, se aprobó la tasa de retorno del 10,1%, que las empresas de distribución deben aplicar para el periodo tarifario noviembre 2014 a octubre 2018.

Que mediante Resolución AE N° 417/2014 de 2 de septiembre de 2014, se autorizó a la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA), en calidad de medida, urgente realizar la actividad de la industria eléctrica en el Sistema Aislado de San Matías y áreas de influencia a partir del 04 de septiembre de 2014.

CONSIDERANDO: (ANÁLISIS)

Que la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones, ha realizado el análisis relativo a la autorización de Tarifa Transitoria para la aplicación en la localidad de San Matías por EGSA, contenido en su Informe AE DPT N° 284/2016 de 29 de abril de 2016, conforme al siguiente contenido:

"3. ANALISIS

En base a las disposiciones legales anteriormente descritas y el análisis realizado al documento final del Estudio de Tarifas presentado por Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías, la AE elaboró un modelo de cálculo de tarifas de distribución, cuyos principales resultados son los siguientes:

3.1 Análisis de la Demanda

En el presente informe se exponen las proyecciones de la demanda de energía eléctrica del sistema aislado verticalmente integrado San Matías, operado por la Empresa Generadora Guaracachi S.A. (EGSA), para el período tarifario 2016 - 2019.

Para la determinación de la demanda de consumidores y ventas de energía se realizó un análisis individual por cada categoría, aplicando criterios y procedimientos considerados adecuados en función de la información disponible y el marco regulatorio aplicable.

Asimismo, se utilizaron como datos históricos las bases de datos de facturación mensuales de energía facturada en kWh y número de consumidores proporcionados por EGSA.

Las categorías tarifarias que se encuentran en las bases de datos son: Residencial, General, Industrial y Alumbrado Público. Esta última categoría tiene registros a partir de abril del año 2013 y corresponden al Cliente No. 2616.

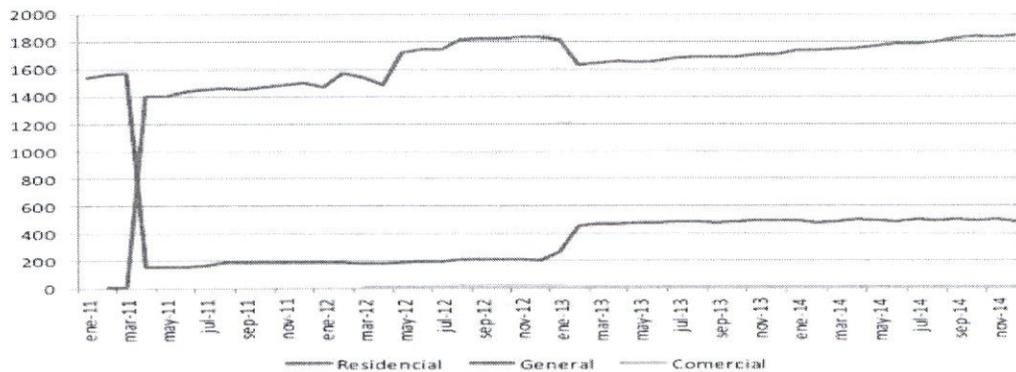
El estudio ha sido realizado con el objetivo de determinar la Proyección de la Demanda de Electricidad para el Período 2016 – 2019, en la Zona de Operación de EGSA; incluyendo el número de consumidores y el consumo de energía, para las distintas categorías.

Finalmente, la metodología empleada para la proyección de consumidores y ventas de electricidad, así como los resultados de las mismas en todas las categorías, son expuestas a continuación.

3.1.1 Proyección de Consumidores

Como datos iniciales, presentamos a continuación el primer gráfico que agrupa los datos históricos correspondientes al Número de Consumidores de las categorías Residencial, General y Comercial:

Evolución del Número de Consumidores



Tal como se puede apreciar en el gráfico anterior, se observan saltos bruscos en las categorías domiciliaria (residencial) y general en los meses de abril 2011 y febrero 2013, debido a las recategorizaciones de clientes, posterior a estos meses se observa un comportamiento más estable.

Las series históricas como de las categorías domiciliaria y general, no permitieron realizar ninguna proyección razonable por lo que se vio por conveniente corregir dicha información, para lo cual se procedió a recategorizar a los clientes desde el mes de enero 2013 hacia atrás manteniendo la categoría de cada cliente asignada en el mes de febrero 2013.

Por otra parte, desde el mes de marzo 2012, se observan clientes clasificados como comerciales, sin embargo, en la estructura tarifaria autorizada por la Autoridad de Electricidad mediante Auto N° 704/2011 no figura esta categoría, por lo que se procedió a fusionarlos a la categoría general.

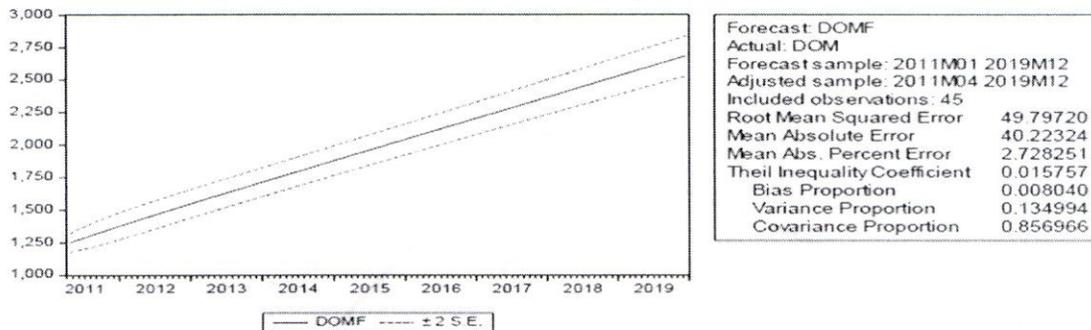
3.1.1.1 Categoría Domiciliaria

Para la proyección de número de clientes de la categoría domiciliaria se utilizaron variables autoregresivas y una variable tendencial como se puede ver en el siguiente modelo econométrico:

$$\text{clientes domiciliarios}_t = \alpha + \text{trend} + (1) + ar(3) + \epsilon_t(3)$$

Las series pronosticadas para el número de clientes de la categoría domiciliaria fue obtenida bajo un nivel de confianza del 95%:

Pronóstico de Clientes – Categoría Domiciliaria



En base a la metodología mencionada en el punto anterior, a continuación se presenta el resumen de los resultados obtenidos en la categoría domiciliaria urbana, proyección que alcanza el periodo 2015-2019 de la categoría domiciliaria:

NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Domiciliario	1,708	1,848	2,009	2,170	2,330	2,491	2,651
Tasa de Crecimiento Anual	7.8%	8.2%	8.7%	8.0%	7.4%	6.9%	6.4%

De esta forma el número de clientes en la categoría domiciliaria registran una tasa de crecimiento promedio anual de 7.5% en el periodo 2015-2019.

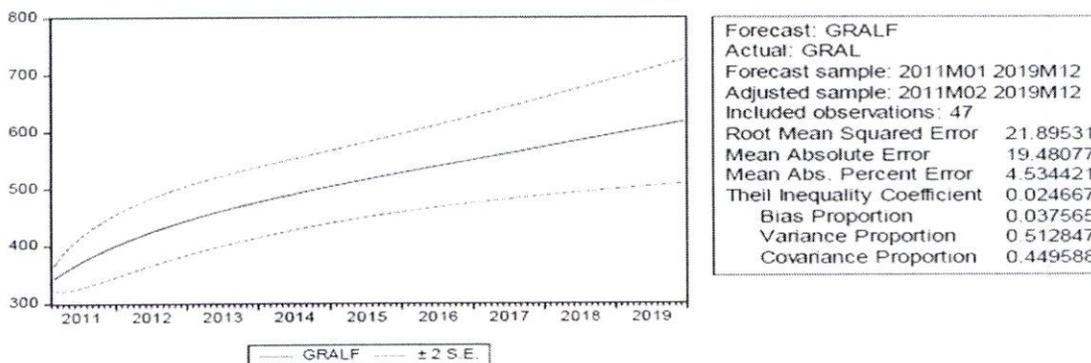
3.1.1.2 Categoría General

Para la proyección de número de clientes de la categoría general se incluyó una variable de tendencia y un término autorregresivo de primer orden como se puede ver en la siguiente ecuación:

$$clientes\ generales_t = \alpha + trend + (1) + \epsilon_t (6)$$

Las series pronosticadas para el número de clientes de la categoría general tienen un nivel de confianza del 95%, y los estadísticos arrojados por el modelo son los siguientes:

Pronóstico de Clientes – Categoría General



En base a la metodología empleada, a continuación se muestran los resultados de los datos proyectados calculados para la proyección del total de consumidores para el periodo 2015-2019 de la categoría general:

NUMERO DE CONSUMIDORES (a Diciembre)

Categoría	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
General	504	490	514	537	559	581	602
Tasa de Crecimiento Anual	8.9%	-2.8%	4.9%	4.5%	4.1%	3.9%	3.6%

Los valores resultantes registran una tasa de crecimiento promedio anual de 4.2% en el periodo 2015-2019.

3.1.1.3 Categoría Industrial

Actualmente la empresa no cuenta con consumidores clasificados como industriales por lo que no se dispone de información histórica. Sin embargo, la empresa ha recibido una carta de solicitud de ampliación de la red de media tensión de 7 aserraderos, uno ubicado en San Matías y 6 en Las Petas y Ascensión de la Frontera.

Por lo tanto, se realizó la proyección de la demanda de estos aserraderos que se clasificarán en la categoría industrial, en base a la información proporcionada en dicha misiva.

Se asumen que estos clientes podrán conectarse a la red de la empresa a partir del año 2016.

Los resultados obtenidos se presentan en el siguiente cuadro:

Proyección de Clientes – Categoría Industrial

Número de Clientes	2016	2017	2018	2019
San Matías	1	1	1	1
Petas y Ascensión de la Frontera	6	6	6	6
Total	7	7	7	7

3.1.1.4 Alumbrado Público

En el caso de la categoría alumbrado público se mantiene constante el crecimiento, considerando que solo se tiene a un cliente por municipio.

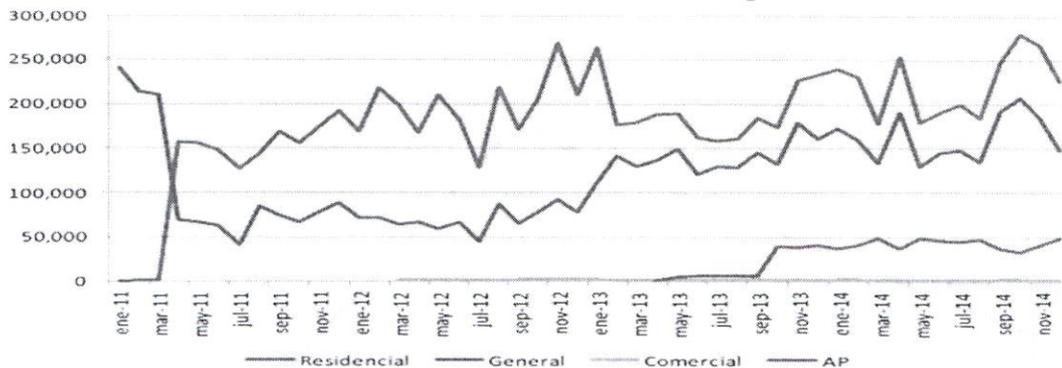
NUMERO DE CONSUMIDORES

Categoría	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alumbrado Publico	-	1	1	1	1	1	1
Tasa de Crecimiento Anual	-	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

3.1.2 Proyección de Ventas de Energía

Inicialmente, como parte del análisis interesa observar el comportamiento histórico de las ventas de energía de las diferentes categorías, reflejadas en el siguiente gráfico:

Evolución de las Ventas de Energía



Tal como habíamos mencionado en el análisis histórico del número de clientes, se puede observar en el gráfico anterior los saltos en las categorías domiciliaria (residencial) y general en los meses de abril 2011 y febrero 2013, ocasionada por las recategorizaciones de clientes.

Posteriormente, las proyecciones fueron determinadas en base a modelos econométricos, aplicando la metodología de mínimos cuadrados ordinarios para pronosticar las ventas unitarias de la categoría residencial, ventas de la categoría general.

Debido a la limitada disponibilidad de la información, se utilizó modelos ARIMA, ya que estos nos permiten incluir o no variables socioeconómicas.

Para realizar las distintas estimaciones se aplicaron diferentes técnicas econométricas y pruebas estadísticas para controlar los diferentes componentes identificados en las series de tiempo como: Prueba de raíz unitaria, Correlograma de residuos, Correlograma de residuos al cuadrado, Prueba de heterocedasticidad, Variables tendencias, Variables dummy para ajuste estacional y Variables dummy auxiliares.

Se incluyeron términos autorregresivos, según la necesidad de cada modelo para lograr que los residuos de estos sean ruido blanco.

Para controlar el componente estacional, se crearon variables ficticias según la frecuencia del modelo. Debido a que el análisis es mensual se generan doce variables ficticias correspondientes a cada mes del año. Las variables ficticias para un modelo con frecuencia mensual tiene la siguiente forma.

$$D_{ij} = 1 \quad \text{si } i=j$$

$$D_{ij} = 0 \quad \text{si } i \neq j$$

Dónde:

i es el mes de cada año $i=1, 2, 3, \dots, 11, 12$
 j es el número de la variable dicótoma

Para evitar problemas de multicolinealidad perfecta en la regresión existen dos alternativas que son frecuentemente utilizados en este tipo de modelos:

- Si se tiene una cantidad "d" de categorías dentro de la frecuencia de la serie se debe generar d-1 de variables ficticias para evitar la multicolinealidad perfecta.
- Si se desea generar tantas variables ficticias como el número de categorías existentes, es decir, se generan "d" variables ficticias, al operar de esta manera se debe eliminar el término constante de la regresión para evitar la trampa de las variables ficticias.

La especificación general para los modelos es la siguiente:

$$y_t = \alpha + \text{trend} + \sum_{i=1}^{11} c_1 d_i + \epsilon_t$$

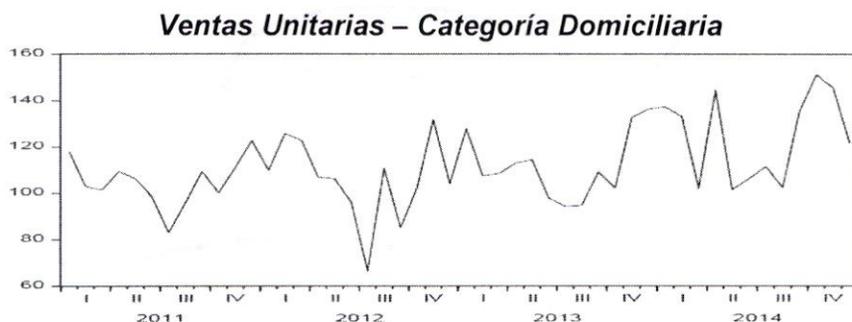
Dónde:

Y_t	Ventas de energía
α	término constante
trend	término tendencial
ϵ_t	término de error

3.1.2.1 Categoría Domiciliaria

En la categoría domiciliaria las ventas de energía se han determinado por el producto entre las ventas unitarias o consumo unitario proyectado y el número de clientes proyectados.

En la categoría domiciliaria se computaron las ventas unitarias de energía desde enero 2011 a diciembre 2014, se efectuó el pronóstico en base a un modelo econométrico de las ventas unitarias mensuales. En esta serie podemos notar los componentes tendencial, estacional y algunos valores atípicos como se ve a continuación:

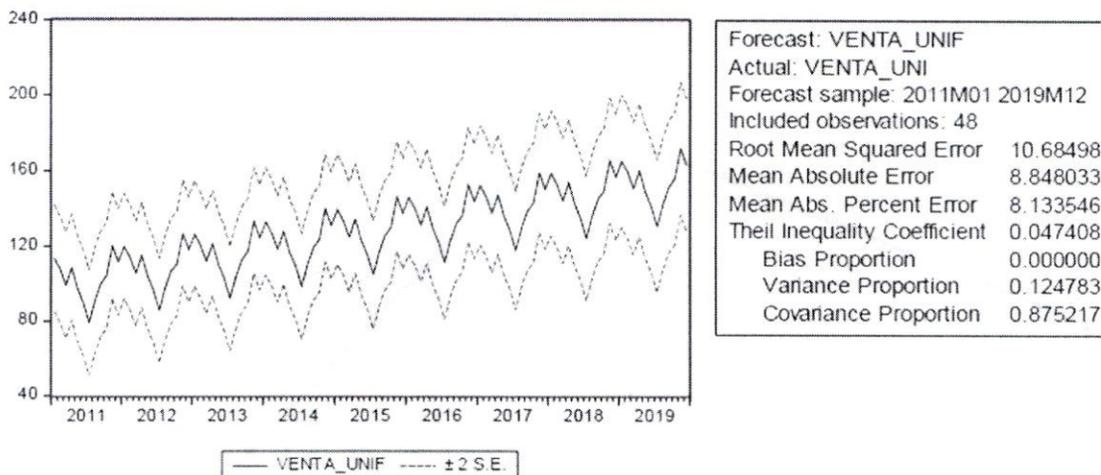


Para pronosticar las ventas unitarias en el modelo econométrico se incluyeron 11 variables dummy estacionales, una variable de tendencia como se ve en la siguiente ecuación:

$$\text{ventas unitarias}_t = \alpha + \text{trend} + \sum_{i=1}^{11} c_1 d_i + \epsilon_t$$

Las series pronosticadas para las ventas unitarias de la categoría domiciliaria han sido evaluadas bajo un nivel de confianza del 95%.

Pronóstico de las Ventas Unitarias – Categoría Domiciliaria



Después de haber pronosticado las ventas unitarias de energía y la cantidad de clientes, las ventas totales de energía se calcularon de la siguiente manera:

$$ventastotalest=ventasunitariast*clientesdomiciliariost$$

Es así, como resultado del modelo descrito, se llegaron a proyectar los valores para el periodo tarifario 2015 – 2019, mismos que son expuestos en el siguiente cuadro:

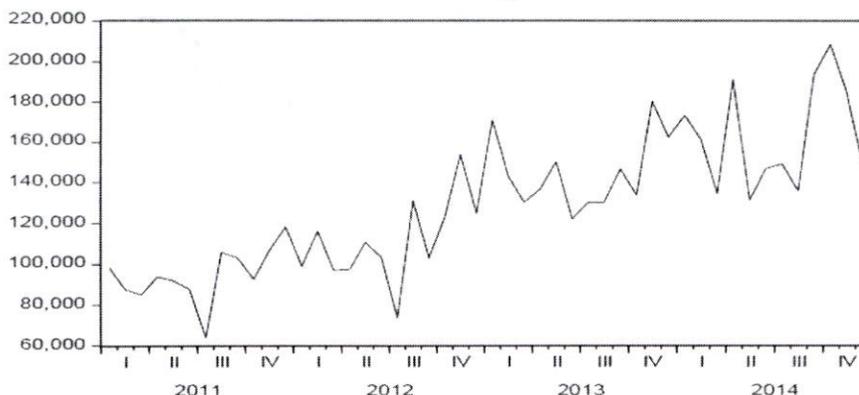
VENTAS DE ENERGIA kWh (DOMICILIARIO)

Categoría	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Domiciliario	2,236,208	2,673,535	2,968,047	3,376,956	3,810,491	4,268,798	4,751,932
Tasa de Crecimiento Anual	19.6%	19.6%	11.0%	13.8%	12.8%	12.0%	11.3%

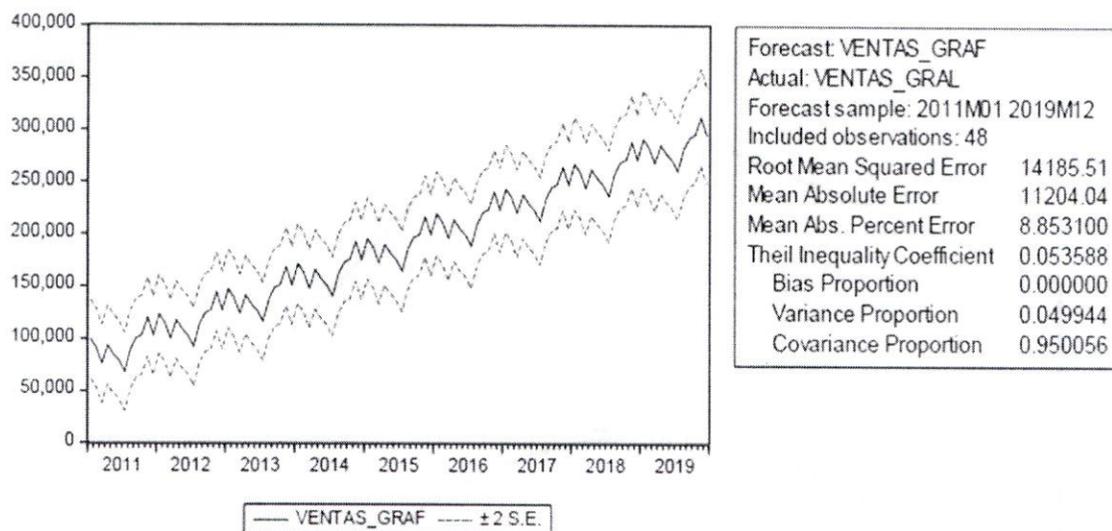
3.1.2.2 Categoría General

Para la proyección de las ventas de energía de la categoría general se consideraron modelos econométricos, incorporando las ventas totales mensuales del periodo enero 2011 a diciembre 2014:

Ventas Unitarias – Categoría General



El modelo econométrico obtenido, arrojó los siguientes datos bajo un nivel de confianza del 95%:



En base a la metodología expuesta, a continuación se muestran los resultados de los datos proyectados para el periodo 2015-2019 de la categoría general:

VENTAS DE ENERGIA kWh (GENERAL)

Categoría	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
General	1,738,333	1,961,144	2,262,679	2,551,021	2,839,363	3,127,705	3,416,047
Tasa de Crecimiento Anual	30.5%	12.8%	15.4%	12.7%	11.3%	10.2%	9.2%

Las ventas totales de energía en la categoría general, son las que resultan del modelo de proyección obtenido. Los valores proyectados registran una tasa de crecimiento promedio anual de 11.7% en el periodo 2015-2019.

3.1.2.3 Categoría Industrial

Como mencionamos anteriormente, la empresa no cuenta con consumidores clasificados como industriales, y ante la solicitud de ampliación de la red de media tensión de 7 aserraderos, ubicados el primero en San Matías y 6 en Las Petas y Ascensión de la Frontera.

En este sentido, se asumió que la potencia instalada en cada aserradero será de 200 a 300 kVA. Se han asumido factores de demanda típicos para esta actividad y factores de carga crecientes desde el año 2016.

Con los datos proporcionados en la carta de solicitud recibida por EGSA, se proyectaron las ventas de energía, que son presentadas en el siguiente cuadro:

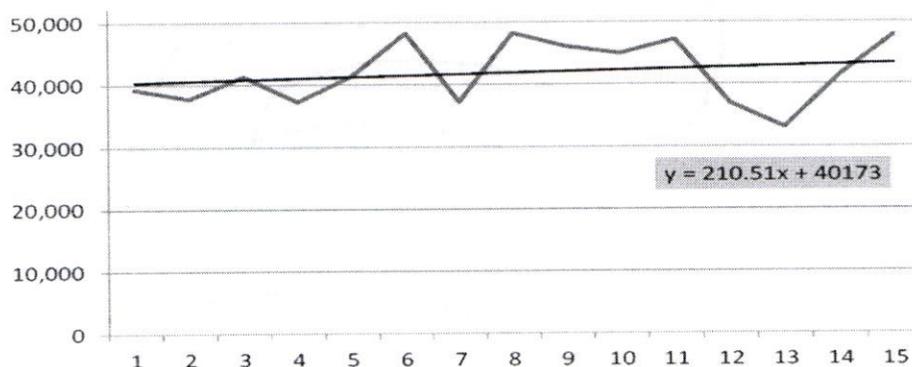
Número de Clientes	2016	2017	2018	2019
San Matías	1	1	1	1
Petas y Ascensión de la Frontera	6	6	6	6
Total	7	7	7	7
Demanda de Potencia (kW)	2016	2017	2018	2019
Factor de Carga	35,0%	40,0%	45,0%	50,0%
San Matías	179	179	179	179
Petas y Ascensión de la Frontera	408	408	408	408
Total	587	587	587	587
Demanda de Energía (MWh)	2016	2017	2018	2019
San Matías	547	625	704	782
Petas y Ascensión de la Frontera	1.251	1.430	1.608	1.787
Total	1.798	2.055	2.312	2.569

3.1.2.4 Alumbrado Público

En el caso de la categoría alumbrado público, la información histórica del consumo de energía disponible es muy pequeña. Para realizar la proyección se han utilizado los datos mensuales del período octubre 2013 a diciembre 2014, descartándose los valores de abril a octubre 2013 por no mostrar consistencia con el resto de los valores.

El dato completo de una gestión y confiable es el correspondiente al año 2014. Los datos observados, se han aproximado a una recta por el método de mínimos cuadrados. Los valores históricos utilizados y la ecuación obtenida se muestran en el siguiente gráfico:

Valores Histórico- Categoría Alumbrado Público



En base a la ecuación obtenida, los valores proyectados son los siguientes:

VENTAS DE ENERGIA kWh (ALUMBRADO PUBLICO)

Categoría	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Alumbrado Público	509,535	536,388	566,701	597,014	627,328	657,641
Tasa de Crecimiento Anual	-	5.3%	5.7%	5.3%	5.1%	4.8%

3.1.3 Proyectos del Gobierno Autónomo Departamental de Santa Cruz

El Gobierno Autónomo Departamental de Santa Cruz mediante carta dirigida a la empresa EGSA entregó documentación con la identificación de varias comunidades para su electrificación a partir de la presente gestión.

Considerando de que el primer año del proyecto de la Gobernación es el 2015 y en vista de que este año ha transcurrido más de la mitad se ha determinado considerar para el primer año solo el 50% del número de clientes domiciliarios y generales y el 50% de las ventas de energía de todas las categorías. A partir del segundo año (2016) se considera la totalidad del número de clientes y ventas de energía del proyecto. Los valores considerados se muestran en los siguientes cuadros:

NUMERO DE CONSUMIDORES PROYECTOS GOBERNACION

CATEGORIA	2015	2016	2017	2018	2019
Domiciliaria	162	334	346	357	369
General	6	11	12	12	12
Industrial					
Bomba de Agua	4	4	4	5	5
Alumbrado Público	0	0	0	0	0
Total	171	349	362	374	386

VENTAS DE ENERGIA (MWh) PROYECTOS GOBERNACION

CATEGORIA	2015	2016	2017	2018	2019
Domiciliaria	92	189	196	203	209
General	25	52	53	55	56
Industrial					
Bomba de Agua	11	22	23	24	25
Alumbrado Público	9	19	19	20	20
Total	136	282	291	302	310

Considerando que la proyección a partir de la información histórica refleja el crecimiento vegetativo de la población que actualmente cuenta con el servicio de suministro de electricidad, se ha adicionado a esta la demanda proyectada por la Gobernación.

3.1.4 Resultados Totales de la Proyección de Consumidores y Ventas de Energía

Tomando en cuenta los datos presentados por la Gobernación y las proyecciones determinadas para el periodo 2015-2019, en el siguiente cuadro se presenta la proyección de clientes y ventas de energía de la empresa por categorías que suma los valores consolidados de los pronósticos realizados por EGSA y los proyectados por la Gobernación:

NUMERO DE CONSUMIDORES TOTALES

CATEGORIA	2015	2016	2017	2018	2019
Domiciliaria	2,171	2,504	2,676	2,848	3,020
General	520	548	571	593	614
Industrial		7	7	7	7
Bomba de Agua	4	4	4	5	5
Alumbrado Público	1	1	1	1	1
Total	2,695	3,064	3,259	3,454	3,647

VENTAS TOTALES DE ENERGIA (MWh)

CATEGORIA	2015	2016	2017	2018	2019
Domiciliaria	3,059.55	3,565.96	4,006.49	4,471.80	4,960.93
General	2,287.68	2,603.02	2,892.36	3,182.71	3,472.05
Industrial		1,798.21	2,055.10	2,311.98	2,568.87
Bomba de agua	10.50	22.00	23.00	24.00	25.00
Alumbrado Público	545.39	585.70	616.01	647.33	677.64
Total	5,903.11	8,574.89	9,592.97	10,637.81	11,704.49

3.1.5 Demanda máxima proyectada

La potencia máxima para el periodo 2016 -2019 fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y un factor de carga de 0.575, valor considerado del año base 2014 registrado por EGSA.

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda Máxima kW	1.270	1.457	2.459	2.622	2.791	2.965
Energía Disponible kWh	6.398.329	7.342.242	12.391.168	13.212.787	14.064.843	14.942.062
Factor de Carga	57,53%	57,53%	57,53%	57,53%	57,53%	57,53%

3.1.6 Balance de Energía

El balance de energía fue realizado solamente en Baja Tensión, debido a que en este sistema el total de sus ventas son realizadas en este nivel de tensión.

El objetivo para obtener los balances anuales de energía para el período 2016-2019, es el de verificar que las ventas más las pérdidas de energía cuadren con la generación disponible de energía.

Para obtener los balances de energía para el período 2016-2019 se consideró la generación y venta de energía.

La Generación Bruta para el periodo 2016 -2019 fue proyectada en función a la demanda de energía proyectada para el mismo periodo y el consumo propio más las perdidas en generación que representan un valor del 1,96%, el cual fue obtenido del formulario ISE-110 que presenta EGSA a ésta Autoridad correspondiente al año base (2014).

Asimismo, para la determinación de la demanda de energía proyectada para el periodo 2016 - 2019, se consideró las ventas de energía obtenidas en la proyección de demanda y las perdidas en distribución.

De acuerdo a la información histórica presentada por EGSA, el nivel de pérdidas de la gestión 2013 a la 2014 disminuyó un 11% aproximadamente, registrándose para el año base unas pérdidas de 19,60%.

El nivel de pérdidas aprobado para sistemas aislados y sistemas integrados verticalmente, se encuentra en un rango de 11,23 a 14,20%.

Para el periodo tarifario 2016 – 2019, se ha determinado que el nivel de pérdidas disminuya de 19,60% (2015) a 12% para la gestión 2019, esto considerando que las pérdidas promedio de empresas y/o cooperativas que realizan similar actividad, se encuentran en dicho valor aproximadamente; además de que la Empresa en el periodo de un año logró disminuir las perdidas en un 11%.

A continuación se presenta el Balance de Energía calculado:

Balance de Energía Sistema Aislado San Matías

GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA (kWh)							
Categorías	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Generación Bruta	6.526.295	7.489.087	12.638.992	13.477.043	14.346.139	15.240.904	13.925.769
TOTAL GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA	6.526.295	7.489.087	12.638.992	13.477.043	14.346.139	15.240.904	13.925.769

DEMANDA MAXIMA (kW)							
Categorías	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Demanda	1.270	1.457	2.459	2.622	2.791	2.965	2.709

CONSUMO PROPIO EN GENERACIÓN (kWh)							
Detalle	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Consumo propio en Generación	127.967	146.845	247.823	264.256	281.297	298.841	273.054
TOTAL CONSUMO PROPIO EN GENERACIÓN	127.967	146.845	247.823	264.256	281.297	298.841	273.054

PÉRDIDAS EN GENERACIÓN (%)							
Detalle	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Pérdidas en Generación	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%
TOTAL PERDIDAS EN GENERACIÓN	1,96%						

GENERACIÓN DISPONIBLE (kWh)							
Detalle	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Energía Disponible	6.398.329	7.342.242	12.391.168	13.212.787	14.064.843	14.942.062	13.652.715
TOTAL GENERACION DISPONIBLE	6.398.329	7.342.242	12.391.168	13.212.787	14.064.843	14.942.062	13.652.715

VENTAS DE ENERGÍA (kWh)							
Categorías	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Domiciliaria	2.673.535	3.059.547	3.565.956	4.006.491	4.471.798	4.960.932	4.251.294
General	1.961.144	2.287.679	2.603.021	2.892.363	3.182.705	3.472.047	3.037.534
Industrial	0	0	3.466.113	3.648.540	3.830.967	4.013.394	3.739.754
Bomba de Agua	0	10.500	22.000	23.000	24.000	25.000	23.500
Alumbrado Público	509.535	545.388	585.701	616.014	647.328	677.641	631.671
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	5.144.214	6.903.114	10.242.791	11.186.409	12.156.798	13.149.015	11.683.763

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (kWh)							
Detalle	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Pérdidas	1.254.115	1.439.128	2.148.378	2.026.378	1.908.045	1.793.047	1.968.962
TOTAL PERDIDAS	1.254.115	1.439.128	2.148.378	2.026.378	1.908.045	1.793.047	1.968.962

PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)							
Detalle	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Pérdidas	19,60%	19,60%	17,34%	15,34%	13,57%	12,00%	14,56%
TOTAL PERDIDAS	19,60%	19,60%	17,34%	15,34%	13,57%	12,00%	14,56%

FACTOR DE CARGA DISTRIBUCION							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
	57,53%	57,53%	57,53%	57,53%	57,53%	57,53%	57,53%

3.2 Costos de Suministro

Los costos de suministro necesarios para el cálculo de las tarifas base están compuestos por:

- Costos de Combustible,
- Costos de operación, costos de mantenimiento, costos de consumidores, y costos administrativos y generales de las actividades de Distribución y Generación.
- Cuota anual de depreciación y amortización, de activos tangibles e intangibles, de las actividades de Distribución y Generación
- Costos financieros
- Utilidad sobre Patrimonio Afecto a la Concesión

3.2.1 Costos de Combustible

Los costos del combustible para la generación de electricidad se calcularon aplicando a las cantidades proyectadas de consumo de combustible (gas natural) y los precios de los mismos vigentes en el mes de diciembre del año base (2014).

El consumo específico considerado fue el registrado por EGSA para su año base (2014) de 0,012 MPC/kWh y aplicado para el periodo tarifario 2016 – 2019.

Costo Combustible Sistema Aislado San Matías

COSTO DE COMBUSTIBLE						
Detalle	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda de Generación (kWh)	6.526.295	7.489.087	12.638.992	13.477.043	14.346.139	15.240.904
Consumo específico de Gas (MPC/kWh)	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Consumo de Gas (MPC)	76.116	90.102	147.409	157.183	167.319	177.755
Precio de Gas (USD/MPC) sin IVA	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801
Costos de Gas (USD)	137.085	162.273	265.482,993	283.086,317	301.341,761	320.136,351
Costo compra de Gas (Bs) sin IVA	954.114	1.129.423	1.847.762	1.970.281	2.097.339	2.228.149

3.2.2 Costos Operativos

Los costos operativos incluyen:

- Los costos de operación y mantenimiento, de las actividades de Distribución y Generación.
- Los administrativos y generales, de las actividades de Distribución y Generación.
- Los costos de consumidores

3.2.2.1 Costos de Operación y Mantenimiento

Operación y Mantenimiento en Distribución

Los costos de operación y mantenimiento en distribución, corresponden a los costos operativos en distribución, estos están referidos especialmente a:

- Operación de las líneas
- Operación de Subestación de potencia y
- Operación de puestos de transformación y
- Mantenimiento de cada uno de estos subsistemas.

La proyección de los costos de operación y mantenimiento en distribución, se realizó considerando el valor del costo de operación y mantenimiento base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado, racionalizado y excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la demanda máxima, que será el valor promedio de los últimos tres años de la demanda máxima de potencia del sistema.

Los valores proyectados de los costos de operación y mantenimiento se calcularon, aplicando la fórmula siguiente:

$$COM_i = COM_b * (D_i/D_b)$$

Dónde:

- COM_i* = Costo de Operación y Mantenimiento en el año *i*
COM_b = Costo de Operación y Mantenimiento base
D_i = Demanda Máxima del año *i*
D_b = Demanda Máxima base

Como resultado se obtuvieron los siguientes valores:

Costos de Operación y Mantenimiento en Distribución (En Bolivianos)

VALORES CORRIENTES OPTIMIZADOS			VALORES ACTUALIZADOS A DICIEMBRE 2014				VALORES PROYECTADOS				
2012	2013	2014	2012	2013	2014	PROMEDIO	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
288.023	18.560	258.915	329.754	20.097	265.069	204.973	396.957	423.278	450.574	478.676	437.371

Operación y Mantenimiento en Generación

Los costos de operación y mantenimiento en generación, comprenden los siguientes conceptos: supervisión e ingeniería de operación, operación de equipo eléctrico, despacho de carga, alquileres, lubricantes, costo de agua, gastos hidráulicos y otros varios relacionados con la operación de la generación.

Los costos de mantenimiento, comprenden supervisión e ingeniería de mantenimiento, mantenimiento de equipos, edificios, estructuras, obras de infraestructura y otros relacionados con el mantenimiento de generación, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

La proyección de los costos de operación y mantenimiento se realizó considerando el valor del costo de operación y mantenimiento base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado y racionalizado excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la capacidad de generación efectiva base, que será el promedio de los últimos tres años de la capacidad de generación efectiva de las unidades generadoras.

Los valores proyectados de los costos de operación y mantenimiento se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$COMGi = COMGb * (CGEi / CGEb)$$

Dónde:

- COMGi* = Costo de Operación y Mantenimiento en el año *i*
COMGb = Costo de Operación y Mantenimiento base
CGEi = Capacidad de Generación Efectiva en el año *i*
CGEb = Capacidad de Generación Efectiva base

Como resultado se obtuvieron los siguientes valores:

Costos de Operación y Mantenimiento en Generación (En Bolivianos)

VALORES CORRIENTES OPTIMIZADOS			VALORES ACTUALIZADOS A DICIEMBRE 2014				VALORES PROYECTADOS				
2012	2013	2014	2012	2013	2014	PROMEDIO	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
134.082	120.990	249.366	153.508	131.007	255.294	179.936	328.722	350.584	373.279	396.705	362.322

3.2.2.2 Costos Administrativos y Generales en Generación y Distribución

Los costos administrativos y generales, comprenden sueldos administrativos y generales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, impuestos a la propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de



propiedad general y otros relacionados con la administración de la empresa, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

La proyección de los costos administrativos y generales se realizó considerando el valor de los costos administrativos y generales base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado y racionalizado excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la demanda máxima, que será el valor promedio de los últimos tres años de la demanda máxima de potencia del sistema. Los valores proyectados de los costos administrativos y generales se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$CAGi = CAGb * (Di/Db)$$

Dónde:

CAGi = Costos Administrativos y Generales en el año *i*

CAGb = Costos Administrativos y Generales base

Di = Demanda Máxima del año *i*

Db = Demanda Máxima base

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

**Costos Administrativos y Generales en Generación y Distribución
(En Bolivianos)**

	VALORES CORRIENTES OPTIMIZADOS			VALORES ACTUALIZADOS A DICIEMBRE 2014				VALORES PROYECTADOS				
	2012	2013	2014	2012	2013	2014	PROMEDIO	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
Gastos Administrativos Gen.	500.534	501.618	557.501	573.054	543.145	570.753	562.318	1.088.999	1.161.207	1.236.090	1.313.184	1.199.870
Gastos Administrativos Dist.	431.260	541.731	677.451	493.744	586.578	693.554	591.292	1.145.111	1.221.040	1.299.781	1.380.848	1.261.695

3.2.2.3 Costos de Consumidores

Los costos de consumidores corresponden a los costos comerciales.

Entre los costos más relevantes considerados dentro este segmento, están las actividades de:

- Lecturación,
- Facturación,
- Cobranza,
- Gastos de comunicación,
- Previsión para incobrables y
- Otros para atención de los clientes.

La proyección de los costos de consumidores se realizará considerando el valor del costo de consumidores base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado excluyendo los costos no reconocidos; y el valor del número de consumidores base, que será el valor promedio de los últimos tres años de las cantidades de consumidores atendidos por el operador. Los valores proyectados de los costos de consumidores se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$CCi = CCB * (NCi/NCb)$$

Dónde:

CCi = Costo de Consumidores en el año i
 CCb = Costo de Consumidores base
 NCi = Numero de consumidores en el año i
 NCb = Numero de consumidores base

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Costos Consumidores (En Bolivianos)

VALORES CORRIENTES OPTIMIZADOS			VALORES ACTUALIZADOS A DICIEMBRE 2014				VALORES PROYECTADOS				
2012	2013	2014	2012	2013	2014	PROMEDIO	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
52.200	34.800	78.300	59.763	37.681	80.161	59.202	65.618	74.034	77.118	80.246	74.254

Al total de costos de consumidores determinados para el periodo 2016 – 2019, se ha adicionado el ingreso por las conexiones y reconexiones correspondiente al año base y se ha descontado los ingresos generados por la aplicación de los cargos de Conexión y Reconexión de manera que no se genere ingresos extraordinarios por encima del costo de este servicio.

3.2.2.4 Otros Costos de Suministro

Estos costos corresponden a:

- i) *Impuesto a las Transacciones: Corresponde al 3% de los ingresos por ventas de energía.*
- ii) *Cuentas Incobrables: Corresponde al 0,10% de las ventas de energía.*
- iii) *Depreciaciones y Amortizaciones: Resulta de aplicar las tasas de depreciación de la Resolución SSDE N° 126/97 de fecha 31 de octubre de 1997, sobre los activos fijos existentes y las inversiones.*
- iv) *Financieros: No corresponde.*
- v) *Utilidad: la utilidad ha sido calculada aplicando la tasa de retorno aprobada con Resolución AE N° 462/2014 del 26 de septiembre de 2014, sobre el patrimonio promedio afecto a la concesión con una tasa del 10,1%.*

3.2.2.5 Otros Ingresos

De acuerdo al artículo 49 del Reglamento de Precios y Tarifas los otros ingresos afectos a la concesión deben considerarse como parte de los ingresos regulados.

A partir de la información de la base de datos de ingresos de EGSA de las gestiones 2012, 2013 y 2014, los ingresos fueron clasificados de acuerdo al concepto del mismo en el detalle del registro.



Los Otros Ingresos considerados son los siguientes:

- Alquiler de Bienes de Servicio Eléctrico.
- Venta Medidores y Material.
- Recuperación robos de energía.

El tratamiento de los ingresos por conexión y reconexión ha sido efectuado en forma independiente.

A continuación se presenta la proyección de otros ingresos para el periodo 2016 – 2019:

Otros Ingresos (En Bolivianos)

Costos	2016	2017	2018	2019	PROM
Otros Ingresos	483.995	516.087	549.368	583.632	533.270

3.2.2.6 Resultados Costos de Suministro

La proyección del total de costos de suministro para el periodo 2016 – 2019, se muestra en el siguiente cuadro resumen:

Proyección Costos de Suministro (En Bolivianos)

Costos de Suministro	2016	2017	2018	2019
Combustible	1.847.762	1.970.281	2.097.339	2.228.149
Operación y Mantenimiento Generacion	328.722	350.584	373.279	396.705
Operación y Mantenimiento Distribucion	396.957	423.278	450.574	478.676
Administrativos y Generales Generacion	1.088.999	1.161.207	1.236.090	1.313.184
Administrativos y Generales Distribucion	1.145.111	1.221.040	1.299.781	1.380.848
Impuesto a las Transacciones	239.246	244.101	249.772	255.475
Cuentas Incobrables	7.975	8.137	8.326	8.516
Depreciaciones y Amortizaciones	1.560.873	1.502.945	1.498.658	1.484.399
Consumidores	65.618	74.034	77.118	80.246
Utilidad	1.293.609	1.181.107	1.034.812	889.643
Total Costos	7.974.872	8.136.713	8.325.749	8.515.840

3.3 Activos Fijos y Depreciación Acumulada Existentes

3.3.1 Valores Históricos

La determinación de los valores históricos de los activos fijos y depreciaciones se realizó tomando en cuenta la información contenida en la base de datos de activos fijos proporcionada por EGSA, la misma que contiene el activo fijo bruto a diciembre de 2014, esta información se encuentra clasificada de acuerdo al Sistema Uniforme de Cuentas (SUC).

La Resolución AE N° 64/2010 de 3 de marzo de 2010, establece que el año base será el año anterior al de la realización del Estudio Tarifario. Considerando que el presente estudio comprende las gestiones 2016 a 2019, el año base corresponde a la gestión 2014.

Para la estructuración del activo fijo y depreciación del año 2014, la Empresa tomó como base de partida el valor de las compras de activo fijo consignados en los estados de



depreciación del periodo 2009-2014, se tomaron estos valores asumiendo que los mismos son los valores de compra o valores originales de los realizados para poner en operación dichos activos y que además se encuentran libres de actualizaciones o ajustes por inflación o Revalorizaciones Técnicas.

EGSA señala que no ha considerado el activo inicial de la Cooperativa de Electrificación San Matías (CESAM), debido a que el mismo no es afecto a la operación y la red es de propiedad de la Gobernación.

De la revisión realizada a la base de datos de activos, se determinó excluir algunos ítems considerados por EGSA en vista de que estos corresponden a gastos de materiales de construcción, elementos de limpieza, servicio generales y otros que no conforman el registro de un activo y no son un activo como tal, por ello estos no fueron considerados y se excluyeron del Activo Fijo Bruto.

En el cuadro a continuación mostramos los montos excluidos de acuerdo a la cuenta SUC a las que fueron asociados por EGSA:

DETALLE	IMPORTE (Bs)
Edificios, Estructuras y Mejoras	120.148,38
Equipo de Transporte	3.480,00
Otros Equipos Generales	687,00
Red de Distribución	15.792,82
TOTAL GENERAL	140.108,20

3.3.2 Actualización de Activos

En primera instancia se procedió a calcular la vida útil de los activos, en base a las tasas de depreciación establecidas en la Resolución SSDE 126/97 de 31 de octubre de 1997.

Los valores base o de origen fueron actualizados utilizando un factor que combina la variación del tipo de cambio 40% y la variación del IPC en un 60% entre las fechas de compra y el 31 de diciembre de 2014, este criterio está definido en el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008, se modificó la fórmula de indexación incorporando el tipo de cambio en la misma y de esta manera se modificó el artículo 3 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, que indica:

“Para la actualización anual del valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, en los montos aprobados por la Superintendencia de Electricidad, se utilizará la variación anual del tipo de cambio. Para la actualización del valor de los activos, resultante la diferencia entre el valor total y el valor de los activos correspondientes a inversiones realizadas en moneda extranjera, se utilizará la variación anual del Índice de Precios al Consumidor”.

Considerando lo señalado anteriormente, se procedió a la actualización del Activo Fijo Bruto el año base (2014), cuadro que se presenta a continuación:

Detalle de Activo Fijo Bruto Actualizado (En Bolivianos)

Activos	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Edificios, Estructuras y Mejoras	33.561,92	33.561,92	33.561,92	33.561,92	33.561,92	33.561,92
Equipo de Comunicaciones	5.507,52	5.507,52	5.507,52	5.507,52	5.507,52	5.507,52
Equipo de Transporte	457.123,16	457.123,16	457.123,16	457.123,16	457.123,16	457.123,16
Equipos de Computacion	88.485,38	88.485,38	88.485,38	88.485,38	88.485,38	88.485,38
Herramientas, Eq Taller y Garajes	17.034,47	17.034,47	17.034,47	17.034,47	17.034,47	17.034,47
Mobiliario y Equipos de Oficina	2.920,50	2.920,50	2.920,50	2.920,50	2.920,50	2.920,50
Otros Equipos Generales	54.786,56	54.786,56	54.786,56	54.786,56	54.786,56	54.786,56
Red de Distribucion	125.484,65	125.484,65	125.484,65	125.484,65	125.484,65	125.484,65
Software	10.275,97	10.275,97	10.275,97	10.275,97	10.275,97	10.275,97
Equipo electrico accesorio	1.550.315,55	1.550.315,55	1.550.315,55	1.550.315,55	1.550.315,55	1.550.315,55
Equipo laboratorio	157.237,44	157.237,44	157.237,44	157.237,44	157.237,44	157.237,44
Equipos de computación	16.129,18	16.129,18	16.129,18	16.129,18	16.129,18	16.129,18
Equipos varios de la central	211.026,43	211.026,43	211.026,43	211.026,43	211.026,43	211.026,43
Herramientas, equipo de talleres y garaje	201.272,44	201.272,44	201.272,44	201.272,44	201.272,44	201.272,44
Maquinas motrices	17.000.716,19	17.000.716,19	17.000.716,19	17.000.716,19	17.000.716,19	17.000.716,19
Otros equipos generales	4.358,44	4.358,44	4.358,44	4.358,44	4.358,44	4.358,44
Total	19.936.236	19.936.236	19.936.236	19.936.236	19.936.236	19.936.236

Una vez determinados los activos actualizados, se procedió a calcular la depreciación de la gestión, tomando en cuenta las tasas de depreciación establecidas en la Resolución SSDE 126/97.

3.3.3 Depreciación de la Gestión

La depreciación de los activos tanto de distribución como de generación para el período 2009-2019, fue calculada aplicando las tasas establecidas en la Resolución SSDE 126/97, considerando las fechas de compra de cada activo y tomando como base los valores determinados a precios del 31 de diciembre de 2014, el resumen de éste cálculo se muestra en el cuadro siguiente:

Depreciación de la Gestión (En Bolivianos)

Activos	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Edificios, Estructuras y Mejoras	3.819,92	3.842,76	3.842,76	3.842,76	3.842,76	3.842,76
Equipo de Comunicaciones	369,00	369,00	369,00	369,00	369,00	369,00
Equipo de Transporte	78.684,18	92.120,63	88.292,14	34.480,96	29.514,32	13.436,45
Equipos de Computacion	17.697,08	12.213,03	5.065,25	1.085,99	-	-
Herramientas, Eq Taller y Garajes	953,93	953,93	953,93	953,93	953,93	953,93
Mobiliario y Equipos de Oficina	175,23	175,23	175,23	175,23	175,23	175,23
Otros Equipos Generales	3.494,83	3.494,83	3.494,83	3.494,83	3.494,83	3.494,83
Red de Distribucion	5.651,10	5.651,10	5.651,10	5.651,10	5.651,10	5.651,10
Software	2.055,19	2.055,19	2.055,19	996,63	-	-
Equipo electrico accesorio	62.012,62	62.012,62	62.012,62	62.012,62	62.012,62	62.012,62
Equipo laboratorio	7.861,87	7.861,87	7.861,87	7.861,87	7.861,87	7.861,87
Equipos de computación	3.225,84	4.229,49	-	-	-	-
Equipos varios de la central	9.496,19	9.496,19	9.496,19	9.496,19	9.496,19	9.496,19
Herramientas, equipo de talleres y garaje	11.271,26	11.271,26	11.271,26	11.271,26	11.271,26	11.271,26
Maquinas motrices	1.360.057,30	1.360.057,30	1.360.057,30	1.360.057,30	1.360.057,30	1.360.057,30
Otros equipos generales	274,58	274,58	274,58	274,58	274,58	274,58
Total	1.567.100,12	1.576.079,02	1.560.873,26	1.502.024,25	1.494.974,99	1.478.897,12

3.3.4 Depreciación Acumulada

La depreciación acumulada, fue calculada como la suma acumulada de las depreciaciones de las gestiones pasadas.

Los valores obtenidos son los siguientes:

Depreciación Acumulada (En Bolivianos)

Activos	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Edificios, Estructuras y Mejoras	5.913,10	9.755,86	13.598,62	17.441,38	21.284,13	25.126,89
Equipo de Comunicaciones	938,18	1.307,18	1.676,19	2.045,19	2.414,19	2.783,20
Equipo de Transporte	202.758,66	294.879,29	383.171,44	417.652,40	447.166,71	460.603,16
Equipos de Computación	70.121,11	82.334,14	87.399,39	88.485,38	88.485,38	88.485,38
Herramientas, Eq Taller y Garajes	2.089,28	3.043,21	3.997,14	4.951,07	5.905,00	6.858,93
Mobiliario y Equipos de Oficina	297,65	472,88	648,11	823,34	998,57	1.173,80
Otros Equipos Generales	8.787,36	12.282,19	15.777,03	19.271,86	22.766,69	26.261,53
Red de Distribución	9.916,63	15.567,73	21.218,83	26.869,92	32.521,02	38.172,12
Software	5.168,95	7.224,15	9.279,34	10.275,97	10.275,97	10.275,97
Equipo eléctrico accesorio	206.765,37	268.777,99	330.790,62	392.803,24	454.815,86	516.828,48
Equipo laboratorio	30.607,51	38.469,38	46.331,25	54.193,13	62.055,00	69.916,87
Equipos de computación	11.899,70	16.129,18	16.129,18	16.129,18	16.129,18	16.129,18
Equipos varios de la central	31.662,64	41.158,83	50.655,02	60.151,20	69.647,39	79.143,58
Herramientas, equipo de talleres y garaje	41.478,28	52.749,54	64.020,80	75.292,05	86.563,31	97.834,57
Maquinas motrices	4.534.766,38	5.894.823,67	7.254.880,97	8.614.938,26	9.974.995,56	11.335.052,85
Otros equipos generales	1.078,02	1.352,60	1.627,18	1.901,76	2.176,34	2.450,92
Total	5.164.248,81	6.740.327,83	8.301.201,09	9.803.225,34	11.298.200,33	12.777.097,46

3.3.5 Activo Fijo Neto

El activo fijo neto calculado, es el siguiente:

Activo Fijo Neto (En Bolivianos)

Activos	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Edificios, Estructuras y Mejoras	27.648,82	23.806,06	19.963,30	16.120,54	12.277,79	8.435,03
Equipo de Comunicaciones	4.569,34	4.200,33	3.831,33	3.462,33	3.093,32	2.724,32
Equipo de Transporte	254.364,50	162.243,87	73.951,72	39.470,77	9.956,45	-
Equipos de Computación	18.364,28	6.151,25	1.085,99	-	-	-
Herramientas, Eq Taller y Garajes	14.945,19	13.991,26	13.037,33	12.083,40	11.129,47	10.175,54
Mobiliario y Equipos de Oficina	2.622,85	2.447,62	2.272,39	2.097,16	1.921,93	1.746,70
Otros Equipos Generales	45.999,21	42.504,37	39.009,54	35.514,71	32.019,87	28.525,04
Red de Distribución	115.568,02	109.916,92	104.265,82	98.614,72	92.963,63	87.312,53
Software	5.107,02	3.051,82	996,63	-	-	-
Equipo eléctrico accesorio	1.343.550,18	1.281.537,56	1.219.524,93	1.157.512,31	1.095.499,69	1.033.487,07
Equipo laboratorio	126.629,93	118.768,06	110.906,19	103.044,32	95.182,44	87.320,57
Equipos de computación	4.229,49	-	-	-	-	-
Equipos varios de la central	179.363,79	169.867,60	160.371,41	150.875,22	141.379,04	131.882,85
Herramientas, equipo de talleres y garaje	159.794,16	148.522,90	137.251,65	125.980,39	114.709,13	103.437,88
Maquinas motrices	12.465.949,81	11.105.892,52	9.745.835,22	8.385.777,92	7.025.720,63	5.665.663,33
Otros equipos generales	3.280,43	3.005,84	2.731,26	2.456,68	2.182,10	1.907,52
Total	14.771.987,01	13.195.907,99	11.635.034,73	10.133.010,48	8.638.035,49	7.162.618,37

3.4 Programa de Inversiones para el Período 2016-2019

El Programa de Inversiones presentado por EGSA como parte de su Estudio Tarifario para el periodo tarifario 2016 – 2019, se resume a dos cuadros que presentan el Plan de Inversiones en Distribución y el Plan de Inversiones en Generación que se ejecutarán en el periodo mencionado.

De igual manera y para complementar la información presentada en formato físico, EGSA presentó en formato digital, un detalle de los proyectos de Media y Baja Tensión que se ejecutarían durante el periodo señalado, pero que sin embargo, dicha información no cuenta con los respaldos necesarios que permitan a la AE evaluar la necesidad y pertinencia de los mismos.

Asimismo, el Plan de Expansión y el Programa de Inversiones presentado por EGSA, no se encuentra en conformidad con la metodología descrita en el Anexo II de la Resolución SSDE N° 240/2002 de 20 de diciembre de 2002 y en ese sentido, el Programa de Inversiones presentado por EGSA carece de los Formularios II establecidos en el Anexo II de la Resolución señalada.

Los proyectos singulares referidos a Generación, no disponen de la información de ingeniería básica que permita su evaluación, careciendo además de información de respaldo que permita comprender la necesidad de las inversiones propuestas, incurriendo en errores de concepto que confunden gastos de mantenimiento (overhaul) o traslado de equipos, con costos de inversión.

En los niveles de Media y Baja Tensión, si bien es cierto que EGSA presentó un detalle de proyectos definidos que se ejecutarían en el periodo 2016 – 2019, los mismos no están respaldados con información adicional que muestre que los precios unitarios de materiales, unidades constructivas, mano de obra y otros, sean competitivos y permitan su aprobación. De igual manera, los proyectos no eléctricos o de propiedad general, no disponen de justificativos que muestren la pertinencia y necesidad de los mismos.

Respecto a las inversiones en medidores y acometidas, EGSA presenta un presupuesto conjunto, pero al parecer el mismo no tiene relación con la proyección de demanda y la cantidad de nuevos usuarios que se incorporarán al sistema durante todo el periodo 2016 – 2019, en ese sentido, la AE recalculó los montos correspondientes a inversiones en medidores y acometidas por separado, tomando como parámetro los costos de empresas Distribuidoras que operan en la zona, incrementado los mismos por un factor de ajuste debido a la distancia del sistema San Matías.

Por todo lo anteriormente expuesto y ante la total falta de información que respalda las inversiones propuestas por EGSA para su Sistema Aislado San Matías para el periodo 2016 – 2019, y por un principio de prudencia, se determinó aprobar inversiones solo en acometidas y medidores por un valor de Bs193.543, tal como se presenta a continuación:

Programa de Inversiones Aprobado para el periodo 2016 – 2019
(En Bolivianos)

Descripción	2016	2017	2018	2019	Total 2016 - 2019
Inversiones en Baja Tensión BT					
Expansión	48.461,00	48.461,00	48.160,00	48.461,00	193.543,00
Acometidas Residenciales	20.125,00	20.125,00	20.000,00	20.125,00	80.375,00
Medidores Residenciales	28.336,00	28.336,00	28.160,00	28.336,00	113.168,00
Total Inversiones Aprobadas Bs	48.461,00	48.461,00	48.160,00	48.461,00	193.543,00

Los precios unitarios que se utilizaron en el cálculo de los presupuestos para inversiones en medidores y acometidas son de Bs176 para medidores y Bs125 para acometidas.

3.5 Patrimonio Afecto a la Concesión (PAC)

El patrimonio afecto a la operación que sirvió de base para el cálculo de la utilidad, se calculó siguiendo los criterios establecidos en artículo 50 del Reglamento de Precios y Tarifas.

El resumen es el siguiente:

Patrimonio Afecto a la Concesión (En Bolivianos)

DETALLE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs)	15.302.858	13.195.908	12.420.106	10.968.145	9.523.179	8.093.511	10.251.235
Activo Fijo Bruto	19.936.236	19.936.236	19.984.697	20.033.158	20.081.017	20.129.779	20.057.163
Depreciación Acumulada	5.164.249	6.740.328	8.302.122	9.807.829	11.308.306	12.794.558	10.553.204
Activo Fijo Neto	14.771.987	13.195.908	11.682.575	10.225.329	8.772.711	7.335.221	9.503.959
Capital de Trabajo	530.871	0	704.906	721.067	739.593	758.289	730.964
Utilidad (Bs)	1.545.589	0	1.293.609	1.181.107	1.034.812	889.643	1.099.793
Rentabilidad (%)	10,1%	0,0%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%

Observamos que la utilidad promedio a percibir por EGSA para su Sistema Aislado San Matías alcanza aproximadamente a Bs 1.099.793 en promedio por año.

3.6 Variación de la Tarifa Promedio

Para el cálculo de la variación de la tarifa promedio, se ha considerado lo señalado en el Reglamento de Precios y Tarifas como ser:

- Costos de Generación
- Proyección de Costos
- Costos de Distribución
- Ingresos previstos
- Patrimonio Afecto a la Concesión
- Utilidad

En este proceso se calculan los valores correspondientes a los conceptos siguientes:

- El Capital de Trabajo neto que se establece como un doceavo de los ingresos anuales previstos.
- El Patrimonio Afecto a la Concesión definido como al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo.
- La Utilidad que se obtiene multiplicando la tasa de retorno definida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad por el valor del Patrimonio Afecto a la Concesión.
- Los Impuestos y tasas que se determinan como un porcentaje del Ingreso Requerido y;
- El Ingreso Requerido definido como la suma de los costos de suministro más la utilidad.

En el cuadro siguiente, se muestran el resultado obtenido del cálculo de la variación de la tarifa promedio:

Variación de la Tarifa Promedio - EGSA Sistema Aislado San Matías
(En Bolivianos diciembre 2014 s/IVA)

DETALLE	2014	2016	2017	2018	2019	PROMEDIO
Patrimonio Afecto a la Concesión (Bs)	15.304.306	12.420.106	10.968.145	9.523.179	8.093.511	10.251.235
Ingresos de Explotación (Bs)	6.119.628	7.974.872	8.136.713	8.325.749	8.515.840	8.238.293
Gastos de Explotación (Bs)	4.573.893	6.681.263	6.955.606	7.290.937	7.626.197	7.138.501
Utilidad (Bs)	1.545.735	1.293.609	1.181.107	1.034.812	889.643	1.099.793
Rentabilidad (%)	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Ventas de Energía (kWh)	5.144.214	10.242.791	11.186.409	12.156.798	13.149.015	11.683.753
Tarifa Promedio (Bs/kWh) sin Impuestos	1,14	0,73	0,68	0,64	0,60	0,66
Tarifa Promedio (Bs/kWh) con Impuestos	1,31	0,84	0,78	0,73	0,69	0,75
Tarifa Promedio (\$us/kWh) con Impuestos	0,18	0,12	0,11	0,10	0,10	0,11
Ingresos con Tarifa Actual (Bs)	5.353.779	10.630.629	11.611.637	12.620.409	13.651.801	12.159.726
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) sin Impuestos	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Tarifa Promedio Actual (Bs/kWh) con Impuestos	1,20	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20
Variación (%)						-36,954%

El cuadro anterior, presenta una reducción en promedio en la tarifa del 37% y una tarifa media requerida sin impuestos de 0,66 Bs/kWh, en comparación a la tarifa media actual de 1,04 Bs/kWh sin impuestos.

A continuación, se presenta los ingresos promedio con la tarifa aplicada en diciembre 2014 y la propuesta en el Estudio Tarifario para el periodo 2016 – 2019.

Ingreso Promedio - EGSA Sistema Aislado San Matías
(En Bolivianos c/IVA)

Ingresos Promedio 2016-2019 (c/IVA)		
Empresa	Con Tarifa Base Dic/ 2014 (En Bs)	Con Tarifa Propuesta (En Bs)
EGSA Sistema San Matías	437.192	267.323

Asimismo, se presenta la comparación de ingresos de la estructura tarifaria a diciembre de 2014, respecto a la propuesta para el Estudio Tarifario.

Comparación de Ingresos - EGSA Sistema Aislado San Matías
(En Bolivianos c/IVA)

Variación Modelo **-36,954%**

Categoría	Unidad	Tarifa Anterior Dic/2014	Tarifa Propuesta	Diferencia (Bs)	Diferencia (%)
Domiciliaria					
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,194	0,730	-0,464	-38,9%
General					
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,197	0,732	-0,465	-38,8%
Industrial					
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,195	0,979	-0,216	-18,1%
Alumbrado Público					
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,202	0,881	-0,321	-26,7%
Seguridad Ciudadana					
Cargo por Energía	Bs/kWh		0,730		
Agua Potable y Alcantarillado					
Cargo por Energía	Bs/kWh		0,732		
Comparación de Ingresos	Bs	437.192	267.323	-169.869	

3.7 Estructura Tarifaria

En este punto se efectúa el análisis para la determinación de la Estructura Tarifaria, que constituye el conjunto de tarifas, establecido con base en la estructura tarifaria vigente, cuya aplicación permite obtener el Ingreso Requerido en el periodo de proyección 2016-2019.

3.7.1 Estructura Tarifaria Actual

La estructura tarifaria que aplica EGSA, cuenta actualmente con cuatro categorías tarifarias que son las siguientes:

- i. *Categoría Domiciliaria*
Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.
- ii. *Categoría General*
Se aplica a consumidores de tipo general con consumo de energía.
- iii. *Categoría Industrial*
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía.
- iv. *Categoría Alumbrado Público*
Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales EGSA presta el servicio. Está conformada por un cargo por energía.

La Estructura Tarifaria vigente para EGSA, con los valores de los cargos tarifarios expresados a precios de diciembre de 2014, es la siguiente:

Estructura Tarifaria Vigente con IVA (a diciembre 2014) **EGSA Sistema Aislado San Matías**

Categoría	Unidad	dic-14
Domiciliario		
Cargo Variable por Energía	Bs/kWh	1,194
General		
Cargo Variable por Energía	Bs/kWh	1,197
Industrial		
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,195
Alumbrado Publico		
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,202

3.7.2 Estructura Tarifaria Propuesta

La Estructura Tarifaria para EGSA, que se propone para su aplicación en el periodo 2016 - 2019, ha sido determinada tomando como base la estructura tarifaria actual e incorporando la categoría de Seguridad Ciudadana y Agua Potable y Alcantarillado.

Las categorías que conforman la estructura tarifaria propuesta son las siguientes:

- i. *Categoría Domiciliaria*
Se aplica a consumidores domiciliarios con consumo de energía.



- ii. *Categoría General*
Se aplica a consumidores de tipo general con consumo de energía.
- iii. *Categoría Industrial*
Se aplica a consumidores de tipo industrial con consumo de energía.
- iv. *Categoría Alumbrado Público*
Se aplica a los consumos de alumbrado público de las localidades a los cuales EGSA presta el servicio. Está conformada por un cargo por energía.
- v. *Seguridad Ciudadana*
Se aplica a consumidores de Módulos Policiales, Estaciones Policiales Integrales, Módulos Fronterizos y Puestos de Control. Está conformada por un cargo por energía.

Esta categoría fue incluida en el presente Estudio en cumplimiento a lo señalado en la Ley N° 264 de 31 de julio de 2012 (Ley del Sistema Nacional de Seguridad Ciudadana)

- vi. *Agua Potable y Alcantarillado*
Se aplica a consumidores en sistemas de bombeo de las empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución de agua potable.

La Estructura Tarifaria propuesta, con los valores de los cargos tarifarios expresados a precios de diciembre de 2014, es la siguiente:

Estructura Tarifaria Propuesta con IVA (a diciembre 2014)
EGSA Sistema Aislado San Matías

Categoría	Unidad	dic-14
Domiciliaria		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,730
General		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,732
Industrial		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,979
Alumbrado Publico		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,881
Seguridad Ciudadana		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,730
Agua Potable y Alcantarillado		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,732

3.7.3 Fórmula de Indexación

Según el artículo 51 de la Ley de Electricidad y el Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008 y lo establecido en la Metodología para el Cálculo de Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Sistemas Menores, se propone una fórmula de indexación de las tarifas compuesta por dos componentes:

- Un primer componente que transfiera las variaciones en los precios de compra de electricidad menos un índice de incremento de eficiencia en las pérdidas de electricidad.
- Un segundo componente que refleje el ajuste por variaciones en los costos de la empresa establecido en función de las variaciones de los Índices de Precios al Consumidor y el Precio del dólar, menos un índice de eficiencia establecido por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

El primer componente será ponderado por un factor que representará la participación del costo promedio de compra de electricidad respecto al ingreso promedio de venta, establecido para la aprobación de tarifas. El segundo componente tendrá como factor de ponderación el complemento unitario del factor de costo promedio de compra.

La variación de los costos de la empresa será determinada como la variación de los costos que comprenden los costos de distribución promedio más los costos de consumidores, en función de la variación del Índice de Precios al Consumidor y la participación de cada costo en el costo total de distribución más el costo de consumidores.

La Fórmula de Indexación propuesta para la determinación de los cargos tarifarios aplicables a la facturación de los consumos mensuales, es la siguiente:

$$C_t = C_{t_0} * [a * PC / PC_0 + (1 - a) * FIOC] * (1 + TR)$$

$$FIOC = (b * IPC / IPC_0 + c * PD / PD_0 - p_1 * n * X_{com} - p_2 * n * X_{cag} - p_3 * n * X_{cc} + p_4 * ZI + p_5 * ZT)$$

Dónde:

C_t	=	Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación
C_{t_0}	=	Cargo tarifario en bolivianos aprobado
PC	=	Precio Combustible del mes de facturación,
PC_0	=	Precio Combustible correspondientes al mes base
$FIOC$	=	Factor de indexación de otros costos
IPC	=	Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
IPC_0	=	Índice de precios al consumidor base.
PD	=	Precio del dólar
PD_0	=	Precio base del dólar
X_{com}	=	Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento
X_{cag}	=	Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.
X_{cc}	=	Índice de disminución mensual de los costos de consumidores
ZI	=	Índice de variación de los impuestos directos
ZT	=	Índice de variación de las tasas
a	=	Proporción del costo de combustible respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del estudio tarifario
b	=	Proporción de los otros costos en Moneda Nacional
c	=	Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses
p_1	=	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros costos

- P2 = Participación de los costos administrativos y generales en los otros costos
P3 = Participación de los costos de consumidores en los otros costos
P4 = Participación de los impuestos directos en los otros costos
P5 = Participación de las tasas en los otros costos
n = Número del mes de la indexación respecto del mes base
TR = Tasa de Regulación aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)

3.8 Estructura Tarifaria indexada a octubre 2015

Aplicando la Fórmula de Indexación a la estructura tarifaria propuesta, se obtienen los cargos tarifarios indexados a precios de octubre de 2015 que se presentan a continuación:

Estructura Tarifaria con IVA (a octubre 2015)
EGSA Sistema Aislado San Matías
(Periodo noviembre 2015 – octubre 2019)

Categoría	Unidad	oct-15
Domiciliaria		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,746
General		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,748
Industrial		
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,000
Alumbrado Publico		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,900
Seguridad Ciudadana		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,746
Agua Potable y Alcantarillado		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,748

3.9 Cargos por Conexión y Reconexión

Con el objetivo de que los cargos de Conexión y Reconexión no generen ingresos extraordinarios por encima del costo de este servicio, se han descontado dichos cargos del costo total del consumidor.

Asimismo, a fin de evitar conflictos con los usuarios ante posibles variaciones significativas en estos cargos, EGSA debe aplicar cargos de Conexión y Reconexión similares a los cargos aplicados en diciembre 2014, por la Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE).

Los mismos se muestran a continuación:

Cargos de Conexión y Reconexión Base
En Bolivianos con IVA
(Periodo noviembre 2015 – octubre 2019)

Detalle	Unidad	Base DIC/2014	oct-15
Cargos por Conexión	Bs/Conexión	35,00	36,22
Cargo por Reconexión	Bs/Reconexión	38,00	39,33

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

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

Dónde:

CCR_n	=	Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.
CCR_o	=	Cargo por conexión o reconexión base.
IPC_{n-2}	=	Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.
IPC_o	=	Índice de Precios al Consumidor correspondiente al mes base.

3.10 Depósito de Garantía

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

“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”

Todo nuevo consumidor cancelará el depósito de garantía.

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

4. CONCLUSIONES

Del análisis realizado al documento “Informe Final del Estudio Tarifario 2016 – 2019”, EGSA para su Sistema Aislado San Matías, se tienen las siguientes conclusiones:

- El estudio tarifario fue elaborado con información proporcionada por EGSA para su Sistema Aislado San Matías y de acuerdo al Reglamento de Precios y Tarifas y a la Metodología de Cálculo de Precios y Tarifas aprobada mediante Resolución AE N° 064/2010 de 3 de marzo de 2010.
- Para las proyecciones de consumidores y demanda de energía, se pudo observar que las proyecciones propuestas por EGSA incluyeron un análisis del comportamiento histórico, proponiendo modelos econométricos con bondades de ajuste significativas, obteniendo así tasas de crecimiento que reflejan escenarios reales. Asimismo, a partir del año 2015 se tomó en cuenta los nuevos proyectos de la Gobernación de Santa Cruz, incorporando a la proyección de la demanda nuevos clientes en las diferentes categorías con sus respectivos consumos de energía.
- Los niveles de pérdidas de energía en generación y distribución varían durante el periodo tarifario 2016 – 2019 en promedio 1,96% en generación y 14,56% en distribución. Dichos niveles fueron fijados según lo observado en el año base (2014).
- Para la determinación del activo fijo bruto, la depreciación acumulada y su correspondiente activo fijo neto, se ha tomado el valor de los activos declarados por

- EGSA hasta la gestión 2014. Estos activos existentes fueron evolucionados y actualizados de conforme al Decreto Supremo N° 29598 de 11 de junio de 2008.
- La Empresa EGSA presenta un programa de inversiones para el período tarifario de 2016 a 2019, el cual fue revisado y el total de las inversiones programadas aprobadas es de Bs193.543.
 - El año base del estudio tarifario corresponde a la gestión 2014.
 - Los costos operativos base corresponden al promedio de los gastos afectos a la concesión optimizados y actualizados a bolivianos de la gestión 2014.
 - La proyección de los costos base, son el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado y racionalizado excluyendo los costos no reconocidos.
 - La Distribuidora, no presentó documentación ni técnica ni financiera contable que respalde las inversiones propuestas presentadas en su Programa de Inversiones para el periodo 2016-2019.
 - o Por un principio de prudencia y al no tener documentación que permita a la AE evaluar el Programa de Inversiones respectivo, se determinó la aprobación de las inversiones en acometidas y medidores para los usuarios de la categoría Domiciliaria Baja Tensión - Pequeña Demanda de la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. para su Sistema Aislado San Matías por un monto de Bs193.543.
 - La tasa de retorno utilizada para el estudio tarifario es del 10,1%, de acuerdo a lo establecido en la Resolución AE N° 462/2014 del 26 de septiembre de 2014.
 - Se incluyó en la estructura tarifaria la categoría de Seguridad Ciudadana y Agua Potable y Alcantarillado.
 - La tarifa disminuye en promedio 37,132% respecto a la tarifa aplicada el mes de diciembre de 2014."

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° 284/2016 de 29 de abril de 2016; 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 2009, 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° 284/2016 de 29 de abril de 2016, emitido por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, corresponde aprobar para EGSA para su Sistema Aislado San Matías los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía para el periodo 2016 – 2019, los Costos de Suministro, el Programa de Inversiones que alcanza a un valor de Bs193.543,00 (Ciento noventa y tres mil quinientos cuarenta y tres 00/100 Bolivianos), la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación, para su aplicación a partir de la siguiente facturación, los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación y depósito de garantía para su aplicación a partir de la siguiente facturación.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y

estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

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

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

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

POR TANTO:

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

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar para la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías, los resultados de la proyección de consumidores y venta de energía para el periodo 2016 – 2019, conforme al Anexo I que forma parte de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Aprobar para la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías, los Costos de Suministro para el periodo 2016 – 2019, según Anexo I que forma parte de la presente Resolución.

TERCERA.- Aprobar para la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías el Programa de Inversiones para el periodo 2016 – 2019 que alcanza a un valor de Bs193.543,00 (Ciento noventa y tres mil quinientos cuarenta y tres 00/100 Bolivianos), conforme al Anexo II que forma parte de la presente Resolución.

CUARTA.- Aprobar para la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías la Estructura Tarifaria y su Fórmula de Indexación para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, para su aplicación a partir de la siguiente facturación, conforme al Anexo III que forma parte de la presente Resolución.

QUINTA.- Aprobar para la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías, los Cargos por Conexión, Reconexión y su Fórmula de Indexación para el periodo noviembre 2015 – octubre 2019, para su aplicación a partir de la siguiente

facturación, conforme al Anexo IV que forma parte de la presente Resolución.

SEXTA.- Instruir a la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías la determinación del depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, calculando el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría.

SÉPTIMA.- Instruir a la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA) para su Sistema Aislado San Matías, presentar en el plazo de quince (15) días calendario a partir de la notificación con la presente Resolución, la Boleta de Garantía Bancaria por concepto de Cumplimiento de Contrato y Cumplimiento de Inversión Comprometida para el Periodo Tarifario 2016 – 2019, con una vigencia al 31 de enero de 2020, de acuerdo al siguiente detalle:

**Boleta de Garantía Bancaria
(Expresado en Bolivianos)**

DISTRIBUIDORA	Inversión Aprobada 2016 – 2019 (Bs)	Boleta de Garantía Bancaria 5% Inversión Aprobada (Bs)
EGSA – San Matías	193.543,00	9.678,00

OCTAVA.- De acuerdo a lo establecido en el inciso d) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, concordante con el inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, se dispone la publicación de la presente Resolución en un órgano de prensa de amplia circulación nacional.

Regístrese, comuníquese, archívese.



Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL




ANEXO N° I

PROYECCION DE LA DEMANDA (PERIODO 2016 – 2019)
EGSA SISTEMA AISLADO SAN MATIAS

NUMERO DE CONSUMIDORES TOTALES

CATEGORIA	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Domiciliario	1.848	2.171	2.504	2.676	2.848	3.020
General	490	520	548	571	593	614
Industrial			7	7	7	7
Agua Potable y Alcantarillado		4	4	4	5	5
Alumbrado Público	1	1	1	1	1	1
TOTAL	2.339	2.695	3.064	3.259	3.454	3.647

VENTAS TOTALES DE ENERGIA (MWh)

CATEGORIA	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Domiciliario	2.673,54	3.059,55	3.565,96	4.006,49	4.471,80	4.960,93
General	1.961,14	2.287,68	2.603,02	2.892,36	3.182,71	3.472,05
Industrial			1.798,21	2.055,10	2.311,98	2.568,87
Agua Potable y Alcantarillado		10,50	22,00	23,00	24,00	25,00
Alumbrado Público	509,54	545,39	585,70	616,01	647,33	677,64
TOTAL	5.144,21	5.903,11	8.574,89	9.592,97	10.637,81	11.704,49

PROYECCION DE COSTOS (PERIODO 2016 – 2019) Bs sin IVA
EGSA SISTEMA AISLADO SAN MATIAS

Costos de Suministro	2016	2017	2018	2019
Combustible	1.847.762	1.970.281	2.097.339	2.228.149
Operación y Mantenimiento Generacion	328.722	350.584	373.279	396.705
Operación y Mantenimiento Distribucion	396.957	423.278	450.574	478.676
Administrativos y Generales Generacion	1.088.999	1.161.207	1.236.090	1.313.184
Administrativos y Generales Distribucion	1.145.111	1.221.040	1.299.781	1.380.848
Impuesto a las Transacciones	239.246	244.101	249.772	255.475
Cuentas Incobrables	7.975	8.137	8.326	8.516
Depreciaciones y Amortizaciones	1.560.873	1.502.945	1.498.658	1.484.399
Consumidores	65.618	74.034	77.118	80.246
Utilidad	1.293.609	1.181.107	1.034.812	889.643
Total Costos	7.974.872	8.136.713	8.325.749	8.515.840



ANEXO N° II

INVERSIÓN APROBADA PERIODO 2016 – 2019
EGSA SISTEMA AISLADO SAN MATIAS
(EXPRESADO EN BOLIVIANOS)

Descripción	2016	2017	2018	2019	Total 2016 - 2019
Inversiones en Baja Tensión BT					
Expansión	48.461,00	48.461,00	48.160,00	48.461,00	193.543,00
Acometidas Residenciales	20.125,00	20.125,00	20.000,00	20.125,00	80.375,00
Medidores Residenciales	28.336,00	28.336,00	28.160,00	28.336,00	113.168,00
Total Inversiones Aprobadas Bs	48.461,00	48.461,00	48.160,00	48.461,00	193.543,00



ANEXO N° III

**ESTRUCTURA TARIFARIA BASE
EGSA SISTEMA AISLADO SAN MATIAS
(A precios de Octubre de 2015 con impuestos)
PERIODO noviembre 2015 – octubre 2019**

Categoría	Unidad	oct-15
Domiciliaria		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,746
General		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,748
Industrial		
Cargo por Energía	Bs/kWh	1,000
Alumbrado Publico		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,900
Seguridad Ciudadana		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,746
Agua Potable y Alcantarillado		
Cargo por Energía	Bs/kWh	0,748

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA BASE

$$C_t = C_{t_0} * [a * PC / PC_0 + (1 - a) * FIOC] * (1 + TR)$$

$$FIOC = (b * IPC / IPC_0 + c * PD / PD_0 - p_1 * n * X_{com} - p_2 * n * X_{cag} - p_3 * n * X_{cc} + p_4 * ZI + p_5 * ZT)$$

Donde:

- Ct = Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación
Ct₀ = Cargo tarifario en bolivianos aprobado
PC = Precio Combustible del mes de facturación,
PC₀ = Precio Combustible correspondientes al mes base
FIOC = Factor de indexación de otros costos
IPC = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación
IPC₀ = Índice de Precios al Consumidor Base
PD = Precio del dólar
PD₀ = Precio base del dólar
Xcom = Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento
Xcag = Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.
Xcc = Índice de disminución mensual de los costos de consumidores
ZI = Índice de variación de los impuestos directos
ZT = Índice de variación de las tasas
a = Proporción del costo de combustible respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del



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

ANEXO N° III A LA RESOLUCIÓN AE N° 205/2016
TRÁMITE N° 2015-13345-33-0-0-0-DPT
CIAE N° 0005-0010-0004-0007
La Paz, 03 de mayo de 2016

	=	estudio tarifario
b	=	Proporción de los otros costos en Moneda Nacional
c	=	Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses
P1	=	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros costos
P2	=	Participación de los costos administrativos y generales en los otros costos
P3	=	Participación de los costos de consumidores en los otros costos
P4	=	Participación de los impuestos directos en los otros costos
P5	=	Participación de las tasas en los otros costos
n	=	Número del mes de la indexación respecto del mes base
TR	=	Tasa de Regulación aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)

ANEXO N° IV

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN
EGSA SISTEMA AISLADO SAN MATIAS
(A precios de Octubre de 2015 con impuestos)
PERIODO noviembre 2015 – octubre 2019

Detalle	Unidad	oct-15
Cargos por Conexión	Bs/Conexión	36,22
Cargo por Reconexión	Bs/Reconexión	39,33

FÓRMULA DE INDEXACIÓN DE LOS CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN

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

Donde:

- CCR_n = Cargo por conexión o reconexión del mes de indexación.
 CCR_o = Cargo por conexión o reconexión base.
 IPC_{n-2} = Índice de Precios al Consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de la indexación.
 IPC_o = Índice de Precios al Consumidor Base